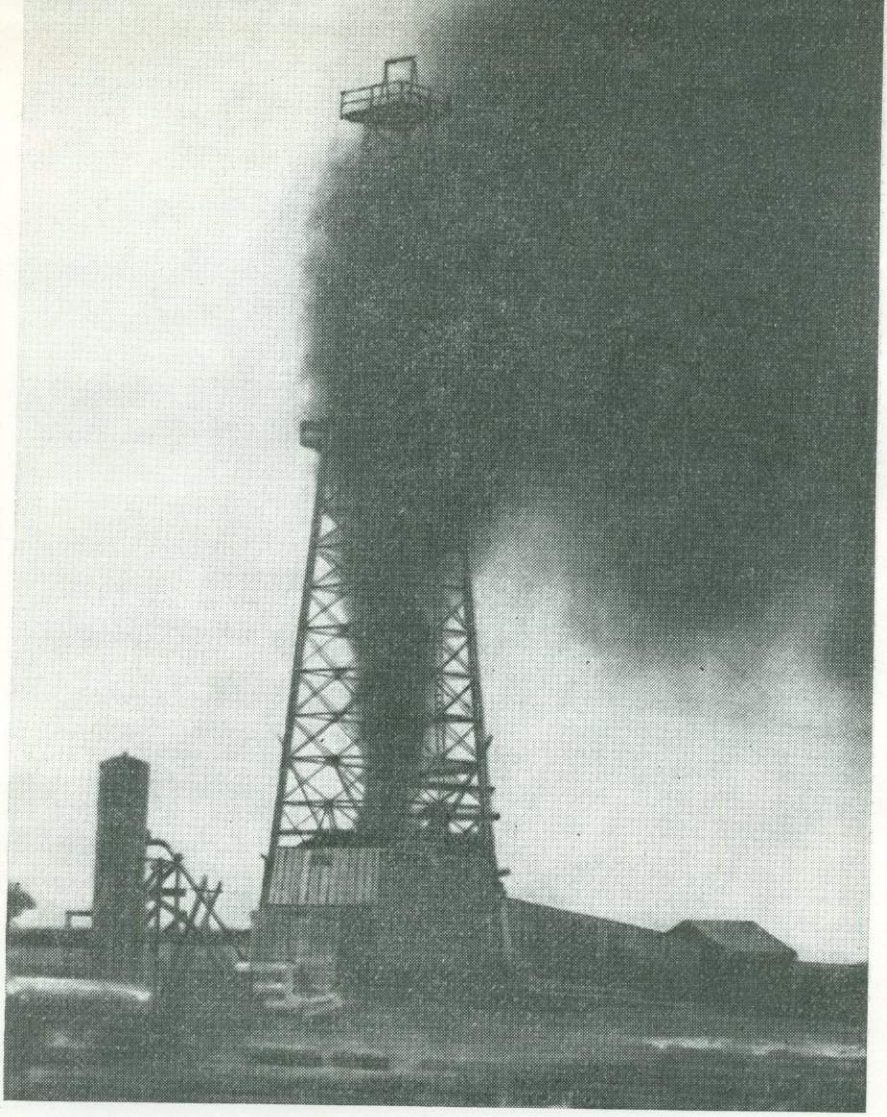
НАУКИ О ЗЕМЛЕ

ГЕОЛОГИЯ ГИГАНТСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА




ИЗДАТЕЛЬСТВО МИР



ГЕОЛОГИЯ ГИГАНТСКИХ

Geology of Giant Petroleum Fields

a symposium

Edited by

Michel T. Halbouty

TULSA, 1970

553.98+550.8

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

Фундаментальные труды зарубежных ученых по геологии, геофизике и геохимии

2231

МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Под редакцией
М. ХЭЛБУТИ

Издательство
«МИР»
Москва
1973

СССР Институт Геологических Наук Библиотека

УДК 550; 550.4; 553

ПЕРЕВОД С АНГЛИЙСКОГО

И. П. Лаврушко и Ю. Г. Такаева

ПОД РЕДАКЦИЕЙ И С ПРЕДИСЛОВИЕМ

д-ра геол.-мин. наук С. П. Максимова

Коллективная монография посвящена коренной проблеме геологоразведочных работ на нефть и газ — поискам крупных и гигантских месторождений. С большой полнотой и детальностью проанализированы геология и структура месторождений-гигантов Северной, Южной и Центральной Америки, Европы, Африки и Азии, произведена их классификация. Обобщены поисковые признаки месторождений различного типа — связанных со структурными и стратиграфическими ловушками, с зонами тектонических нарушений, соляными куполами и рифовыми образованиями, с разных позиций объяснены условия их формирования.

Поскольку дальнейший рост добычи нефти и газа в нашей стране зависит от выявления новых месторождений-гигантов, а поисками их заняты тысячи геологов производственных и научно-исследовательских организаций, книга найдет широкий круг читателей среди разведчиков недр, научных работников, а также преподавателей и студентов геологических факультетов университетов и геологических вузов.

НАУКИ О ЗЕМЛЕ
Т. 49

Геология гигантских месторождений нефти и газа

Редактор *В. К. ЗНАМЕНСКАЯ*

Художественный редактор *Ю. С. Урманчеев*. Технический редактор *Н. А. Иовлева*.

Сдано в набор 30/X—1972 г. Подписано к печати 14/III—1973 г.
Бумага № 1 70×108¹/₁₆-13,75 бум. л. 38,50 печ. л. Уч.-изд. 39,52
Изд. № 5/6475. Цена 4 р. 30 к. Зак. 0745

ИЗДАТЕЛЬСТВО «МИР», Москва, 1-й Рижский пер., 2

Ордена Трудового Красного знамени московская типография № 7
«Искра революции» Союзполиграфпрома при Государственном
комитете Совета Министров СССР по делам издательств,
полиграфии и книжной торговли.
Москва, К-1, Трехпрудный пер. 9

Редакция литературы по вопросам геологических наук

Г $\frac{0292—330}{041(01)—73}$

ПРЕДИСЛОВИЕ

Поиск крупных залежей нефти и газа в настоящее время — одна из основных проблем нефтяной геологии. Запасы углеводородов, сосредоточенные в небольшом числе крупнейших месторождений, по существу, определяют уровень развития нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности. Открытие крупных скоплений нефти и газа может обеспечить непрерывно возрастающие потребности различных отраслей промышленности в нефтяном сырье на ближайшие десятилетия.

Важность решения проблемы открытия крупных скоплений нефти и газа уже давно стала необходимостью, осознанной всеми нефтяниками, и в этом направлении ведутся многочисленные исследования. Однако в геологической литературе гораздо больше места уделяется характеристике крупных нефтегазоносных территорий. Что же касается детального описания отдельных, различных по своему строению крупных месторождений нефти и газа, необходимого для анализа наиболее важных условий, существование которых предопределяет формирование крупных скоплений углеводородов, а значит, и возможность предсказания открытия аналогичных месторождений в пределах нефтегазоносных бассейнов, то такой анализ, охватывающий разнообразные по геологическому строению и условиям формирования месторождения разных бассейнов мира, еще не проводился. С этих позиций предлагаемая книга «Геология гигантских месторождений нефти и газа» представляет значительный интерес.

Достоинство книги состоит в ее универсальности в смысле разнообразия освещаемых объектов. В ее составлении приняли участие крупнейшие специалисты-нефтяники из разных стран.

Следует отметить, что русский перевод дается в несколько сокращенном виде: опущены технические детали и описания организации работ. Кроме того, не переведены следующие статьи, касающиеся месторождений, уже известных советскому читателю: «Геология газового месторождения Гронинген», «Газовое месторождение Лак, Франция», «Геология и разведка на Сицилии и смежных территориях», «Нефтяные месторождения миоцен-плиоценовых осадков восточной части Карпат, район Плоешти». Всего переведено на русский язык 23 главы из 27.

При переводе английских мер в метрические для нефти принят коэффициент 0,137, а для газа 0,028.

По-своему интересны главы, вошедшие в книгу: они посвящены анализу геологического строения и методики разведки крупнейших месторождений, расположенных в разных регионах земного шара, в которых залежи нефти и газа связаны с самыми разнообразными осадками как по их стратиграфическому положению в разрезе, так и по литологическим особенностям.

К несомненному достоинству книги относится то большое внимание, которое в ней уделено описанию истории разведки месторождений-гигантов. В ряде статей говорится также о том длительном периоде времени, которое зачастую надо затратить, чтобы стало возможным отнести то или иное месторождение к категории гигантского. Такая затрата времени объясняется

необходимостью тщательного выбора наиболее рационального комплекса исследований, с помощью которого можно было бы оценить, является месторождение ординарным или крупным. Недооценка масштабности месторождения может привести и к недооценке потенциальных возможностей района.

Заключительную статью книги следует считать логическим обобщением описания месторождений-гигантов. В ней, во-первых, сделаны выводы по закономерностям, контролирующим их скопление, и, во-вторых, приведена классификация осадочных бассейнов. Безусловно, что при попытке выявления закономерностей, контролирующих образование крупных скоплений углеводородов, проанализирован обширный материал. И все же, оценивая значение этой главы, следует прежде всего определить, насколько весомы сделанные в ней выводы. Имеют ли описанные закономерности, установленные в результате анализа сотен крупных месторождений мира, принципиальное значение для более эффективного в будущем поиска крупных месторождений? Очевидно, нет, поскольку каких-либо новых, решающих факторов, контролирующих образование больших объемов углеводородов, не выявлено, и, по существу, все отмеченные закономерности присущи не столько месторождениям-гигантам, сколько месторождениям вообще. Таким образом, ясно, что проблема формирования и методики поиска месторождений-гигантов еще далеко не решена и требует пристального внимания.

Более интересна та часть главы, где дается классификация осадочных бассейнов. Здесь более четко прослеживается взаимосвязь местонахождения месторождений-гигантов с определенными типами бассейнов. Интерес к представленной классификации, в основу которой, как отмечают и сами авторы, положены в общем-то типы бассейнов, выделенные ранее Уиксом и Н. Ю. Успенской, определяется еще и тем, что при ее разработке были приняты во внимание положения широко распространенной в настоящее время гипотезы о раздвигании морского дна и дрейфе континентов.

Общий недостаток книги — различная трактовка авторами отдельных глав понятия «месторождение-гигант». Разные авторы относят к месторождениям-гигантам залежи с неодинаковыми запасами углеводородов. Как правило, к группе месторождений-гигантов отнесены месторождения с запасами не менее 13,7 млн. т нефти и не менее 28 млрд. м^3 газа. Однако эта традиция выдерживается не во всех главах. Несоответствие в выборе критериев крупности и наблюдаемая иногда противоречивость между «словом и делом», когда для анализа выбирается один эталон месторождений, а анализируются вне зависимости от выбранного эталона, месторождения другой категории крупности, прежде всего мешает при чтении книги, затрудняя сравнительный анализ. Неопределенность в выборе эталонов крупности месторождений в какой-то степени определяет и расплывчатость конечной цели исследования, что в свою очередь может привести к выявлению несущественных закономерностей для решения поиска месторождений-гигантов.

Ряд статей книги посвящен актуальной проблеме изучения рифогенных образований. Исследования в этой области широко проводятся и в нашей стране, причем интерес к ним непрестанно возрастает. Рассматриваются вопросы морфологии разновозрастных рифовых сооружений, их петрография, палеонтологическая и экологическая характеристики и разнообразные типы связанных с ними залежей нефти и газа.

Обращает на себя внимание статья Д. Барсса, в которой затронуты вопросы классификации и терминологии рифовых сооружений. В частности, такой термин, как «горка» (mound) многими исследователями трактуется неоднозначно: под ним понимаются такие структурные формы, как холм, купол, вершина и т. д. В работе И. Веста рассмотрены различные стадии формирования рифовых тел.

Внимание читателя, несомненно, привлечет статья А. Мак-Грегори, получившая первую премию Американской ассоциации геологов-нефтяников

за 1969 г., в которой рассмотрены новейшие методологические приемы выделения и корреляции нефтеносных песчаников и дан анализ прогнозирования ловушек неструктурного типа.

Довольно подробно описано месторождение Оклахома-Сити — детище нефтяников США. Именно на этом месторождении впервые были опробованы многочисленные приемы и оборудование для поисков и разведки на нефть и газ.

Заслуживает интереса анализ структурных форм на различных блоках разломов, приведенные Т. Стенли по зоне Виксбург. Им выделены ловушки, связанные с так называемыми «складками обратного волочения». Подобного рода структуры развиты и на обрамлениях Прикаспийской впадины, которую многие отечественные геологи сравнивают с впадиной Галф-Кост.

В книге не всегда четко определяется понятие «стратиграфические залежи», к которым часто относятся как литологические залежи, так и залежи, связанные с несогласиями. Поэтому при переводе книги ловушки явно литологического типа в русском тексте названы литологическими, тогда как ловушки комбинированного типа и ловушки, приуроченные к поверхностям несогласия,— стратиграфическими.

Предлагаемая книга, хотя, естественно, и не лишена недостатков с точки зрения применяемой терминологии, классификаций и т. п., но это не умаляет ее важного практического значения. Она интересна прежде всего тем, что в ней впервые представлен обширный материал по действительно интересным, классическим в своем роде крупнейшим нефтяным и газовым месторождениям мира самого разнообразного строения. Эта книга, как справедливо отмечают ее авторы, должна стимулировать более целенаправленное мышление, которое может способствовать открытию новых месторождений-гигантов.

В целом в этом издании содержится обширный фактический материал — по существу первая региональная сводка с детальным анализом месторождений-гигантов земного шара (кроме СССР и социалистических стран), в которой достаточно полно суммированы взгляды ведущих ученых по проблеме поисков крупных месторождений нефти и газа.

Данная книга, безусловно, заинтересует широкий круг советских специалистов, изучающих проблемы нефтяной геологии, а также ученых, занимающихся проблемами смежных профилей.

С. Максимов

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ГИГАНТСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

М. Хэлбути

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ в мировом топливном и энергетическом балансе

Заветная мечта большинства геологов — открыть месторождение-гигант; к настоящему времени таких месторождений известно сравнительно мало, и поискам их придается большое значение. В связи с этим особый интерес представляет настоящий сборник статей по месторождениям-гигантам. Разведчики недр, особенно геологи-нефтяники, понимают, что проводимые в настоящее время поиски месторождений нефти с запасами 137 000—1 370 000 т не решат проблем будущего. Поисками небольших месторождений не следует пренебрегать, но тем не менее перспективы роста связаны с открытием гигантских месторождений.

Бурке и Гарднер [2] обобщили данные почти по всем месторождениям нефти с запасами свыше 137 млн. т, за исключением месторождений социалистических стран. Эти исследователи показали, что от суммарного объема доказанных извлекаемых первоначальных запасов нефти, равного 55,1 млрд. т, 87,9% связано с 71 месторождением. Несмотря на то что из этих последних уже добыто 8,6 млрд. т нефти, в них все еще остается 40,6 млрд. т, или 73,8% общего объема запасов нефтяных месторождений капиталистических стран.

С момента опубликования данных Бурке и Гарднера запасы нефти возросли в Кувейте и Саудовской Аравии на 9,6 млрд. т, а в Аляске почти на 2,7 млрд. т [7]. Таким образом, доказанные извлекаемые запасы нефти капиталистических стран равны 52,9 млрд. т, причем 72 месторождения составляют 80% этого объема, или приблизительно 42,5 млрд. т. Лишь в восьми крупнейших месторождениях содержится около 30 млрд. т, или 56% всех доказанных запасов, нефти капиталистических стран [1].

Подобная закономерность наблюдается и в отдаленных регионах, как, например, в США или Северной Америке. Автор [9] установил, что из 23 000 месторождений США 261 нефтяное и 47 газовых месторождений обеспечивают почти 60% суммарной добычи страны. По данным Муди и др., из 46 месторождений добывают 36% общего количества нефти Северо-американского континента.

В распределении запасов газа наблюдается сходная тенденция, т. е. основные запасы газа связаны с ограниченным числом месторождений. По данным Биб и Кертиса [1], только из 82 месторождений США добыто свыше 28 млрд. м^3 газа, но с этими месторождениями связано 45,8% остаточных доказанных извлекаемых запасов газа. Только одно месторождение Пенхендл-Хьюготон (стр. 170) обеспечивает 10% общего объема добываемого в США газа. В 1965 г. из одиннадцати гигантских месторождений Канады было получено 57,7% общей добычи газа страны, а из двух месторождений Мексики — 53,5%.

---

[1] Приведенные величины запасов, основанные на расчетах Бурке и Гарднера [2], позднее неоднократно изменялись как указанными авторами, так и другими исследователями. Более достоверные цифры приведены в заключительной статье настоящей книги.

Открытие гигантских месторождений обеспечивает быстрый рост благосостояния, поэтому такие месторождения и следует искать. Проблема получения нефтепродуктов путем переработки углистых и нефтеносных сланцев находится еще в стадии разрешения, и технология процесса не разработана [9, 3, 5, 8]. Значение нефти в энергетическом балансе все еще велико.

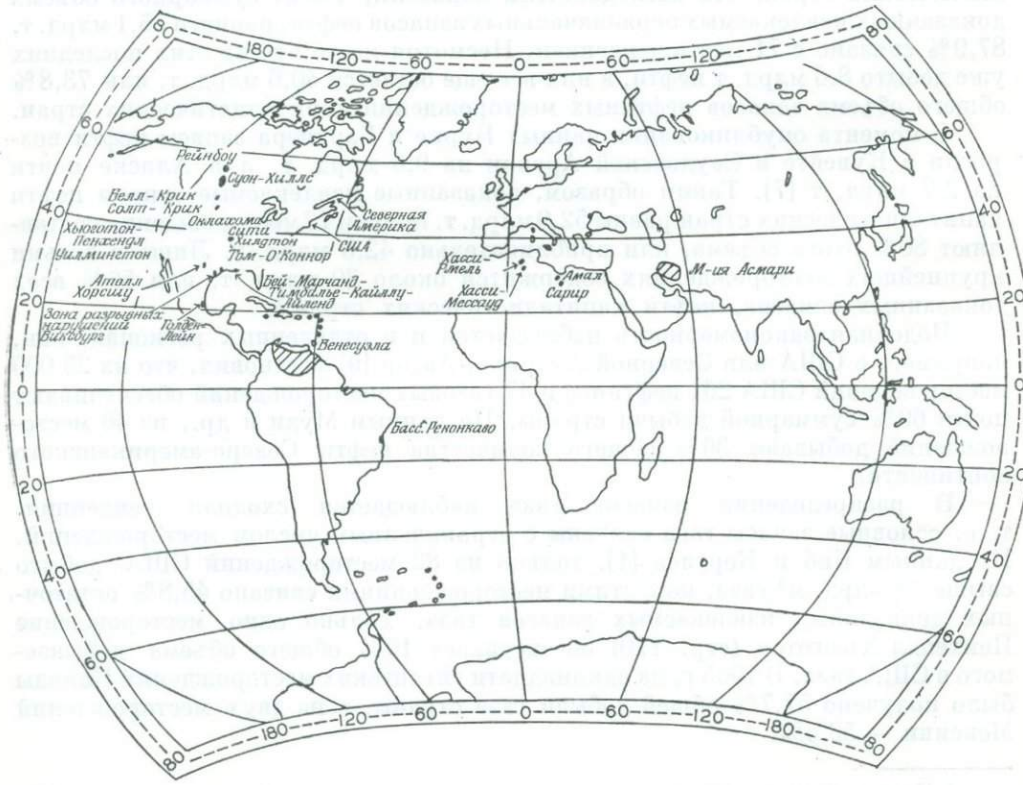
НАШИ ЗАДАЧИ

В связи с вышесказанным необходимо внимательно подойти к поисково-разведочным работам и внести посильный вклад в дело открытия крупных месторождений-*гигантов*.

Из 23 статей, помещенных в сборнике, 10 посвящены месторождениям США, 11 — месторождениям других стран и две статьи американских исследователей содержат обзор месторождений за пределами США. В 1967 г. добыча нефти из месторождений, описанных в первых 20 статьях, составила 548 млн. т, или 30% суммарного уровня мировой добычи (почти 1,8 млрд. т).

Широкий географический разброс статей, вошедших в настоящий сборник (фиг. 1), способствует получению общей картины распределения месторождений-гигантов и повышению научной эрудиции исследователей, ведущих работы в различных регионах земного шара.

На симпозиуме были рассмотрены факторы, благоприятные для формирования месторождений-гигантов: *источник* углеводородов и их *миграция* и *аккумуляция* в ловушке; *возраст ловушек* (от кембрия до плейстоцена); *типы ловушек* (антиклиналь, структурный нос, моноклиналь, приразломная



Ф и г. 1. Распределение гигантских нефтяных месторождений на земном шаре.

складка, сброс нарастания, риф, соляной купол, литологическая, стратиграфическая и палеогеоморфологическая ловушки). Рассмотрены также все комбинации типов ловушек, таких, например, как на месторождениях Солт-Крик, Белл-Крик, Голден-Лейн, Суон-Хилс, Пенхендл-Хьюготон, на месторождениях района Асмари в Иране, Том-О'Коннор, Бей-Марчанд — Тимбалье-Бей — Кайллу-Айленд. Кроме того, в книге освещены многие проблемы, с которыми приходится сталкиваться геологу с момента открытия месторождения до перекачки нефтепродуктов по трубопроводу. Затронуты и вопросы технологии добычи, которые, несомненно, помогут геологам-промысловикам в практической деятельности. В этом отношении весьма показательно своеобразное месторождение Уилмингтон.

Большое внимание в статьях уделено истории. Имеется в виду не только история разведки месторождений — как оно было открыто, как разбуривалось и как эксплуатировалось, — но и история в смысле технологических достижений и усовершенствований, как, например, на залежах Пенхендл-Хьюготон, или история необычной эксплуатации месторождения Оклахома-Сити. Здесь впервые разработано и внедрено больше новшеств, чем на каком-либо другом месторождении в мире.

ПОНЯТИЕ «МЕСТОРОЖДЕНИЕ-ГИГАНТ»

Термин «гигант», наиболее широко используемый в США, Канаде и Мексике, означает месторождение, содержащее свыше 13,7 млн. т нефти и более 28 млрд. м³ газа. В этом же смысле его употребляют Биб и Кертис [1]. Но Муди и др. называют гигантом такое месторождение, извлекаемые запасы которого превышают 68,5 млн. т. В мировом масштабе, особенно для таких регионов, как Северная Африка и Ближний Восток, где месторождения с запасами 13,7 млн. т и 28 млрд. м³ относят к разряду мизерных, использование принятой в США терминологии нецелесообразно. Определение Бурке и Гарднера [2] в некотором отношении приемлемо: «гигант» — месторождение с извлекаемыми запасами нефти свыше 137 млн. т (или с извлекаемыми запасами газа свыше 280 млрд. м³). Согласно терминологии Бурке и Гарднера, «супергигантом» следует называть месторождение, извлекаемые запасы нефти которого свыше 1370 млн. т. Поскольку в настоящее время известно лишь одно месторождение с извлекаемыми запасами газа свыше 2,8 трлн. м³, вероятно, незначительное число газовых месторождений может быть в данный момент названо «супергигантами», хотя к их разряду и относят месторождения Пенхендл-Хьюготон, Гронинген, Хасси-Рмель, Заполярное и некоторые другие. Запасы газа месторождения Уренгой недавно были оценены в 5,9 трлн. м³.

В связи с вышесказанным месторождение следует оценивать не только по абсолютной величине извлекаемых запасов, сколько по его приближенности к крупному, доступному для потребления рынку. В США, Мексике и в большей части Канады месторождение с запасами 13,7 млн. т нефти или 28 млрд. м³ газа следует считать гигантом, в Западной Европе такое месторождение также будет гигантом, почти супергигантом. Это же справедливо и для Восточной Европы (включая европейскую часть СССР), Юго-Восточной Азии, Японии, Китая, Австралии, Центральной и Южной Африки и Южной Америки. Однако для северной Африки, Ближнего Востока и для азиатской части СССР к гигантам следует относить месторождения с извлекаемыми запасами нефти 137 млн. т или газа 280 млрд. м³. Это касается и арктического региона Северной Америки. Заключительная статья данной книги посвящена сравнению предлагаемых терминов. При современных методах подсчета запасов к гигантскому нефтяному месторождению относится такое, извлекаемые запасы которого равны 68,5 млн. т, а к газовому — 98 млрд. м³.

СТАТЬИ, ПОМЕЩЕННЫЕ В СБОРНИКЕ

За исключением последней статьи, в которой рассмотрено распределение месторождений-гигантов на земном шаре, все остальные посвящены анализу нефтяных месторождений с извлекаемыми запасами около 19,2 млрд. т и газовых месторождений с запасами $9{,}8 \cdot 10^{12}$ м^3. Указанный объем запасов нефти в 3,5 раза превышает современные запасы США и составляет почти четвертую часть мировых запасов. Объем запасов газа рассмотренных месторождений на 20% превышает запасы газа США, в 8 раз больше запасов Канады и соответствует четвертой части мировых запасов. Вне пределов США 156 месторождений содержат 80% мировых запасов. Шесть из этих крупных зарубежных месторождений относятся к разряду супергигантов; например, извлекаемые запасы нефти Кувейта, занимающего площадь немногим более площади штата Род-Айленд, достигают 9 млрд. т, т. е. они почти превышают запасы США, которые в свою очередь составляют лишь 7% уровня мировых запасов.

СОСТОЯНИЕ ЗАПАСОВ США

Из 22 898 месторождений США (по состоянию на 1 января 1968 г.), включая Аляску, к разряду гигантов отнесено лишь 308 (1,33%) согласно терминологии Хэлбути. Из 308 гигантов 96 были выявлены геоморфологическими методами и геологической съемкой, 60 — структурным бурением, 119 — геофизическими методами и 33 — редкой сетью глубоких скважин. Большая часть месторождений-гигантов в США обнаружена при геологоразведочных работах, намеренно ориентированных на поиски и разведку структурных ловушек.

В некоторых районах при поисках структурных ловушек удалось случайно выявить ловушки другого типа — литологические и палеогеоморфологические. Отсюда следует, что, несмотря на незначительное количество этих ловушек, открытие которых было к тому же случайным, эти находки постоянно регистрировались на протяжении многих лет. Такие «случайные» открытия литолого-палеогеоморфологических ловушек позволят и в дальнейшем выявлять ловушки данного типа на территории США и в других регионах мира. Таким образом, не трудно представить дальнейшее направление разведочных работ, которые, несомненно, следует ориентировать на поиски ловушек скрытого типа.

В США должны быть и другие гиганты типа Восточного Техаса, и они будут найдены. До тех пор пока месторождения такого размера еще не обнаружены, необходимо концентрировать усилия на поисках максимально крупных месторождений для сбалансирования соотношения добыча — запасы; это соотношение с 1958 г. сократилось с 13 до 10 лет. При современных темпах прироста к 1980 г. обеспеченность снизится до уровня 5 лет [6].

Итак, очевидно, что перспективы США не столь радужны по сравнению с другими зарубежными странами. Поскольку в других странах разведанность территории не столь высока, как в США (число месторождений в СССР 1118, а в США 22 898), совершенно ясно, что и там будут открыты многие новые гиганты. Поэтому логично предположить, что геологи-нефтяники зарубежных стран будут в первую очередь ориентироваться на поиски ловушек структурного типа, которые могут быть легко обнаружены современными методами. Возможность же открытия крупных ловушек структурного типа в США, особенно на континенте, напротив, сильно уменьшилась. Следовательно, необходимо менять методику поисков, переориентировать и научно обосновать направления поисково-разведочных работ по выявлению неструктурных скоплений углеводородов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Beebe B. W., Curtis B. F.*, Natural gases of North America — a summary, Am. Assoc. Petroleum Geologists Mem. 9, 2, 2245—2355, 1968.
2. *Burke R. J., Gardner F. J.*, The world's monster oil fields, and how they rank, Oil and Gas Journ., **67**, № 2 (Jan. 13), 43—49, 1969.
3. *Cameron R. J.*, Outlook for oil shale, *in* Future energy outlook: a symposium given at the 53rd Annual Meeting of The American Association of Petroleum Geologists, Colorado School Mines, 69—77, 1969.
4. *Campbell R. W.*, The economics of Soviet oil and gas, Baltimore, Johns Hopkins Press, 279 p., 1968.
5. *Corcoran J.*, Outlook for coal, *in* Future energy outlook: a symposium given at the 53rd Annual Meeting of The American Association of Petroleum Geologists, Colorado School Mines, 61—67, 1969.
6. *Crandall K. H.*, Putting exploration back into focus, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **53**, № 10, 2055—2061, 1969.
7. *Gardner F. J.*, The numbers game — in Arabia, Oil and Gas Journ., **67**, № 25 (June 23), p. 71, 1969.
8. *Gonzalez R. J.*, Interfuel competition for future energy markets, *in* Future energy outlook: a symposium given at the 53rd Annual Meeting of The American Association of Petroleum Geologists, Colorado School Mines, 1—12, 1969.
9. *Halbouty M. T.*, Giant oil and gas fields in United States, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **52**, № 7, 1115—1151, 1968.
10. *King R. E.*, Petroleum exploration and production in Europe in 1966, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **51**, № 8, 1512—1563, 1967.
11. *King R. E.*, Petroleum exploration and production in Europe in 1967, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **52**, № 8, 1439—1488, 1968.
12. *King R. E.*, Oil and gas exploration and production in the Soviet Union, London, Inst. Petroleum (Inst. Petroleum-AAPG Joint Conf.), 8 p., 1969.
13. *Kudo T.*, Chügoku Tairiku no Sekiyu-shigen (Petroleum resources of continental China), Tokyo, Ajia Keizai Kenkyūjo (Inst. Asian Economic Affairs), Kaigaitōshi-Sankōshiryō (Research Material on Overseas Investment), № 9, 42, Ichigaya-Honmurachō, Shinjuku-ku, Tokyo, 60 p., 1966.
14. *Perrodon A.*, Géologie du pétrole, Paris Presses Univ. France, 440 p., 1966.
15. *Spragins F. K.*, Outlook for tar sands and other bitumens, *in* Future energy outlook: a symposium given at the 53rd Annual Meeting of The American Association of Petroleum Geologists, Colorado School Mines, 79—89, 1969.

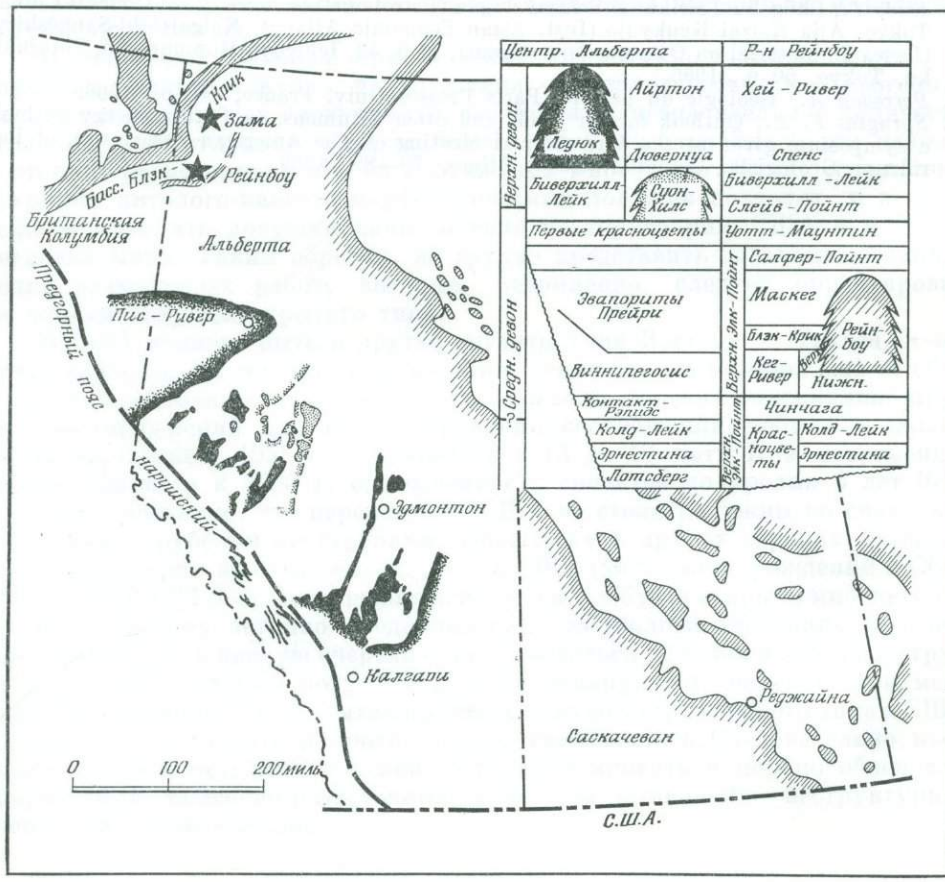
ГЕОЛОГИЯ СРЕДНЕДЕВОНСКИХ РИФОВ, РАЙОН РЕЙНБОУ, АЛЬБЕРТА, КАНАДА

Д. Барсс, А. Копланд, У. Ритчи

ВВЕДЕНИЕ

Давно известно, что карбонатные породы верхнего девона представляют собой прекрасный коллектор для углеводородных скоплений. Данная статья посвящена другому типу карбонатных коллекторов девонского возраста — отложениям Рейнбоу, перспективность которых была доказана в начале 1965 г. Стратиграфическая приуроченность и площадное распространение пород девона показано на фиг. 1.

В центральной части провинции Альберта в пределах бассейна, занимающего площадь 181 300 км^2, развиты рифы верхнедевонской формации Ледюк; связанные с ними запасы нефти исчисляются в 630 млн. т, а газа — в 273 млрд. м^3. Рифы Суон-Хилс средне-верхнедевонского возраста (формация



Ф и г. 1. Распределение девонских рифов в Западной Канаде.

Биверхилл-Лейк) развиты в бассейне площадью 69 930 км²; связанные с ними запасы нефти составляют 835,2 млн. т, а газа — 252 млрд. м³. Рифы формации Рейнбоу развиты в пределах бассейна Блэк-Крик площадью 28 490 км²; связанные с ними запасы нефти превышают 205 млн. т, а газа — 28 млрд. м³ [1]. Важность открытия залежей нефти в формации Рейнбоу определяется не только большими запасами, но и тем, что находки такого рода стимулируют поиски нефти в других горизонтах разреза. Согласно данным региональных исследований, рифы возраста, эквивалентного формации Рейнбоу, развиты в западной части Канады на площади, превышающей 403 940 км², но еще не разведанной.

Рифы Рейнбоу по возрасту относятся к среднему девону (живетский ярус). В районе месторождений бассейна Блэк-Крик рифы развиты в виде отдельных вершин и атоллов высотой, достигающей 246 м, а площадью приблизительно равной 15,54 км². В одних скважинах поднятый керн почти полностью был представлен рифовыми образованиями, а в других были вскрыты и дорифовые породы. Высокая точность полученных данных позволила в деталях изучить литологические особенности рифовых образований формации Рейнбоу и историю геологического развития в предрифообразовательный период.

Данная статья состоит из трех частей: 1) в региональном плане дается история геологического развития до, во время и после осадконакопления формации Кег-Ривер; 2) рассматриваются вопросы о начале роста рифов, их форме, деталях литофациальной обстановки и влиянии процессов растворения соли в послерифообразовательный период, разрывных нарушениях типа сбросов и уплотнения; 3) обобщаются данные по рациональной методике поисков, по коллекторским свойствам и запасам месторождений Рейнбоу и Южное Рейнбоу.

Терминология

Термины «риф», «рифовый комплекс» и «органогенный риф» предложены Клованом [26] и приняты другими исследователями. Клован [26], Ловенстам [31], Клауд [9] и Нельсон и др. [34] в своих работах подчеркивали значимость противоволновых структур, созданных рифообразующими организмами. Позднее Стантон [41] указывал, что разнообразие внешних форм и фаций рифов обусловлено в основном климатической обстановкой, палеогеографией морского дна и его глубиной на отдельных участках. Он полагал также, что эти геоморфологические факторы могли в большей степени влиять на рост рифа, чем факторы биологического порядка. В результате же изучения разнообразных по форме и фациям рифовых комплексов — формаций Ледюк, Суон-Хиллс и Рейнбоу, содержащих фауну простейших рифостроящих, — установлено, что физико-географические факторы играют немаловажную роль. К тому же скорость погружения бассейна достаточно сильно влияла на внешнюю форму и фациальный состав.

Несмотря на то что геоморфология и опускание в основном определяли внешнюю форму рифового комплекса, а до некоторой степени и состав внутренних фаций, полагают, что немаловажную роль играли и породоцементирующие и карбонатообразующие организмы. Для реконструкции условий осадконакопления, а также для познания коллекторских свойств необходимо выяснять характер распределения фауны и растительных остатков в древних рифах. Авторы настоящей работы используют следующие термины, предложенные Клованом [26], которые с их точки зрения наиболее приемлемы:

---

[1] Данные о запасах взяты из баланса Канадской нефтяной ассоциации по состоянию на 1.1.1962 г.

Риф	Жесткая карбонатная структура, мощность которой по вертикали значительно превышает мощность конседиментационных толщ; она образована, по крайней мере частично, организмами, способными возводить и удерживать созданную ими структуру — своего рода элемент рельефа на морском дне и даже в зоне действия волн
Органогенный риф[1]	Часть рифа, построенная непосредственно организмами и представляющая собой волноустойчивый каркас
Рифовый комплекс	Рифовые известняки и связанные с ними карбонатные породы

Следующие определения взяты из работы Ленгтона и Чина [29]:

Одиночный риф	Риф (или рифовый комплекс) в смысле, указанном выше, который развивался без зарифовых или лагунных фаций
Атолловый риф	Органогенный риф (или рифовый комплекс), который частично или полностью окружает лагунные или зарифовые карбонатные фации

[1] Термин «органогенный риф» соответствует понятию «биогерм». — *Прим. перев.*

Несмотря на то что терминология по рифам, используемая большинством авторов, довольно стабильна, четкого определения таких понятий, как «банка» и «горка», в настоящее время нет. Определение же этих понятий для данной статьи имеет большое значение, поскольку авторы исследовали массы карбонатных пород различной формы, органического состава и генезиса.

Гребо [19] под «банками» понимал структуры, сформировавшиеся вследствие роста колоний раковин на небольшом поднятии или непосредственно на морском дне. Он отмечал, что отложения банки переслаиваются с окружающими осадками. Каммингс [10] использовал подобное определение для обозначения «ракушечных банок» и отмечал, что они отличаются от рифов. Ловенстам [31] несколько расширил понятие Каммингса; он отделял четко выраженные пологозалегающие структуры, образованные неконсолидированными банками из скелетов губок, пелеципод, брахиопод и криноидей, от истинных рифов на основе экологического потенциала биосреды. Таким образом, банки образовались в результате накопления биокластических обломков в условиях, в которых биосреда играла пассивную роль. Ловенстам указывал, что вследствие пассивной роли организмов постройки не вырастали выше уровня волнолома и прежде всего «...им требовалась регенеративная сила для восполнения карбоната кальция, потеря которого была обусловлена явлениями физического порядка». Нельсон и др. [34] по существу придерживались определения, данного Ловенстамом: «Банка образована известковым материалом скелетов организмов, не обладающих способностью возводить устойчивую к действию волн структуру». Клемент [25] также дал определение, близкое к термину Ловенстама. Он указывал, что банки образованы организмами, которые не обладали способностью строить жесткий трехмерный каркас. Им выделено два типа банок: один образовался в результате переноса и накопления организмов, другой — за счет накоплений на месте. Последний тип разделен по биогенному признаку на три подтипа, образованные в результате способности организмов к избирательной сортировке осадка (1), их цементирующей способности (2) и локального роста (3).

Подразделения Клемента не всегда можно применить к древним осадкам, тогда как при классификации современных банок они себя оправдывают. Следовательно, банки могут развиться в рифы или может происходить периодическое образование рифов в структурах преимущественно типа банок. Ловенстам [31] ссылался на Уолтера, отметившего, что примером роста на банке поставляющих цемент организмов может служить в настоящее время банка Пиджон в Неаполитанском заливе. В этом районе известковые водоросли закрепились на песках, содержащих фораминиферы. Ловенстам, разбирая этот пример, отмечал, что переход в рифы может осуществляться периодически и что он зависит от степени стабильности среды. В районе

Рейнбоу основанием рифа главным образом служат криноидные банки, но на некоторых участках банки изобилуют строматопороидной и коралловой фауной. На этих участках концепция Ловенстама о развитии из банок органогенного рифа, по-видимому, соответствует действительности. В районе Рейнбоу, где развиты фации и структуры переходного типа от банок к рифам, принятая терминология не нарушается. Выше были рассмотрены составные части рифов. Наглядным примером «банки» служит широко развитая криноидная пачка в основании верхнего горизонта формации Кег-Ривер [1]. Для данного термина имеется следующее определение:

Банка. Карбонатная структура, образованная организмами, не способными строить и удерживать структуру на морском дне в зоне действия волн. Породы банки могут переслаиваться с осадками либо самого бассейна, либо с другими карбонатными массами и структура их не всегда выражена в рельефе морского дна.

В настоящей работе отложения банок характеризуются следующими критериями: массивная инкрустирующая фауна встречается редко или отсутствует; в состав типичной фауны входят криноидеи, брахиоподы, мшанки, гастроподы, ветвистые кораллы и *Stromatactis*; аккумуляция карбонатных частиц, в частности столбиков криноидей, обусловлена естественным разрушением организмов, а не силами эрозии; отложения банок могут переслаиваться либо с осадками бассейна, либо с другими карбонатными массами, и могут быть выражены или не выражены в рельефе.

Другой тип карбонатных структур — *илистая горка*. Карбонатные структуры, относимые к этой категории, описаны Прейем [37] для пород миссисипия штата Нью-Мексико; Текторисом и Карощи [43] — для основания ниагарских рифов в Индиане; Думестре и Иллингом [15] — для девонских рифов Западной Сахары. Прей указывал, что миссисипские горки имеют мощность 7,5—105 м и углы падения крыльев до 35°. Фации ядра представлены известковым илом и яснокристаллическим кальцитом, которые на крыльях резко переходят в фации грубозернистого криноидного материала. Петлевые мшанки и криноидеи являются основными фаунистическими компонентами ядра. Мшанки развиты в зоне нарастания и в виде отдельных включений и, как правило, составляют менее 20% породы. В очень небольшом количестве встречаются криноидеи. Доказано, что самые крупные горки в конце периода роста были отчетливо выражены в рельефе. Однако они, вероятно, не достигали зоны сильной волновой деятельности.

Породы, подстилающие ниагарские рифы, сложены глинистым кальцисилтитом, который вблизи рифовых структур переполнен остатками фауны. По Текторису и Карощи [43], горки начали формироваться, по-видимому, как случайные биокластические скопления преимущественно криноидей, которые «накапливаются вместе с известковым илом, образуя горку, состоящую из переполненного остатками организмов кальцисилтита ниже волнолома». При наличии зубчатых мшанок и *Stromatactis* горки могли вырасти до уровня волнолома. На этой стадии вследствие изобилия криноидей начинается формирование каркаса рифа.

Думестре и Иллинг [15] полагали, что илистые горки обусловили Т-образную форму каркаса среднедевонских рифов Западной Сахары. Мощность горок 18—27 м, а угол падения на крыльях 34°. Они сложены преимущественно известковым илом, фауна представлена *Stromatactis*, игольчатыми, пальчатыми кораллами и членниками криноидей. Илистые горки рассматриваются в качестве зародышей, вокруг которых впоследствии развились рифы среднего девона.

Процесс развития рифов из илистых горок в деталях не изучен. Прей [37] считал, что петлевидные мшанки горок в штате Нью-Мексико играли важную роль — они образовывали либо своего рода ловушку, в которой

[1] В данной статье чаще используется местная стратиграфическая номенклатура, а не точные определения Американского комитета по стратиграфической номенклатуре.

2231

сортировались осадки течений, либо ситообразный покров, удерживающий частицы осадков. Прей полагал, что известковый ил образовался на месте и что он имеет водорослевый генезис, если даже водорослевая структура и не установлена отчетливо. Текторис и Кароцци [44] считают, что известковый ил ниагарских горок образовался в результате физико-химических процессов. Горки растут просто в результате накопления биокластического материала бóльшего объема, чем на соседних участках. Очевидно, переход известкового ила в кальцисилтит осуществляется путем несложной, почти одновременной карбонатной перекристаллизации.

Следовательно, илистая горка представляет собой структуру, сложенную илистыми карбонатными породами с ископаемыми остатками организмов. Сами же организмы не обладали способностью возводить жесткий, устойчивый к воздействию волн каркас, и по этой причине горки формировались лишь ниже зоны активной волновой деятельности. Илистые горки, как правило, хорошо выражены в рельефе, но в отдельных случаях недостаточно отчетливо. От банок они отличаются тем, что имеют базальный илистый цемент, обычно выражены в рельефе и, кроме того, они характеризуются резкими углами наклона крыльев. Илы, как правило, содержат некоторые количества глинистого вещества. Несмотря на то что фауна банок и илистых горок сходна, ее содержание в горках меньше, чем в банках.

В районе Рейнбоу ниже нескольких рифов в породах нижнего горизонта Кег-Ривер зафиксированы локальные раздувы мощности до 6—15 м. По данным детальной корреляции каротажных диаграмм, в скважине 7-32-109-8W6M на участке *А* (фиг. 11) в верхах нижнего горизонта Кег-Ривер происходит локальное увеличение мощности приблизительно на 10,5 м. По керну из различных скважин установлены углы падения до 15°. Фауна представлена преимущественно криноидным материалом с небольшим количеством мшанок, стилиолин, гастропод и весьма редкими ветвистыми кораллами и строматопороидеями. Эта фауна встречена в глинистом кальцилютите и в кальцисилтите, и ее объем редко превышает 20% общего объема породы. Полученные данные свидетельствуют о том, что по крайней мере некоторые «раздувы» представляют собой илистые горки, послужившие благоприятными исходными пунктами для начала роста рифа.

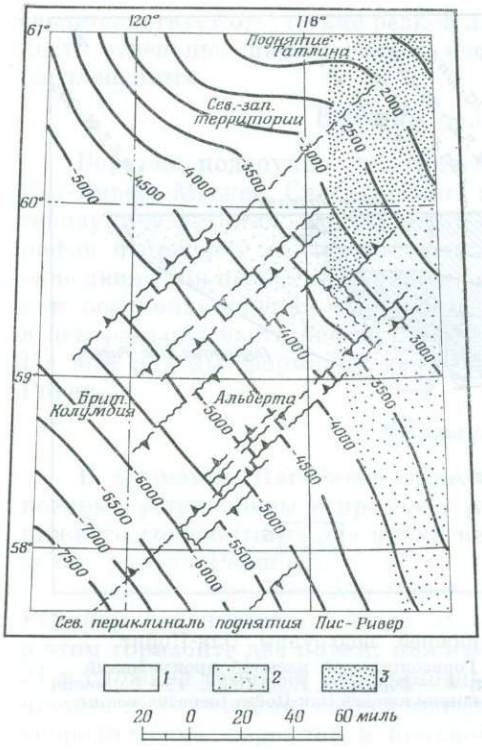
ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА

Докембрий

Докембрийские породы фундамента представлены гранитами, амфиболовыми гнейсами, биотитовыми гранитами, кварцевыми диоритами и метаморфизованными осадками (фиг. 2). Палеоповерхность, на которой началось осадконакопление, была неровной в связи с проявлением основных тектонических структурных элементов. Из них наибольшее значение имеют поднятие Татлина на севере, поднятие Пис-Ривер на юге и зона сбросов Хей-Ривер — Ист-Арм, пересекающая район с севера-востока на юго-запад. Кроме того, в западной части района выделяется зона сбросов Шекили северо-восточного простирания, но строение ее на глубине неясно. Имеются и другие крупные нарушения, однако отсутствие данных о характере их проявления на глубине не позволяет оценить их значение для тектонического строения района. Бёруош [7] выделял в северной части Альберты три докембрийские провинции.

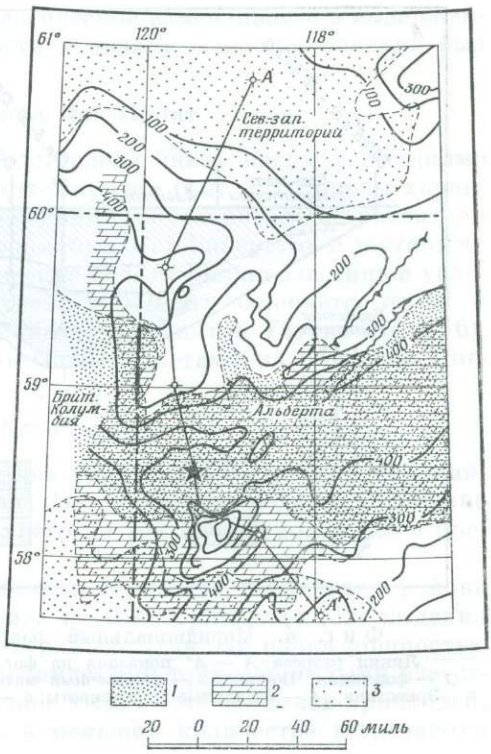
Нижняя подгруппа Элк-Пойнт

Нижняя подгруппа Элк-Пойнт сложена красноцветными, эвапоритовыми и кластическими осадками; мощность самой глубокой части бассейна достигает 150 м, а на поднятии Пис-Ривер этих пород нет. В районе поднятия Тат-



Ф и г. 2. Структурная карта, построенная по поверхности отложений докембрия.

1 — провинция Пис-Ривер, 1180—1520 млн. лет; *2* — провинция Черчилл, 1650—1920 млн. лет; *3* — провинция Йеллоунайф, 2200—2550 млн. лет.



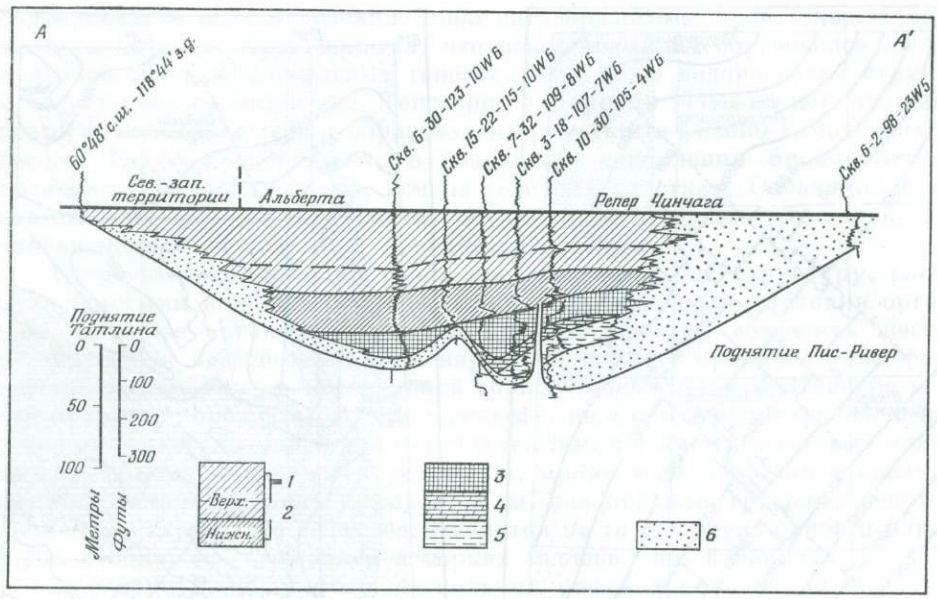
Ф и г. 3. Карта мощности нижней подгруппы Элк-Пойнт.

Линия разреза *A* — *A'* показана на фиг. 4. Сечение изопахит через 100 футов.
1 — горизонт соли Колд-Лейк; *2* — доломиты Эрнестина; *3* — содержание песка >30%.

лина (фиг. 3) мощность нижней Элк-Пойнт меньше 15 м. Отложения нижней Элк-Пойнт повсеместно перекрывают породы докембрийского фундамента, за исключением западной части района, где они залегают на кластических породах кембрия. Основная форма бассейна, существовавшего во время отложения пород нижней Элк-Пойнт, сохранилась и к моменту осадконакопления верхней Элк-Пойнт.

Разрез нижней подгруппы Элк-Пойнт снизу вверх сложен следующими пачками: базальные красноцветы, Эрнестина, Колд-Лейк и Чинчага (фиг. 4). Согласно Лоу [30], возраст формации Чинчага — средний девон. Возраст более древних пород не установлен из-за отсутствия фауны. Формации Колд-Лейк и Эрнестина, очевидно, сопоставимы с породами формации Мираж-Пойнт, возраст которой, по определению Норриса [35], от средне- до верхнеордовикского. По уточненным данным Норриса (устное сообщение) и других исследователей, эти породы можно отнести к среднему и, возможно, нижнему девону. Вблизи поднятия Татлина на севере и поднятия Пис-Ривер на юге эти пачки сложены более грубозернистыми кластическими осадками. Там, где четко выделить каждую пачку не представляется возможным, весь разрез называли песчаниками Элк-Пойнт.

В нижней подгруппе Элк-Пойнт выделяется несколько циклов красноцветных кластических и хемогенных осадков. Эти осадки отлагались в условиях обширного, мелководного, эпиконтинентального моря, неоднократно изменявшего площадь и глубину, что обусловило развитие эвапоритовых бассейнов.



Ф и г. 4. Меридиональный разрез нижней подгруппы Элк-Пойнт.

Линия разреза *A — A'* показана на фиг. 3. Горизонтальный масштаб произвольный. *1* — формация Чинчага; *2* — обломочный материал; *3* — формация Колд-Лейк; *4* — формация Эрнестина; *5* — базальные красноцветы; *6* — песчаники нижней Элк-Пойнт (нерасчлененные).

Первый цикл представлен базальными красноцветами — пачкой красноцветных алевритов и глинистых сланцев, местами с чистыми кварцевыми песчаниками типа переотложенных гранитов, перекрытой красноцветными ангидритами и плотными мелкокристаллическими доломитами формации Эрнестина. Максимальная мощность последней 15 м. Несмотря на небольшую мощность, эта формация развита в пределах довольно большой площади северной части Альберты. Зона ее развития довольно четко совпадает с широтным простиранием бассейна северной Альберты (фиг. 3); это простирание сохранялось на всей территории северной части Альберты и во время накопления осадков среднего девона.

Второй цикл подгруппы нижний Элк-Пойнт — формация Колд-Лейк — представлен маломощной пачкой базальных красноцетных алевритов и глинистых сланцев, перекрытой пластом соли мощностью 0—54 м. Граница распространения формации Колд-Лейк приблизительно совпадает в плане с границей подстилающей формации Эрнестина. Мощность формации Колд-Лейк несколько меняется, однако в настоящее время нет прямых доказательств, указывающих на процессы растворения соли.

Третий значительный цикл — формация Чинчага — представлена базальной пачкой красноцветных глинистых сланцев с прослоями алевритов, перекрытой ангидритом, доломитом и кластическими породами. По направлению к поднятиям Пис-Ривер и Татлина (фиг. 4) ангидрит и доломит переходят в грубообломочную породу. Регионально прослеживаемый обломочный цикл можно выделить и в средней части формации Чинчага; по определению Белойя и Норриса [5], его основание соответствует границе между верхним и нижним горизонтами формации Чинчага.

Региональный характер залегания пород формации Чинчага или ее эквивалентов свидетельствует о том, что погружалась в основном северная часть района. К концу осадконакопления нижней Элк-Пойнт рельеф района в целом был сглаженным. О слабой тектонической активности в этот период

свидетельствует отсутствие резкой литологической изменчивости и выдержанность отдельных пачек; рельеф местности к началу осадконакопления был расчлененным.

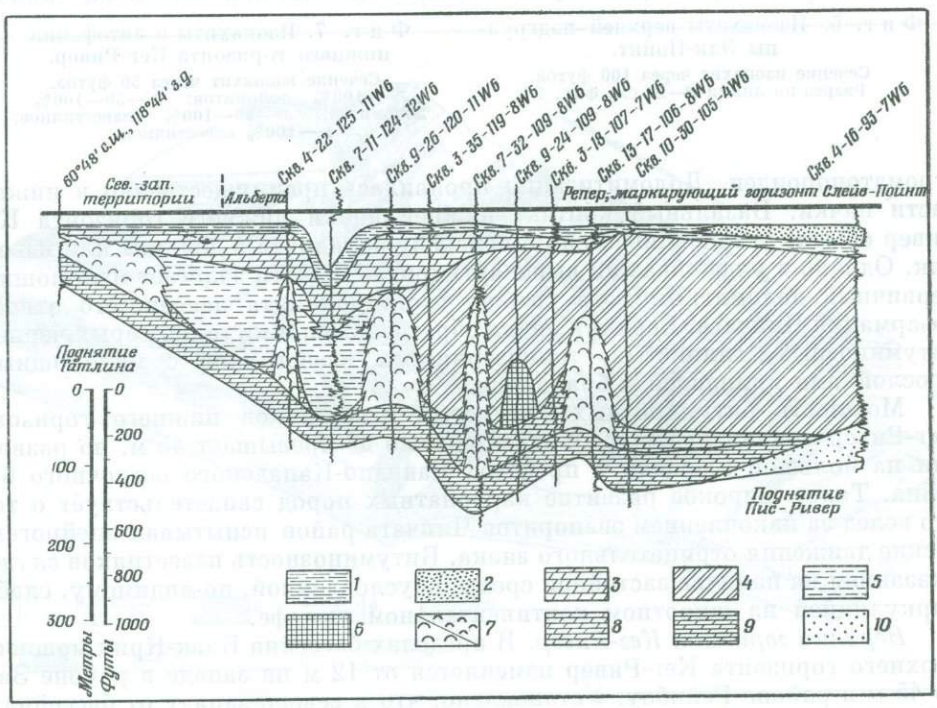
Верхняя подгруппа Элк-Пойнт

Верхняя подгруппа Элк-Пойнт представлена снизу вверх формациями Кег-Ривер, Маскег, Салфер-Пойнт и Уотт-Маунтин (фиг. 5). Породы характеризуются резкими фациальными изменениями, обусловленными развитием рифов в процессе осадконакопления формации Кег-Ривер. Но и тектонические движения оказали влияние на изменение конфигурации бассейна и условия осадконакопления. Мощность верхней Элк-Пойнт изменяется от 330 м в центральной части бассейна до менее 30 м на поднятии Татлина (фиг. 6). На юге породы формации верхней Элк-Пойнт налегают на поднятие Пис-Ривер.

Формация Кег-Ривер

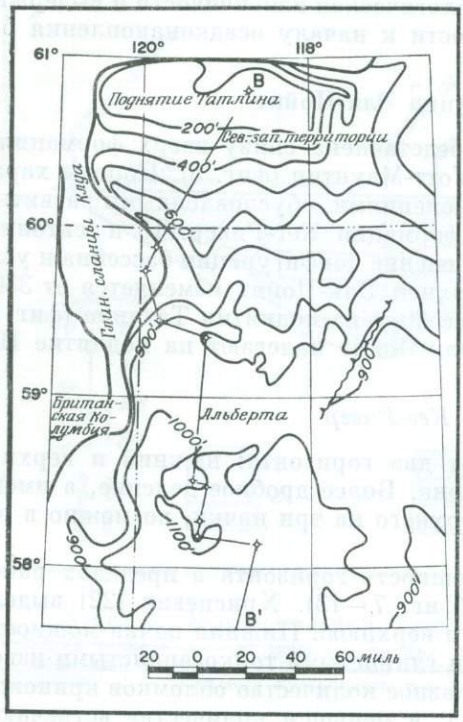
В формации Кег-Ривер выделяют два горизонта: нижний и верхний, которые установлены в пределах района. Более дробное деление, а именно нижнего горизонта на две пачки и верхнего на три пачки, возможно в пределах района Рейнбоу.

Нижний горизонт Кег-Ривер. Мощность горизонта в пределах района Рейнбоу изменяется от 33 до 51 м (фиг. 7—13). Хрискевич [22] выделил в этом горизонте две пачки: нижнюю и верхнюю. Нижняя пачка мощностью 21 м сложена темными битуминозными глинистыми тонкозернистыми известняками и доломитами, содержащими разное количество обломков криноидей, спорадических кораллов и брахиопод; в меньшем количестве встречаются



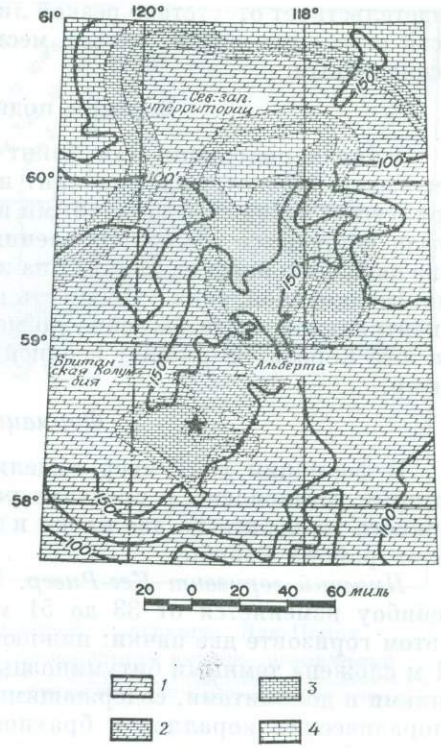
Ф и г. 5. Меридиональный разрез верхней подгруппы Элк-Пойнт.

Линия разреза *B — B'* показана на фиг. 6. Горизонтальный масштаб произвольный.
1 — Уотт-Маунтин; *2* — песчаники Гилвуд; *3* — Салфер-Пойнт; *4* — Маскег; *5* — глинистые сланцы Клуа; *6* — горизонт соли Блэк-Крик; *7* — формация Рейнбоу; *8* — верхний Кег-Ривер; *9* — нижний Кег-Ривер; *10* — песчаники Пойнт.



Ф и г. 6. Изопахиты верхней подгруппы Элк-Пойнт.

Сечение изопахит через 100 футов. Разрез по линии B—B′ см. фиг. 5.



Ф и г. 7. Изопахиты и литофации нижнего горизонта Кег-Ривер.

Сечение изопахит через 50 футов. *1* — 100% доломитов; *2* —50—100% доломитов; *3* —50—100% известняков; *4* —100% известняков.

строматопороидеи. Доломитизация проявилась преимущественно в нижней части пачки. Базальный контакт нижней пачки нижнего горизонта Кег-Ривер обычно устанавливается по переходу ангидрита в доломит или известняк. Однако в ряде скважин выше ангидрита Чинчага залегает маломощный первичный доломит, и, хотя возраст этого доломита неясен, его относят к формации Чинчага. Верхняя пачка образована слоями темно-серых, черных, битуминозных, глинистых, тонкозернистых известняков с маломощными прослойками криноидей и брахиопод.

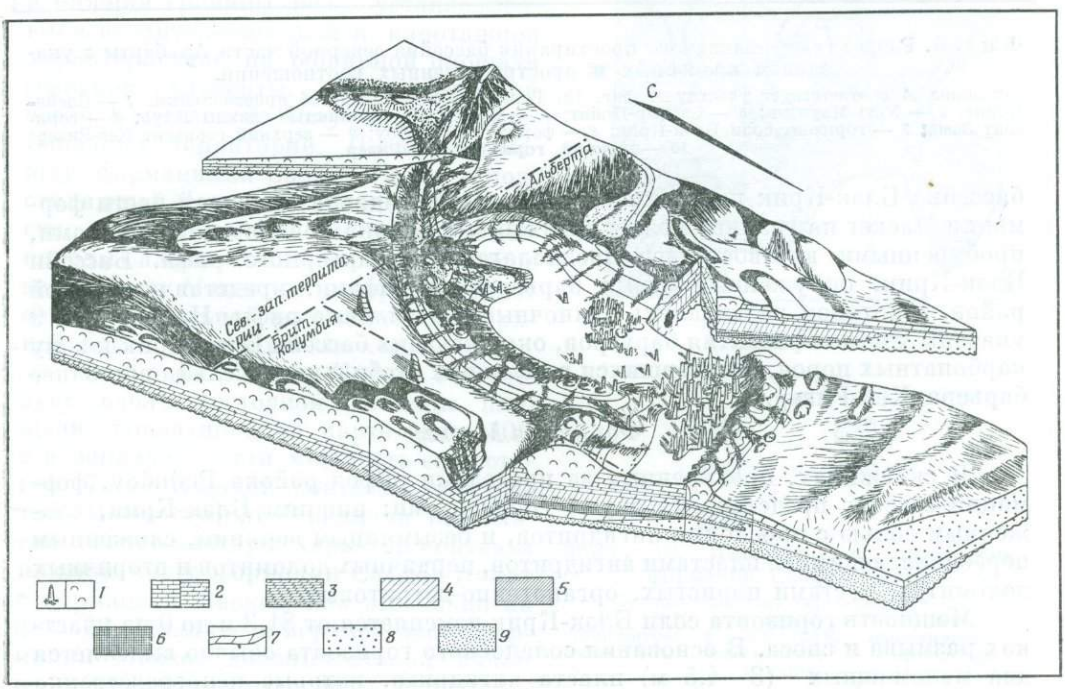
Мощность битуминозных глинистых известняков нижнего горизонта Кег-Ривер и эквивалентных им пачек обычно не превышает 45 м, но развиты они на большой площади в пределах Западно-Канадского осадочного бассейна. Такое широкое развитие карбонатных пород свидетельствует о том, что вслед за накоплением эвапоритов Чинчага район испытывал эпейрогенические движения отрицательного знака. Битуминозность известняков служит указанием на наличие застойной среды, обусловленной, по-видимому, слабой циркуляцией на широтном континентальном шельфе.

Верхний горизонт Кег-Ривер. В пределах бассейна Блэк-Крик мощность верхнего горизонта Кег-Ривер изменяется от 12 м на западе в районе Зама до 45 м в районе Рейнбоу. Установлено, что к северо-западу от бассейна — в Британской Колумбии и Северо-Западных территориях — и к востоку — в районе Форт-Мак-Марри — осадков этого возраста нет.

Хрискевич [22] предложил разделить горизонт на три пачки. Эти пачки хорошо коррелируются в районе Рейнбоу и в некоторых других участках

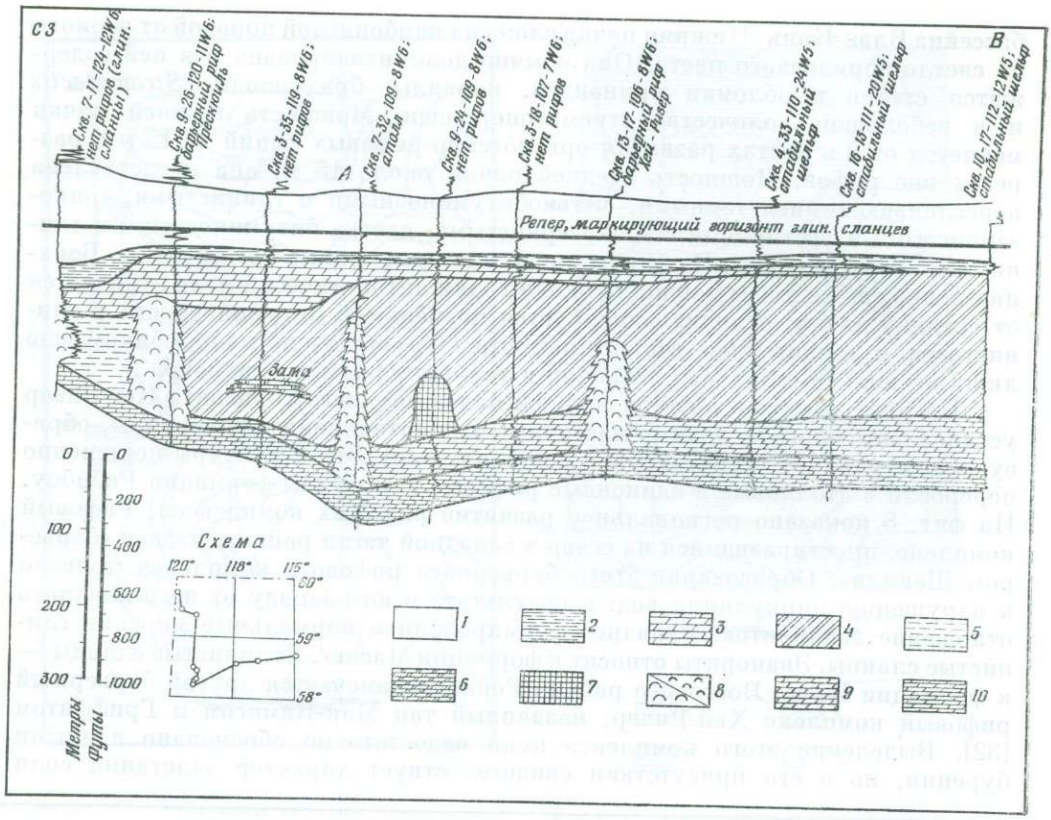
бассейна Блэк-Крик. Нижняя пачка сложена карбонатной породой от черного до светло-коричневого цвета. Она обычно доломитизирована и в ней содержатся стебли и обломки криноидей, кораллы, брахиоподы, *Stromatactis* и в небольшом количестве строматопороидеи. Мощность нижней пачки меняется от 0 в местах развития органогенно-рифовых фаций до 15 м в разрезах вне рифов. Мощность средней пачки около 15 м; она представлена переслаивающимися темными, сильнобитуминозными и глинистыми, тонкозернистыми известняками с тонкозернистыми, слегка битуминозными и глинистыми известняками. Из фауны имеют значение только тентакулиты. Верхняя пачка также имеет мощность около 15 м и литологически мало отличается от средней пачки; отличие фиксируется по меньшей битуминозности и глинистости и характерной тонкослоистости. Фауны очень мало, обнаружено лишь несколько отдельных амфипор и тонкостворчатых брахиопод.

На ряде участков в самой нижней пачке верхнего горизонта Кег-Ривер установлены многочисленные массивные строматопороидеи и кораллы, образующие структуру, устойчивую к действию волн. Эти структуры постепенно переросли в атолловые и одиночные рифовые комплексы формации Рейнбоу. На фиг. 8 показано региональное развитие рифовых комплексов. Рифовый комплекс, простирающийся на север в западной части района, назван «барьером Шекили». Образование этого барьерного рифового комплекса привело к нарушению циркуляции вод; в результате к юго-западу от него началось отложение эвапоритов. Западнее формировались нормальные морские глинистые сланцы. Эвапориты относят к формации Маскег, а глинистые сланцы — к формации Клуа. Восточнее района Рейнбоу намечается другой барьерный рифовый комплекс Хей-Ривер, названный так Мак-Камисом и Гриффитом [32]. Выделение этого комплекса пока недостаточно обосновано данными бурения, но о его присутствии свидетельствует характер залегания соли



Фиг. 8. Развитие рифа Рейнбоу в бассейне Блэк-Крик.

1 — формация Рейнбоу: *а* — одиночный риф; *б* — барьерный риф; *2* — верхний горизонт Кег-Ривер; *а* — известковые фации; *б* — доломитовые фации; *3* — нижний горизонт Кег-Ривер; *4* — верхний горизонт Чинчага: *5* — нижний горизонт Чинчага: *6* — горизонт соли Колд-Лейк; *7* — Эрнестина-Лейк; *8* — нерасчлененные песчаники Элк-Пойнт; *9* — кембрий.



Ф и г. 9. Разрез северо-западного простирания бассейна северной части Альберты с указанием временных и пространственных соотношений.

Скважина *А* соответствует участку *А* фиг. 13. Горизонтальный масштаб произвольный. *1* — Слейв-Пойнт; *2* — Уотт-Маунтин; *3* — Салфер-Пойнт; *4* — Маскег; *5* — глинистые сланцы Клуа; *6* — горизонт Зама; *7* — горизонт соли Блэк-Крик; *8* — формация Рейнбоу; *9* — верхний горизонт Кег-Ривер; *10* — нижний горизонт Кег-Ривер.

бассейна Блэк-Крик и различная мощность ангидрита в нижней части формации Маскег на границе между скважинами района Рейнбоу и скважинами, пробуренными юго-восточнее предполагаемого барьерного рифа. Бассейн Блэк-Крик, окруженный этими барьерными рифами, представляет собой район, в котором развивались одиночные и атолловые рифы. На фиг. 8 и 9 указаны участки развития барьеров, окружающих бассейн Блэк-Крик и зону карбонатных пород, отлагавшихся в условиях стабильного шельфа восточнее барьера Хей-Ривер.

Формация Маскег

В скважинах, пробуренных за пределами рифов района Рейнбоу, формация Маскег представлена двумя горизонтами: нижним Блэк-Крик, сложенным солью с прослоями ангидритов, и безымянным верхним, сложенным переслаивающимися пластами ангидритов, первичных доломитов и вторичных доломитов, местами пористых, органогенно-детритовых.

Мощность горизонта соли Блэк-Крик изменяется от 81,3 м до 0 на участках размыва и сноса. В основании соленосного горизонта обычно выделяется два маломощных (3—4,5 м) пласта ангидрита, которые непосредственно перекрывают известняки верхнего горизонта Кег-Ривер. Контакт между горизонтом Блэк-Крик и перекрывающими ангидритами резкий.

Мак-Камис и Гриффит [32] на площади Зама в бассейне Блэк-Крик в разрезе формации Маскег снизу вверх выделяли следующие горизонты: Блэк-

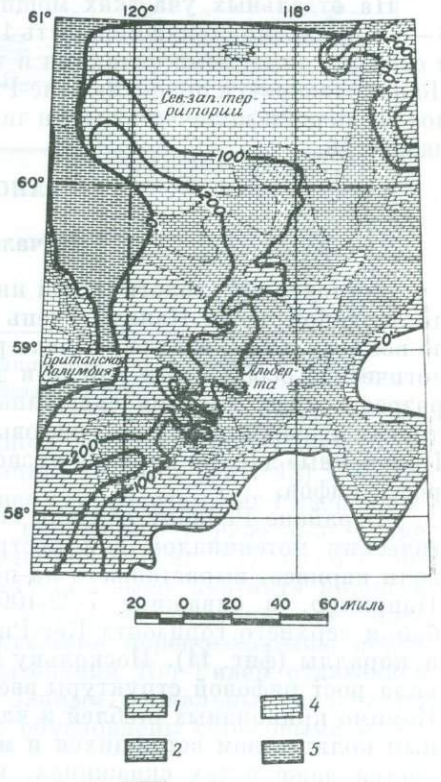
Крик, Нижний ангидрит, Зама, Верхний ангидрит и Бисчо. Соленосный горизонт Блэк-Крик мощностью до 37,2 м вскрыт скважинами на площади Зама, но соль, мощность которой изменяется от 0 до 51 м, фиксируется и далее к северо-востоку — в районе Стин-Ривер. Горизонты формации Маскег — Верхний ангидрит и Нижний ангидрит — разделены пористыми темнокоричневыми слоистыми мелко- и среднекристаллическими сахаровидными доломитами горизонта Зама, мощность которого достигает 33 м. Как показали Мак-Камис и Гриффит [32], горизонт Зама непосредственно залегает на рифовых постройках и перекрывает горизонт Нижний ангидрит в нерифовой зоне. Ископаемая фауна довольно скудная, она представлена остатками амфипор, строматопороидей, криноидей и брахиопод. В районе Рейнбоу горизонт Зама не установлен.

Формация Салфер-Пойнт

Мак-Камис и Гриффит [32] к горизонту Бисчо относили породы, ранее включаемые в формации Салфер-Пойнт и Прескюиль. Они считали, что горизонт Бисчо представляет собой фациальную разновидность эвапоритов Маскег.

Авторы статьи придерживаются названия «Салфер-Пойнт» по следующим причинам: как название, так и типовой разрез формации Салфер-Пойнт даны Норрисом [35]; название закрепилось и приобрело широкую популярность у геологов-нефтяников; верхняя и нижняя границы легко устанавливаются по литологической и каротажной характеристике на обширной площади северной Альберты, северо-восточной части Британской Колумбии и Северо-Западных территорий. Поскольку между формациями Салфер-Пойнт и подстилающей Маскег установлено несогласие, предполагается, что карбонатные породы Салфер-Пойнт отложились после эвапоритов Маскег и не представляют собой фациальной разновидности верхней части формации Маскег.

Формация Салфер-Пойнт отсутствует вдоль восточной границы площади, показанной на карте (фиг. 10), а в западной части мощность ее достигает 75 м. Нижний контакт с ангидритами Маскег резкий. О наличии несогласия свидетельствует характер контакта нижней части формации Салфер-Пойнт с формацией Маскег, как это видно на фиг. 23. Наличие в верхней части формации Маскег дополнительной пачки на опущенном крыле рифа свидетельствует, возможно, об уплотнении подстилающих осадков формации Маскег или об эрозии, происшедшей до отложения формации Салфер-Пойнт. Резкие локальные изменения мощности формации Салфер-Пойнт, отмеченные в некоторых скважинах района Рейнбоу, также свидетельствуют о наличии



Фиг. 10. Изопахиты и литофации формации Салфер-Пойнт.

Сечение изопахит через 100 футов. *1* — 100% доломитов; *2* — 50—100% доломитов; *3* — 50—100% известняков; *4* — 100% известняков; *5* — глинистые сланцы.

несогласия в подошве данной формации. Однако возможно, что эти изменения мощности обусловлены движениями по сбросам после осадконакопления формации Маскег или в процессе накопления формации Салфер-Пойнт. Верхний контакт с формацией Уотт-Маунтин фиксируется по первому появлению в разрезе зеленых глинистых сланцев. Наличие у этого контакта остроугольных и округлых обломков известняка указывает на несогласие между формациями Уотт-Маунтин и Салфер-Пойнт.

Формация Салфер-Пойнт сложена мелко- и среднезернистыми известняками с редкими остатками амфипор, кальцисфер, гастропод и водорослей. Хотя и удается проследить зоны доломитизации (фиг. 10), характер ее на отдельных участках различен. Межгранулярная и кавернозная пористость изменяется от низких значений до чрезвычайно высоких. Породы формации Салфер-Пойнт представляют собой второстепенный коллектор, но имеющий большое значение для северной части Альберты.

Формация Уотт-Маунтин

На отдельных участках мощность формации Уотт-Маунтин составляет 3—6 м, а максимальная мощность 19,5 м. Формация сложена светло-зелеными и серыми глинистыми сланцами и тонкозернистыми плотными известняками. По направлению к поднятию Пис-Ривер в разрезе формации отмечается заметное увеличение количества зерен чистого кварца псаммитовой и алевритистой разностей.

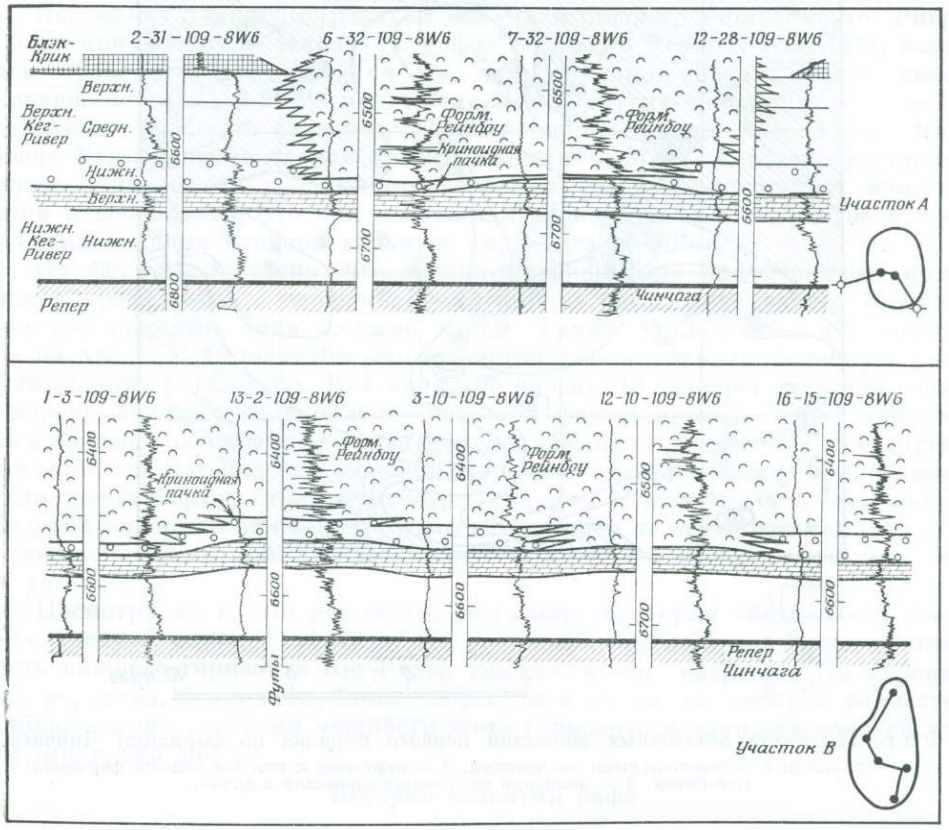
РАЙОН РЕЙНБОУ

Начало роста рифа

Достоверной геологической информации о начальной стадии роста рифа по западной части Канады очень мало. Поэтому нет единой точки зрения по вопросу о том, что же вызвало рост рифов — структурные или седиментологические особенности или те и другие одновременно. Полностью рифовый разрез вскрыт многими скважинами на месторождении Рейнбоу, а в ряде других скважин вскрыты рифовые образования дорейнбоуского возраста. Полученные данные бурения позволяют ответить на вопрос о первопричинах роста рифов.

В районе Рейнбоу обитали сообщества организмов, обладавших экологическим потенциалом для построения жесткого, устойчивого к действию волн каркаса, выраставшего на поверхности нижнего горизонта Кег-Ривер. Например, в скважине 7-32-109-8W6 в породах базальной криноидной банки верхнего горизонта Кег-Ривер вскрыты массивные строматопороидеи и кораллы (фиг. 11). Поскольку данная фауна там расселилась, она обусловила рост рифовой структуры вверх и в стороны до современных размеров. Помимо криноидных стеблей и члеников, криноидная банка сложена огромным количеством ветвящихся и массивных кораллов табулят, и это наблюдается даже в тех скважинах, которые пробурены вне рифов. Примером может служить скважина 2-28-109-8W6, пробуренная в 1,6 км к югу от участка *А*. Наличие в этой скважине, расположенной вне зоны рифа, фауны, обладающей экологическим потенциалом для создания структуры, устойчивой к воздействию волн, свидетельствует о том, что на отдельных участках послужили толчком к началу роста рифа не рифостроящие организмы, а другие факторы.

Другим возможным объяснением локального роста рифов служат структурные поднятия. На структурной карте, построенной по кровле формации Чинчага, показано, что широкое распространение имеют сбросовые нарушения с амплитудой 6—24 м. Однако строгой приуроченности первичных рифовых построек к приразломным структурам не наблюдается. Не уста-

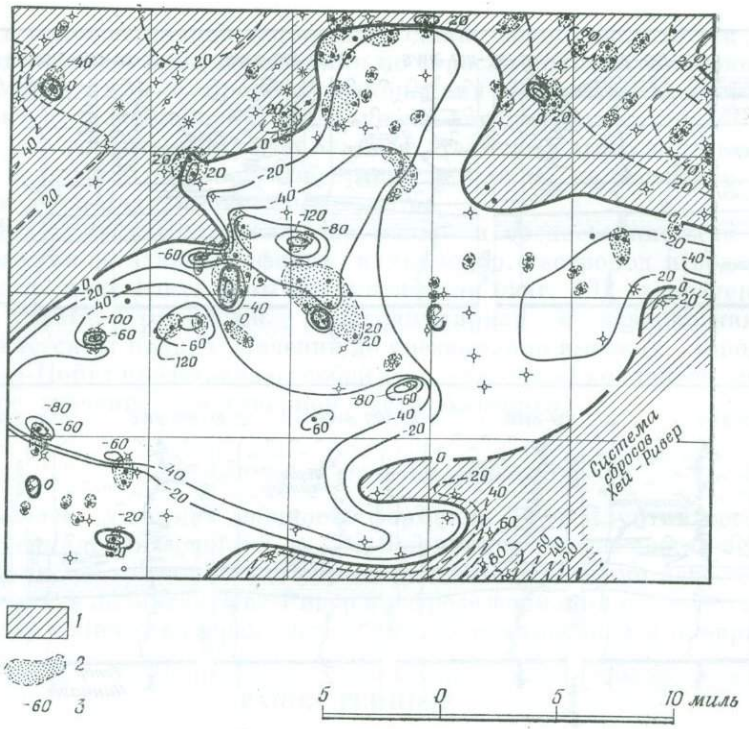


Ф и г. 11. Начальная стадия роста рифа формации Кег-Ривер, район Рейнбоу.
Местоположение участков *A* и *B* указано на фиг. 13.

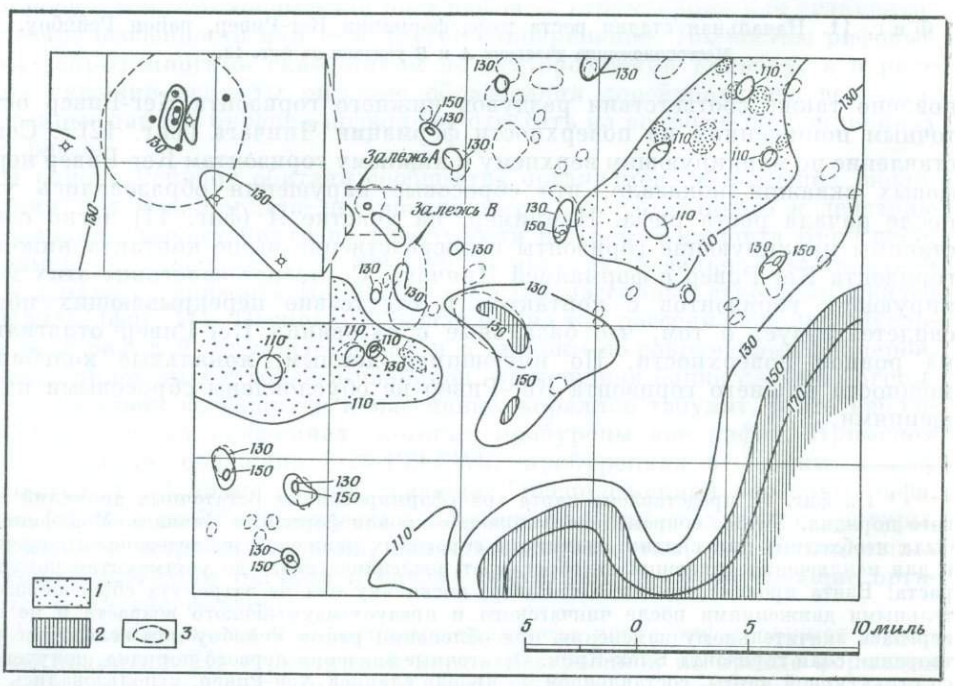
новлено также соответствия раздувов нижнего горизонта Кег-Ривер остаточным понижениям на поверхности формации Чинчага (фиг. 12) [1]. Сопоставление по маркирующим верхнему и нижнему горизонтам Кег-Ривер нерифовых скважин показало, что сбросовые нарушения образовались уже после начала роста рифа. Например, на участке *A* (фиг. 11) легко сопоставимы маркирующие горизонты непосредственно выше контакта нижнего горизонта Кег-Ривер с формацией Чинчага. Согласное залегание этих маркирующих горизонтов с контактом и отсутствие перекрывающих пород свидетельствует о том, что базальные образования Кег-Ривер отлагались на ровной поверхности. По имеющимся данным, локальные колебания мощности нижнего горизонта Кег-Ривер не обусловлены сбросовыми нарушениями.

---

[1] На фиг. 12 представлена карта трансформированных остаточных аномалий первого порядка. Учтено современное положение кровли формации Чинчага. Модификация была необходима для снятия амплитуды сбросовых движений последевонского времени и для исключения движений по сбросам от послечинчагского до уоттмаунтинского возраста. Взята кровля сланцев Хей-Ривер, поскольку она не затронута сбрасообразовательными движениями после чинчагского и предуоттмаунтинского возраста и не подверглась значительному изменению при облекании рифов Рейнбоу или вследствие растворения соли горизонта Блэк-Крик. Остаточные значения первого порядка, полученные со структурной карты, составленной по кровле сланцев Хей-Ривер, использовались для сопоставления с современными отметками поверхности формации Чинчага, в результате которого получена карта трансформированных остаточных аномалий первого порядка для формации Чинчага.



Ф и г. 12. Карта остаточных аномалий первого порядка по формации Чинчага.
1 — площади с положительными значениями; *2* — нефтяные и газовые залежи формации Кег-Ривер; *3* — значения остаточных аномалий в футах.



Ф и г. 13. Изопахиты нижнего горизонта Кег-Ривер, район Рейнбоу.
Разрезы по участкам *А* и *В* показаны на фиг. 11. Сечение изопахит через 20 футов.
1 — 110 футов и менее; *2* — 150 футов и более; *3* — нефтяные и газовые залежи формации Кег-Ривер.

Поскольку локальные раздувы мощности нижнего горизонта Кег-Ривер обычно приурочены к основанию рифов формации Рейнбоу (фиг. 13), пытались проверить, не являются ли они причиной начала роста рифа. В скважине 7-32-109-8 W6 на участке *A* и в других скважинах участка *B* увеличение мощности связано с верхней пачкой нижнего горизонта Кег-Ривер. Углы падения кровли этого горизонта — до 15°. Согласно фаунистическим данным, эти раздувы представляют собой, по-видимому, илистые горки и несомненно, что они послужили первоосновой роста рифов в процессе накопления осадков верхнего горизонта Кег-Ривер.

На фиг. 11 показано, что первичные скопления рифостроящих организмов приурочены к скважине 7-32; именно здесь фиксируется топографическое поднятие типа илистой горки. Таким образом, можно сказать, что на участке *A* поднятия типа илистой горки сыграли основную роль в стимуляции роста рифа. Как показано на фиг. 13, площадь илистой горки и перекрывающего ее скопления рифовой фауны невелика по сравнению с площадью развившегося в дальнейшем рифового комплекса. На других участках, где материал по скважинам беднее, чем на участке *A*, начальная стадия роста рифа не столь четко выражена. Тем не менее наличие локальных раздувов мощности нижнего горизонта Кег-Ривер на этих участках (фиг. 13) позволяет считать, что и здесь начальная стадия была такой же, как на участке *A*.

Несмотря на то что решающая роль илистой горки убедительно доказана, следует, однако, отметить, что рост рифа еще не начался, когда мощность нижнего горизонта Кег-Ривер уже достаточно возросла. На морском дне, вероятно, были неглубокие депрессии и поднятия, которые совместно с локальными раздувами мощности этого горизонта послужили основой для формирования рифа.

История развития рифа

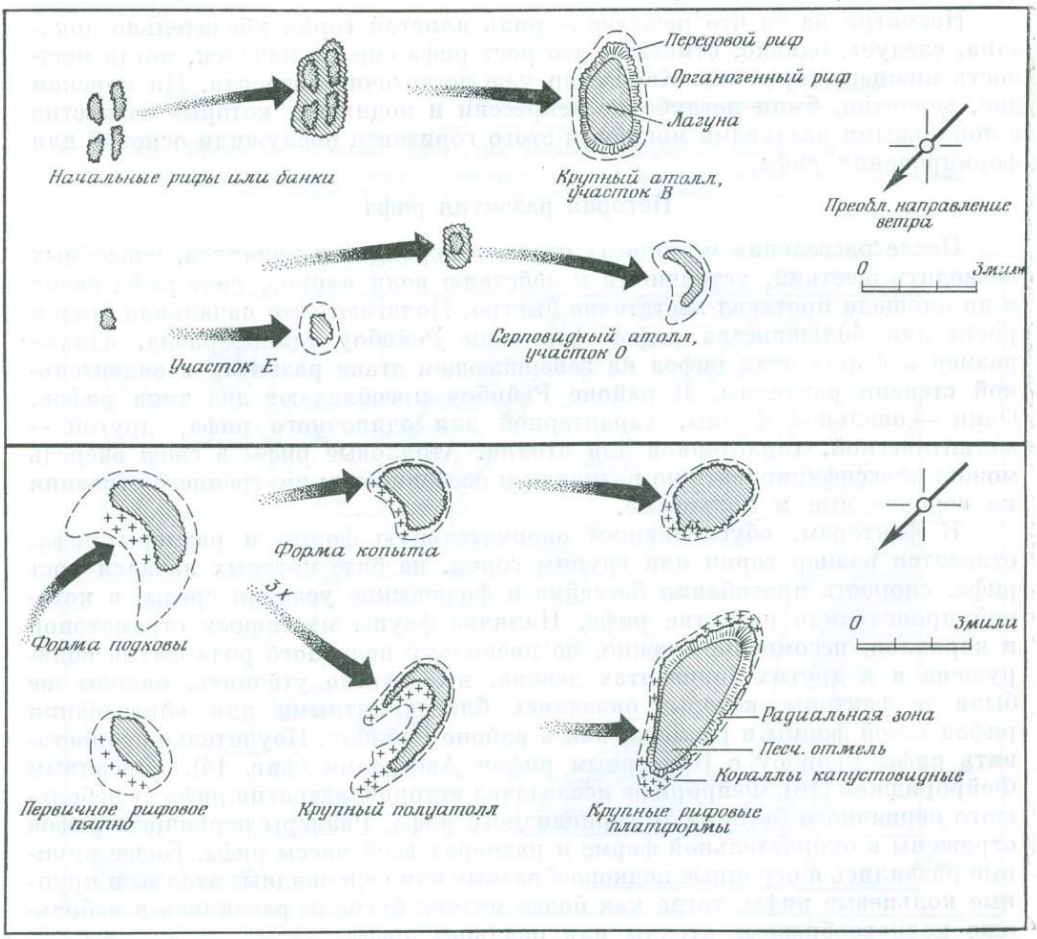
После расселения массивных строматопороидей и кораллов, способных возводить жесткий, устойчивый к действию волн каркас, рост рифа вверх и по площади протекал достаточно быстро. Полагают, что начальная стадия роста для большинства рифов формации Рейнбоу единообразна, однако размер и форма этих рифов на завершающем этапе развития в значительной степени различны. В районе Рейнбоу преобладают два типа рифов. Один — овальной формы, характерной для одиночного рифа, другой — эллиптической, характерной для атолла. Атолловые рифы в свою очередь можно классифицировать по размерам и особенностям внутреннего строения на серповидные и кольцевые.

К факторам, обусловившим окончательную форму и размеры рифа, относятся размер горки или группы горок, на базе которых начался рост рифа, скорость прогибания бассейна и физические условия среды, в которой происходило развитие рифа. Наличие фауны массивных строматопор и кораллов, несомненно, важно, но поскольку подобного рода фауна обнаружена и в других горизонтах девона, необходимо уточнить, каковы же были те факторы, которые оказались благоприятными для образования рифов такой формы и размера, как в районе Рейнбоу. Поучительно сопоставить рифы Рейнбоу с Барьерным рифом Австралии (фиг. 14), описанным Фейрбриджем [16]. Фейрбридж исследовал историю развития рифа от небольшого первичного бугорка до серповидного рифа. Размеры первичных рифов отражены в окончательной форме и размерах всей массы рифа. Более крупные развились в огромные подковообразные или серповидные атоллы и крупные кольцевые рифы, тогда как более мелкие бугорки развились в небольшие подковообразные атоллы или овальные рифы.

В районе Рейнбоу размер горок, на которых начался рост рифа, сыграл определяющую роль в оформлении окончательной морфологии рифа. В этом

районе бассейн прогибался более интенсивно, вследствие чего на поверхности небольшой горки риф рос вертикально, образуя небольшие овальные одиночные формы диаметром менее 800 м. На крупных горках развивались серповидно-атолловые рифы. Обычно они имеют ширину более 2,4 км и характеризуются наличием органогенной каемки, развитой, как правило, с северной и восточной сторон. Осадки, типичные для спокойных условий, отлагались в лагуне позади каемки. Хороший пример серповидного атолла — участок *О* на фиг. 14. Крупные атоллы развивались преимущественно на основе больших горок или нескольких близрасположенных небольших горок. Вдоль более или менее протяженной органогенной каемки интенсивно развивались массивные строматопоры и кораллы, чему способствовало обилие пищи и кислорода в водах. В районе центрального понижения были развиты лагунные условия. Типичен в этом отношении участок *В* (фиг. 14).

Помимо влияния размера горок и скорости прогибания бассейна, немаловажную роль в процессе формирования рифов Рейнбоу играли физические условия среды. Стантон [41] указывал, что наиболее важными факторами в данном случае являются направленное воздействие климатических условий, в частности ветра, характер палеогеографии (местоположение крупных отмелей или прибрежных барьеров, порядок глубин открытого океана) и глубина моря на отдельных участках.



Фиг. 14. Одиночные и атолловые рифы района Рейнбоу в сравнении с рифами Большого Барьерного рифа Австралии [16].

Влияние ветра на форму рифов установлено путем сравнения рифов Рейнбоу с некоторыми современными рифами Большого Барьерного рифа. На фиг. 14 видно, что рифы подковообразной формы своей выпуклой стороной обращены в направлении действия ветра. Некоторые исследователи полагают, что это связано с относительно более быстрым ростом органики и осадконакопления с наветренной стороны. Более того, переносимые течениями и волнами осадки под действием ветра приобретают серповидную форму. Эти формы своей выпуклой стороной обращены на север-северо-восток и указывают на преобладающее направление ветров в процессе роста рифов.

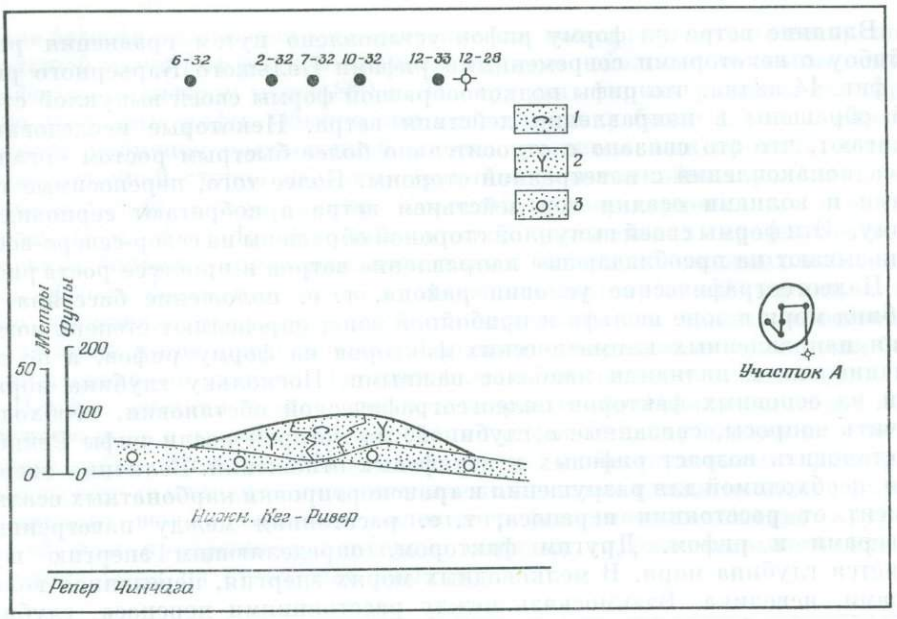
Палеогеографические условия района, т. е. положение бассейна или глубина моря в зоне шельфа и прибойной зоне, определяют степень воздействия направленных климатических факторов на форму рифов, а по этой причине они и являются наиболее важными. Поскольку глубина моря — один из основных факторов палеогеографической обстановки, необходимо изучить вопросы, связанные с глубиной, на которой росли рифы Рейнбоу, и установить возраст рифовых и нерифовых отложений. Величина энергии волн, необходимой для разрушения и транспортировки карбонатных осадков, зависит от расстояния переноса, т. е. расстояния между наветренными барьерами и рифом. Другим фактором, определяющим энергию волн, является глубина моря. В мелководных морях энергия, переданная волнам ветрами, невелика. Взаимосвязь между расстояниями переноса, глубиной моря и высотой волн установлена Бретшнейдером [6]. Стантон [41] привел пример низкоэнергетической обстановки в условиях мелкого моря на Багамской платформе. При глубинах моря 3,6—5,4 м в зоне платформы энергия ветра, передаваемая волнам, весьма незначительна. В результате этого для первичных рифовых бугорков, защищенных зоной небольших глубин, характерна почти округлая форма и отсутствие с заветренной стороны «хвостов» обломочного материала.

Обилие трубообломочного материала и эллиптическая или серповидная форма рифов Рейнбоу свидетельствуют о том, что рост рифов происходил в обстановке, которой была свойственна высокая энергия волн. Представляется маловероятным, чтобы с наветренной стороны существовали барьеры типа небольших отмелей. Данные указывают, что вблизи каркаса глубина моря значительно больше. Карбонатные обломки и ареniты переносились к краю органогенного рифа и отлагались на предрифовом склоне. Отсутствие переноса обломков рифовых тел за пределы рифового комплекса свидетельствует о слабом энергетическом потенциале водной среды в зарифовой зоне. Падение предрифовых пород под углом около 25° свидетельствует о наличии сильнорасчленного рельефа на участке между зонами развития и разрушения органического материала и подножием каркаса.

В целом все физико-географические факторы — направленное воздействие климатической обстановки, палеогеография морского дна и глубина моря на отдельных участках — указывают, что большую часть времени рифы Рейнбоу развивались в условиях сильно расчлененного рельефа. Можно полагать, что эвапориты формации Маскег образовались позднее эквивалентных им по простиранию рифовых пород. Однако накопление соли формации Блэк-Крик и ангидритов формации Маскег, по-видимому, происходило вне рифовой зоны, одновременно с ростом рифа вблизи поверхности.

Литофации

В настоящем разделе кратко описаны литологические и фаунистические компоненты рифовых образований Рейнбоу, преимущественно по данным Ленгтона и Чина [29], которые детально исследовали 4500 м кернового материала. Они выделили 14 типов литофаций, сформировавшихся в шести зонах с различными условиями осадконакопления.



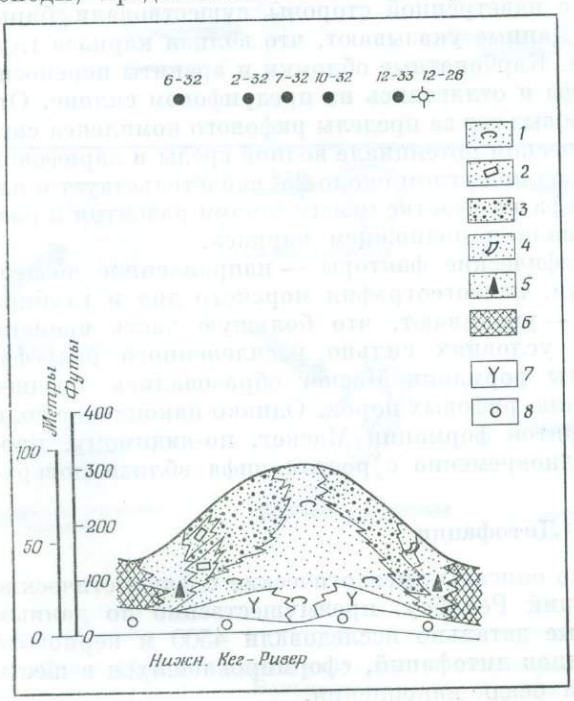
Ф и г. 15. Одиночный риф, фаза глубоководной банки.

Местоположение участка *А* показано на фиг. 13.

Фации: *1* — массивные строматопоры; *2* — ветвистые кораллы; *3* — криноидный ил.

Среда осадконакопления: *1* — органогенный риф; *2* и *3* — банка.

Начальная фаза банки (*одиночной*). Для этой фазы характерны фации, представленные массивными строматопороидеями, ветвящимися кораллами и криноидными илами (фиг. 15). Фация массивных строматопороидей, содержащая массивные кораллы, ветвящиеся строматопороидеи, брахиоподы и гастроподы, представляет особый интерес с точки зрения ее рифостроящего



Ф и г. 16. Одиночный риф, фаза банка — органогенный риф.

Местоположение участка *А* показано на фиг. 13.

Фации: *1* — массивные строматопоры; *2* — строматопоры и коралловые рудиты; *3* — арениты; *4* — массивные кораллы; *5* — обломки строматопор и кораллов; *6* — темные лютиты; *7* — ветвистые кораллы; *8* — криноидный ил.

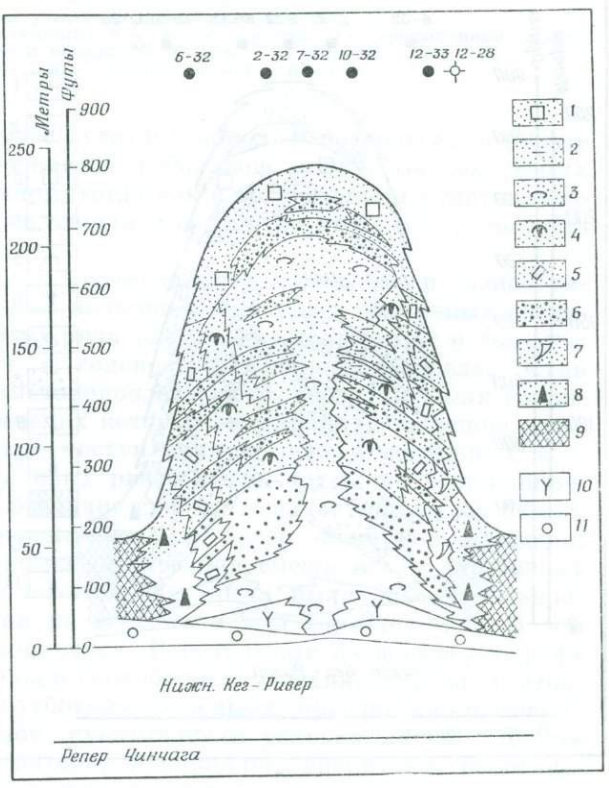
Среда осадконакопления: *1* — органогенный риф; *2* и *3* — органогенный и передовой риф; *4* и *5* — передовой риф; — бассейн.

потенциала. Однако в течение данной фазы преобладали фации криноидных илов, а рельеф морского дна был слабо расчленен. Авторы полагают, что в данном случае более уместен термин «глубоко погруженная банка».

Фаза перехода банки в органогенный риф (*одиночный*). Характер фации и их распределение показаны на фиг. 16. Массивные строматопороидеи продолжали интенсивно разрастаться; они были скреплены фациями рифостроящихся массивных кораллов. Образуются и фации коралловых рудитов, сложенные обломками массивных строматопороидей и кораллов. Рудиты имеют калькаренитовую основу. Эти фации развиты в предрифовой зоне. Органогенные аренитыдовольно часто встречаются в различных частях рифового комплекса, а в течение данной фазы они преобладают. Помимо рудитов и аренитов, присутствуют и другие фации, состоящие из массивных сирингопороидовых кораллов и органогенно-рифовых обломочных фаций. Эти фации сложены обломками строматопоровых и ветвящихся кораллов, сцементированных темно-коричневыми тонкокристаллическими доломитизированными лютитами. Темный цвет, наличие тонкокристаллического цемента и приуроченность к погруженным участкам крыльев свидетельствуют о том, что формирование этих пород происходило в спокойной глубоководной среде. Это переходная фация к темноокрашенным лютитам. Лютиты состоят из тонкослоистых битуминозных кальцилютитов и приурочены к внерифовой зоне бассейна осадконакопления.

Между рифостроящей способностью организмов и силами физического разрушения существовала четкая взаимосвязь. Временами риф оказывался в зонах сильных течений, на что указывает обилие аренитов и рудитов.

Органогенно-рифовая фаза (*одиночные рифы*). В течение этой фазы развития (фиг. 17) преобладали массивные строматопоры и кораллы органогенно-рифового типа, и именно в этот период сформировалась основная часть рифового комплекса. Наличие зон рудитов и аренитов свидетельствует



Ф и г. 17. Одиночный риф, фаза органогенного рифа.

Местоположение участка *А* показано на фиг. 13.

Фации: *1* — скелетные рудиты; *2* — светлые лютиты; *3* — массивные строматопоры; *4* — массивные строматопоры и кораллы; *5* — строматопоровые и коралловые рудиты; *6* — арениты; *7* — массивные кораллы; *8* — обломки строматопор и кораллов; *9* — темные лютиты; *10* — — ветвистые кораллы; *11* — криноидный ил.

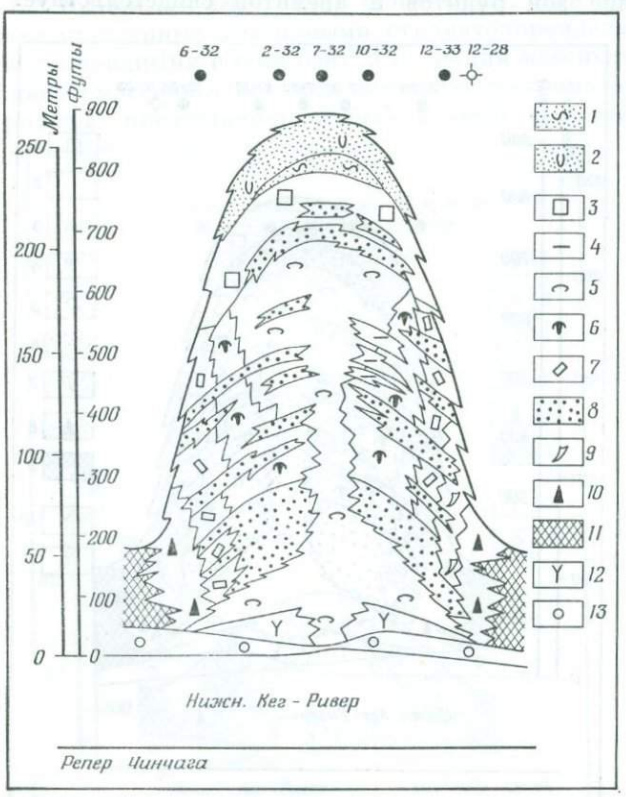
Среда осадконакопления: *1—4* — органогенный риф; *5* и *6* — органогенный и передовой риф; *7* и *8* — передовой риф; *9* — бассейн.

о воздействии сильных течений. Однако область переноса обломочного материала была ограничена предрифовым склоном, где и происходило накопление осадков ниже уровня волнолома.

В течение этой фазы отлагались еще две фации — светлоокрашенных лютитов и органогенных рудитов. Первая, слагающая небольшую часть площади рифа, сложена микро- и тонкозернистыми известняками; лютиты отлагались на отдельных защищенных участках в пределах рифа. Органогенные рудиты состоят из обломков гастропод, брахиопод, колониальных септовых кораллов и *Stachyoides* в кальцилютитовом или кальцисилтитовом цементе. Спорадически встречаются обломки массивных строматопороидей.

Ленгтон и Чин (устное сообщение) установили фацию массивных строматопороидей в кровле небольших одиночных рифов и в пределах 15-метровой зоны ниже кровли более крупных одиночных и атолловых рифов. Однако на завершающем этапе рассматриваемой фазы площадь развития данной фации сокращается, а объем фации органогенных рудитов увеличивается. Сокращение мощности фаций массивных строматопор служит указанием на менее благоприятную обстановку — по-видимому, на увеличение солености моря.

Фаза мелководной банки (одиночной). Конечная стадия роста рифа показана на фиг. 18. На этой стадии обычно развивается, хотя и не очень интенсивно, амфипоровая фация. Развита также фация (массивных) строматопор, но ареал ее распространения сократился по сравнению с предыдущей фазой. Помимо амфипоровой фации, в течение развития этой фазы развивалась и ламинитовая фация. Полагают, что ламиниты отчасти имеют водорослевый генезис. Определенная трудность возникает при разделении рудитов органогенно-рифовой фазы и рудитов фазы мелководной банки, которое осуществляется главным образом на основе фаунистических остатков и литоло-

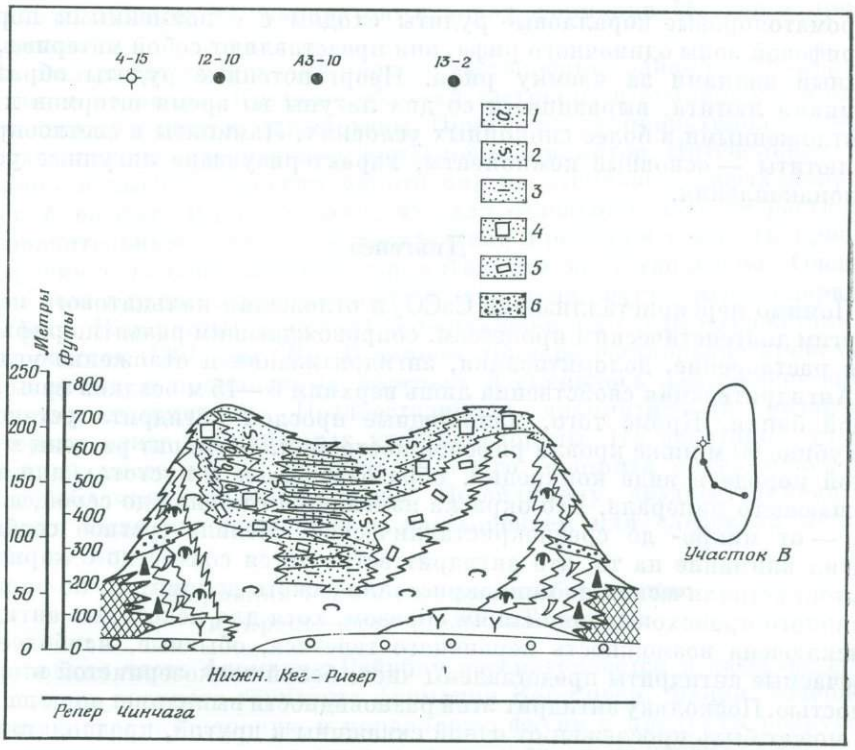


Ф и г. 18. Одиночный риф, фаза мелководной банки.

Местоположение участка *А* показано на фиг. 13.

Фации: *1* — ламиниты; *2* — амфипоры; *3* — органогенные рудиты; *4* — светлые лютиты; *5* — массивные строматопоры; *6* — массивные строматопоры и кораллы; *7* — строматопоровые и коралловые рудиты; *8* — аренитьі; *9* — массивные кораллы; *10* — обломки строматопор и кораллов; *11* — темные лютиты; *12* — ветвистые кораллы; *13* — криноидный ил.

Среда осадконакопления: *1* и *2* — мелководная банка.



Ф и г. 19. Атолловый риф, фаза лагуна — банка.

Местоположение участка *B* показано на фиг. 13.
Фации: *1* — нескелетные рудиты; *2* — ламиниты; *3* — светлые лютиты; *4* — органогенные рудиты; *5* — строматопоровые и коралловые рудиты; *6* — аренитьі.
Среда осадконакопления: *1*, *3*, *5* и *6* — лагуна; *2* и *4* — лагуна — банка.

гических особенностей связанных с рудитами пород. В органогенном рудите органогенно-рифовой фазы содержится небольшое количество массивных строматопор и еще меньше амфипор, тогда как в органогенном рудите, отложившемся в условиях неглубокой отмели, содержится очень много амфипор и очень мало строматопор.

В течение этой последней фазы увеличиваются количество и разнообразие фауны. Эти изменения, а также наличие ламинитов и первичных ангидритов в верхних частях (6—15 м) ряда рифов свидетельствуют о том, что глубина бассейна уменьшилась и соленость несколько возросла. Судя по небольшому количеству строматопороидей, здесь, вероятно, были изолированные участки рельефа, в пределах которых необходимая величина солености поддерживалась вследствие поступления свежих атмосферных вод.

Атолловые рифы. Рост атолловых рифов очень похож на рост одиночных рифов (фиг. 19). Основное различие связано с начальной фазой банки: органогенно-рифовая фауна расселилась на более обширной площади. По мере роста рифа органогенно-рифовые фации смещались к наружному краю рифового комплекса, где питательная среда была более обильной. Рост органогенно-рифовой фации по вертикали шел гораздо быстрее, чем на других участках рифового комплекса. В результате по периферии рифа образовалась каемка и относительно спокойная внутренняя лагуна. В атолловых рифах, помимо условий глубокопогруженных, органогенно-рифовых, предрифовых и неглубоких банок, существовали условия лагуны. Фации лагун насыщены рудитами строматопор и кораллов, аренитами, неорганогенными рудитами, ламинитами и светлоокрашенными лютитами. Аренитьі

и строматопоровые коралловые рудиты сходны с одноименными породами предрифовой зоны одиночного рифа; они представляют собой материал, перенесенный волнами за каемку рифа. Неорганогенные рудиты образованы обломками лютита, вырванными со дна лагуны во время штормов и затем переотложенными в более спокойных условиях. Ламиниты и светлоокрашенные лютиты — основные компоненты, характеризующие лагунные условия осадконакопления.

Диагенез

Помимо перекристаллизации $CaCO_3$ и отложения кальцитового цемента, к другим диагенетическим процессам, сопровождающим развитие рифа, относятся растворение, доломитизация, ангидритизация и отложение угля.

Ангидритизация свойственна лишь верхним 6—15 м осадков фазы мелководной банки. Кроме того, маломощные прослои ангидрита установлены на глубине 90 м ниже кровли рифовой постройки. Ангидрит рассеян в карбонатной породе в виде конкреций, образовавшихся в пустотах или в виде замещающего минерала. Его окраска изменяется от белой до серой, а структура — от микро- до среднекристаллической. Мечилз (устное сообщение) обратил внимание на то, что ангидрит встречается совместно с коричневым скрытокристаллическим до микрокристаллического доломитом, по-видимому, первичного происхождения. Таким образом, хотя для некоторых ангидритов не исключена возможность первичного генезиса, обычные, наиболее часто встречаемые ангидриты представлены чисто белой тонкозернистой вторичной разностью. Поскольку ангидрит этой разновидности выполняет поры и пустоты и не может быть прослежен от одной скважины к другой, предполагают, что он имеет вторичный генезис.

Доломитизация обусловлена тремя основными факторами. Ленгтон и Чин [29] отмечали, что степень и тип доломитизации определяются размерами рифа и его внутренним строением. Эти исследователи выделили также раннюю и позднюю стадии доломитизации.

Связь между доломитизацией и размерами рифа выражается в том, что одиночные рифы не доломитизированы, серповидным атоллам свойственна степень доломитизации от средней до высокой, а все крупные атоллы сильно доломитизированы. Исключение составляет небольшой одиночный риф участка *D* (фиг. 24), который доломитизирован целиком. В данном случае высокая степень доломитизации вызвана близостью этого рифа к атолловому рифу участка *B* и общей водной средой их роста. Как полагают Ленгтон и Чин, доломитизация характерна для атоллов, а не для одиночных рифов, поскольку в более крупных рифах создавались локальные эвапоритовые условия осадконакопления. При испарении плотность воды возрастала и движение вод повышенной солености через риф приводило к доломитизации в процессе обратного просачивания.

Достоверно установлены две стадии доломитизации. Ранняя стадия выражалась в селективном замещении тонкозернистой цементирующей массы, но без значительного нарушения седиментационной и фаунистической структуры. На заключительном этапе образовался доломит. Цвет первичной породы обычно от светло- до темно-коричневого. На поздней стадии доломитизации порода приобретала крупнокристаллическую структуру и светлую окраску. Белый крупнокристаллический доломит замещает и пронизывает в виде жил коричневый, мелкокристаллический доломит ранней стадии. Наличие доломита двух типов придает породе мраморовидный характер. Для описания прочих типов доломитизации поздней стадии часто употребляют такие термины, как *полосчатый*, *небулоидный* и *мозаичный*. Доломитизация поздней стадии обусловлена послеседиментационным внедрением магнезиальных вод по зонам разломов или зонам повышенной пористости. Магнезиальные воды

могли быть выжаты из эвапоритовых пород формации Маскег в процессе уплотнения.

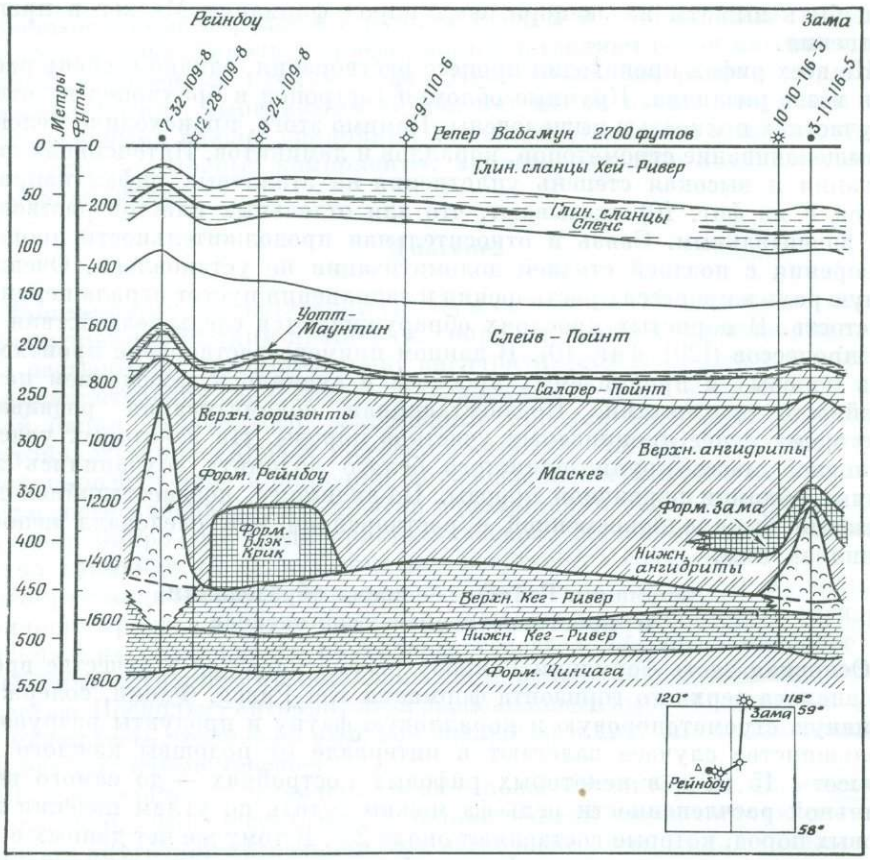
На всех рифах происходил процесс растворения, однако степень растворения везде различна. Крупные обломки гастропод и брахиопод на отдельных участках полностью выщелочены. Помимо этого, происходило селективное выщелачивание строматопор, кораллов и ламинитов. Интенсивная стилолитизация и высокая степень уплотнения на атолловых рифах (например, участок *F* на фиг. 10) указывают, что для отдельных пластов растворение было значительным. Связь и относительная продолжительность процессов растворения с поздней стадией доломитизации не установлена. Очевидно, важную роль в процессах растворения и заполнения пустот играла первичная пористость. В пористых прослоях обнаруживаются следы воздействия этих двух процессов ([29], фиг. 10). В данном примере растворение происходило вдоль поровых и проницаемых прослоев и сменялось замещением позднестадийными доломитами. Позднестадийная доломитизация развивалась и в сторону менее проницаемых участков породы. На некоторых участках в основной массе крупнозернистого белого доломита сохранились лишь крупные обломки первичной породы. По-видимому, позднестадийная доломитизация была одновременной с растворением или следовала непосредственно за ним.

Формация Рейнбоу — время образования и пространственные взаимосвязи

Основная часть формации Рейнбоу рассматривается в качестве временно́го аналога верхнего горизонта формации Кег-Ривер. Фации, содержащие массивную строматопоровую и коралловую фауну и продукты разрушения, в большинстве случаев залегают в интервале от подошвы каждого рифа до высоты 15 м, а в некоторых рифовых постройках — до самого верха. О сильной расчлененности рельефа можно судить по углам падения предрифовых пород, которые составляют около 25°. К тому же нет данных о переслаивании по простиранию рифового обломочного материала с эвапоритами Маскег; арениты, рудиты и органогенный обломочный материал сносились только к рифовому склону и отлагались в глубоководных условиях, в которых энергия вод была слишком низка для того, чтобы относить обломочный материал от рифовой структуры. Все факторы физической обстановки указывают на существование глубоководных условий вокруг рифов Рейнбоу. Следовательно, накопление эвапоритов Маскег происходило либо после роста рифа, либо в глубоководных условиях одновременно с ростом рифа вблизи поверхности.

Помимо кажущейся очевидности возрастной связи между ростом рифов формации Рейнбоу и осадконакоплением эвапоритов формации Маскег, существует прямое доказательство одновременности роста рифа и накопления эвапоритов на конечной стадии мелководной банки в кровле рифа. Наличие ламинитов и амфипор свидетельствует о спокойных морских условиях. Сокращение количества и разнообразия ископаемых организмов, а также присутствие очень тонкокристаллического первичного ангидрита указывают на повышенную соленость моря.

История геологического развития районов Зама и Рейнбоу различны (фиг. 9 и 20). Рифы Рейнбоу, вероятно, эквивалентны по возрасту рифам верхнего горизонта Кег-Ривер [32]. Однако корреляция между формацией Рейнбоу и горизонтом Зама затруднительна. Стратиграфически отличающийся горизонт Зама перекрывает либо риф законченной постройки, либо эвапориты горизонта Маскег в зарифовой части (фиг. 20). Горизонт Зама сложен тонкозернистым доломитом, слабо охарактеризованным фауной, обычно слоистым или чешуйчатым. Поскольку на зарифовых участках он подстилается и перекрывается эвапоритами горизонта Маскег, считают,



Ф и г. 20. Схема корреляции с юго-запада на северо-восток от района Рейнбоу до района Зама.
Горизонтальный масштаб произвольный.

что он имеет возраст, соответствующий возрасту этого горизонта. В районе Рейнбоу это не установлено. Однако Мак-Камис и Гриффит [32] рассматривают его как эквивалент верхней части (45—75 м) формации Рейнбоу. Подобную корреляцию авторы считают малообоснованной. В районе Рейнбоу рост органогенной постройки либо достигал кровли большинства рифов, либо не доходил до нее 15 м. В этом районе не установлено регионального значительного обмеления моря, которое обусловило осадконакопление горизонта Зама в районе Зама.

Структура послерейнбоуского времени

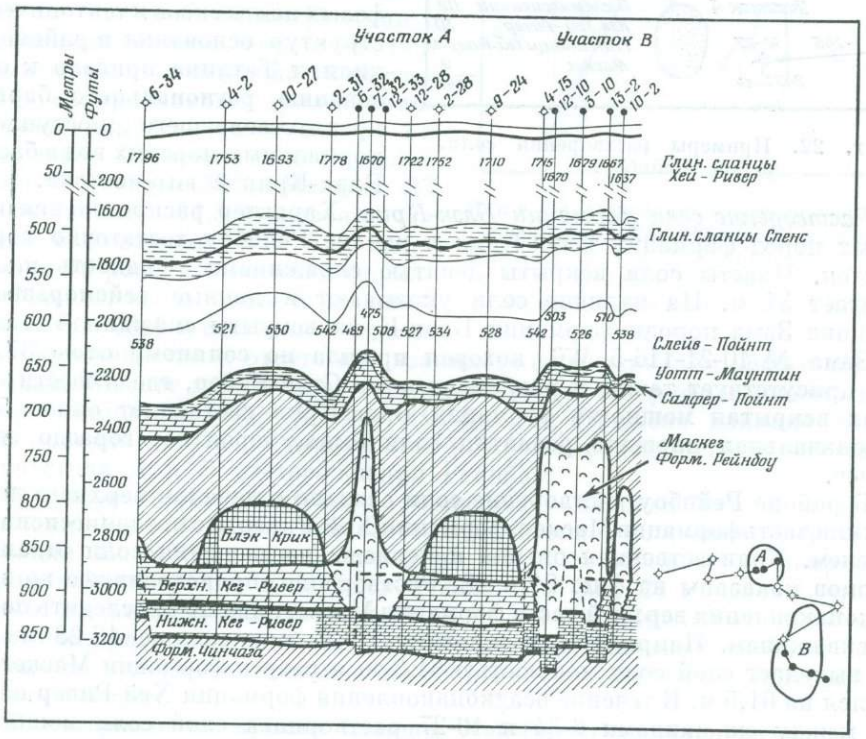
Современные черты тектоники обусловлены четырьмя факторами — движением по сбросам, растворением соли горизонта Блэк-Крик, уплотнением эвапоритовых пород горизонта Маскег и послеларамийской складчатостью. Последний фактор в данной статье не рассматривается.

Движения по сбросам. На карте района Рейнбоу (фиг. 12) выделены две системы нарушений. Одна система — Хей-Ривер — Ист-Арм, протяженностью 16 км, расположена в южной части месторождения Рейнбоу. Система образована серией сбросов с амплитудой смещения 30 м и более. Простирание плоскости сбрасывателей различное, но в целом система вытянута в северо-восточном направлении. Вторая система нарушений находится

в центральной части месторождения Рейнбоу. Здесь сбросы имеют амплитуду порядка 6—24 м, а плоскости сбрасывателя ориентированы по различным направлениям (фиг. 12 и 21).

Система нарушений Хей-Ривер — Ист-Арм обусловлена проявлением раннедокембрийских подвижек, а образовавшиеся структурные формы в дальнейшем, вероятно, были эродированы. К моменту начала осадконакопления сохранились наиболее крупные элементы рельефа. Движения по продольным и поперечным сбросам неоднократно возобновлялись в различные периоды, вплоть до конца миссисипского времени. Такие же системы нарушений и сбросов развиты в северной части Альберты.

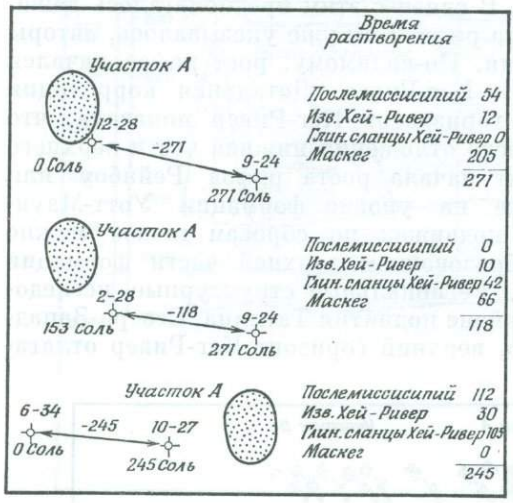
Больший интерес вызывают сбросы второй системы с современной амплитудой 6—24 м, поскольку они, как правило, приурочены к подошве рифов на месторождении Рейнбоу (фиг. 12). В связи с этим предполагалось даже, что они являлись первопричиной роста рифа. Как уже указывалось, авторы статьи не разделяют эту точку зрения. По-видимому, рост рифов начался с илистых горок нижнего горизонта Кег-Ривер. Детальная корреляция нижнего и верхнего маркирующих горизонтов Кег-Ривер показала, что движение по сбросам происходило после отложения нижней части верхнего горизонта Кег-Ривер, т. е. в момент начала роста рифов Рейнбоу или несколько позднее. Поскольку уже на уровне формации Уотт-Маунтин сбросы не проявляются, время подвижек по сбросам точнее можно определить как интервал между образованием верхней части формации Рейнбоу и формации Уотт-Маунтин. Региональные структурные исследования подтверждают этот вывод. В районе поднятия Татлина, Северо-Западные территории, нижний и, вероятно, верхний горизонт Кег-Ривер отлага-



Ф и г. 21. Разрез структуры, подвергшейся влиянию процесса растворения соли, район Рейнбоу.

Участки *А* и *В* показаны на фиг. 13.
Горизонтальный масштаб произвольный.

лись в нормальной последовательности. Однако мощность разреза между формацией Уотт-Маунтин и нижним горизонтом Кег-Ривер здесь значительно сокращена по сравнению с остальной частью бассейна на юге. Воздымание поднятия Татлина до отложения формации Уотт-Маунтин (возможно, во время осадконакопления формации Маскег) обусловило отсутствие осадков этого возраста и их эродированность. Вдоль тренда Шекили на западной окраине бассейна Блэк-Крик мощность разреза от кровли формации Маскег до кровли нижнего горизонта Кег-Ривер мала. Однако мощность перекрывающей формации Салфер-Пойнт по всему району весьма большая. По-видимому, воздымание произошло в конце осадконакопления формации Маскег, чем и обусловлены ее сокращенная мощность или частичная эрозия пород. Во время осадконакопления формации Салфер-Пойнт происходило прогибание, вследствие которого мощность разреза данной формации вдоль западной части бассейна увеличилась (фиг. 5, 9 и 10).



Фиг. 22. Примеры растворения соли, район Рейнбоу.

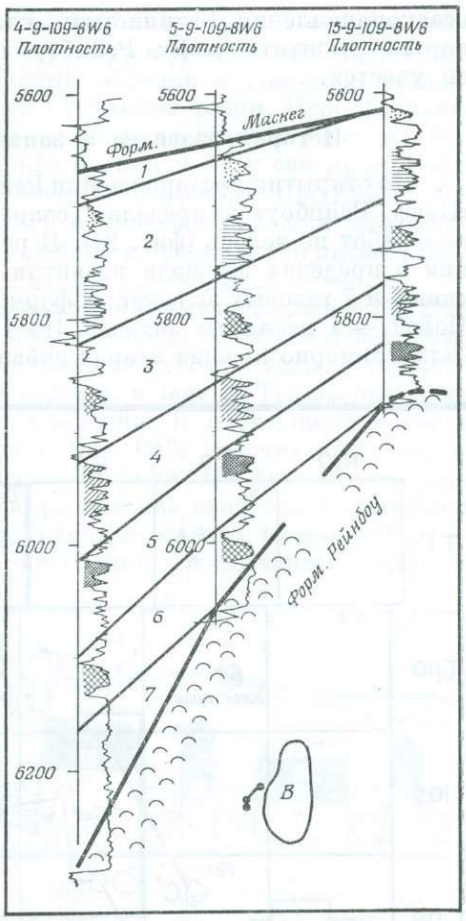
В пределах района Рейнбоу движение по сбросам с амплитудой 6—24 м, возможно, сопровождалось перемещением отдельных рифовых масс. Мощности отдельных рифов и региональных барьерных рифовых комплексов могли обусловить локальные и региональные перестройки кристаллического основания. Сочетание барьерных рифовых комплексов и тектонических структур основания в районе Шекили и Татлина привело к образованию регионального барьера, препятствовавшего поступлению нормальных морских вод в бассейн Блэк-Крик с юго-востока.

Растворение соли формации Блэк-Крик. Характер распределения соленосных пород формации Блэк-Крик в районе Рейнбоу достаточно хорошо известен. Пласты соли вскрыты девятью скважинами; мощность пластов достигает 81 м. На наличие соли указывают и данные сейсморазведки. В районе Зама породы формации Блэк-Крик вскрыты скважиной Хадсон-Бей-Зама № 10-21-116-5 W6, которая прошла по соляному слою 37,2 м. Соль присутствует также в разрезе участка Стин-Ривер, где в шести скважинах вскрытая мощность формации Блэк-Крик составляет около 54 м. Первоначальная площадь развития соли была, вероятно, гораздо значительнее.

В районе Рейнбоу растворение соли связано с началом верхнего девона (верхняя часть формации Маскег, формация Хей-Ривер) и с послемиссисипским временем. Количественная оценка и периоды растворения соли отдельных образцов показаны на фиг. 21 и 22. Растворение, происходившее во время осадконакопления верхней части формации Маскег, можно проследить по многим скважинам. Например, от скважины 9-24 к скважине 12-28 из разреза выпадает слой соли мощностью 81,3 м, а разрез формации Маскег увеличился на 61,5 м. В течение осадконакопления формации Хей-Ривер на участке между скважинами 6-34 и 10-27 растворился слой соли мощностью 30,9 м. Увеличение мощности формации Хей-Ривер на 15,6 м между скважинами 2-28 и 9-24 обусловлено растворением соли. Данных о растворении соли между этими двумя скважинами в послемиссисипское время не получено. Растворение соляного слоя мощностью 16,2 м, приуроченное к этому

времени, отмечается между скважинами 12-28 и 9-24, а слоя мощностью 33,6 м — между скважинами 10-27 и 6-34.

Уплотнение. Уплотнение, отмеченное по скважинам 4-9 и 5-9 для пород формации Маскег, продемонстрировано на фиг. 23. При детальной корреляции формации Маскег от интервала 2 по интервал 5 включительно установлено суммарное увеличение мощности от 78 м в скважине 15-9, расположенной вблизи центральной части рифа, до 99 м в скважине 5-9 на приподнятом крыле рифа. Ввиду того что обе скважины расположены в приподнятой части рифа, очевидно, что увеличение мощности пачек 2—5 не было связано с растворением соли. Суммарная мощность этих пачек на крыле рифа в скважине 4-9 достигает 120 м. Поскольку эта скважина расположена к тому же достаточно низко, можно предположить, что увеличение мощности связано с растворением соли, однако однозначность и постоянство корреляции с другими скважинами заставляет относить это увеличение мощности на счет дифференцированного уплотнения. От скважины 15-9 до скважины 4-9 увеличение мощности за счет уплотнения составляет 35%. На фиг. 23 также показана 34,5-метровая пачка между скважинами 4-9 и 5-9, залегающая на рифе в основании формации Маскег, что в сумме с пачкой 6 мощностью 20,4 м составляет 54,9 м.



Ф и г. 23. Корреляция маркирующих горизонтов формации Маскег по участкам *D* (скв. 4-9, 5-9) и *EEE* (скв. 15-9) района Рейнбоу (см. фиг. 24).
Горизонтальный масштаб произвольный.

Это обстоятельство и отсутствие взаимного переслаивания рифа с породами формации Маскег характеризует рельеф поверхности рифа к моменту накопления осадков формации Маскег. На фиг. 21 отражено влияние уплотнения, проявляющееся в уменьшении мощности пород, перекрывающих риф на участках *A* и *B* месторождения Рейнбоу.

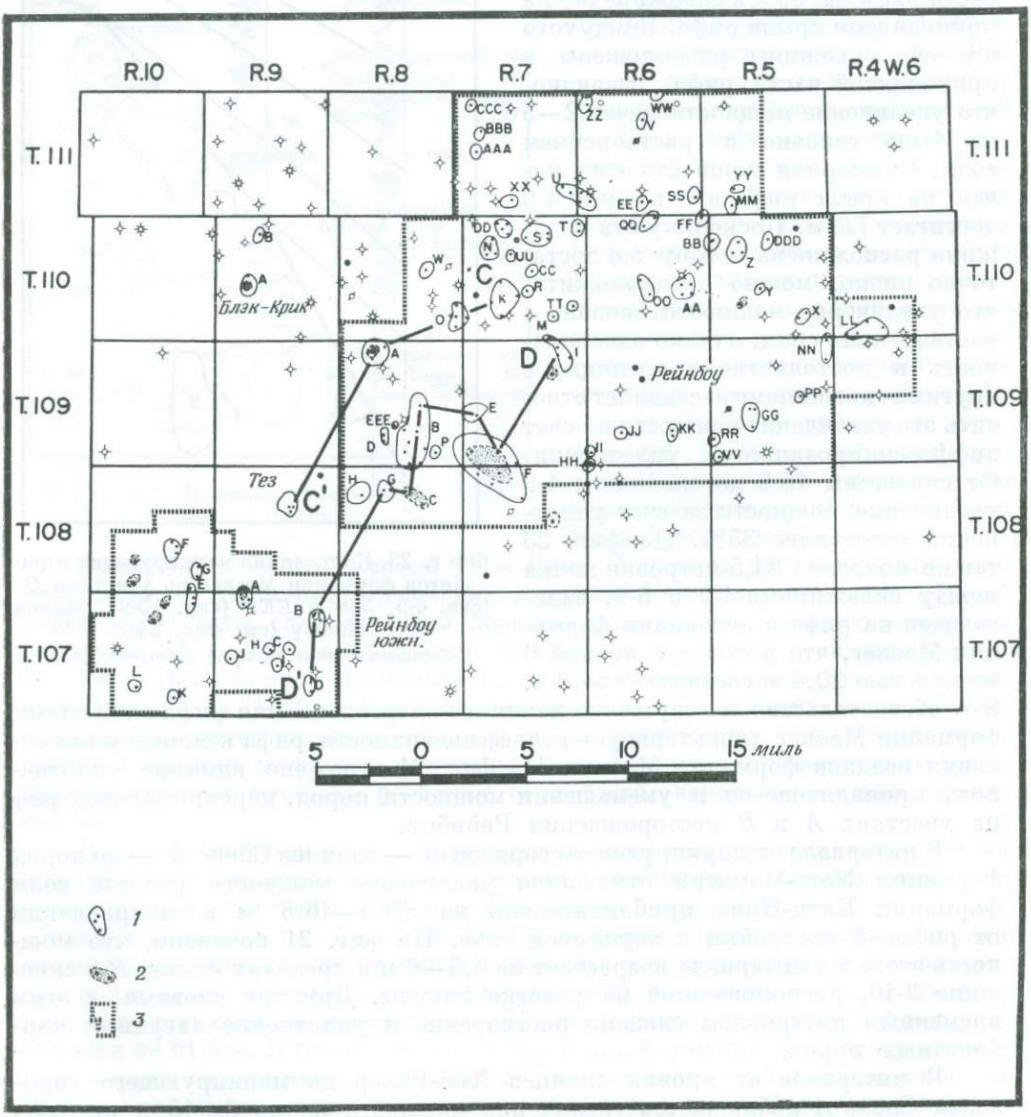
В интервале от маркирующего горизонта — сланцев Спенс *A* — до пород формации Уотт-Маунтин отмечается увеличение мощности разреза соли формации Блэк-Крик приблизительно на 10,5—16,5 м в направлении от рифовой постройки к зарифовой зоне. На фиг. 21 показано, что мощность этого же интервала возрастает на 4,5—6 м в пределах атолла *B* в скважине 3-10, расположенной на участке лагуны. Другими словами, с этим временны́м интервалом связано растворение и уплотнение лагунных карбонатных пород.

В интервале от кровли сланцев Хей-Ривер до маркирующего горизонта Спенс *A* наблюдается увеличение мощности около 9—15 м от рифа к зарифовой зоне. Поскольку это увеличение мощности связано с участком, где растворения соли Блэк-Крик не происходило, уплотнение зарифовых эвапоритов формации Маскег, очевидно, продолжалось вплоть до конца

осадконакопления глинистых сланцев Хей-Ривер. На структурных картах выделить рифы Рейнбоу по кровле формации Хей-Ривер сразу не удается.

История разведки и запасы месторождения Рейнбоу-Лейк

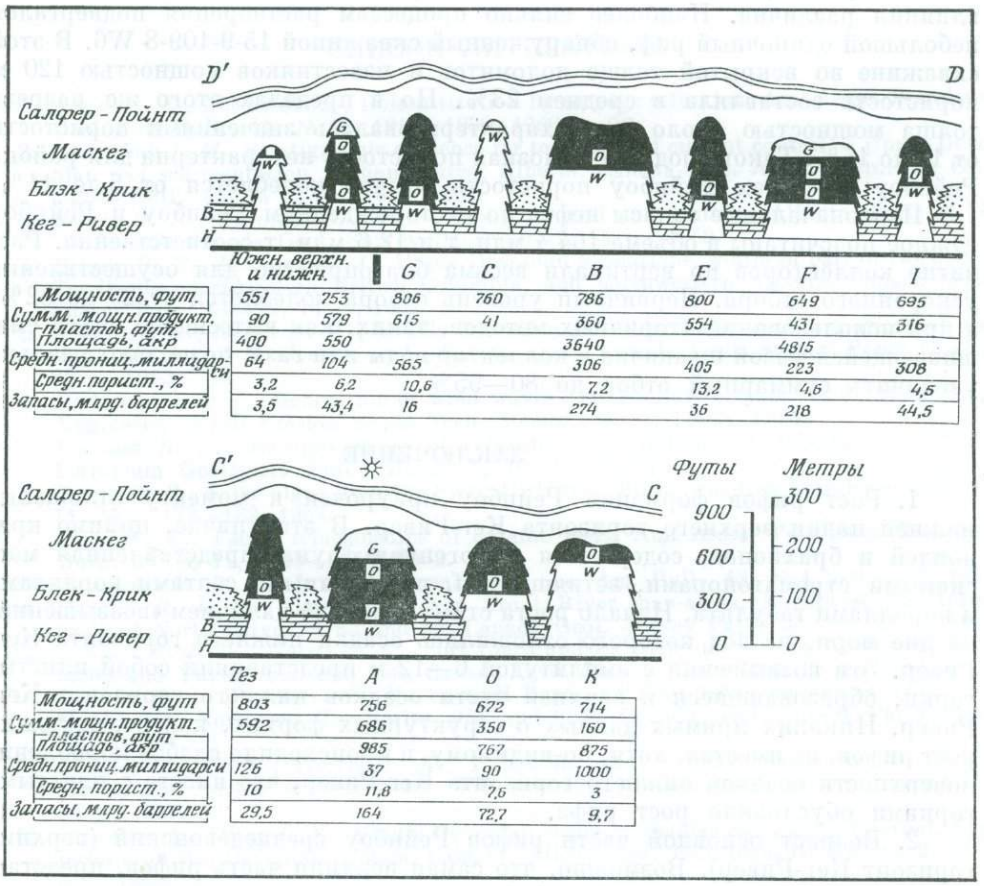
До открытия месторождения Рейнбоу скважиной 7-32-109-8 W6 компании «Банф Рейнбоу» в пределах современной площади месторождения буровых работ не велось (фиг. 24). В результате поискового разведочного бурения в пределах площади развития формации Кег-Ривер выявлено 55 нефтяных и 7 газовых залежей; в формации Маскег — 6, а в формации Салфер-Пойнт — 4 нефтяные залежи. Из 126 разведочных скважин 72, т. е. 56% (или примерно каждая вторая скважина), оказались продуктивными. Такой



Ф и г. 24. Район Рейнбоу, контуры залежей формации Кег-Ривер.
Разрезы *C — C'* и *D — D'* (см. фиг. 25).
1 — нефтяная залежь; *2* — газовая залежь или газовая шапка; *3* — контуры месторождения.

высокий процент обусловлен высоким качеством современных методов сейсморазведки. Складки облекания рифовых структур и участки выщелачивания вблизи рифов удалось картировать главным образом с помощью методов непрерывного профилирования или общей глубинной точки. Использование сейсморазведки дало положительный результат и на других участках бассейна Блэк-Крик. На месторождения Вирго и Зама-Лейк к северу от Рейнбоу выявлено 110 залежей нефти в отложениях формации Кег-Ривер. По-видимому, число продуктивных нефтяных и газовых скважин формации Кег-Ривер будет возрастать, поскольку в районе продолжаются интенсивные поисково-разведочные работы.

На фиг. 25 приведены два схематичных профиля месторождений Рейнбоу и Рейнбоу Южное, на которых указаны коллекторские свойства и извлекаемые запасы нефти по 10 из 55 залежей в отложениях Кег-Ривер. Участок C на разрезе D — D' соответствует газовой залежи, а залежь Тез расположена за пределами современных границ месторождения. К настоящему времени в 10 залежах сконцентрировано приблизительно 60% подсчитанных первоначальных извлекаемых запасов двух месторождений. На фиг. 25 показаны также диапазон продуктивных пластов и физические свойства коллекторов по месторождению Рейнбоу. Более продуктивные пласты мощностью 60—50 м приурочены к западной части месторождения. Исключением является



Ф и г. 25. Характеристика коллекторских свойств и запасов формации Рейнбоу, район Рейнбоу.

Линии разрезов C — C' и D — D' показаны на фиг. 24.

газоносный пласт формации Кег-Ривер мощностью 12,3 м на участке *C*. Пористость и проницаемость резко изменяются от залежи к залежи, а также в пределах отдельных залежей, что обусловлено разнообразием литофаций и диагенетическими процессами. Зависимость коллекторских свойств от характера литофаций можно проследить по залежи *A* Рейнбоу Южного и залежи *B* месторождения Рейнбоу, в которых значение пористости в центральных атоллах ниже в среднем на 6%, а к краям рифов она значительно возрастает и достигает 11%. Это связано с более высоким процентным содержанием аренитов и рудитов в предрифовых зонах. Другим примером служит южная залежь *G* на месторождении Рейнбоу Южное, в которой по центральной скважине 4-12-108-10 W6 фиксируется пористость в среднем 7,4%, а в расположенной на периферии скважине 12-1-108-10 W6 она увеличивается до 10,4%. Помимо различий коллекторских свойств рифов, обусловленных разнообразием литофаций, устанавливается изменчивость самих литофаций в пределах рифов вследствие изменения содержания известкового ила в основной массе и неоднозначности степени проявления процессов растворения и доломитизации. Доломитизация по-разному влияла на коллекторские свойства. Для некоторых залежей, как, например, залежи *F*, характерна полная доломитизация. Средняя пористость здесь 4,5%, намного ниже, чем в большей части менее доломитизированных рифов. Почти для всех рифов отмечается влияние растворения на пористость и проницаемость, но степень этого влияния различна. Наиболее сильно процессам растворения подвергался небольшой одиночный риф, обнаруженный скважиной 15-9-109-8 W6. В этой скважине во вскрытой толще доломитов и известняков мощностью 120 м пористость составляла в среднем 23%. Но в пределах этого же разреза толща мощностью около 30 м характеризовалась значениями пористости от 12 до 15%. Такого рода кавернозная пористость нехарактерна для района Рейнбоу; в рифах Рейнбоу пористость обычно колеблется от 5 до 11%.

Первоначальные запасы нефти по месторождениям Рейнбоу и Рейнбоу Южное подсчитаны в объеме 164,4 млн. т и 12,6 млн. т соответственно. Развитие коллекторов по вертикали весьма благоприятно для осуществления ускоренного отбора. Первичный уровень отбора колеблется от 20 до 52%, а при использовании вторичных методов, таких, как вытеснение нефти смешивающейся фазой и закачка в коллектор воды или газа, позволяют реально увеличить суммарный отбор до 80—95%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Рост рифов формации Рейнбоу приурочен к моменту отложения нижней пачки верхнего горизонта Кег-Ривер. В этой пачке, помимо криноидей и брахиопод, содержатся рифогенная фауна, представленная массивными строматопорами, ветвящимися, разделенными септами кораллами и кораллами табулята. Начало роста стимулировано наличием «возвышений» на дне моря, из вод которого отложились осадки нижнего горизонта Кег-Ривер. Эти возвышения с амплитудой 6—12 м представляли собой илистые горки, образовавшиеся в верхней части осадков нижнего горизонта Кег-Ривер. Никаких прямых данных о структурных формах, контролирующих рост рифов, не имеется, хотя, по-видимому, и происходило слабое коробление поверхности осадков нижнего горизонта Кег-Ривер, что вместе с илистыми горками обусловило рост рифа.

2. Возраст основной части рифов Рейнбоу среднедевонский (верхний горизонт Кег-Ривер). Возможно, что самая верхняя часть рифов, представленная отложениями неглубокой банки, имеет возраст, соответствующий возрасту формации Маскег.

3. В пределах той части бассейна Блэк-Крик, которая относится к району Рейнбоу, в формации Рейнбоу развиты как одиночные, так и атолловые

формы рифов высотой до 246 м. Размеры и форма рифов обусловлены первоначальными размерами горки, на которой они вырастают, скоростью прогибания бассейна, направленным влиянием климата, палеогеографическими условиями морского дна и глубиной моря на отдельных участках.

4. Установлено большое количество сбросов с амплитудой смещения 6—24 м. Подвижки по этим сбросам начались до осадконакопления пород формации Уотт-Маунтин и продолжались после начала роста рифов формации Рейнбоу.

5. В бассейне Блэк-Крик проявились процессы растворения соли и уплотнения. Растворение соли формации Блэк-Крик в районе Рейнбоу связывают во времени с концом накопления осадков формации Маскег, началом верхнего девона и послемиссисипским временем. Уплотнение эвапоритов Маскег приурочено к отрезку времени от осадконакопления формации Маскег вплоть до конца накопления глинистых сланцев формации Хей-Ривер. При детальной корреляции маркирующих горизонтов района Рейнбоу установлено, что величина уплотнения для формации Маскег составляет около 10,5 м.

6. При разведке рифов формации Рейнбоу использованы современные методы сейсморазведки. Применение этих методов способствовало высокой эффективности бурения, при которой каждая вторая скважина вскрывала залежь газа или нефти в отложениях Кег-Ривер.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Adams J. E., Rhodes M. L.*, Dolomitization by seepage refluxion, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **44**, № 12, 1912—1930, 1960.
2. *Andrichuk J. M.*, Stratigraphic evidence for tectonic and current control of Upper Devonian reef sedimentation, Duhamel area, Alberta, Canada, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **45**, № 5, 612—632, 1961.
3. *Belyea H. R.*, Devonian Elk Point Group, central and southern Alberta, Parts of 72, 73, 82, 83, Canada Geol. Survey Paper 59—2, 14 p., 1959.
4. *Belyea H. R., McLaren D. J.*, Upper Devonian formations, southern part of Northwest Territories, northeastern British Columbia, and northwestern Alberta, Canada Geol. Survey Paper 61—29, 74 p., 1962.
5. *Belyea H. R., Norris A. W.*, Middle Devonian and older Palaeozoic formations of southern district of MacKenzie and adjacent areas, Canada Geol. Survey Paper 62—15, 82 p., 1962.
6. *Bretschneider C. L.*, Generation of wind waves over shallow bottom, U. S. Army Corps Engineers, Beach Erosion Board Tech. Memo., № 51, 1—24, 1954.
7. *Burwash R. A.*, Reconnaissance of subsurface Precambrian of Alberta, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **41**, № 1, 70—103, 1957.
8. *Brown P. R.*, Some algae from the Swan Hills reef, Bull. Canadian Petroleum Geology, **11**, № 2, 178—182, 1963.
9. *Cloud P. E.*, Facies relationships of organic reefs, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **36**, № 11, 2125—2149, 1952.
10. *Cummings E. R.*, Reefs or bioherms? Geol. Soc. Am. Bull., **43**, № 1, 331—352, 1932.
11. *Douglas R. J. W.*, Great Slave and Trout River map-areas, Northwest Territories, parts of North halves of 85 and 95, Canada Geol. Survey Paper 58—11, 57 p., 1959.
12. *Douglas R. J. W., Norris D. K.*, Fort Liard and La Biche map-areas, Northwest Territories and Yukon, 95B and 95C, Canada Geol. Survey Paper 59-6, 23 p., 1959.
13. *Douglas R. J. W., Norris D. K.*, Camsell Bend and Root River map-areas, District of MacKenzie, Northwest Territories, 95J and 95K, Canada Geol. Survey Paper 61-13, 36 p., 1961.
14. *Douglas R. J. W., Norris D. K.*, Dahadinni and Wrigley map-areas, District of MacKenzie, Northwest Territories, 95N and 95O, Canada Geol. Survey Paper 62-33, 34 p., 1963.
15. *Dumestre A., Illing L. V.*, Middle Devonian Reefs in Spanish Sahara, *in* Internat. Symposium on the Devonian System, Calgary, Alberta Soc. Petroleum Geologists, **2**, 333—350, 1967.
16. *Fairbridge R. W.*, Recent and Pleistocene coral reefs of Australia, Journ. Geol., 58, № 4, 330—401, 1950.
17. *Fischbuch N. R.*, Stromatoporoids of the Kaybob reef, Alberta, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **8**, № 4, 113—131, 1960.

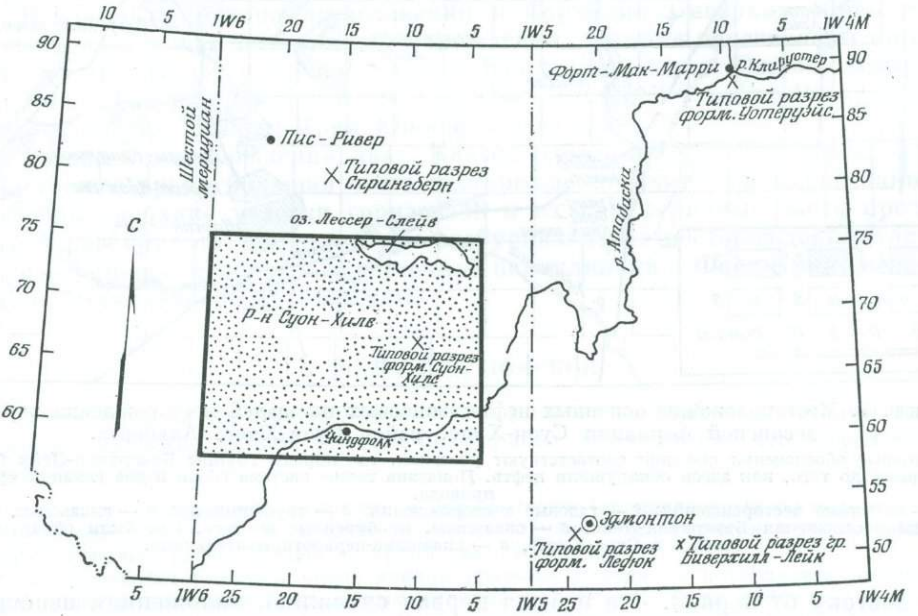
18. *Fong G.*, Geology of the Devonian Beaverhill Lake Formation, Swan Hills area, Alberta, Canada, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **44**, № 2, 195—209, 1960.
19. *Grabau A. W.*, Principles of stratigraphy, New York, A. G. Seiler, 1185 p., 2nd ed., 1924, 1185 p., 1913, Dover reprint, 2 v., 1960.
20. *Gray F. F., Kassube J. R.*, Geology and stratigraphy of Clarke Lake gas field, northeastern British Columbia, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **47**, № 3, 467—483, 1963.
21. *Grayston L. D., Sherwin D. F., Alan J. F.*, Middle Devonian, Chap. 5, *in* Geological history of Western Canada, Alberta Soc. Petroleum Geologists, 49—59, 1964.
22. *Hriskevich M. E.*, Stratigraphy of Middle Devonian and older rocks of Banff-Aquitaine Rainbow West 7—32 discovery well, Alberta, Bull. Canadian Petroleum Geology, **14**, № 2, 241—265, 1966.
23. *Ingels J. J. C.*, Geometry, paleontology, and petrography of Thornton reef complex, Silurian of northeastern Illinois, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **47**, № 3, 405—440, 1963.
24. *Jenik A. J., Lerbekmo J. R.*, Facies and geometry of Swan Hills Reef Member of Beaverhill Lake Formation (Upper Devonian), Goose River field, Alberta, Canada, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **52**, № 1, 21—56, 1968.
25. *Klement K.*, Reefs and banks; bioherms and biostromes (abs.), Oilweek, Feb. 19, p. 14, 20, 1968.
26. *Klovan J. E.*, Facies analysis of the Redwater reef complex, Alberta, Canada, Bull. Canadian Petroleum Geology, **12**, № 1, 1—100, 1964.
27. *Kornicker L. S., Boyd D. W.*, Shallow-water geology and environments of Alacran reef complex, Campeche Bank, Mexico, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **46**, № 5, 640—673, 1962.
28. *Kuenen Ph. H.*, Marine geology, New York, John Wiley and Sons, 568 p., 1950.
29. *Langton J. R., Chin G. E.*, Rainbow Member facies and related reservoir properties, Rainbow Lake, Alberta, Bull. Canadian Petroleum Geology, **16**, № 1, 104—143; modified version, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **52**, № 10, 1925—1955, 1968.
30. *Law J.*, Geology of northwestern Alberta and adjacent areas, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **39**, № 10, 1927—1978, 1955.
31. *Lowenstam H. A.*, Niagaran reefs of the Great Lakes area, Journ. Geology, **58**, № 4, 430—487, 1959.
32. *McCamis J. G., Griffith L. S.*, Middle Devonian facies relationships, Zama area, Alberta, Bull. Canadian Petroleum Geology, **15**, № 4, 434—467, 1967.
33. *Murray J. W.*, Stratigraphy and carbonate petrology of the Waterways Formation, Judy Creek, Alberta, Canada, Bull. Canadian Petroleum Geology, **13**, № 2, 303—326, 1965.
34. *Nelson H. F., Brown C. W., Brineman J. H.*, Skeletal limestone classification, *in* W. E. Ham, ed., Classification of carbonate rocks — a symposium, Am. Assoc. Petroleum Geologists Mem. 1, 224—252, 1962.
35. *Norris A. W.*, Stratigraphy of Middle Devonian and older Palaeozoic rocks of the Great Slave Lake region, Northwest Territories, Canada Geol. Survey Mem. 322, 180 p., 1965.
36. *Oliver T. A., Cowper N. W.*, Depositional environments of the Ireton Formation, central Alberta, Bull. Canadian Petroleum Geology, **11**, № 2, 183—202, 1963.
37. *Pray L. C.*, Fenestrate bryozoan core facies, Mississippian bioherms, southwestern United States, Journ. Sed. Petrology, **28**, № 3, 261—273, 1958.
38. *Sherwin D. F.*, Lower Elk Point section in east-central Alberta, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **10**, № 4, 185—191, 1962.
39. *Sikabonyi L. A.*, Paleozoic tectonics and sedimentation in the northern half of the West Canadian basin, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **7**, № 9, 193—216, 1959.
40. *Soderman J. W., Carozzi A. V.*, Petrography of algal bioherms in Burnt Bluff Group (Silurian), Wisconsin, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **47**, № 9, 1682—1708, 1963.
41. *Stanton R. J., Jr.*, Factors controlling shape and internal facies distribution of organic carbonate buildups, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **51**, № 12, 2462—2467, 1967.
42. *Stout J. L.*, Pore geometry as related to carbonate stratigraphic traps, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **48**, № 3, pt. 1, 329—337, 1964.
43. *Textoris D. A., Carozzi A. V.*, Petrography and evolution of Niagaran (Silurian) reefs, Indiana, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **48**, № 4, 397—426, 1964.
44. *Textoris D. A., Carozzi A. V.*, Petrography of a Cayugan (Silurian) stromatolite mound and associated facies, Ohio, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **50**, № 7, 1375—1388, 1966.
45. *Thomas G. E., Rhodes H. S.*, Devonian limestone bank-atoll reservoirs of the Swan Hills area, Alberta, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **9**, № 2, 29—38, 1961.
46. *Van Hees H.*, Elk Point Group, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **4**, № 2, 29—37, 1956.

ГЕОЛОГИЯ РИФОВ БИВЕРХИЛЛ-ЛЕЙК, РАЙОН СУОН-ХИЛС, АЛЬБЕРТА

К. Хемфил, Р. Смит, Ф. Сабо

ВВЕДЕНИЕ

До 1957 г. добыча нефти из осадков формации Суон-Хилс группы Биверхилл-Лейк не велась. В начале 1957 г. было открыто месторождение Вирджиния-Хилс, что повысило интерес к отдаленной и сильно залесенной территории, расположенной в 200 км к северо-западу от Эдмонтона, Альберта

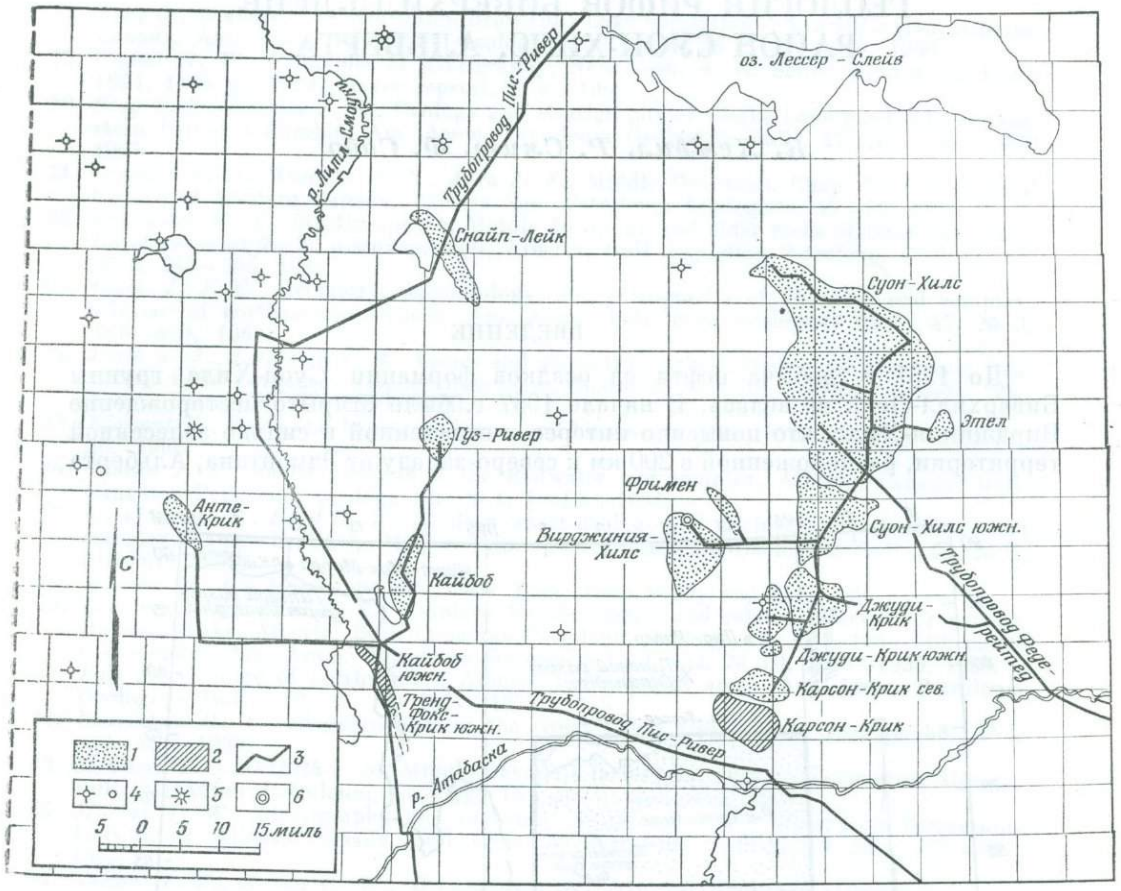


Ф и г. 1. Обзорная карта нефтегазоносного района Суон-Хилс, западно-центральная часть Альберты.

(фиг. 1). Обилие атмосферных осадков, болот, отсутствие дорог и сильно пересеченная местность (570—1260 м над уровнем моря) затруднило разведку и повысило затраты.

В обнажениях установлены породы верхнего мела формации Эдмонтон и нижнего триаса формации Паскопу, переслаивающиеся с неконсолидированным гравием, подобно конгломератам Сайпресс-Хилс южной Альберты и Саскачевана [58].

Залежь нефти, связанная с рифом Биверхилл-Лейк на площади Суон-Хилс, была открыта скважиной 9-20-65-13 W5M, расположенной в пределах крупного участка концессии «Вирджиния-Хилс» фирмы «Хоум Юнион Х. Б.» В 1957 г. при опробовании 9-метрового интервала разреза верхнедевонской формации Биверхилл-Лейк получили фонтан нефти удельного веса 0,8251; позднее была пробурена еще одна продуктивная скважина в тех же отложениях (Риджент-Суон-Хилс 8-11-68-10 W5M), расположенная в 40 км к севе-



Ф и г. 2. Местоположение основных нефтегазоносных площадей месторождений верхнедевонской формации Суон-Хилс, район Суон-Хилс, Альберта.

Условные обозначения скважин соответствуют участкам, где породы группы Биверхилл-Лейк были вскрыты до того, как здесь обнаружили нефть. Показана также система сбора и два главных трубопровода.

1 — нефтяные месторождения; *2* — газовые месторождения; *3* — трубопроводы; *4* — скважины, прошедшие отложения Биверхилл-Лейк; *5* — скважины, пробуренные до того, как были обнаружены залежи в Суон-Хилсе, *6* — скважина-первооткрывательница.

ро-востоку от первой. Эта и была первая скважина, заложенная непосредственно на месторождении Суон-Хилс. Парадоксально, но вторая скважина Вирджиния-Хилс оказалась непродуктивной, хотя и была пробурена на расстоянии менее 1,6 км от первой, а скважина 8-11-68-10 W5M на Суон-Хилсе дала нефть, несмотря на то что весь комплекс в данном районе рассматривался как малоперспективный. Однако дальнейшее бурение на площадях Вирджиния-Хилс и Суон-Хилс и открытие многих новых месторождений показало целесообразность продолжения разведки в пределах данного района.

До того как компания «Хоум Ойл» обнаружила нефть, отложения группы Биверхилл-Лейк были вскрыты 12 скважинами (фиг. 2). К концу 1967 г. в отложениях Биверхилл-Лейк было пробурено уже 1800 скважин, в результате чего открыли 12 нефтяных месторождений и два газовых, приуроченных к отложениям формации Суон-Хилс. Суммарные первоначальные запасы углеводородов in situ по состоянию на 1.1.1968 г. оценивались в объеме 812,68 млн. т нефти и 126,34 млрд. м^3 газа [55].

На примере рифового комплекса Суон-Хилс можно проследить историю формирования из карбонатной банки недоломитизированных рифов девонского возраста. Обилие кернового материала позволило про-

вести детальные исследования фаций по ряду месторождений. Поэтому основная задача данной работы — установить взаимосвязь района продуктивного рифового комплекса Суон-Хилс с региональными структурными и стратиграфическими элементами осадочного бассейна западной Канады. Кроме того, авторы синтезировали опубликованные данные по отложениям Суон-Хилс и связанным с этим комплексом осадкам, а также предложили некоторые изменения в номенклатуре.

РАЙОН ИССЛЕДОВАНИЯ

Район нефтегазоносности формации Суон-Хилс расположен в западно-центральной части Альберты; он представляет собой прямоугольный участок размером 110,4 × 168 км, площадью около 18 748 км². Восточная граница проходит по 115° з. д., западная — по 118° з. д., южная — по 51° с. ш. и северная — по 55° с. ш.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В пределах района исследования к формации Биверхилл-Лейк приурочены следующие нефтяные месторождения, которые перечислены по степени их значения: Суон-Хилс, Джуди-Крик, Суон-Хилс Южное, Вирджиния-Хилс, Кайбоб, Карсон-Крик Северное, Снайп-Лейк, Гуз-Ривер, Фримен, Анте-Крик, Джуди-Крик Южное и Этел (фиг. 2).

Газовых месторождений два: Карсон-Крик и Кайбоб Южное. Хотя в настоящее время большая часть месторождений считается выработанной, некоторые верхние участки горизонтов и их периферийные части предполагают разбуривать, а местами уже разбуривают. На месторождении Кайбоб Южное на перспективной юго-восточной периклинали в Фокс-Крике недавно также были заложены скважины.

МЕТОДИКА ПОИСКОВ

Несмотря на то что нижняя часть разреза вскрыта небольшим количеством скважин, объем разведочных работ увеличился, что обусловлено рядом факторов:

1. Уменьшение новых открытий в рифах Ледюк (эквивалентных по возрасту формации Вудбенд) в более доступном районе и возможности открытия в данном районе других цепочек рифов Ледюк с крупными запасами.
2. Успешная разведка вдоль южной границы выхода на поверхность отложений миссисипия и возможность подобных условий в северной части района.
3. Существенное уменьшение мощности подстилающей формации Элк-Пойнт, вызванное наличием поднятия фундамента, которое послужило эпицентром развития рифа.
4. Благоприятные возможности развития песчаных мезозойских пород, которые, как известно, продуктивны в других районах провинции.
5. Наличие оолитов, строматопор и амфипор в нижней части разреза Биверхилл-Лейк в ранее пробуренных скважинах (что свидетельствует о мелководной среде, благоприятной для формирования рифовой постройки).
6. Открытие нефти в переотложенных гранитах к северу от месторождения Снайп-Лейк.

При разведке рифов Биверхилл-Лейк сейсмические методы оказались малоэффективными. Программа геофизических работ в районе была разработана до выбора схемы размещения скважин, и, хотя при определении места заложения скважины учитывались сейсмические данные, на площади Вирджиния-Хилс в размещении скважин нет никакой системы.

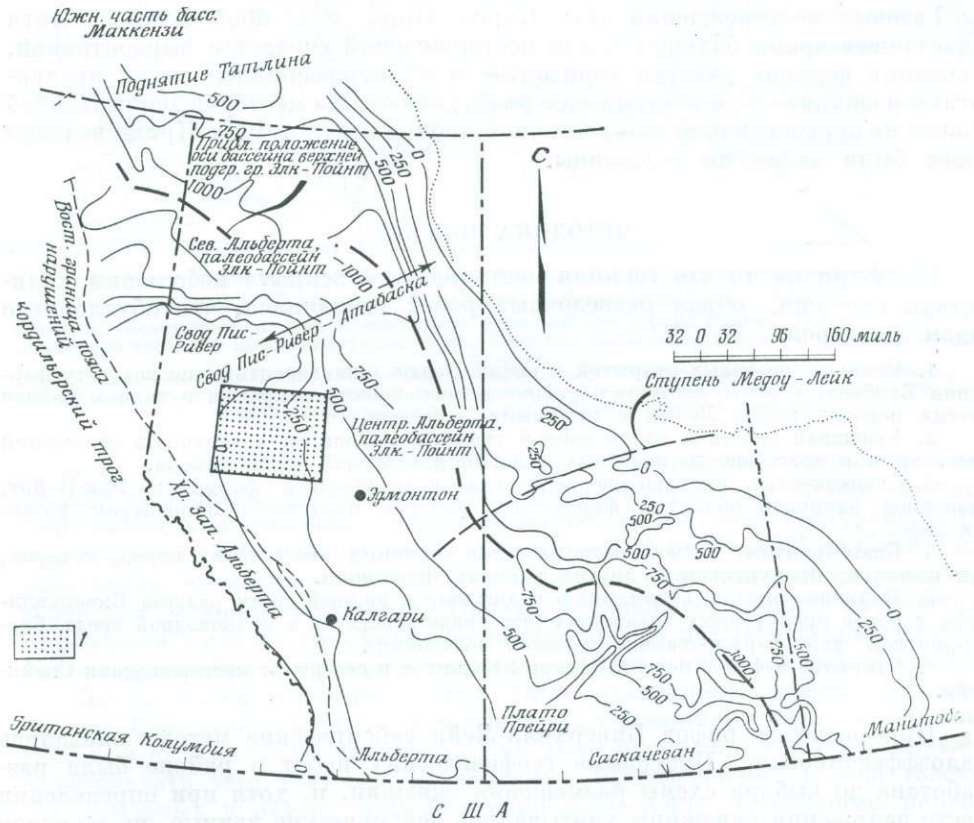
Вопрос об эффективности сейсморазведки при поисках рифов Биверхилл-Лейк для отдельных районов еще не решен. Так, к спорным вопросам относятся неоднозначность привязки отражающих горизонтов, незначительная контрастность скорости отражающей волны от рифа и вмещающих пород

и отсутствие дифференцированного уплотнения или облекания рифогенных построек. При выборе места заложения скважин учитывались карта изохрон и структурная карта, составленная по сейсмическим данным, но результаты последующего бурения не подтверждали данных сейсморазведки.

ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

Осадочный бассейн западной Канады расположен на докембрийском фундаменте западного склона Канадского щита. Самые древние кембрийские осадки развиты в пределах Кордильерского трона. Этот узкий морской палеотрог в настоящее время расположен в северной части Британской Колумбии. Море распространялось вдоль границы между Британской Колумбией и Альбертой в районе современных Скалистых гор. Из этого трога средне- и верхнекембрийские моря трансгрессировали через кратонный щит на восток.

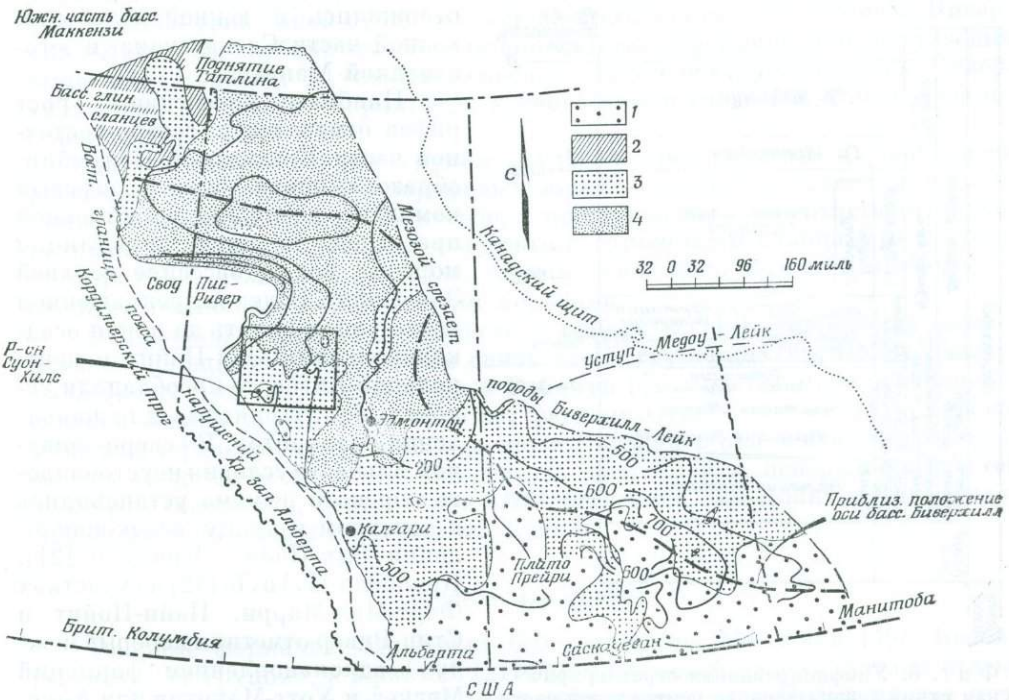
Эрозией нижнедевонского времени верхнекембрийские осадки были повсеместно размыты, кроме юго-восточной части нефтегазоносного района Суон-Хилс. Отложений ордовика и силура нет преимущественно вследствие додевонской эрозии. Низы девона несогласно залегают на эродированных осадках кембрия, а на северо-западе они перекрывают граниты докембрия свода Пис-Ривер.



Ф и г. 3. Изопахиты верхней подгруппы группы Элк-Пойнт.

Максимальная мощность этих осадков приурочена к северной части Альберты и к бассейну Уиллистон, Саскачеван. Ось бассейна совпадает с осью палеобассейна времени Биверхилл-Лейк, показанного на фиг. 4. Четко вырисовываются хребет Западная Альберта и свод Пис-Ривер. Сечение изопахит через 250 футов.

1 — нефтегазоносный район Суон-Хилс.



Ф и г. 4. Изопахиты и литофации верхнедевонских осадков группы Биверхилл-Лейк.

Мощность отложений свыше 210 м отмечена в северной и центральной частях Альберты и в центральной части Саскачевана. Отмечается постепенный переход фаций от глинистых сланцев открытого моря на северо-востоке Британской Колумбии до доломитов и эвапоритов южной Альберты, Саскачевана и Манитобы. Продуктивная площадь Суон-Хилс располагается на юго-восточном склоне свода Пис-Ривер. Сечение изопахит через 200 футов.

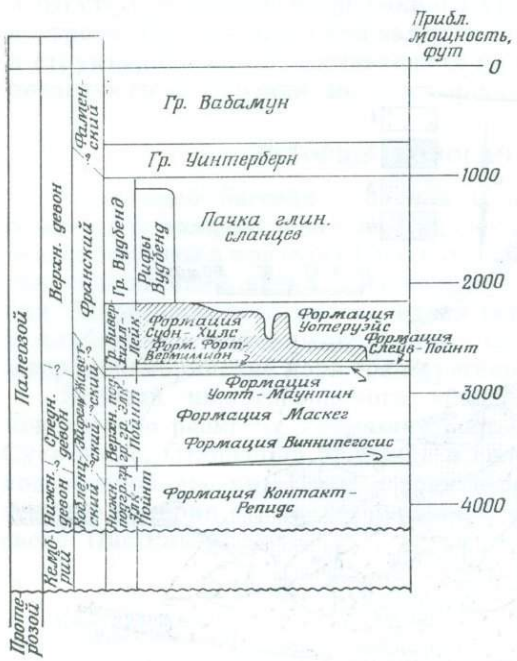
1 — доломиты и эвапориты; *2* — известковистые глинистые сланцы; *3* — известняки; *4* — глинистые сланцы и известняки.

Таким образом, преддевонская — каледонская — фаза тектогенеза проявилась в поднятии и эродировании, сопровождавшихся разрушением осадочных пород на обширной площади. К этому времени образовались три положительных структурных элемента: свод Пис-Ривер — Атабаска, поднятие Татлина и хребет Западная Альберта (фиг. 3), которые обусловили характер осадконакопления в течение нижнего, среднего и частично верхнего девона.

К началу формирования пород нижнего девона поднятие Татлина и хребет Западная Альберта отчленяли умеренно прогибавшийся бассейн Альберты от бассейна Маккензи, расположенного на севере, и Кордильерского бассейна на западе. В этом внутреннем бассейне, разделенном сводом Пис-Ривер — Атабаска на две части — северный и центральный палеобассейны Элк-Пойнт Альберты, отложились кластические и эвапоритовые осадки нижней подгруппы Элк-Пойнт мощностью 180—390 м. Рельеф контролировал латеральное распространение мелководного моря нижней Элк-Пойнт.

Прогибание восточной части свода Пис-Ривер — Атабаска вблизи границы осадконакопления нижней подгруппы Элк-Пойнт обусловило воссоединение палеобассейнов северной и центральной частей Альберты. Вследствие этого форма бассейна существенно не менялась на протяжении оставшегося времени Элк-Пойнт и в течение всего времени осадконакопления Биверхилл-Лейк (фиг. 3 и 4).

Продолжение прогибания и широкого наступания моря нормальной солености привело к накоплению в начале времени Элк-Пойнт карбонатного материала. Карбонатные банки Кег-Ривер окаймляли бассейн, в пределах которого развивались одиночные рифы. Впервые в течение девонского периода море пересекло уступ Медоу-Лейк, в результате чего морские осадки



Ф и г. 5. Унифицированная стратиграфическая схема девона западно-центральной части Альберты.

Показано положение в разрезе формации Суон-Хилс и взаимосвязь рифового комплекса Суон-Хилс с облекающими его породами формации Уотеруэйс и более молодые рифы Вудбенд.

отложились в южной Альберте, южной части Саскачевана и юго-западной Манитобе.

Наиболее интенсивный рост рифов отмечался в северо-восточной части Британской Колумбии; образовавшийся здесь рифовый комплекс послужил естественной преградой на пути циркуляции морских вод в бассейне верхней Элк-Пойнт. Вслед за прекращением роста рифов вплоть до конца осадконакопления Элк-Пойнт в центральной Альберте преобладали условия, благоприятные для накопления эвапоритов. В северо-западной Альберте условия неустойчивого морского режима установились в основном к концу осадконакопления Элк-Пойнт. Крикмей [21], Кемпбелл [17] и Ло [42] на участках Форт-Мак-Марри, Пайн-Пойнт и Стин-Ривер отметили перерыв между осадконакоплением формаций Маскег и Уотт-Маунтин или Амко. Для бассейна верхней Элк-Пойнт к началу осадконакопления формации Уотт-Маунтин была характерна, по-видимому, субаэральная эрозия и сугубо мелководные условия.

Песчаники Гилвуд сформировались в процессе размыва свода Пис-Ривер и, согласно Крамерсу и Лербекмо [41], они отражают регрессивно-дельтовые условия в течение времени Уотт-Маунтин. Другие же исследователи, включая Гатри [35] и Фонга [29], полагают, что песчаники Гилвуд образовались в процессе трансгрессии мелководного моря. По мнению этих авторов, осадконакопление отложений Уотт-Маунтин происходило в условиях непостоянства морского режима, поэтому можно согласиться с Гриффином [33], который указывал, что осадки формации Форт-Вермиллион связаны с окончательным этапом данного режима, предшествовавшим основной фазе трансгрессии, начавшейся в течение времени Слейв-Пойнт.

Позднедевонская (Биверхилл-Лейк) трансгрессия началась с отложения карбонатных пород формации Слейв-Пойнт вдоль широкого шельфа в северо-восточной части Британской Колумбии, северной Альберте и сопредельной части Северо-Западных территорий. В северо-восточной части Британской Колумбии развивались фации предрифового типа, наподобие рифогенной карбонатной банки, подстилающей формацию Элк-Пойнт.

Изменения климата и региональное проявление тектонических движений, способствовавшие поступлению аргиллитового материала, нарушили биологическую среду Слейв-Пойнт [33]. Остальная часть времени Биверхилл-Лейк характеризовалась переслаиванием известняков и глинистых сланцев в северной Альберте и в районе Эдмонтона. Однако район мелководного залива Суон-Хилс, защищенный с севера приподнятым сводом Пис-Ривер и ограниченный с юго-запада хребтом Западная Альберта, представлял собой благоприятный участок для развития банки и последующего рифа. За поднятием в течение позднего времени Биверхилл-Лейк последовало углубление бассейна, обусловившее рост рифов Суон-Хилс. На отдельных

участках, как, например, в окрестностях Уиндфолла, накопление карбонатных осадков типа банок продолжалось на протяжении всего времени Биверхилл-Лейк. Эти карбонатные породы впоследствии сформировали залегающий выше риф Вудбенд. В течение конечной стадии осадконакопления Биверхилл-Лейк на участке Спрингберн южного крыла свода Пис-Ривер сформировался берьерный риф.

Вышележащие осадки группы Вудбенд представлены карбонатными рифовыми разностями, а в зарифовых зонах — зелеными глинистыми сланцами. Отложения группы Уинтерберн представлены алевритистыми карбонатными породами, красными и зелеными глинистыми сланцами и местами ангидритами. Наиболее молодая группа девонского возраста Вабамун — сложена полностью карбонатными породами.

Отложения девонского возраста в районе исследования и на сопредельных площадях представлены снизу вверх группами: Элк-Пойнт, Биверхилл-Лейк, Вудбенд, Уинтерберн и Вабамун (фиг. 5). Суммарная мощность осадков девона у восточной границы региона Суон-Хилс составляет около 1080 м, а к северо-западу в районе свода Пис-Ривер она значительно сокращается — до 90 м (фиг. 6). В пределах восточной и центральной частей Альберты (например, центральная часть бассейнов Элк-Пойнт и Биверхилл-Лейк) мощность девона превышает 1350 м.

Группа Элк-Пойнт

Впервые формация Элк-Пойнт была выделена Мак-Гихи [46]. Белейа [8] считал ее группой, а Крикмей [21] описал типовой разрез. Авторы статьи вслед за Грейстоном и др. [32] разделяют группу Элк-Пойнт на две подгруппы: нижнюю и верхнюю, точный возраст которых не определен. Однако, по данным Грейстона и др. [30], Бассетта [2] и Хрискевича [36], граница среднего и нижнего девона проводится по разделу между верхней и нижней подгруппами Элк-Пойнт.

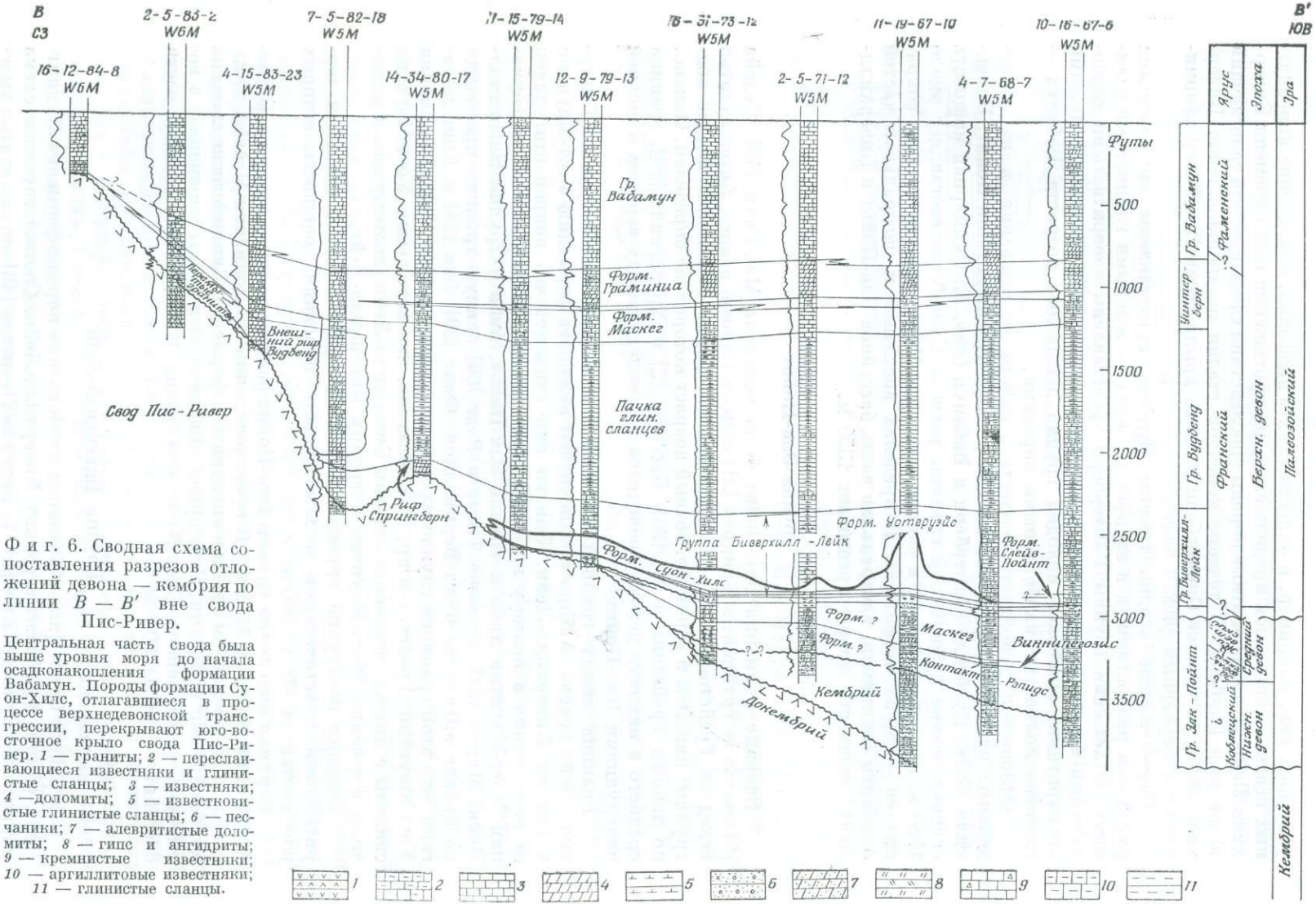
Граница между группой Элк-Пойнт и вышележащей группой Биверхилл-Лейк неясна. Авторы предпочитают включать формацию Уотт-Маунтин в группу Биверхилл-Лейк. Однако они считают, что вопрос этот далек от разрешения и поэтому не настаивают на однозначном отнесении формации Уотт-Маунтин либо к группе Элк-Пойнт, либо к группе Биверхилл-Лейк. Марри [52], а также Томас и Родс [60] данную границу проводили по кровле ангидрита Форт-Вермиллион. Фонг [29], Эди [24] и Еник полагали, что этой границей служит кровля пачки песчаников Гилвуд формации Уотт-Маунтин. Грейстон и др. [32] полагали, что отложения Уотт-Маунтин связаны с циклом осадконакопления Биверхилл-Лейк, поэтому они и включили формацию Уотт-Маунтин в группу Биверхилл-Лейк.

Нижняя подгруппа группы Элк-Пойнт представлена в основном терригенными кластическими и хемогенными породами, мощность которых изменяется от 60 до 390 м.

Верхняя подгруппа группы Элк-Пойнт разделена снизу вверх на формации Виннипегосис и Маскег. В противоположность формации Маскег, представленной в основном солью и ангидритом, формация Виннипегосис сложена карбонатными породами. Суммарная мощность подгруппы изменчива: в восточной части района Суон-Хилс она равна 120 м, а в центральной части бассейна — свыше 300 м.

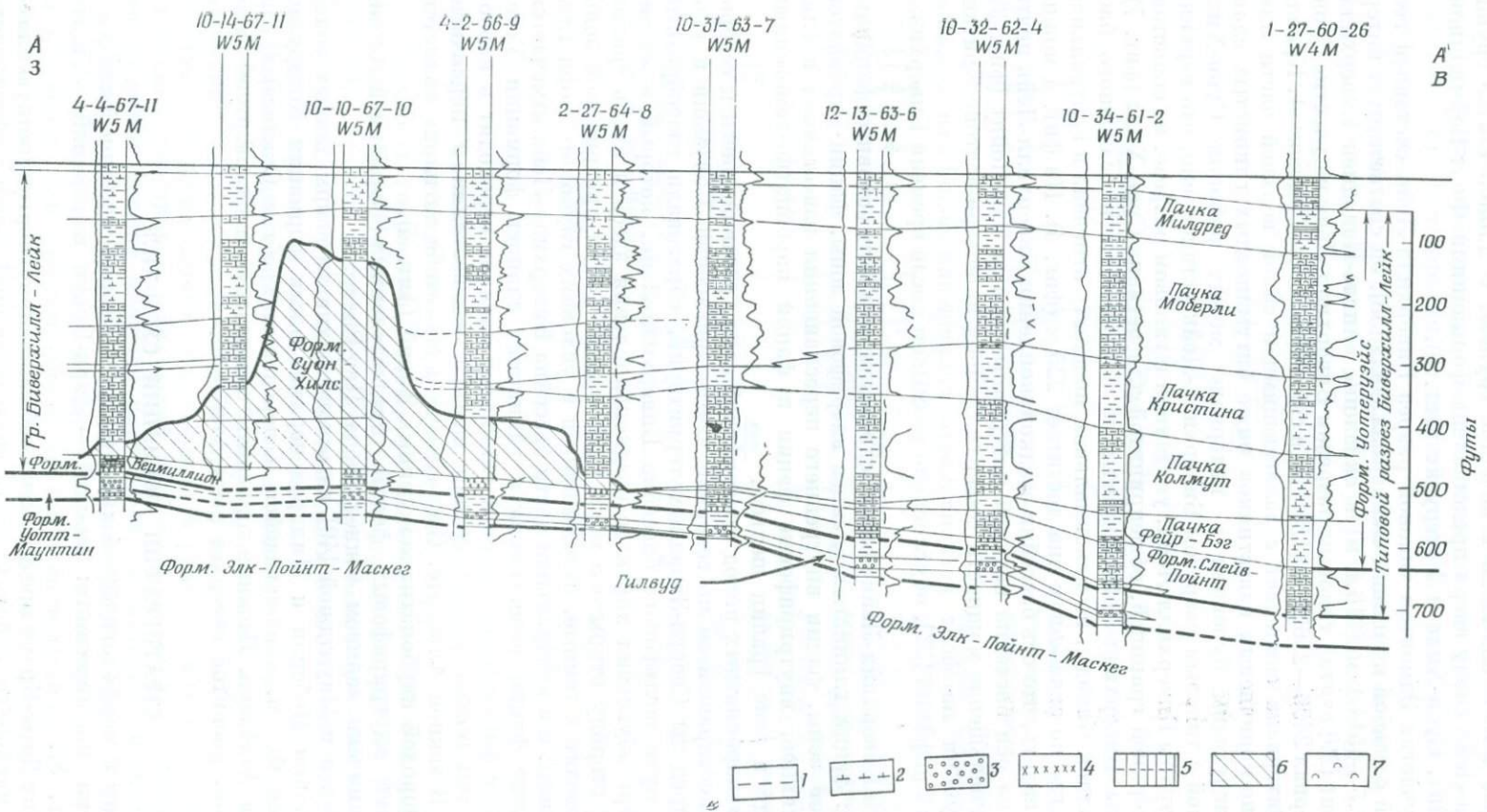
Группа Биверхилл-Лейк

В районе Суон-Хилса базальные карбонатные породы формации Кукинг-Лейк обычно включают в группу Биверхилл-Лейк. Соответствующая схема корреляции приведена на фиг. 7. Вслед за Левиттом [43] авторы статьи выде-



Ф и г. 6. Сводная схема сопоставления разрезов отложений девона — кембрия по линии $B - B'$ вне свода Пис-Ривер.

Центральная часть свода была выше уровня моря до начала осадконакопления формации Вабамун. Породы формации Сьюн-Хилс, отлагавшиеся в процессе верхнедевонской трансгрессии, перекрывают юго-восточное крыло свода Пис-Ривер. *1* — граниты; *2* — переслаивающиеся известняки и глинистые сланцы; *3* — известняки; *4* —доломиты; *5* — известковистые глинистые сланцы; *6* — песчаники; *7* — алевритистые доломиты; *8* — гипс и ангидриты; *9* — кремнистые известняки; *10* — аргиллитовые известняки; *11* — глинистые сланцы.



Ф и г. 7. Широтный разрез по линии *A — A'* группы Биверхилл-Лейк месторождения Суон-Хилс, Альберта, до внерифовой части бассейна.

Согласно разрезу, формация Суон-Хилс является временным эквивалентом пачки Калмат и более молодых подразделений формации Уотеруэйс, а не формации Слейв-Пойнт, как полагали некоторые исследователи. Следует обратить внимание на положение верхнего пласта известняков группы Биверхилл-Лейк в районе Суон-Хилса по отношению к ее типовому разрезу.

1 — глинистые сланцы; *2* — мергель; *3* — песчаники; *4* — ангидриты; *5* — аргиллитовые известняки; *6* — органогенные известняки; *7* — обломочные известняки.

ляют разрез Биверхилл-Лейк в качестве группы. В данной статье группа Биверхилл-Лейк снизу вверх представлена формациями Форт-Вермиллион, Слейв-Пойнт, Суон-Хилс и Уотеруэйс (фиг. 5).

Для участка Эдмонтон типовой разрез Биверхилл-Лейк составлен геологической службой компании «Империал Ойл» [38]; он соответствует интервалу 1297,5—1514,1 м (216,6 м) в скважине «Англо-Канадиен Биверхилл-Лейк». Фонг [29] считал типовым разрезом Биверхилл-Лейк на участке Суон-Хилс интервал 2406—2562,9 м (156,9 м) в скважине Хоум-Риджент *A*. Кровля данного интервала совпадает с залегающими в самой верхней части пластами темно-коричневых известняков ниже битуминозных глинистых сланцев. Последующим бурением в интервале между районом Суон-Хилс и скважиной с типовым разрезом Биверхилл-Лейк установлено, что верхняя граница группы Биверхилл-Лейк, указанная в типовом разрезе, не сопоставляется с верхней границей, общепринятой для региона Суон-Хилс (фиг. 7).

Породы Биверхилл-Лейк развиты на большей части осадочного бассейна западной Канады, но максимальная мощность отмечена в центральной Альберте, где по скважинам она достигает 225 м (фиг. 4). На фиг. 4 можно отчетливо видеть, что ось бассейна осадконакопления Биверхилл-Лейк почти параллельна оси бассейна верхней подгруппы группы Элк-Пойнт (фиг. 3). Заметное уменьшение мощности Биверхилл-Лейк на северо-востоке Британской Колумбии на фоне регионального сокращения мощности осадков, по мнению Гриффина [33], обусловлено размывом после времени Биверхилл-Лейк.

Породы Биверхилл-Лейк можно подразделить на пять основных фациальных типов: фации глинистых сланцев внерифовой зоны, фации карбонатов предрифовой зоны, фации внутреннего переслаивания известняков и глинистых сланцев, внутририфовые фации и фации карбонатно-хемогенных образований в зоне границ шельфа.

Фации карбонатных пород предрифовой зоны, развивавшиеся к северо-востоку, простиравшиеся по северной части Британской Колумбии и уходящие в пределы Северо-Западных территорий, образовали своеобразный барьер на пути шельфового бассейна Биверхилл-Лейк, который в значительной мере обусловил характер осадконакопления здесь и вдоль границ шельфа. В сторону открытого моря карбонатные фации предрифовой зоны резко переходят в темные, отложившиеся в условиях глубокого моря глинистые сланцы, а в центральной части бассейна Биверхилл-Лейк отмечается переслаивание фаций известняков и глинистых сланцев формации Уотеруэйс. К югу фации известняков и глинистых сланцев переходят в карбонатные и хемогенные фации границ шельфа — известняки и первичные доломиты. В южной Альберте, Саскачеване и Манитобе ангидрит является основной породой карбонатно-хемогенных фаций (фиг. 4).

Развитие внутририфовых фаций, представленных формацией Суон-Хилс, ограничено заливом южнее свода Пис-Ривер.

Мак-Ларен и Маунтджой [49] на основе фаунистических данных сопоставляли пачки Моберли и Милдред верхней части формации Уотеруэйс с формацией Флюм, обнажающейся в передовых хребтах Скалистых гор южнее реки Атабаска. Нижние горизонты сопоставляются с разрезом формации Флюм, развитой севернее реки Атабаска.

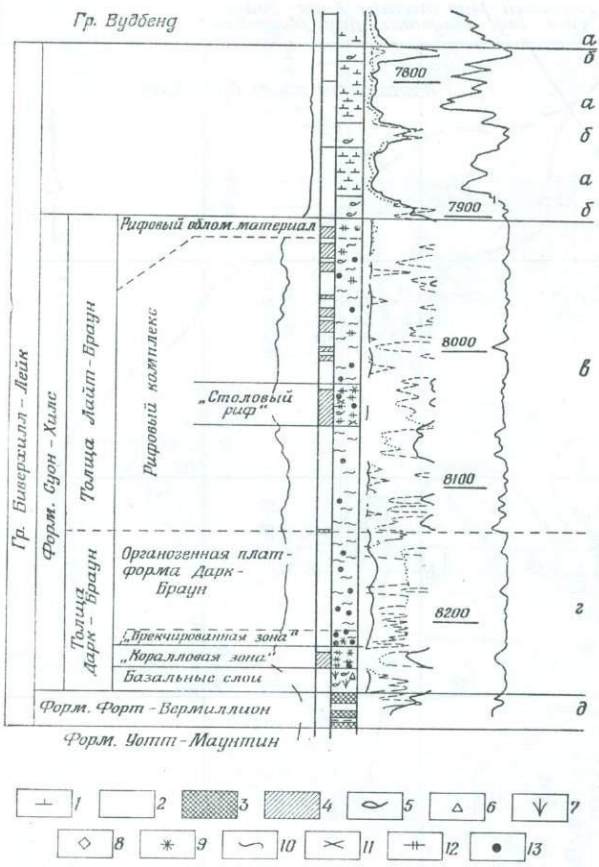
СТРАТИГРАФИЯ ФОРМАЦИИ СУОН-ХИЛС

По цвету и морфологической характеристике формация Суон-Хилс расчленяется на два горизонта: нижний — Дарк-Браун и верхний — Лайт-Браун (фиг. 8).

Горизонт Дарк-Браун представляет собой обширную органогенную платформу или карбонатную банку, слагающую обширный район западно-цент-

ральной Альберты. С северо-востока и северо-запада она окаймлена строматопоровыми известняками, рассматриваемыми в качестве органогенного рифа (фиг. 8). Этот горизонт соответствует первой фазе трансгрессии верхнедевонского моря.

Как правило, резкие фациальные замещения отмечаются к востоку и северу между горизонтом Дарк-Браун и известковистыми глинистыми



Фиг. 8. Типовой разрез отложений Биверхилл-Лейк месторождения Суон-Хилс, Альберта.

Скважина Хоум-Риджент — Суон-Хилс 4-28-67-10 W5M. Маркирующий горизонт на уровне 3221 фута. В процессе бурения по отложениям формации Суон-Хилс в скважине проведен сплошной отбор керна, что позволило достоверно выделить указанные подразделения. Глубины даны в футах ниже маркирующего горизонта.

а — глинистые сланцы; *б* — известняки аргиллитовые; *в* — известняки светлые до коричневатых, кальцирудиты до калькаренитов с рифостроящими организмами; *г* — известняки темные до коричневатых, кальцирудиты до калькаренитов с рифостроящими организмами; *д* — ангидриты, известняки, серые и зеленые глинистые сланцы.

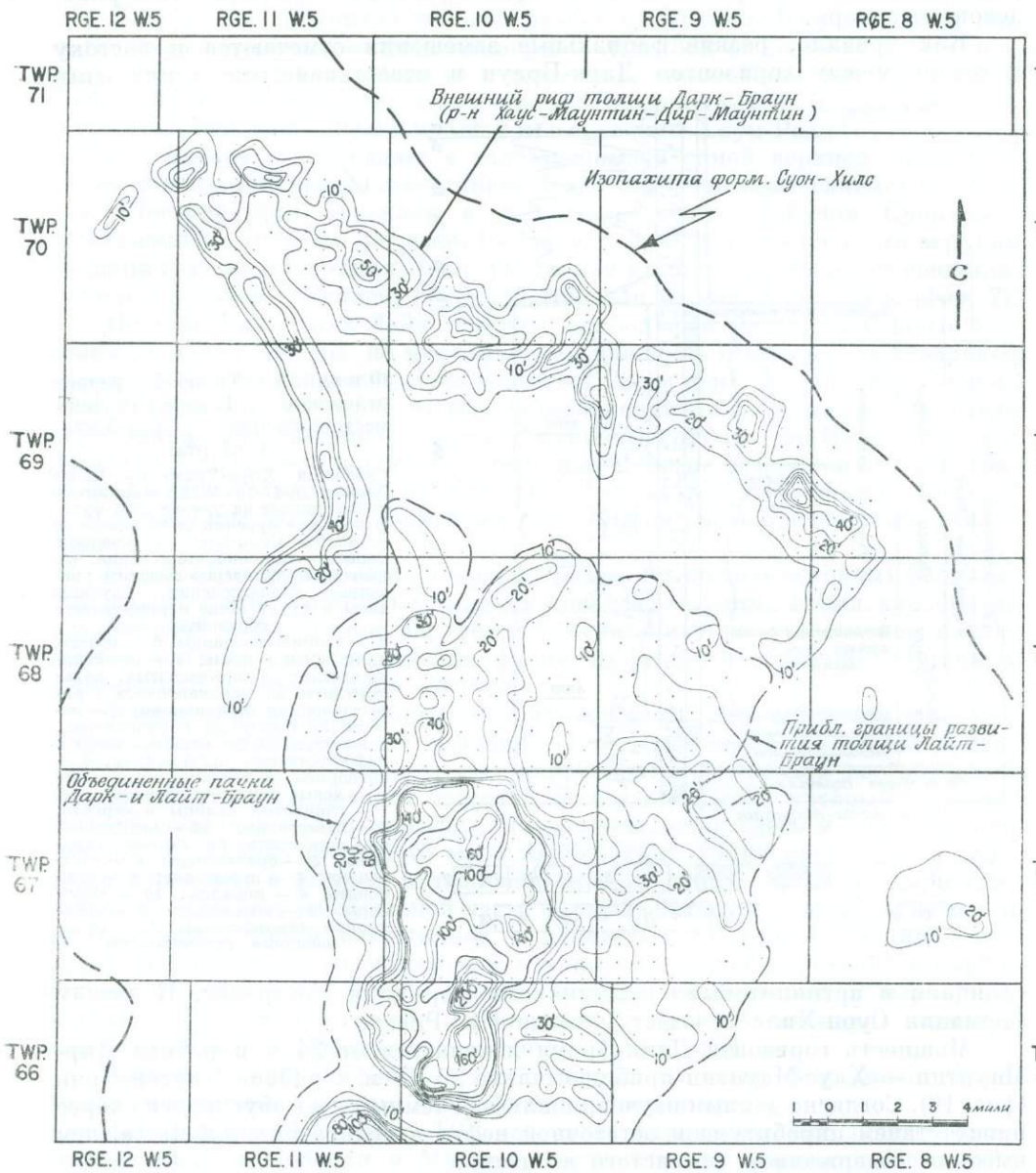
1 — глинистые сланцы и мергель; *2* — известняки; *3* — ангидриты; *4* — пористость по данным каротажа; *5* — брахиоподы; *6* — гастроподы; *7* — иглокожие; *8* — криноидеи; *9* — кораллы; *10* — амфипоры; *11* — водоросли; *12* — табулярные строматопоры; *13* — булавовидные строматопоры.

сланцами и аргиллитовыми известняками формации Уотеруэйс. К западу формация Суон-Хилс исчезает у свода Пис-Ривер.

Мощность горизонта Дарк-Браун изменяется от 24 м в районе Дир-Маунтин — Хаус-Маунтин приблизительно до 48 м в районе Карсон-Крик (фиг. 10). Согласно данным изучения шлифов, темный цвет обусловлен скорее присутствием пиробитума и остаточной нефти в мелкозернистой массе, чем высоким содержанием глинистого вещества.

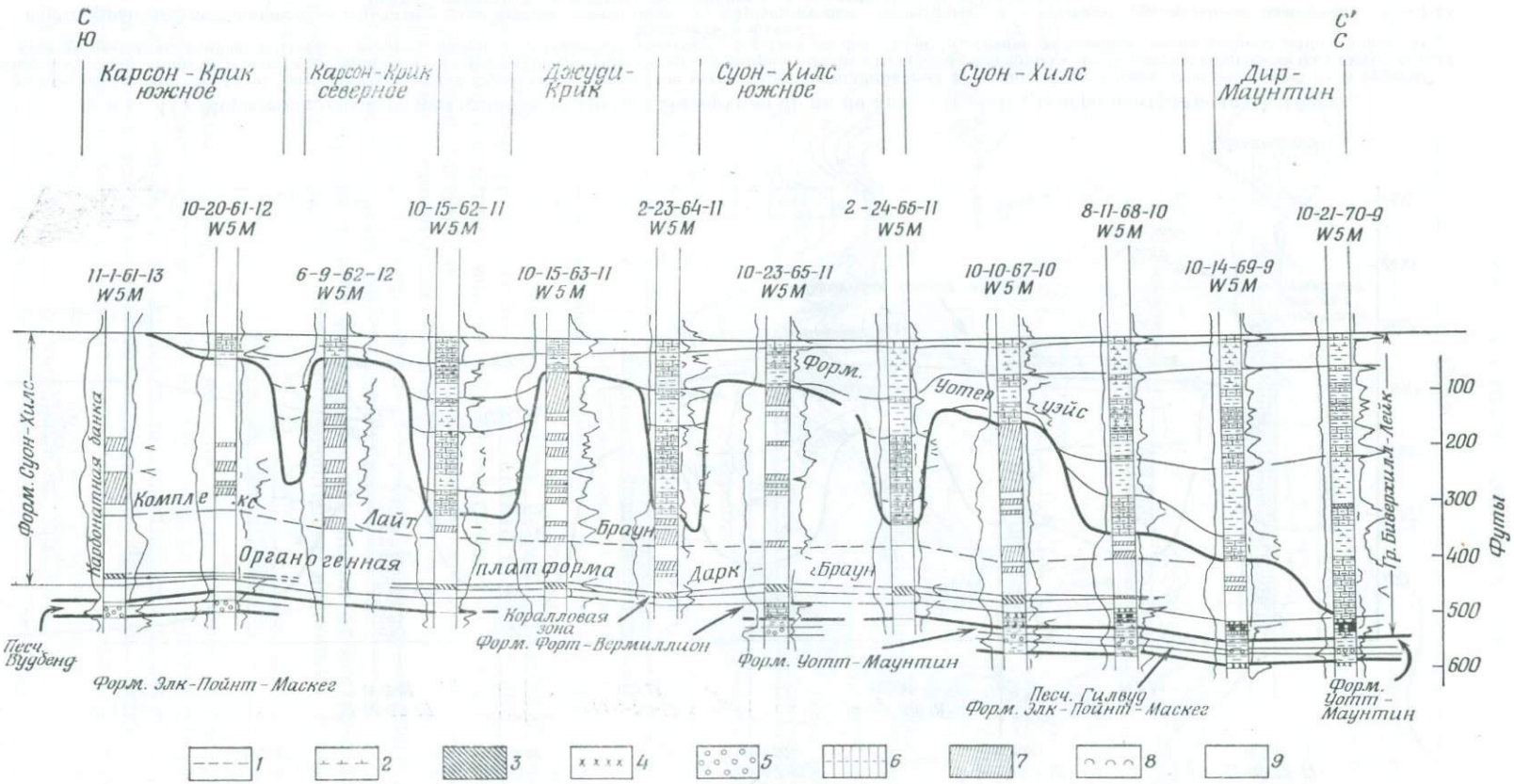
Рифостроящие организмы заселили большую площадь в кровле горизонта Дарк-Браун и образовали биогермы, или «рифовый комплекс», в том понимании, которое принято в этой статье. Этот комплекс начал развиваться, очевидно, на возвышениях, выраженных в рельефе, или в пределах положительных участков подстилающей карбонатной банки, поэтому площадь его развития меньше площади платформы, на которой он развивался.

Месторождения Суон-Хилс, Джуди-Крик, Карсон-Крик Северное, Кайбоб и Гуз-Ривер связаны с изолированными рифоподобными постройками на платформе, отделенными одна от другой извилистыми каналами и внерифовыми глинистыми сланцами и известняками формации Уотеруэйс (фиг. 11—13).



Ф и г. 9. Изопахиты пористых интервалов формации Суон-Хилс, построенные по данным каротажа.

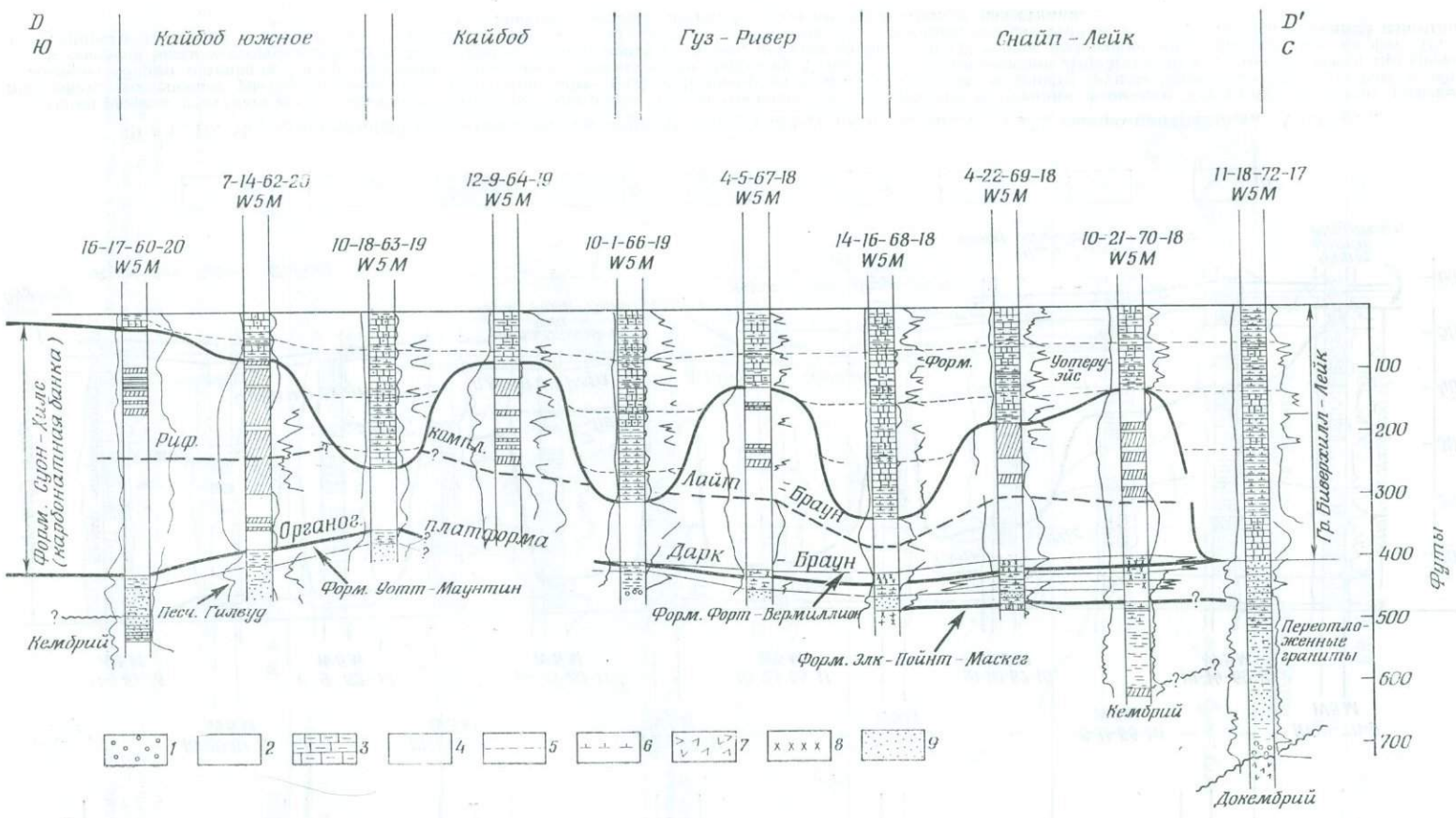
На карте отчетливо видно простирание продуктивной зоны рифов и участок основной постройки. Одиночные рифы и продукты разрушения рифов соответствуют участкам повышенной пористости. Пористая зона вдоль северного края сначала называлась Хаус-Маунтин — Дир-Маунтин, но в настоящее время она включена в состав месторождения Суон-Хилс. Показаны границы толщи Лайт-Браун. Сечение изопахит через 10 и 20 футов.



Ф и г. 10. Меридиональный разрез отложений группы Биверхилл-Лейк по линии C — C', северо-центральная Альберта.

Линия разреза пересекает месторождения восточной цепочки рифов. Глинистые сланцы и аргиллитовые известняки формации Уотеруэйс разделяют рифовые постройки. Постепенное увеличение мощности горизонтов Лайт-Браун и Дарк-Браун на фоне сокращения мощности группы Биверхилл-Лейк приводит к образованию общего интервала Биверхилл-Лейк, сложенного карбонатными породами Суон-Хилс. Месторождение Дир-Маунтин в настоящее время приурочено к северной части месторождения Суон-Хилс. Район, пересекаемый разрезом, показан на фиг. 2 и 12; точное положение линии разреза дано на фиг. 16.

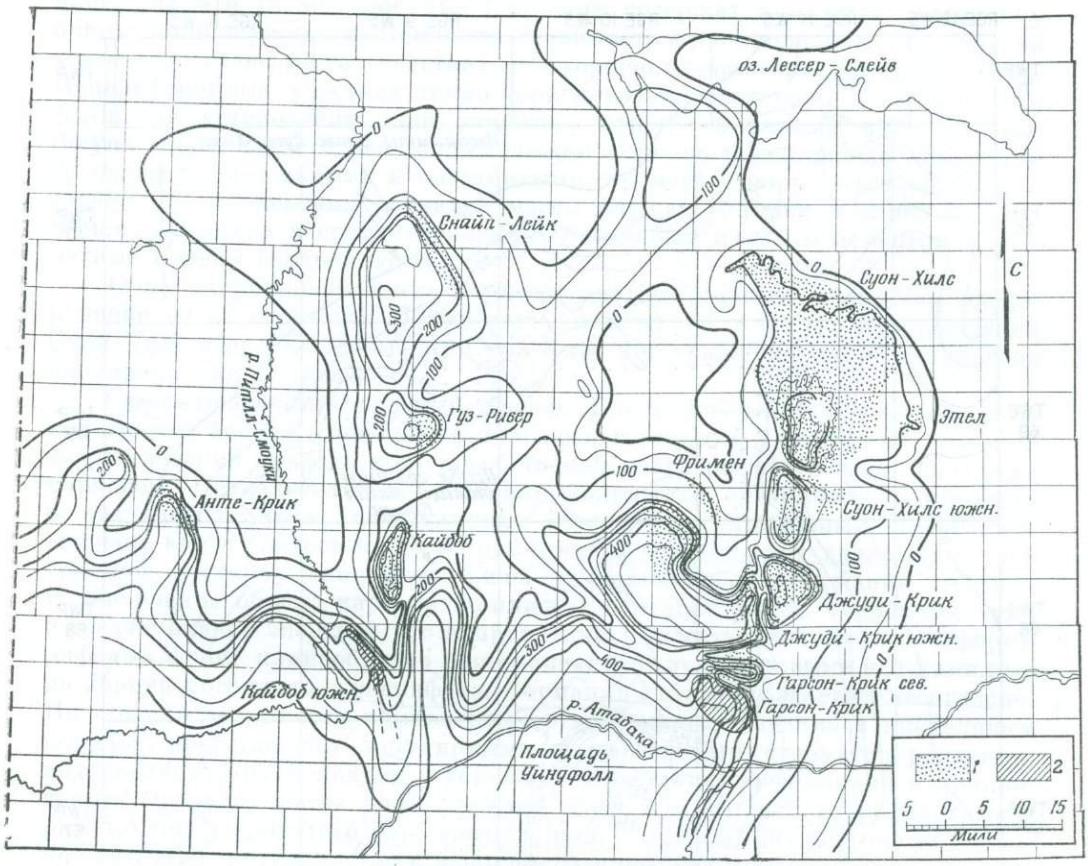
1 — глинистые сланцы; *2* — мергель; *3* —«коралловая зона»; *4* — ангидрит; *5* — песчаники; *6* — аргиллитовые известняки; *7* — пористые органогенные известняки; *8* — кластические известняки; *9*— плотные органогенные известняки.



Ф и г. 11. Меридиональный разрез отложений группы Биверхилл-Лейк по линии D — D', северо-центральная Альберта.

Разрез пересекает западную часть месторождений Суон-Хилс. Вследствие постепенного выклинивания формации Форт-Вермиллион базальные слои группы Биверхилл-Лейк стали залегать непосредственно на формации Уотт-Маунтин. Суммарная мощность группы Биверхилл-Лейк заметно сокращена на участке между месторождениями Кайбоб и Кайбоб Южное. Район, пересекаемый разрезом, показан на фиг. 12 и 16, точное положение линии разреза дано на фиг. 16. Мощность в футах.

1 — конгломератовые песчаники; *2* — пористые органогенные известняки; *3* — аргиллитовые известняки; *4* — плотные органогенные известняки; *5* — глинистые сланцы; *6* — мергель; *7* — граниты; *8* — ангидриты; *9* — песчаники.



Ф и г. 12. Изопахиты формации Суон-Хилс.
Сечение изопахит через 50 футов.
1 — нефтяные месторождения; *2* — газовые месторождения.

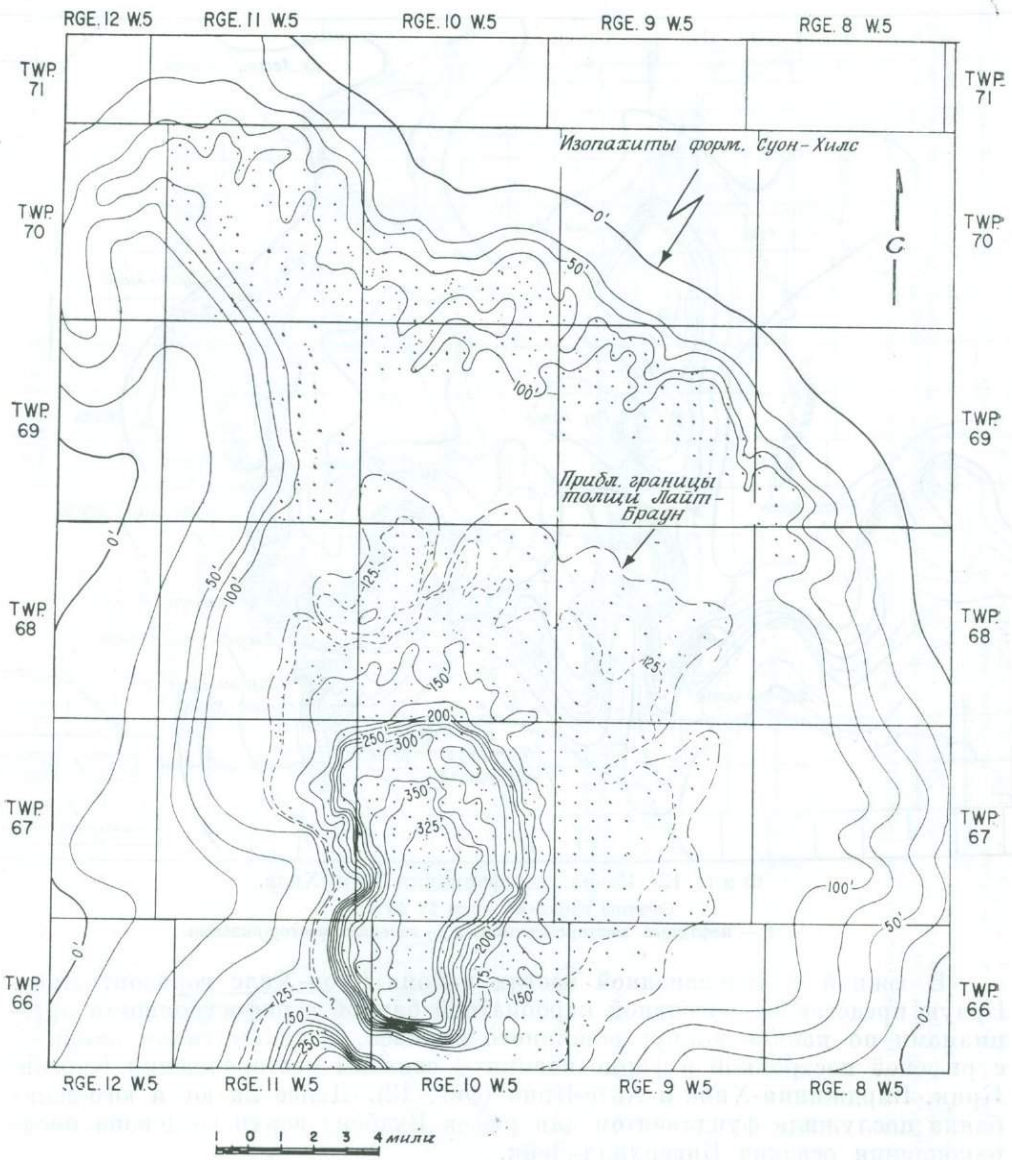
В южной и юго-западной частях района Суон-Хилс горизонт Лайт-Браун представлен массивной карбонатной банкой с рифостроящими организмами по каемке вокруг обширного каркаса. С таким типом банки — с рифовой постройкой в форме каемки — связаны месторождения Карсон-Крик, Вирджиния-Хилс и Анте-Крик (фиг. 12). Далее на юг и юго-запад банка послужила фундаментом для рифов Вудбенд верхнего девона после накопления осадков Биверхилл-Лейк.

Несмотря на резкие фациальные изменения от месторождения к месторождению, в целом постоянно преобладает несколько фациальных типов (фиг. 8).

Горизонт Дарк-Браун

Базальные слои. Самая нижняя часть резерва —«базальные слои» — перекрывает ангидриты и глинистые сланцы формации Форт-Вермиллион; эта часть сложена аргиллитовыми, криптозернистыми, темно-коричневыми до черных известняками мощностью 0,9—4,2 м. В верхней части обычно встречаются вкрапления ангидрита и пирита. «Базальные слои» слабо охарактеризованы фауной, представленной по степени преобладания брахоподами (*Atrypa*), остракодами, иглокожими и криноидеями.

Самые верхние части «базальных слоев» переслаиваются с перекрывающими осадками «коралловой зоны» и характеризуются тем же комплексом органики. Эти породы отлагались в условиях проветриваемых морских



Ф и г. 13. Изопахиты формации Суон-Хилс района месторождений Суон-Хилс — Дир-Маунтин.

Между окраинной и основной постройками Суон-Хилс видна широкая площадь. Устойчивая к действию волн жесткая строматопоровая рифовая стенка вначале развивалась на северо-восточной периферии этой площади.

вод нормальной солености. Наличие в верхней части рифостроящих организмов, высокий процент органогенного материала и присутствие на отдельных участках рассеянного кальцитового цемента указывает на то, что осадконакопление происходило в условиях относительного мелководья по сравнению с сопредельными внерифовыми базальными образованиями формации Уотеруэйс на востоке (фиг. 7).

Коралловая зона. «Базальные слои» перекрываются светло-коричневыми с ископаемыми остатками известняками, развитыми на большой площади, названными Фонгом [28] «коралловой зоной». Мощность изменяется от 1,2 до 6 м. Нижний и верхний контакты скользящие. На нефтегазоносных

площадях эти in situ рифовые биофации содержат в нижней части зону повышенной пористости. Мощность, пористость и проницаемость «коралловой зоны» возрастают на тех участках, где хорошо развит горизонт Лайт-Браун. В периферийных участках темно-коричневой органогенной платформы эти фации не установлены, они замещены строматопоровыми известняками. Фауна «коралловой зоны» в нисходящем порядке представлена кораллами *Thamnopora*, массивными и табулярными строматопорами, *Amphipora* и *Stachyoides*. Компонентами основной массы служат обломки и зерна органического вещества и сцементированные базальным илистым цементом карбонатные породы (кальцилютит).

Выше «коралловой зоны» залегают плотные породы, полностью изолирующие ее от горизонта Лайт-Браун. Вследствие этого на месторождении Суон-Хилс в разрезе формации Суон-Хилс к «коралловой зоне» приурочена изолированная залежь.

Строматопоровый рифовый фронт. Вдоль североной и северо-восточной границ ареала, сложенного породами горизонта Дарк-Браун, высокий энергетический уровень вод способствовал росту рифового тела с жестким каркасом. Незначительные колебания количества органического вещества в различных рифах, по-видимому, обусловлены локальным изменением энергии вод и запасов пищи. Строматопоры преобладают вдоль восточной границы месторождения Суон-Хилс, а повышенное содержание амфипор и увеличение объема карбонатно-илистой основной массы свидетельствуют о среде с низкой энергией. По направлению к центральной части платформы рифовый фронт клинообразно переслаивается с амфипоровыми пластами темно-коричневого цвета, а внерифовая формация Уотеруэйс залегает несогласно. По степени значимости компоненты органического вещества в нисходящем порядке представлены табулярными и массивными строматопороидеями, водорослями, брахиоподами, кубковыми кораллами, амфипорами и криноидеями. Основная масса рифа сложена веществом от грубого рифового детрита до тонкозернистого карбонатного ила, а местами она состоит из обломков скелетов, интракластов и яснокристаллического кальцита.

Пористость этих пород обычно зависит как от характера органогенного каркаса, так и от основной массы. Нефтегазоносность связана с рифовым фронтом у края платформы севернее и северо-восточнее месторождений Суон-Хилс и Вирджиния-Хилс. Подобные же породы развиты по периферии горизонта Лайт-Браун в верхней части рифового комплекса, и именно они являются продуктивными.

Брекчированной зоной назван строматопоровый пласт, перекрывающий «коралловую зону», который установлен в большей части района Суон-Хилс — Анте-Крик. Это название связано с брекчированным обликом керна, содержащего многочисленные кольцевые и полукольцевые, зачастую разбитые колонии строматопор. Однако исследование керна показало, что его облик обусловлен особенностью роста самих строматопор. Отмечаются лишь весьма незначительные механические перемещения, а сама же зона в действительности не «брекчированная».

«Брекчированная зона» клинообразно переслаивается со строматопоровым рифовым фронтом на севере и северо-востоке и с пластами амфипор горизонта Дарк-Браун на западе и юго-западе. Мощность колеблется от 0 до 15 м. Фауна в убывающем порядке представлена булавовидными строматопорами, амфипорами и кораллами. Основная масса сложена тонкозернистыми органогенными частицами, интракластами и карбонатным илом. Обычно встречается пиробитум. Организмы «брекчированной зоны», очевидно, накапливались в условиях с низким энергетическим потенциалом вод по сравнению со строматопоровым рифовым фронтом, вероятнее всего, в условиях неглубокой лагуны. Пористость иногда присутствует на тех участках, где встречаются строматопоры.

Темно-коричневые амфипоровые слои. Эти слои в районе Суон-Хилс развиты повсеместно; они представляют собой наиболее стабильную пачку органогенной платформы Дарк-Браун. Мощность пачки изменяется от 12 до 30 м, увеличиваясь в целом к югу. Отдельные изменения мощности отмечаются на участках развития горизонта Лайт-Браун. В зависимости от места своего развития подошва этой пачки залегает или на кровле «коралловой зоны», или на кровле «брекчированной зоны». Она клинообразно переслаивается с фациями строматопорового рифового фронта на востоке и северо-востоке. Содержание амфипор в пачке изменяется от 0 до 60%, и, как правило, в основании пачки ископаемых остатков содержится меньше. Встречаются также в небольшом количестве булавовидные строматопоры. В убывающем порядке фауна представлена амфипорами, булавовидными строматопорами, брахиоподами и гастроподами. Присутствуют также пласты слоистых известняков с ясно выраженным кристаллическим кальцитом, обычно лишенных фауны. Состав основной массы изменяется от слабо сортированных алевритпесчаных зерен и пеллет [1] до карбонатного ила, или кальцилютита. Были обнаружены также скелетные зерна.

Пористость развита лишь на отдельных участках пластов и связана с зонами, обогащенными амфипорами. Небольшие пустоты отмечаются в некоторых частях гранулярных или пеллетовидных известняков, но с практической точки зрения темно-коричневые амфипоровые слои несоизмеримы с объемом порового пространства формации Суон-Хилс. Условия осадконакопления данной пачки соответствуют неглубокой лагуне, а слоистые известняки служат указанием на непостоянство приливно-отливной обстановки.

Горизонт Лайт-Браун

Мощность горизонта Лайт-Браун изменяется более резко, чем мощность пологопогружающихся пород горизонта Дарк-Браун, на которых она залегает. Южнее и западнее Карсон-Крика мощность изменяется от нескольких десятков сантиметров до 96 м. Чередование условий с высоким энергетическим уровнем, способствовавших рифообразованию, с эпизодами резких размывов и условиями стабильного уровня моря обусловило разнообразие осадков.

Светло-коричневые амфипоровые слои. Эти самые распространенные слои горизонта Лайт-Браун покрывают часть пород Дарк-Браун. Мощность изменяется от 0 приблизительно до 60 м, причем наиболее полные разрезы отмечены в зоне рифового комплекса Суон-Хилс — Карсон-Крик. В данных слоях установлены два основных типа известняков: 1) известняки светло-коричневые до темно-коричневых, обломочные, с калькаренитовой основой и амфипорами; 2) известняки светло-оливково-коричневые, с амфипорами, кальцилютитом и ясновыраженной кристаллической кальцитовой основой. Известняки первого типа соответствуют начальной серии осадков, отлагавшихся на кровле горизонта Дарк-Браун; в них содержатся лишь рассеянные строматопоры. Основная масса имеет обломочный вид; она сложена скелетными зернами и интракластами, что указывает на мелководную обстановку открытого моря и волновую деятельность. На участках, где такие обломочные слои с амфипорами залегают на горизонте Дарк-Браун, контакт между рифом и перекрывающей внерифовой формацией Уотеруэйс резкий. В большинстве районов развития формации Суон-Хилс остатки организмов на контакте не встречаются; имеется лишь маломощная зона пирита, поэтому можно полагать, что происходил неглубокий послеседиментационный размыв.

Известняки второго типа обычно встречаются в центральной части горизонта Лайт-Браун, причем преобладают амфипоры. Ветвистые, табулярные и булавовидные строматопоры на ряде участков встречаются совместно

[1] Фекальный комочек морских беспозвоночных животных (червей, моллюсков).— *Прим. ред.*

с остракодами, гастроподами и кальцисферами. Основная масса представлена ясновыраженным кристаллическим кальцитом, карбонатным илом, скелетными зернами и интракластами. Эти осадки, по-видимому, отлагались в мелководной, слегка взбаламученной воде с низкой степенью помутнения, т. е. в типичной обстановке небольшой шельфовой лагуны.

Пористость обычно связана с основной массой и включениями органогенных светло-коричневых слоев с амфипорами, тогда как в светло-оливково-коричневатых известняках пористость неравномерная и плохо развитая.

Столовый риф [24]. Эта достаточно легко выделяемая и прослеживаемая на значительной площади зона горизонта Лайт-Браун перекрывает вышеописанную пачку, а ее мощность изменяется от 4,5 до 7,5 м. Широкое площадное распространение этой пачки связано с относительной однородностью содержащегося в ней органического вещества. На периферийных участках севернее и северо-западнее рифогенной постройки фауна сильно раздроблена и переработана, что повело к образованию зоны обломков, которые клинообразно переслаиваются с материалом in situ. Наличие раздробленных пород свидетельствует о коротких периодах размыва. Остатки фауны в убывающем порядке представлены ветвистыми строматопорами, соленопоровыми водорослями, брахиоподами и амфипорами.

Основная масса не имеет постоянного состава, но к ее обычным компонентам относятся скелетные зерна и обломки различных размеров с незначительным объемом карбонатного ила. С этой зоной и связана пористость — как с организмами, так и с основной массой. Внутриорганогенная кавернозная пористость, отмечаемая между строматопорами, указывает на наличие вторичного, послеседиментационного выщелачивания. Зона «столовый риф» формации Суон-Хилс, очевидно, отвечает условиям осадконакопления в неглубоком, неспокойном бассейне. В конце осадконакопления, судя по органогенным обломкам на склонах рифа, уровень моря понизился и начался размыв.

Поровые калькаренитовые слои. Поровая зона, состоящая из скелетных зерен, переработанных и перенесенных органогенных обломков, перекрывает светло-коричневые слои с амфипорами, а местами залегает на верхних частях склонов рифовой постройки Лайт-Браун. На ряде участков эта зона почти лишена фауны; она представлена хорошо отсортированными известковистыми песчаниками. В верхних частях склонов зона в основном сложена хорошо окатанными обломками строматопор и амфипор. Наличие рифовой гальки в кровле и на склонах постройки свидетельствует о том, что рост завершился в условиях обмелевшего моря, а не при погружении. Пористость обычно высокая, межзерновая. Пустоты отмечены и в скелетах организмов, причем их объем несколько уменьшается в направлении центральной части постройки. Эта пачка служит одним из наиболее важных коллекторов в пределах района. Данные слои формировались в самых обнаженных частях органогенных построек в условиях неглубокого бурного моря. Верхний контакт с внерифовой формацией Уотеруэйс несогласный; он представляет собой, по-видимому, эрозионную поверхность.

Брахиоподо-криноидные слои обычно развиты на западных склонах горизонта Лайт-Браун; они сложены калькаренитами органогенного происхождения. В порядке убывания фауна представлена брахиоподами, криноидеями, строматопорами и амфипорами. Количество строматопор и амфипор в направлении от основного каркаса постепенно сокращается, а калькаренит переходит в кальцилютит и тонкозернистую карбонатную глинисто-мергельную породу. Брахиоподо-криноидная зона с тонкозернистым калькаренитом, образовавшимся из вещества скелетов, типична для рифовых склонов; полагают, что отложение происходило в условиях открытого насыщенного кислородом моря со средней величиной энергетического потенциала. Слои, как правило, лишены пористости, а поэтому не представляют интереса как коллектор.

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ФОРМАЦИИ СУОН-ХИЛС

В районе месторождения Суон-Хилс историю образования одноименной формации можно разбить на шесть этапов, каждый из которых связан с коренными изменениями характера отлагавшегося осадка и среды (фиг. 14). Этапы I—III охватывают время осадконакопления горизонта Дарк-Браун, а этапы IV—VI — горизонта Лайт-Браун.

Этап I. Море эпохи Биверхилл-Лейк постепенно распространялось на запад. Был затоплен район, расположенный между сводом Пис-Ривер и хребтом Западная Альберта, и отдельные отмели служили благоприятным фактором, стимулирующим рост рифогенных построек. Условия осадконакопления вмещающих пород подобны условиям зарифовой формации Уотеруэйс, за исключением несколько более высокого содержания органогенного вещества и первого появления организмов, развивающихся в относительно мелководной среде.

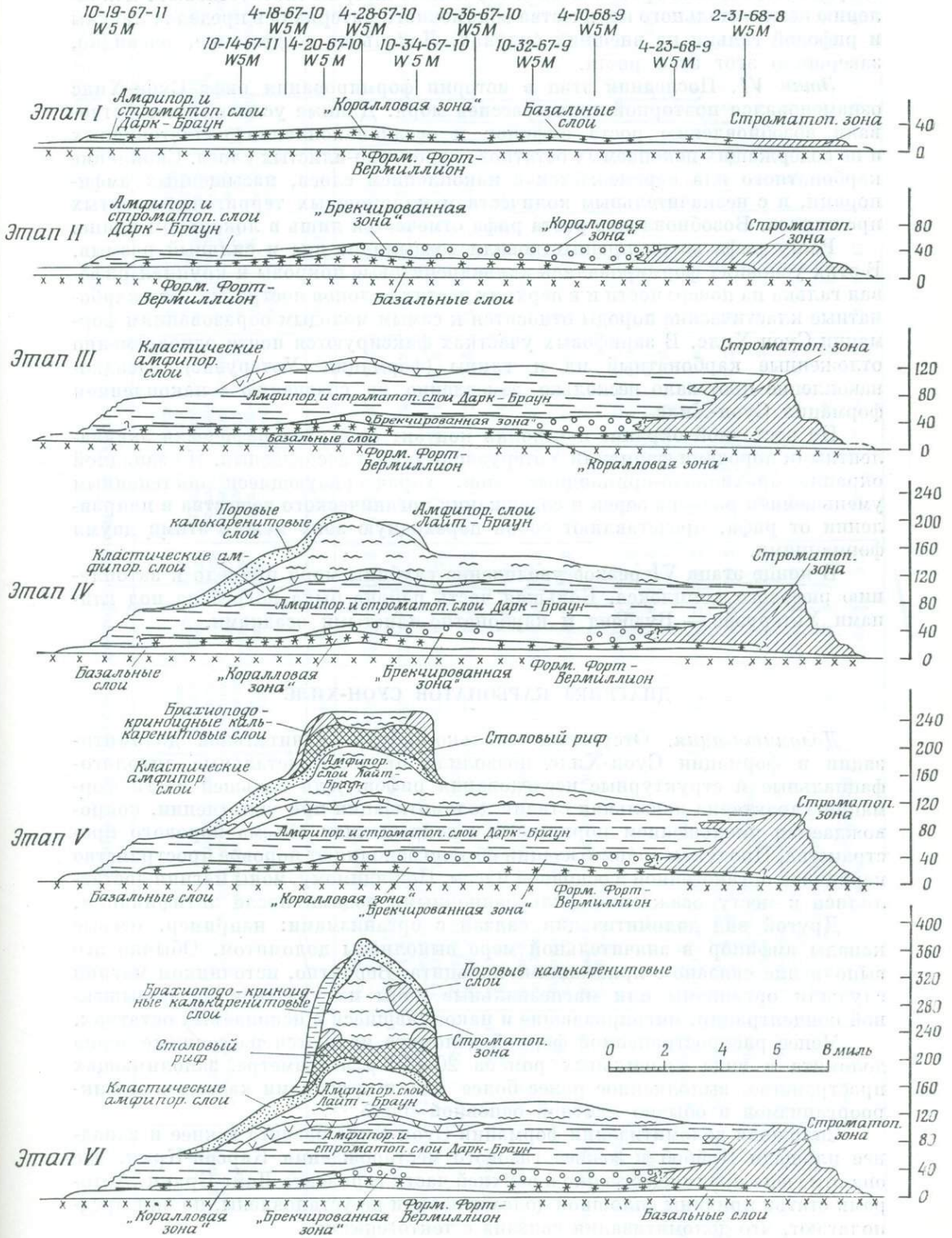
Появление кораллов в верхней части «базальных слоев» свидетельствует о том, что район интенсивно населялся рифостроящими организмами, создававшими твердое основание и надежное подножие для повторного роста рифа. Вдоль северо-восточной каемки, где энергия волн была несколько выше, развивалась зона строматопор, тогда как далее к югу вдоль края рифовой платформы, где энергия волн была меньше, кораллы и строматопоры замещались слоями, насыщенными амфипорами.

Этап II. Незначительное, но постоянное повышение уровня моря вызывало непрерывный рост строматопорового рифа на северо-восточной каемке. В результате роста образовалась широкая шельфовая лагуна позади фронтальной части рифа, устойчивой к действию волн. В более спокойных и изолированных водах позади рифа развивались менее устойчивые к действию волн булавовидные строматопоры «брекчированной зоны». Далее к западу, в спокойных, полузастойных водах лагуны слои амфипор отлагались в осажденном карбонатном иле.

Этап III. На северо-восточной стороне карбонатной банки продолжался рост жесткой стенки строматопорового рифа, в то время как слои, насыщенные амфипорами, отлагались в шельфовой лагуне позади рифового фронта. Авторы считают, что рост карбонатной банки прекратился в момент незначительного наклона восточной части, в результате чего поднялся уровень моря над фронтальным участком рифа, и в то же время часть карбонатной банки приподнялась на западе. В результате кратковременной обнаженности восточно-центральной части карбонатной платформы верхняя часть банки в районе Суон-Хилс была размыта, вследствие чего в этой части платформы сформировалась маломощная зона обломков. К этому моменту относится завершение осадконакопления горизонта Дарк-Браун и создание субстрата для дальнейшего построения органогенного каркаса на относительно приподнятой западной окраине.

Этап IV. После затопления фронтальной части строматопорового рифа интенсивно развиваются амфипоры в спокойных, относительно глубоководных условиях лагунной банки. Периоды покоя нарушались частыми штормами, которые сносили обломки амфипор в отдельные участки карбонатной банки; образовавшиеся осадки послужили исходным пунктом для роста рифа на этапе V. Судя по наличию порового калькаренита вблизи поверхности и вдоль склонов этих осадков банки, к этому моменту начался подъем и осадконакопление прекратилось.

Этап V. На данном этапе образовался «столовый риф», который развился на породах этапа IV. Временное морское затишье способствовало латеральному разрастанию органогенного каркаса; образовалась обширная, довольно однородная постройка. Незначительное погружение обусловило формирование кольцевого строматопорового рифового атолла с внутренней



Фиг. 14. Меридиональные разрезы, отражающие шесть этапов развития рифов Суон-Хилс.

лагуной. Колебания уровня моря и случайные штормы способствовали накоплению незначительного количества обломочного материала в пределах лагуны и рифовой гальки на внешних склонах. Локальное воздымание, очевидно, завершило этот этап роста.

Этап VI. Последний этап в истории формирования рифа Суон-Хилс ознаменовался повторной трансгрессией моря. Данные условия способствовали возобновлению роста амфипор и осадконакопления пеллетовидных и не содержащих ископаемых остатков карбонатно-илистых слоев. Скопление карбонатного ила перемежается с накоплением слоев, насыщенных амфипорами, и с незначительным количеством маломощных терригенно-илистых прожилков. Возобновление роста рифа отмечается лишь в локальном плане.

Росту рифа вверх препятствовали воздымание дна и сильный размыв. В этих условиях формировались калькаренитовые покровы и крупная рифовая галька на поверхности и в верхних частях склонов постройки. Эти карбонатные кластические породы относятся к самым молодым образованиям формации Суон-Хилс. В зарифовых участках фиксируются почти одновременно отложенные карбонатный ил и глины (формация Уотеруэйс). Осадконакопление протекало несколько замедленно по сравнению с накоплением формации Суон-Хилс.

На восточной окраине постройки контакт со стратиграфически эквивалентными породами формации Уотеруэйс резкий и несогласный. На западной окраине брахиоподо-криноидные слои, характеризующиеся постепенным уменьшением размера зерен и содержания органического вещества в направлении от рифа, представляют собой переходную зону между этими двумя формациями.

В конце этапа VI резкое увеличение глубины моря привело к затоплению рифового комплекса. Большая часть района была погребена под глинами Уотеруэйс — Вудбенд и карбонатно-илистыми осадками.

ДИАГЕНЕЗ КАРБОНАТОВ СУОН-ХИЛС

Доломитизация. Отсутствие сколько-нибудь значительной доломитизации в формации Суон-Хилс позволило провести детальные литолого-фациальные и структурные исследования рифов. Для большей части формации характерна начальная стадия доломитизации при уплотнении, сопровождаемая уменьшением пористости и сокращением объема порового пространства. Продукты доломитизации обычно заполняют поровое пространство первичной органогенной и основной массы. По-видимому, ионы магния доставлялись к месту осаждения фильтрационными водами после литификации.

Другой вид доломитизации связан с организмами: например, осевые каналы амфипор в значительной мере выполнены доломитом. Обычно это выполнение связано с кристаллами кальцита. Вероятно, источником магния служили организмы или магнезиальные ионы из участков их повышенной концентрации, мигрировавшие и накоплявшиеся в ископаемых остатках.

Менее распространенной формой доломита являются рассеянные зерна доломита в виде правильных ромбов 20—50 μ в диаметре, заполняющих пространство, выполненное ранее более мелкими зернами кальцита и микроорганизмов в обычно плотной основной массе.

Сплошная доломитизация формации Суон-Хилс развита южнее и западнее площади Кайбоб и южнее газового месторождения Карсон-Крик, где она отмечена преимущественно в верхней части горизонта Лайт-Браун. Авторами статьи причины сплошной доломитизации не установлены, но они предполагают, что доломитизация связана с тектогенезом.

Окремнение. В формации Суон-Хилс найдены редкие линзы доломитовых кремнистых сланцев от светло-серых до коричневато-серых. Их мощ-

Таблица 1

Данные по нефтяным месторождениям Суон-Хилс

Месторождение, залежь	Дата открытия	Название и местоположение первой продуктивной скважины	Общее количество пробуренных скважин на 1/I 1968 г.	Средняя глубина скв., м	Площадь нефтеносности, км²	Максимальная мощность коллектора, м	Средняя нефтенасыщенная мощность, м	Средняя пористость, %	Средняя проницаемость, миллидарси	Водонасыщенность, %	Подсчитанные запасы нефти, млн. т	Суммарная добыча на 1/I 1968 г., млн. т	Остаточные извлекаемые запасы нефти, млн. т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Суон-Хилс, залежи *A* и *B*	2.3.1957 г.	Хоум и др. Ридженит 8-11-68-10-W5M	520	2489,7	409,9	118,5	15,84	7,8	20	18,6	266,3	11,4	94,3
Залежь *C*	21.3.1958 г.	Тексан-Мик-Мак Дир-Маунтин 10-14-69-9-W5M	353	2242,5	220,0	36,0	8,94	6,2	5	10,2	75,7	2,4	19,4
Джуди-Крик, залежь *A*	25.2.1959 г.	Империал — Джуди-Крик 16-31-63-10-W5M	184	2599,5	112,8	107,4	20,01	9,3	43	16	110,8	5,7	44,1
Залежь *B*	6.9.1959 г.	Империал — Вирджиния-Хилс 10-13-63-12-W5M	75	2652,6	49,5	135,9	17,52	9,0	111	17	35,1	1,8	15,0
Суон-Хилс Южное	27.2.1959 г.	Б. А. Пан-Американ Сара-Лейк 2-13-65-11-W5M	243	2503,5	142,7	121,5	20,94	8,0	26	18,3	122,9	5,9	47,5
Вирджиния-Хилс	31.1.1957 г.	Хоум-Юнион Х. Б. Вирджиния-Хилс	134	2784,9	97,4	150,9	14,52	8,1	35	20,4	61,7	3,4	20,4
Кайбоб	22.4.1957 г.	Филлипс — Кайбоб 7-22-67-19-W5M	107	2934,0	72,0	69,6	17,97	7,4	23,3	22,0	41,1	3,1	13,4
Карсон-Крик Северное	6.9.1958 г.	Мобил-П. Р. Карсон №6—1MU 6-1-62-12-W5M	46										
Залежь *A* — нефть, газовая шапка				2589,6	27,	—	9,3	8,3	56	13	9,0	0,6	3,4
Залежь *B* — нефть, газовая шапка				2574,0	14,0	—	3,3	8,0	15	—	—	—	—
Снайп-Лейк	24.10.1962 г.	С. О. Б. Ц. Снайп-Лейк 10-21-70-18-W5M	114	2620,8	49,5 1,5	— —	15,3 2,34	9,1 9,9	167 21	21 21	29,4 —	1,2 —	10,2 —
Гуз-Ривер (кроме залежи *B*)	28.8.1963 г.	В. А. Гуз-Ривер 10-4-67-18-W5M	28	2560,2	69,2	81,6	9,99	7,3	35	27	27,1	1,4	9,1
Фримен	31.10.1962 г.	Х. Б. Юнион-Хоум-Фримен 2-1 2-1-66-13-W5M	20	2755,5	30,8	60,0	14,7	8,2	103	19	19,8	0,3	2,8
Анте-Крик	15.10.1962 г.	Атлантик—Анте-Крик 4-7 4-7-65-23-W5M	24	2755,2	21,6	48,0	8,7	5,9	20	25	5,5	0,1	0,53
Джуди-Крик Южное	19.3.1960 г.	Мобил—Карсон-Крик 14-31 14-31-62-11-W5M	8	3381,0	30,0	78,0	7,59	6,3	6,0	22	4,7	0,25	0,51
Этел	28.1.1964 г.	Мобил—Атлантик-Этел 10-11 10-11-67-8-W5M	4	2677,5	12,0	40,8	6,78	6,3	24,4	25	2,0	0,07	0,33
				2256,6	5,2	26,1	7,08	5,7	10,2	17	1,1	0,02	0,08

Таблица 2

Данные по газовым месторождениям Суон-Хилс

Месторождение, залежь	Дата открытия	Название и местоположение первой продуктивной скважины	Суммарное количество скважин, пробуренных на 1.1.1968 г.	Средняя глубина скважин, м	Площадь газоносности, км²	Максимальная мощность коллектора, м	Средняя газонасыщенная мощность, м	Средняя пористость, %	Средняя проницаемость, миллидарси	Водонасыщенность, %	Первоначальные запасы газа, млрд. м³	Добыча газа для целей сбыта, млрд. м³	Остаточные запасы извлекаемого газа на 1.1.1968 г., млрд. м³
Кайбоб Южное	11.9.1961 г.	Х. Б. Юнион-Кайбоб 11-27 11-27-62-20 W5M	8	3168	65,8	97,5	12,9	10	294,2	15	18,8	0	10,4
Карсон-Крик	26.2.1957 г.	Мобил-Ойл-Уайкарт 12-13 12-13-61-12 W5M											
Залежь *A*			8	2655	63,4	26,7	6,0	8	21	20	5,9	0,22	3,97
Залежь *B*			5	2583	27,9	24,9	7,2	8	75	20	3,08	0,42	2,66

ность колеблется в пределах от 2,5 до 7,5 см. Данный материал частично замещает органогенные и неорганогенные зерна; по-видимому, он осаждался из химических растворов органического генезиса.

Перекристаллизация. Под перекристаллизацией в данном случае понимают образование новых минеральных зерен в известняках в твердом состоянии, без ввода других элементов. Интенсивность перекристаллизации в формации Суон-Хилс невелика, хотя она и установлена на ряде участков в верхней части горизонта Лайт-Браун, как правило, в ассоциации с тонкозернистыми осадками лагунных фаций. Основная масса переходит в известняки сахаровидной текстуры, а первичная структура амфипор и других организмов нечеткая или разрушена.

Трещиноватость. По месторождению Суон-Хилс исследовались образцы керна многочисленных скважин, причем были фиксированы интервалы с трещиноватостью. Как правило, в горизонте Дарк-Браун трещин мало, но их значительно больше в верхней части горизонта Лайт-Браун.

Основная масса горизонта Дарк-Браун представлена тонкозернистым калькаренитом и кальцилютитом, которые обычно сцементированы вторичным кальцитом. Вторичная цементация обусловлена уплотнением. Литологическая характеристика горизонта Лайт-Браун указывает на то, что осадконакопление происходило в условиях высокой энергии водной среды; основная масса по своим литологическим особенностям изменяется от плохо сцементированного тонкозернистого калькаренита до кальцирудита, в котором при напряжении скорее образуются трещины.

Детальное изучение разрезов пород группы Биверхилл-Лейк показало, что данные интервалы известняков имеют несколько сокращенную мощность над участками максимальной рифовой постройки. Сокращение мощности,

по-видимому, вызвано обрушением поровых интервалов, сопровождавшимся развитием трещин. Большая часть трещин направлена вертикально, в других случаях трещины имеют крутой угол наклона, причем многие плоскости трещин параллельны плоскостям кристаллов вторичного кальцита. Эти трещины играют важную роль, поскольку они связывают поровые зоны внутри горизонта Лайт-Браун.

ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ

Свойства коллекторов для каждого месторождения показаны в табл. 1 и 2. Площадь продуктивности формации Суон-Хилс в районе исследования составляет около 1408 км². В отдельных скважинах мощность продуктивных пластов достигает 75 м. Однако по наиболее крупному месторождению эта величина в среднем составляет 20,94 м, а по наиболее мелкому — 6,78 м. Средняя величина пористости по месторождениям изменяется от 5,7 до 10%, а величины проницаемости находятся в диапазоне 5—167 миллидарси.

Все нефтяные залежи недонасыщены газом, и обычно удельный вес нефти уменьшается по направлению к газоконденсатным залежам. Исключение составляет месторождение Карсон-Крик Северное, на котором залежи *A* и *B* имеют газовую шапку, но нефть в коллекторе недонасыщена. На месторождении Снайп-Лейк нефть наиболее тяжелая (0,8398), а на месторождении Анте-Крик наиболее легкая (0,7972).

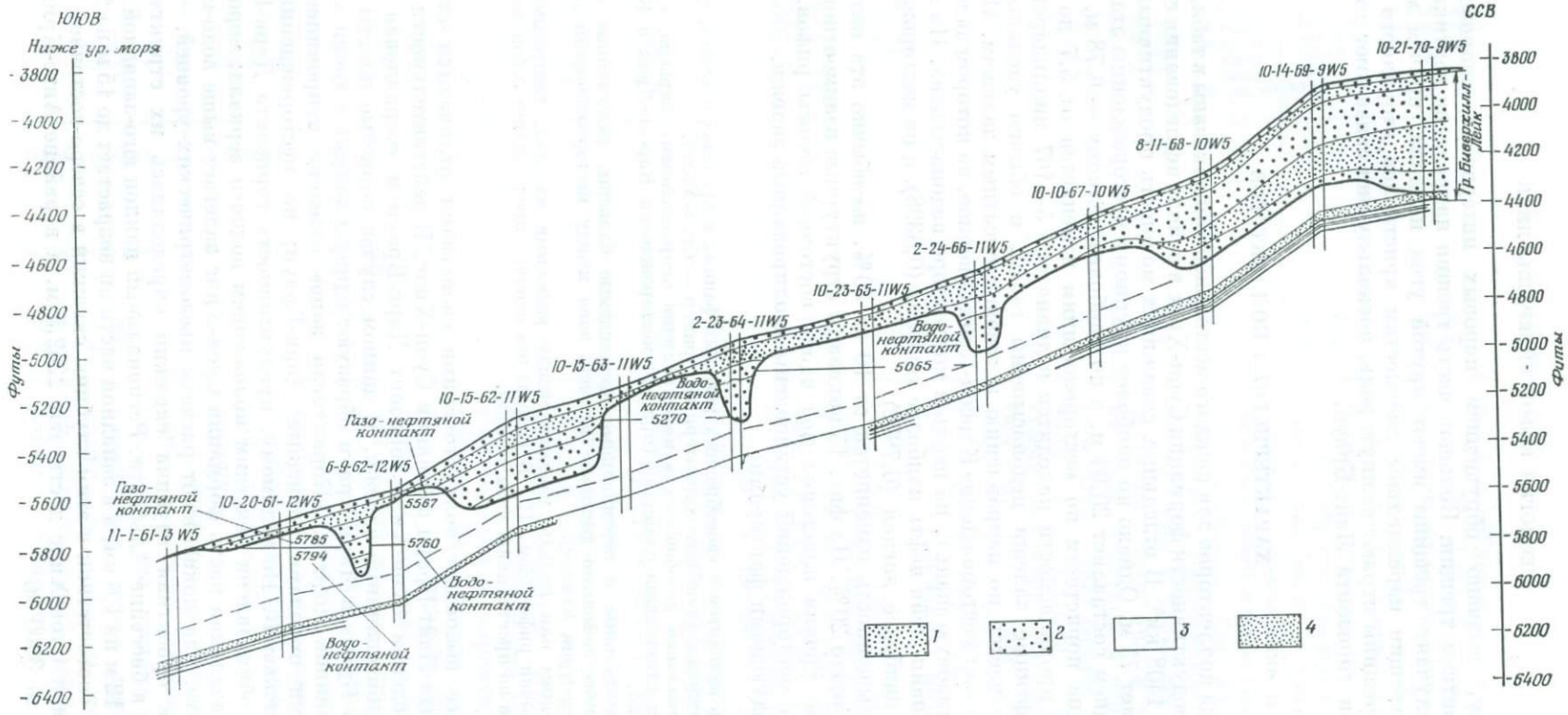
Водонасыщенность изменяется от 10 до 30%, но обычно эта величина колеблется около 20%. На фиг. 15 показаны структурные взаимоотношения и положение уровня пластовых вод вдоль восточной полосы рифов.

На ряде месторождений установлены изолированные залежи. Это обусловлено следующими факторами:

1. Нефть находится в своеобразных рифовых фациях в пределах одного и того же рифового комплекса (наиболее характерный пример — Суон-Хилс).
2. Вертикальная разобщенность из-за наличия непроницаемого барьера, сложенного зелеными глинистыми сланцами (пример: месторождения Карсон-Крик и Карсон-Крик Северное).
3. Горизонтальные и вертикальные проницаемые барьеры, разделенные сплошными «плотными» рифовыми фациями (пример: зона между месторождениями Джуди-Крик и Джуди-Крик Южное).
4. Промоины или каналы размыва между рифовыми массами, типичными для восточной цепочки рифов (фиг. 12). В разрезе эта цепочка представляет собой изолированные залежи по простиранию зоны в целом.

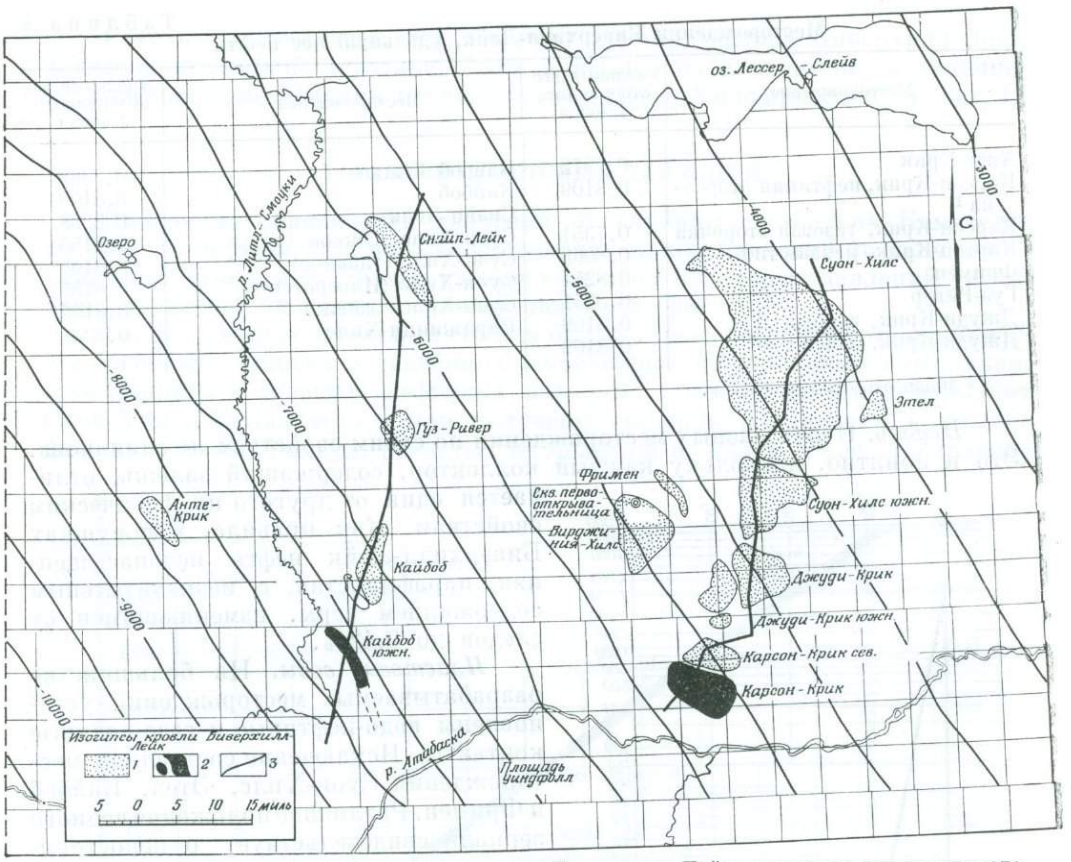
Наиболее высокими коллекторскими свойствами отличаются отложения горизонта Лайт-Браун формации Суон-Хилс. В действительности лишь на месторождении Суон-Хилс горизонт Дарк-Браун и «коралловая зона» содержат промышленные залежи. В данном случае пористые пласты горизонтов Лайт-Браун и Дарк-Браун образуют единую залежь с точки зрения централизованной добычи. «Коралловая зона» отделена непроницаемыми карбонатными породами горизонта Дарк-Браун; на месторождении она названа залежью *B*. По-видимому, продуктивность горизонта Дарк-Браун в основном обусловлена нечетким положением водного зеркала; вероятнее всего, вся базальная часть формации Суон-Хилс залегает выше водо-нефтяного контакта, как показывают расчеты пьезометрических уровней.

Вначале проектная глубина скважин определялась их структурным положением в бассейне Альберта. Региональный наклон юго-западной части бассейна — 12 м на 1,6 км, а в западной части он возрастает до 15 м на 1,6 км (фиг. 16). В соответствии с этим глубины скважин в северо-восточной части месторождения Суон-Хилс достигают 2242,5 м, а в районе Анте-Крик они возрастают до 3300 м.



Ф и г. 15. Север-северо-восточный вертикальный разрез восточных месторождений (от Карсон-Крика до Суон-Хилса), характеризующий латеральное положение газо-нефтяных и водо-нефтяных контактов.

Вертикальный масштаб в футах. Линия разреза идентична *C — C′* (фиг. 10), показанному на фиг. 16.
1 — глинистые сланцы; *2* — аргиллитовые известняки; *3* — органогенные известняки; *4* — ангидриты и глинистые сланцы.



Ф и г. 16. Структурная карта кровли группы Биверхилл-Лейк; характер регионального наклона к юго-западу.

Сечение изогипс через 500 футов. На участках, где не было дифференцированного уплотнения, горизонтали через район рифовой постройки не проведены. Сечение горизонталей через 500 футов. Глубины ниже уровня моря. Показаны местоположения разрезов фиг. 10, 11 и 15.
1 — нефтяные месторождения; *2* — газовые месторождения.

ПЛАСТОВЫЕ ФЛЮИДЫ

Газ. Основное различие состава газа по двум месторождениям Биверхилл-Лейк — Карсон-Крик и Кайбоб Южное (табл. 2) связано с содержанием серы. Газ месторождения Карсон-Крик жирный, тогда как на месторождении Кайбоб Южное в газе содержится 16,59% сероводорода. В обоих месторождениях содержатся большие запасы природных газообразных жидкостей. В табл. 3 даны наиболее важные свойства газа. На месторождении Карсон-Крик Северное залежи *A* и *B* имеют небольшие газовые шапки.

Таблица 3

Свойства природного газа месторождений Карсон-Крик и Кайбоб Южное

Месторождение	Плотность газа	Извлекаемые запасы углеводородов, тыс. т/млн. м³ [1]	Извлекаемые запасы серы, т/млн. м³ газа
Карсон-Крик, залежь *A*	0,930	16,0/28	—
Карсон-Крик, залежь *B*	0,972	19,4/28	—
Кайбоб Южное	1,0096	14,7/28	6,3/28

[1] Объем газа с 85% извлекаемого пропана, 95% бутана и 100% более тяжелых компонентов.

Таблица 4

Месторождения Биверхилл-Лейк, удельный вес нефти

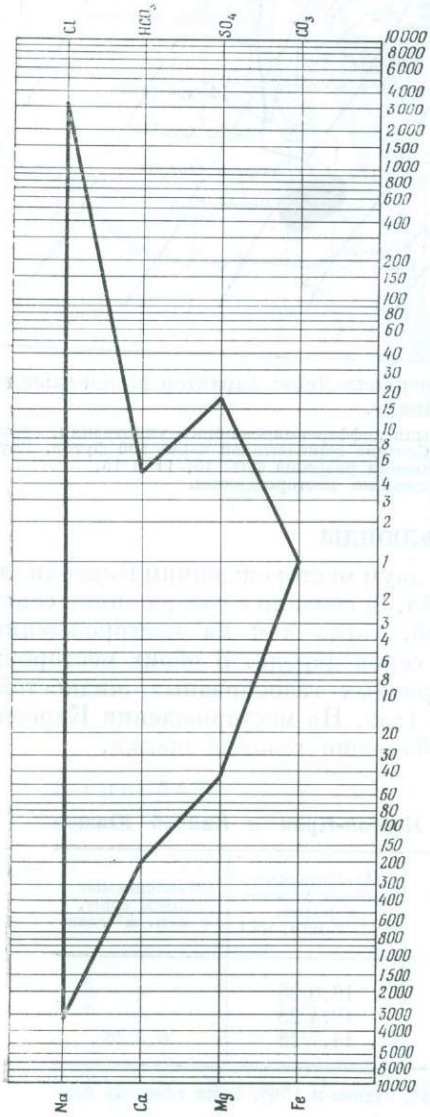
Месторождение	Удельный вес отобранного флюида	Месторождение	Удельный вес отобранного флюида
Анте-Крик	0,7972	Кайбоб Южное	0,7389
Карсон-Крик, нефтяная оторочка [1]	0,8109	Кайбоб	0,8109
		Снайп-Лейк	0,8398
Карсон-Крик, газовая оторочка	0,7351	Суон-Хилс Южное	0,8155
Карсон-Крик, неизвестно	0,8063	Суон-Хилс (главное)	0,8109
Фримен	0,8251	Суон-Хилс (Инвернесс)	0,8155
Гуз-Ривер	0,8251	Суон-Хилс, залежь *C*	0,8155
Джуди-Крик, залежь *A*	0,8109	Вирджиния-Хилс	0,8348
Джуди-Крик, залежь *B*	0,8109		

[1] Мощность оторочки 2,4 м.

Нефть. Нефть разных месторождений по своим свойствам не одинакова. Это и понятно, поскольку каждый коллектор, содержащий залежь, отличается один от другого по физическим свойствам. Как правило, в ловушках Биверхилл-Лейк нефть недонасыщенная, парафинистая, с незначительным содержанием серы, изменяющимся от следов до 0,42%.

Пластовые воды. На большинстве разрабатываемых месторождений установлены водо-нефтяные и газо-водяные контакты. Исключение составляют месторождения Суон-Хилс, Этел, Кайбоб и Фримен. Различное положение водного зеркала свидетельствует о непостоянстве литологических особенностей данного интервала. На месторождении Суон-Хилс в некоторых зонах были обнаружены воды, происхождение которых там трудно объяснить. По-видимому, оно связано с различной внутренней структурой пород [59].

Химический состав различных пластовых вод можно сравнить путем нанесения компонентов на диаграмму в виде логарифмических функций. Значения (даны в миллиграмм-эквивалентах на единицу) получены в результате умножения миллионных долей (млн$^{-1}$) на следующие коэффициенты: $Na + K \times 0{,}0435$; $Ca \times 0{,}0499$; $Mg \times 0{,}0822$; $SO_4 \times 0{,}0208$; $Cl \times 0{,}0282$; $CO_3 \times 0{,}0333$ и $HCO_3 \times 0{,}0164$.



Ф и г. 17. Логарифмический график анализов типичных вод формации Суон-Хилс в миллиграмм-эквивалентах на единицу.

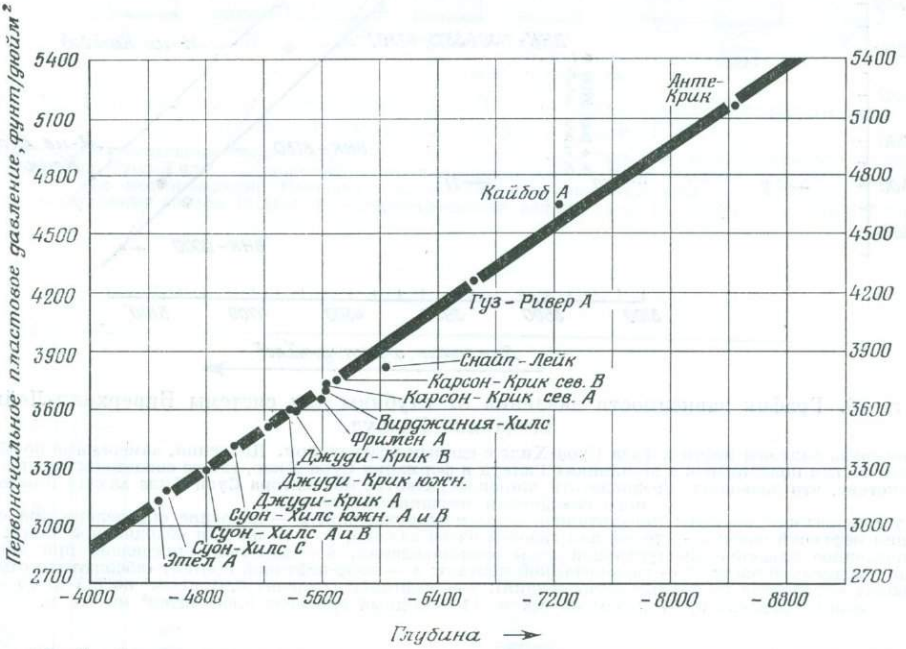
В целом для региона отмечается однородность химического состава пластовых вод месторождений Суон-Хилс. Этот график дает представление о типичной логарифмической зависимости результатов анализов пластовых вод формации Суон-Хилс.

Результаты анализов вод по ряду месторождений Биверхилл-Лейк, согласно указанной методике, были нанесены на диаграммы, а типичные логарифмические функции для вод формации Суон-Хилс приведены на фиг. 17.

ХАРАКТЕР ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Диаграмма зависимости давлений от глубины составлена Комитетом по запасам нефти и газа на основе первоначальных давлений по ряду месторождений Суон-Хилс. Тесная взаимосвязь этих первичных давлений указывает, вероятно, на единую систему давлений (фиг. 18).

Такого же рода детальный график был построен на основе отбора наиболее надежных данных о давлениях, замеренных по отдельным скважинам, пробуренным в газовых, нефтяных и водных участках залежей формации Суон-Хилс. Кроме того, были получены сведения о давлении в жидкой фазе песчаников Гилвуд, развитых на большой площади и представляющих

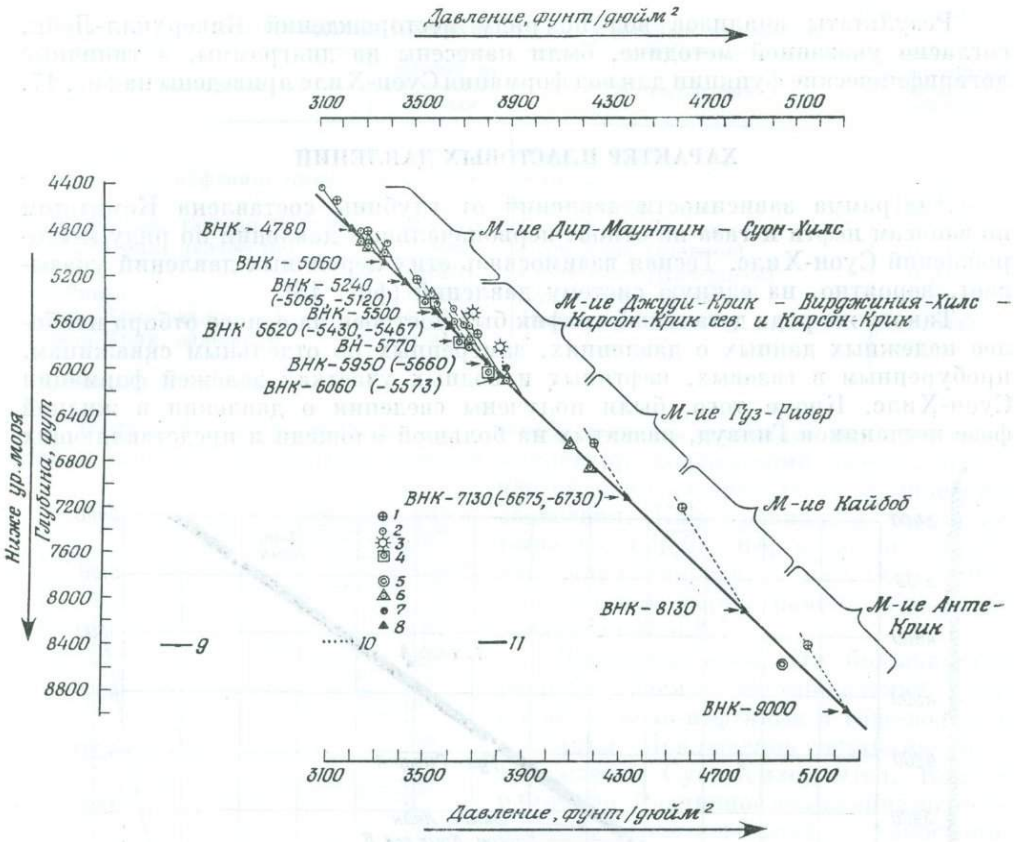


Ф и г. 18. График зависимости начальных давлений от глубины (ниже уровня моря) для отложений группы Биверхилл-Лейк.

Данные графика для месторождений Суон-Хилс, свидетельствующие о близких значениях начальных давлений, позволяют предполагать наличие единой гидродинамической системы (Комитет по запасам нефти и газа, Калгари, 1967 г.).

собой породу с наилучшими коллекторскими свойствами залегающей ниже формации Суон-Хилс. Эти данные указывают на наличие связи между указанными двумя резервуарами (фиг. 19).

В задачи настоящей статьи не входит рассмотрение вопросов миграции или объяснение причин такой взаимосвязи между месторождениями Суон-Хилс и Гилвуд. По-видимому, это обусловлено рядом факторов, таких, как уплотнение, мощность покрышки, региональный наклон, трещиноватость, сообщаемость пористых пластов и т. д. На ряде участков группа Биверхилл-Лейк непосредственно перекрывает песчаники Гилвуд, или переотложенные граниты, с которой песчаники Гилвуд соединяются близ свода Пис-Ривер. По-видимому, эти участки и служили основными путями перераспределения давления.



Ф и г. 19. График зависимости давления от глубины для системы Биверхилл-Лейк — песчаники Гилвуд.

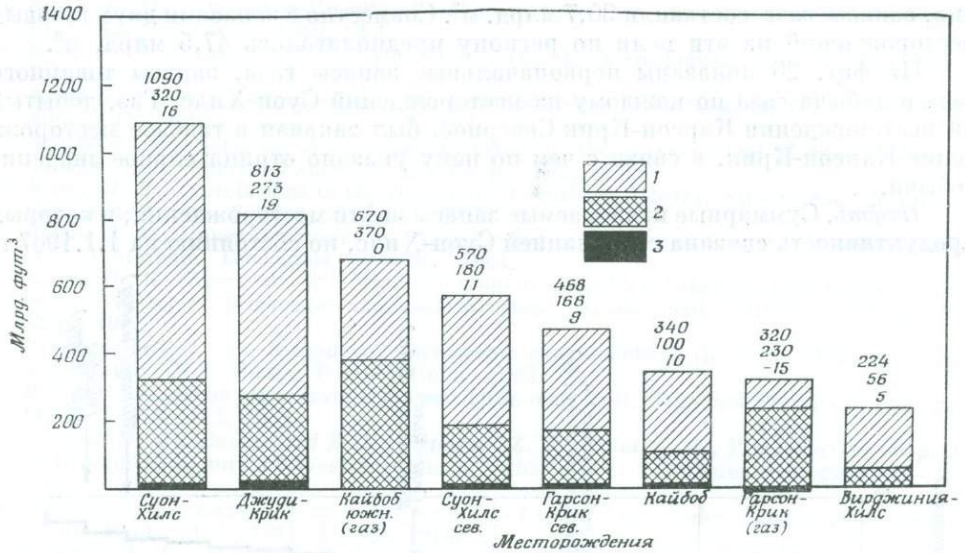
Взаимосвязь залежей нефти и газа Суон-Хилс с единым резервуаром. Давления, замеренные по обводненным частям коллекторов в песчаниках Гилвуд и формации Суон-Хилс, также свидетельствуют о единой системе, что позволяет предполагать широкое развитие коллектора Суон-Хилс за счет повсеместного обводнения песчаников Гилвуд.

1 — установленное давление продуктивной зоны месторождения; *2* — давление определено при опробовании нефтяной зоны; *3* — то же для газовой части залежи; *4* — то же для обводненной части; *5* — установленное давление продуктивной зоны месторождения; *6* — давление определено при опробовании обводненной части; *7* — газо-нефтяной контакт; *8* — водо-нефтяной контакт (абсолютная отметка в скобках определена по данным опробования); *9* — нефтяной градиент 0,91 кг/см² на 0,3 м; *10* — газовый градиент 0,007 кг/см² на 0,3 м; *11* — водный градиент 0,035 кг/см² на 0,3 м.

На фиг. 19 показаны два водо-нефтяных контакта для некоторых месторождений. Один получен расчетным путем на основе характера давления в жидкой фазе; он соответствует уровню, при котором поровое пространство на 100% заполнено пластовой водой. Другой (в скобках) — истинный водо-нефтяной контакт, установленный в процессе отбора с помощью пласто-испытателя и по интерпретации каротажных данных. Водо-нефтяной контакт на месторождении обычно определяется по отметке переходной зоны в точке, в которой при опробовании получали приток пластовой воды. Этим, вероятно, и объясняются расхождения между расчетными и наблюдаемыми водо-нефтяными контактами.

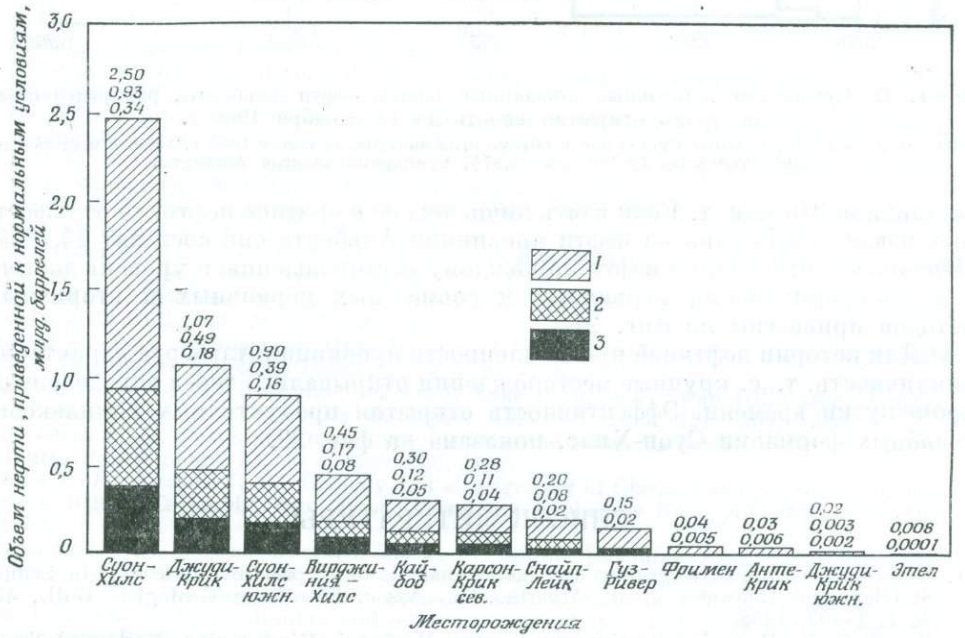
ЗАПАСЫ

Газ. Большую часть запасов газа формации Суон-Хилс составляет растворенный газ. В совокупности с запасами газовых месторождений Карсон-Крик и Кайбоб Южное по состоянию на 1.1.1968 г. суммарные первоначальные запасы газа составили 126,3 млрд. м³. Из этого объема, согласно практике консервации для продажи и для поддержания пластового давле-



Ф и г. 20. Диаграмма запасов газа Биверхилл-Лейк составлена при абсолютном давлении, равном 1 атм, и температуре, равной 15,55 °С.

Приведены первоначальные запасы газа in situ. Основная добыча газа получена по каждому крупному месторождению Суон-Хилс. Газ, добытый на месторождении Карсон-Крик Северное, был закачан в газовое месторождение Карсон-Крик, поэтому указано отрицательное значение.
1 — первоначальные запасы in situ; *2* — первоначальные запасы газа; *3* — добыто газа на 1/I.1968 г.



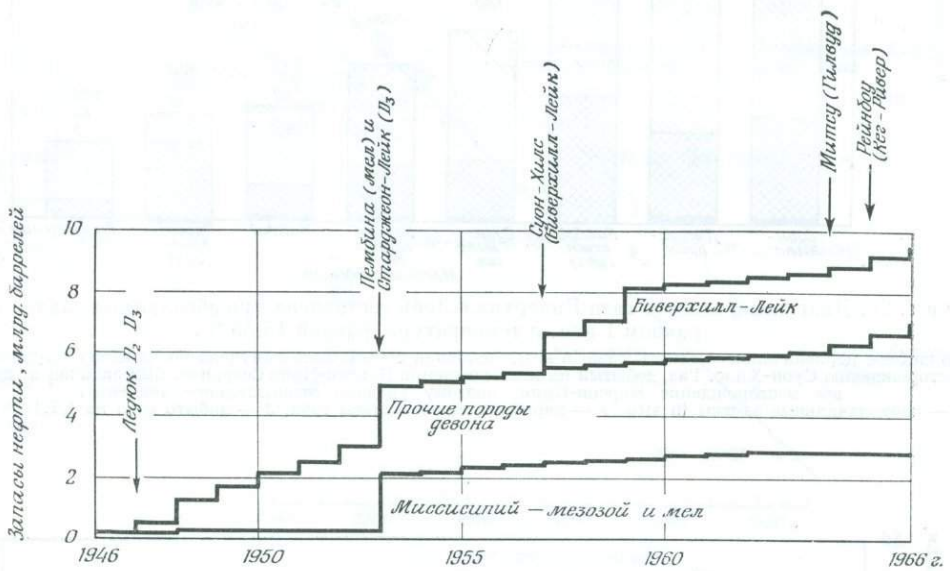
Ф и г. 21. Первоначальные подсчеты запасов нефти по каждому месторождению Суон-Хилс.

Показан рассчитанный объем извлекаемой нефти с использованием первичных методов и комбинации первичных и вторичных методов добычи.
1 — первоначальные запасы нефти in situ; *2* — извлекаемые запасы нефти (первичные и вторичные методы добычи); *3* — то же (только первичные методы).

ния, запасы газа составили 30,7 млрд. м³. Совместно с запасами двух газовых месторождений на эти цели по региону предполагалось 47,5 млрд. м³.

На фиг. 20 показаны первоначальные запасы газа, запасы товарного газа и добыча газа по каждому из месторождений Суон-Хилс. Газ, добытый на месторождении Карсон-Крик Северное, был закачан в газовое месторождение Карсон-Крик, в связи с чем по нему указано отрицательное значение добычи.

Нефть. Суммарные извлекаемые запасы нефти месторождений, в которых продуктивность связана с формацией Суон-Хилс, по состоянию на 1.1.1967 г.



Ф и г. 22. Суммарные остаточные доказанные запасы нефти Альберты, распределенные по годам открытия вплоть до 13 декабря 1966 г.

Указана доля месторождений Суон-Хилс в объеме этих запасов. К концу 1966 г. запасы месторождений Суон-Хилс составляли 25,87% суммарных запасов Альберты.

составляли 316 млн. т. Если взять лишь легкие и средние нефти, то от известных извлекаемых запасов нефти провинции Альберта они составят 24,78%. Первоначальные запасы нефти по каждому месторождению и уровень добычи с учетом применения первичных и совместных первичных и вторичных методов приведены на фиг. 21.

Для истории нефтяной промышленности провинции Альберта характерна цикличность, т. е. крупные месторождения открывались через определенные промежутки времени. Эффективность открытия продуктивных комплексов, подобных формации Суон-Хилс, показана на фиг. 22.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Anseixhuk J. M.*, Stratigraphy and facies analysis of Upper Devonian reefs in Leduc, Stettler, and Redwater areas, Alberta, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **42**, № 1, 1—93, 1958.
2. *Bassett H. G.*, Devonian stratigraphy, central Mackenzie River region, Northwest Territories, Canada, *in* Geology of the Arctic, **1**, Toronto, Toronto Univ. Press, 481—498, 1961.
3. *Bassett H. G., Stout J. G.*, The Devonian stratigraphy of western Canada, in International Symposium on the Devonian System, **1**, Alberta Soc. Petroleum Geologists, 717—752, 1967.
4. *Beales F. W.*, Bahamites and their significance in oil exploration, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **5**, № 10, 227—231, 1957.

5. *Beales F. W.*, Ancient sediments of Bahaman type, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **42**, № 8, 1845—1880, 1958.
6. *Beales F. W.*, Limestone peels, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **8**, № 4, 132—135, 1960.
7. *Beard D. E.*, Selective solution in the Devonian Swan Hills Member, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **7**, № 7, 163—164, 1959.
8. *Belyea H. R.*, Notes on the Devonian System of the north central plains of Alberta, Canada Geol. Survey Paper 52—27, 66 p., 1952.
9. *Belyea H. R.*, Correlations in the Devonian of southern Alberta, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **3**, № 9, 151—156, 1955.
10. *Belyea H. R.*, Upper Devonian, pt. II, *in* Geological history of Western Canada, Alberta Soc. Petroleum Geologists, 66—81, 1964.
11. *Belyea H. R., Norris A. W.*, Middle Devonian and older Paleozoic formations of southern District of Mackenzie and ancient areas, Canada Geol. Survey Paper 62—15, 82 p., 1962.
12. *Bonham-Carter C. F.*, A study of microscopic components of the Swan Hills Devonian reef, Unpub. M.S. thesis, Toronto Univ., 1963.
13. *Brown P. R.*, Some algae from the Swan Hills reef, Bull. Canadian Petroleum Geology, **11**, № 2, 178—182, 1963.
14. *Burwash R. A., Baadsgaard Z. E., Peterman Z. E., Hunt G. H.*, Precambrian, chap. 2, *in* Geological history of Western Canada, Alberta Soc. Petroleum Geologists, 14—19, 1964.
15. *Cameron A. E.*, Explorations in the vicinity of Great Slave Lake, Canada Geol. Survey Summ. Rept., pt. C, 1917, 21—28, 1918.
16. *Cameron A. E.*, Hay and Buffalo Rivers, Great Slave Lakes, and adjacent country, Canada Geol. Survey Summ. Rept., pt. B, 1921, 1—44, 1922.
17. *Campbell N.*, The Middle Devonian in the Pine Point area, N.W.T., Geol. Assoc. Canada Proc., **33**, 87—96, 1950.
18. *Carozzi A. V.*, Reef petrography in the Beaverhill Lake Formation, Upper Devonian, Swan Hills area, Alberta, Canada, Journ. Sed. Petrology, **31**, № 4, 497—513, 1961.
19. *Century J. R.* (ed.), Oil fields of Alberta, supplement, Alberta Soc. Petroleum Geologists, 136 p., 1966.
20. *Clark D. L., Ethington R. L.*, Conodont biostratigraphy of part of the Devonian of the Alberta Rocky Mountains, Bull. Canadian Petroleum Geology, **13**, № 3, 382—389, 1965.
21. *Crickmay C. H.*, Paleontological correlation of Elk Point and equivalents, *in* Western Canada sedimentary basin, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 143—158, 1954.
22. *Crickmay C. H.*, Elucidation of some Western Canada Devonian formations, Imperial Oil Ltd., 1957.
23. *De Mille G.*, Pre-Mississippian history of the Peace River arch, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **6**, № 3, 61—68, 1958.
24. *Edie E. W.*, Devonian limestone reef reservoir, Swan Hills of field, Alberta, Canadian Inst. Mining and Metallurgy Trans., 64, 278—285, 1961.
25. *Fischbuch N. R.*, Stromatoporoids of the Kaybob reef, Alberta, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., 8, 113—1319, 1960.
26. *Fischbuch N. R.*, Stromatoporoid zones of the Kaybob reef, Alberta, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **10**, № 1, 62—72, 1962.
27. *Folk R. L.*, Practical petrographic classification of limestones, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **43**, № 1, 1—38, 1959.
28. *Fong G.*, Type section Swan Hills Member of the Beaverhill Lake Formation, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **7**, № 5, 95—108, 1959.
29. *Fong G.*, Geology of Devonian Beaverhill Lake Formation, Swan Hills area, Alberta, Canada, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **44**, № 2, 195—209, 1960.
30. *Galloway J. J.*, Devonian stromatoporoids from the lower Mackenzie Valley of Canada, Journ. Paleontology, **34**, № 4, 620—636, 1960.
31. *Gray F. F., Kassube J. R.*, Geology and stratigraphy of Clarke Lake gas field, northeastern British Columbia, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **47**, № 3, 467—483, 1963.
32. *Grayston L. D., Sherwin D. F., Allan J. F.*, Middle Devonian, chap. 5, in Geological history of Western Canada, Alberta Soc. Petroleum Geologists, 49—59, 1964.
33. *Griffin D. L.*, The Devonian Slave Point, Beaverhill Lake, and Muskwa Formations of northeastern British Columbia and adjacent areas, British Columbia Dept. Mines and Petroleum Resources Bull., № 50, 90 p., 1965.
34. *Gussow W. C.*, Differential entrapment of oil and gas, a fundamental principle, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **38**, № 5, 816—853, 1954.
35. *Guthrie D. C.*, Gilwood Sandstone in the Giroux Lake area, Alberta, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **4**, № 10, 227—231, 1956.
36. *Hriskevich M. E.*, Stratigraphy of Middle Devonian and older rocks of Banff Aquitaine Rainbow West 7-32 discovery well, Alberta, Bull. Canadian Petroleum Geology, **14**, № 2, 241—265, 1966.

37. *Illing L. V.*, Deposition and diagenesis of some upper Palaeozoic carbonate sediments in Western Canada, 5th World Petroleum Cong., Sec. 1, Paper 2, 23—52, 1959.
38. Imperial Oil Limited, Geological Staff, Devonian nomenclature in the Edmonton area, Alberta, Canada, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **34**, № 9, 1807—1825, 1950.
39. *Jenik A. J.*, Facies and geometry of the Swan Hills Member, Alberta, Unpubl. M. Sc. thesis, Alberta Univ., 1965.
40. *Koch N. G.*, Correlation of the Devonian Swan Hills Member, Alberta, Unpubl. M. Sc. thesis, Alberta Univ., 1959.
41. *Kramers J. W., Lerbekmo J. E.*, Petrology and mineralogy of Watt Mountain Formation, Mitsue-Nipisi area, Alberta, Bull. Canadian Petroleum Geology, **15**, № 3, 346—378, 1967.
42. *Law J.*, Rock units of northwestern Alberta, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., 3, № 6, 81—83, 1955.
43. *Leavitt E. M.*, The petrology, paleontology and geochemistry of the Carson Creek North reef complex, Alberta, Unpubl. Ph.D. thesis, Alberta Univ., 1966.
44. *LeBlanc R. J., Breeding J. G.* (eds.), Regional aspects of carbonate deposition, Soc. Econ. Paleontologists and Mineralogists Spec. Pub. 5, 178 p., 1957.
45. *Loranger D. M.*, Devonian paleoecology of northeastern Alberta, Journ. Sed. Petrology, **35**, № 4, 818—838.
46. *McGehee J. R.*, Pre-Waterways Paleozoic stratigraphy of Alberta plains, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **33**, № 4, 603—613, 1949.
47. *McGill P.*, Ostracods of probable late Givetian age from Slave Point Formation, Alberta, Bull. Canadian Petroleum Geology, **14**, № 1, 104—133, 1966.
48. *McGrossan R. G., Glaister R. P.* (eds.), Geological history of Western Canada, Alberta Soc. Petroleum Geologists, 232 p., 1964.
49. *McLaren D. J., Mountjoy E. W.*, Alexo equivalents in the Jasper region, Alberta, Canada, Canada Geol. Survey Paper 62—63, 36 p., 1962.
50. *Mound M. C.*, Late Devonian conodonts from Alberta subsurface (abs.), Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **50**, № 3, 628, 1966.
51. *Moyer G. L.*, Upper Devonian pt. I, chap. 6, *in* Geological history of Western Canada, Alberta Soc. Petroleum Geologists, 60—66, 1964.
52. *Murray J. W.*, Some stratigraphic and paleoenvironmental aspects of the Swan Hills and Waterways Formation, Judy Creek, Alberta, Canada, Unpubl. Ph. D. thesis, Princeton Univ., 1964.
53. *Murray J. W.*, An oil producing reef-fringed carbonate bank in the Upper Devonian Swan Hills Member, Judy Creek, Alberta, Bull. Canadian Petroleum Geology, **14**, № 1, 1—103, 1966.
54. *Norris A. W.*, Devonian stratigraphy of northeastern Alberta and northwestern Saskatchewan, Canada Geol. Survey Mem. 313, 168 p., 1963.
55. Oil and Gas Conservation Board, Pressure-depth and temperature-depth relationships, Alberta crude oil pools, OGCB Rept. 67-22, 1967.
56. Oil and Gas Conservation Board, Reserves of crude oil, gas, natural gas liquids, and sulphur, Province of Alberta, OGCB Rept. 68-18, 175 p., 1968.
57. *Porter J. W., Fuller J. G. C. M.*, Ordovician-Silurian, pt. 1, chap. 4, in Geological History of Western Canada, Alberta Soc. Petroleum Geologists, 34—42, 1964.
58. *Russel L. S.*, Palaeontology of the Swan Hills area, north-central Alberta, Toronto Univ. Press, Life Sci. Contr., № 71, 31 p., 1967.
59. *Stout J. L.*, Pore geometry as related to carbonate stratigraphic traps, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **48**, № 3, 329—337, 1964.
60. *Thomas G. E., Rhodes H. S.*, Devonian limestone bank-atoll reservoirs of the Swan Hills area, Alberta, Alberta Soc. Petroleum Geologists Journ., **9**, № 2, 29—38, 1961.
61. *Uyeno T. T.*, Conodont zonation, Waterways Formation (Upper Devonian), northeastern and central Alberta, Canada Geol. Survey Paper 67—30, 20 p., 1967.
62. *Van Hees H.*, The Meadow Lake escarpment — its regional significance to lower Paleozoic stratigraphy, *in* 1st Internat. Williston Basin Symposium, North Dakota Geol. Soc. and Saskatchewan Geol. Soc., 131—139, 1958.
63. *Van Hees H., North F. K.*, Cambrian, chap. 3, *in* Geological History of Western Canada, Alberta Soc. Petroleum Geologists, 20—33, 1964.
64. *Walker C. T.*, Correlations of Middle Devonian rocks in western Saskatchewan Dept. Mineral Resources Rept. 25, 59 p., 1957.
65. *Warren P. S.*, The age of the Devonian limestone at McMurray, Alberta, Canadian Field-Naturalist, **47**, № 8, 148—149, 1933.
66. *Warren P. S.*, The Slave Point Formation, Edmonton Geol. Soc. Quart., **1**, № 1, 1—2, 1957.
67. *White R. J.* (ed.), Oil fields of Alberta, Alberta Soc. Petroleum Geologists, 272 p., 1960.

НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ-ГИГАНТЫ США

М. Хэлбути

ВВЕДЕНИЕ

Экономическое развитие США, а также мощь нефтяной промышленности страны в большой степени зависят от эксплуатации крупнейших нефтяных и газовых месторождений, извлекаемые запасы которых составляют 13,7 млн.т нефти и 28 млрд. м³ газа. На такие месторождения в 1966 г. пришлось 50,7% всей добытой в США нефти. Подсчитано, что из них будет добыто 57% всех запасов страны. В 1966 г. из 0,4 млрд. т добытой нефти приблизительно 0,2 млрд. т дали месторождения-гиганты. Предполагается, что суммарная добыча нефти по стране составит 16,4 млрд. т, причем 9,4 млрд. т будут извлечены из месторождений-гигантов. Известно также, что общие запасы жидких углеводородов в стране на 1967 г. составляли 5,1 млрд. т, из которых 2,9 млрд. сосредоточено в месторождениях-гигантах. Эти цифры свидетельствуют о той громадной роли, которую играют крупнейшие месторождения в индустриальном развитии страны и укреплении ее экономической мощи.

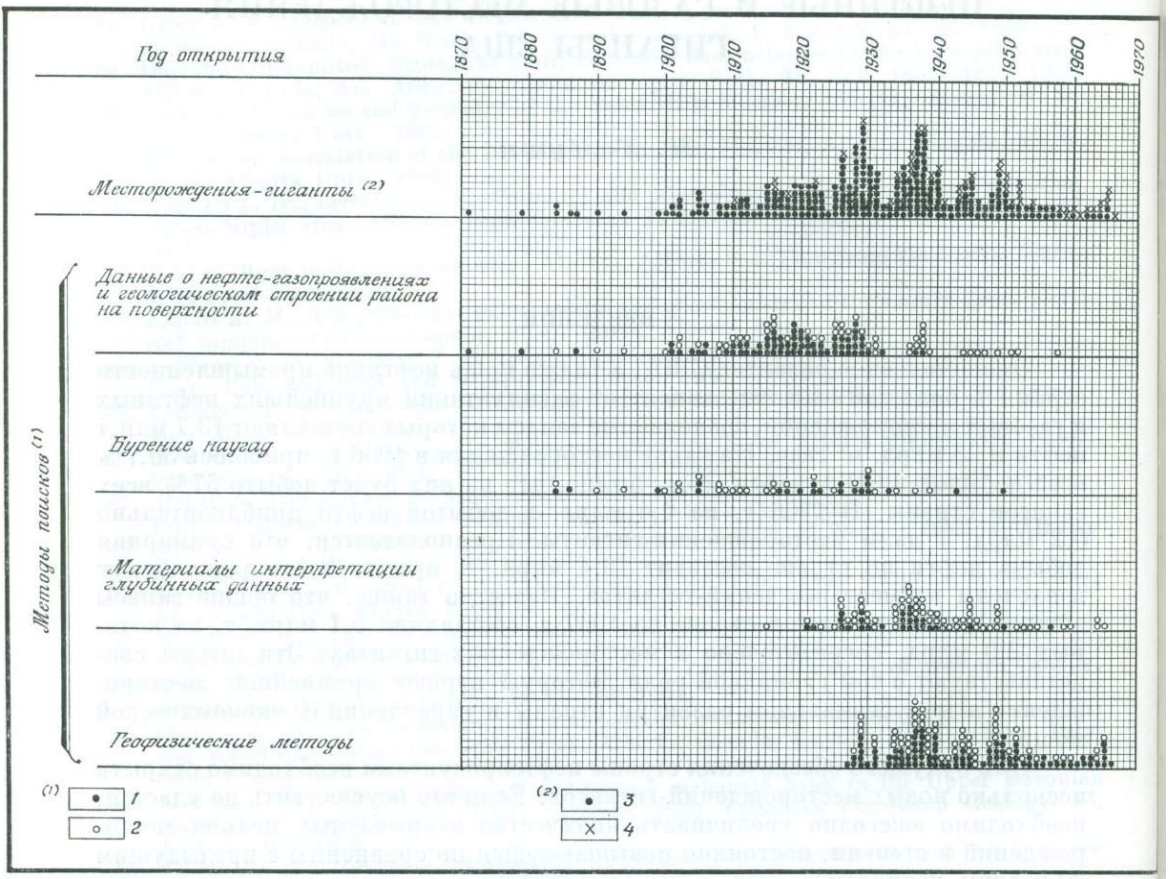
Для будущего обеспечения страны нефтепродуктами необходимо открыть несколько новых месторождений-гигантов. Если это осуществить не удастся, необходимо ежегодно увеличивать количество открываемых мелких месторождений в степени, постоянно повышающейся по сравнению с предыдущим 20-летним периодом.

ИСТОРИЯ РАЗВЕДКИ

В период 1859—1900 гг. нефтепоисковые работы проводились в штатах Калифорния, Колорадо, Нью-Йорк, Вайоминг, Канзас, а также в других районах страны и сосредоточивались в основном на тех территориях, где наблюдались нефтепроявления. В указанный период было открыто 10 месторождений-гигантов. В 1871 г. открыли первое крупнейшее месторождение Бредфорд. Месторождение же Мак-Киттрик, разрабатываемое с начала 60-х годов XVIII столетия, было признано гигантским лишь в 1887 г.

С открытием в 1901 г. громадного месторождения Спиндлоп, недалеко от Бимонта в штате Техас, началась новая эра поисково-разведочных работ, которая длилась до 1932 г. В начале этого периода, т. е. с 1901 по 1910 г, поиски нефти, которые сосредоточивались в основном в пределах побережья Мексиканского залива, проводились в районах, где на поверхности выделялись поднятия, подобные Спиндлопу, и где имелись парафиновые грязи, нефте- и газопроявления, источники серных вод и т. д. Поисковые работы в таких районах привели к открытию ряда месторождений, приуроченных к соляным диапирам.

В начале 20-х годов все районы побережья Мексиканского залива, которые на основании поверхностных данных считались благоприятными для поисков нефти, были разбурены и встал вопрос о разработке новых методов для поисков структур, не выраженных на поверхности. Были разработаны геофизические методы — вариометрический и преломленных сейсмических волн. Важное значение для целей корреляции прослеживаемых на глубине горизонтов стала играть микропалеонтология. В этот период



Ф и г. 1. Общее число месторождений-гигантов, открытых в США (по годам) и методы, с помощью которых они были открыты.

1 — открытие, осуществленное показанным методом; *2* — открытие с применением и другого метода; *3* — нефтяное месторождение (13,7 млн. т нефти); *4* — газовое месторождение (28 млрд. м³ газа).

число открываемых месторождений возросло. Однако это увеличение объяснялось не только применением новых методов, но также выявлением структур с помощью поверхностного картирования и бурением скважин, заложенных наугад.

В начале 30-х годов геофизики разработали метод отраженных сейсмических волн, а также ввели в практику электрокаротаж.

Период открытий новых месторождений, начавшийся в 1901 г. открытием месторождений Спиндлтоп, длился до 1952 г., причем наибольшие успехи были достигнуты в 1929 и 1937—1938 гг. Начиная с 1952 г. результативность нефтепоисковых работ резко понизилась, так как в это время никаких новых методов в практику нефтепоисковых работ не вводилось.

Краткое описание истории поисково-разведочных работ на нефть в США представлено в графическом виде на фиг. 1. На фигуре показаны периоды «подъемов» и «спадов» поисково-разведочных работ в США и значение введения новых методов разведки на результативность работ.

ВОЗРАСТ ПОРОД

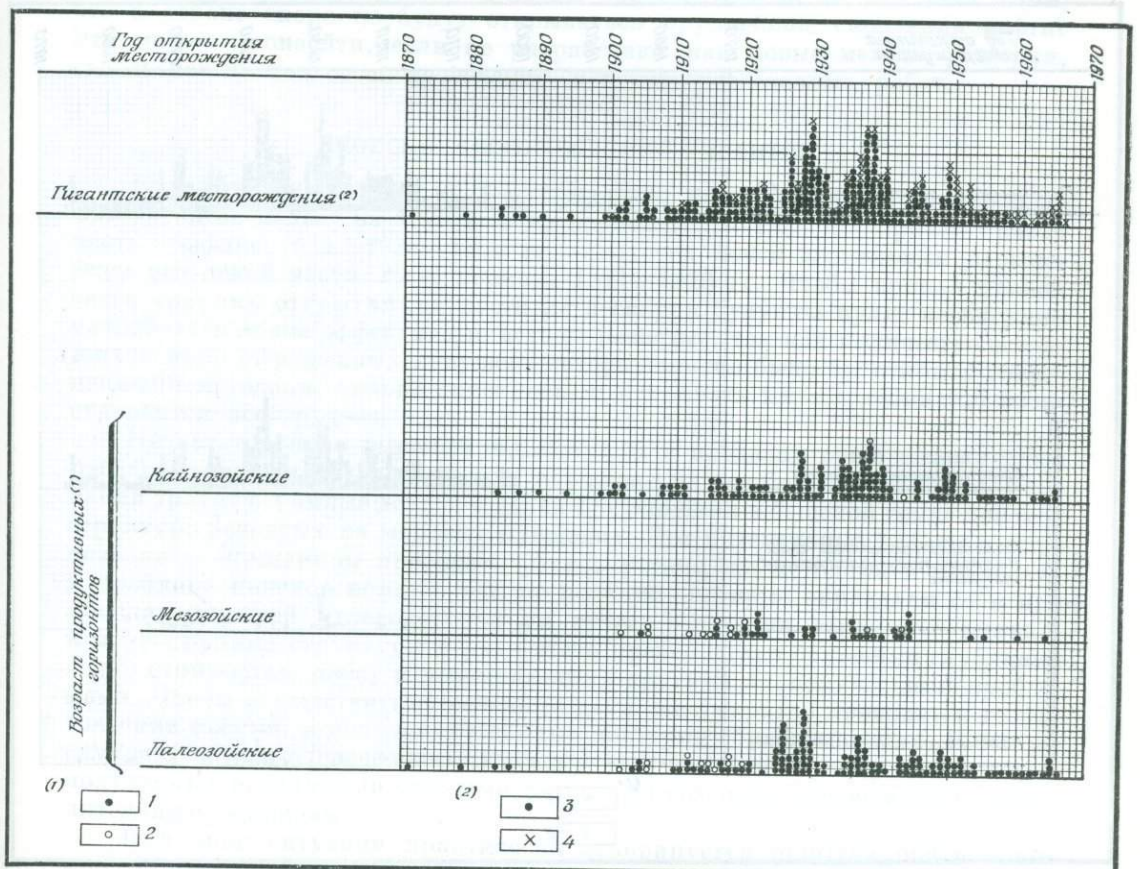
Число месторождений, приуроченных к кайнозойским и палеозойским породам, намного превышает число месторождений, связанных с мезозой-

скими отложениями (фиг. 2). Это можно объяснить, хотя и без достаточной четкости, тем, что палеозойские и кайнозойские отложения в нефтегазоносных районах нарушены сильнее мезозойских.

ТИПЫ ЛОВУШЕК

Мартин [19] о различии между стратиграфическими и палеогеоломорфологическими типами ловушек писал следующее: «Важное различие между стратиграфическими и палеогеоморфологическими ловушками состоит в том, что последние характеризуются тремя измерениями. Стратиграфическими же ловушками автор называет лишь те, которые образованы в результате изменения коллекторских свойств в пределах пласта. Эрозионные поверхности, рифы и другие геоморфные тела ограничены во время их формирования воздушной или водной средой. При последующем отложении осадков более молодые породы, которые примыкают к породам, образующим подобную геоморфологическую поверхность (отличаясь от них), образуют не стратиграфическую, а палеогеоморфологическую ловушку».

Автор согласен с терминологией Мартина. Однако следует отметить, что в данной статье месторождения, приуроченные к стратиграфическим и палеогеоморфологическим ловушкам, объединены под названием «стратиграфических».



Фиг. 2. Возраст продуктивных горизонтов в месторождениях США.

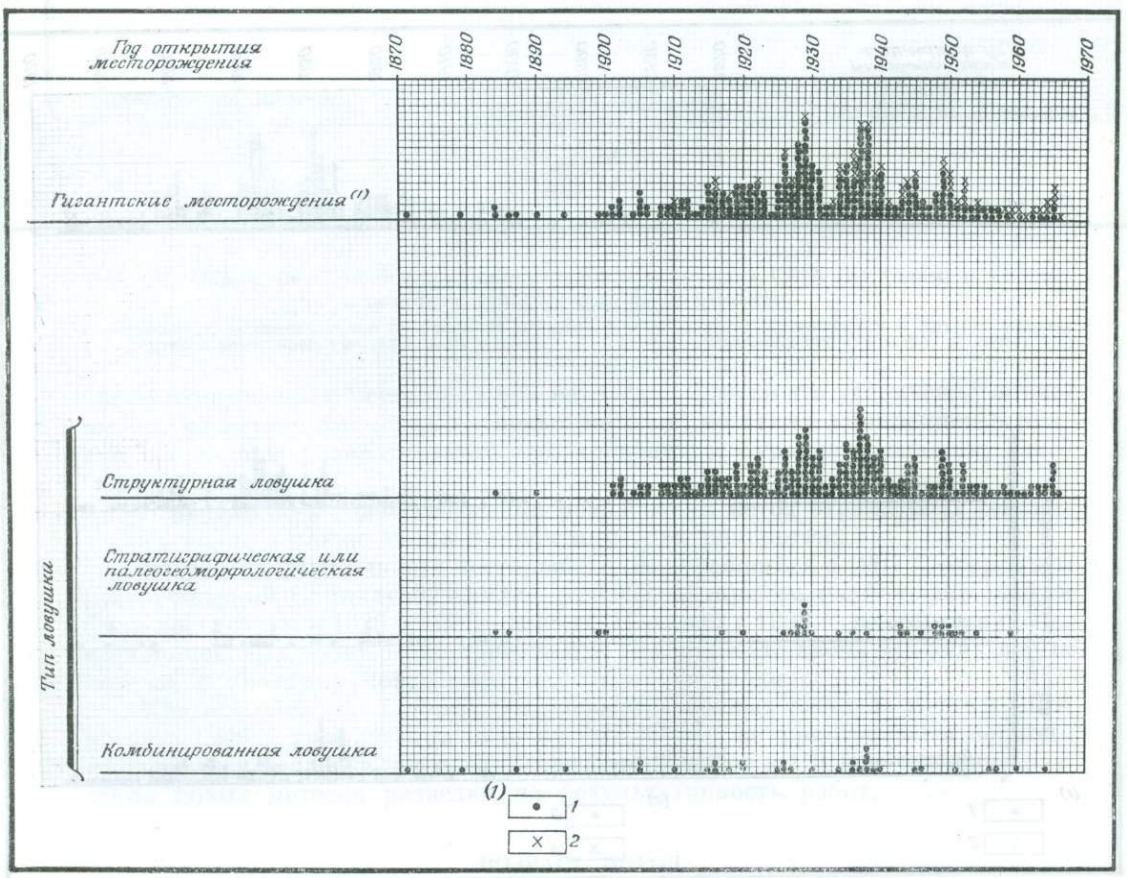
1 — эксплуатируемые горизонты; *2* — частично эксплуатируемые горизонты; *3* — нефтяное месторождение (13,7 млн. т нефти); *4* — газовое месторождение (28 млрд. м³ газа).

Из 306 открытых месторождений-гигантов 238 приурочены к ловушкам структурного типа (фиг. 3). Разумеется, что в тех случаях, когда добыча на месторождении ведется как из залежей, приуроченных к структурным поднятиям, так и из залежей, связанных со стратиграфическими и другими типами скрытых ловушек, может возникнуть разногласие, к какому типу ловушки следует отнести месторождения. Такие условия характерны для многих месторождений-гигантов, которые определялись как месторождения комбинированного типа.

Если миграция нефти в стратиграфические ловушки, развитые в пределах крупных структур, была обусловлена структурным изгибом пластов, месторождения следует относить к типу структурных. Если же в стратиграфической ловушке значительная по мощности часть продуктивного пласта сечет антиклинальный нос или антиклинальную складку ограниченных размеров, месторождения относятся к типу комбинированных.

В связи с этим число 238, определяющее количество месторождений структурного типа, надо рассматривать как приблизительное с учетом интерпретации автором имевшихся данных. То же справедливо и в отношении 35 ловушек комбинированного типа.

Период 1926—1940 гг. был периодом особенно многочисленных открытий месторождений структурного типа, что объясняется высоким успехом применения геофизических методов разведки и (в меньшей степени) методов прослеживания горизонтов на глубине с помощью данных каротажа,



Ф и г. 3. Тип ловушек, к которым приурочены месторождения-гиганты в США.
1 — нефтяное месторождение (13,7 млн. т нефти); *2* — газовое месторождение (28 млрд. м³ газа).

микропалеонтологии и т. д. Но с 1940 г. количество открытых месторождений-гигантов, связанных со структурными ловушками, стало снижаться, что продолжается до настоящего времени.

Сейчас открыто 33 месторождения-гиганта, которые приурочены к стратиграфическим ловушкам. Теперь их открывают относительно редко и обычно случайно.

ПЕРСПЕКТИВА ОТКРЫТИЙ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Из сказанного выше следует важный вывод: нельзя назвать почти ни одного месторождения-гиганта, которое было бы открыто где-либо в стране за последние годы. Исключения составляют Аляска, где поиски нефти начались сравнительно недавно, Западный Техас, где для выявления крупных месторождений пришлось бурить глубокие скважины, Северная Луизиана и, наконец, Восточный Техас. С 1960 по 1968 г. в стране открыто 16 месторождений-гигантов: 4 — на Аляске, 9 — в Западном Техасе, 2 — в Луизиане и 1 — в Восточном Техасе. Несколько месторождений, недавно открытых на морских площадях в Луизиане, очевидно, со временем, после их разведки, будут отнесены к категории крупнейших, однако на 1968 г. их такими не считали.

Нигде в других районах страны месторождения-гиганты с 1960 г. открыты не были; в некоторых районах последние месторождения-гиганты были открыты несколько десятилетий назад. Свидетельствует ли этот факт о том, что в стране скоро не будут открываться крупнейшие скопления нефти? Это может произойти, если не разработают как новые методы разведки, так и новый подход к проведению поисково-разведочных работ.

ПОИСКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ-ГИГАНТОВ

Как показано на фиг. 1, максимальное число открытий месторождений-гигантов падает на 1929 г. и на период 1937—1938 гг., причем правая часть графика, т. е. 1938—1966 гг., является почти зеркальным отражением его левой части, т. е. периода 1871—1929 гг. Чтобы кривая правой части графика открытий не достигла в скором будущем нуля, необходимо разработать новые эффективные методы разведки, так как количество оставшихся явно выраженных ловушек, которые можно было бы открыть современными методами, сильно снизилось, и открывать их обычными методами становится все труднее.

Недостаток явно выраженных ловушек в пределах суши вызвал идею развертывания работы на морских площадях на все большей глубине. Компании тратят огромные деньги в целях преуспеяния в бешеной гонке поисков структур, развитых на морских площадях. Эти интенсивные работы в море позволяют компаниям проводить разведку теми же методами и подходить к проблеме поисков нефти с тех же позиций, которые оправдали себя при поисках залежей углеводородов на суше. Компании стремятся выявить в море крупные структуры и ради этого пренебрегают большими глубинами воды, стоимостью работ и возникающими другими экономическими проблемами. Чтобы осуществить намеченные цели, многократно проводятся геофизические съемки, а полученные данные повторно обрабатываются. В тех же случаях, когда человеческий ум оказывается неспособным обработать массу получаемых различными методами данных, за помощью обращаются к вычислительным машинам.

В данной ситуации практически игнорируется попытка найти новые методы разведки, выработать новые идеи, новый подход к поискам углеводородов, которые бы привели к возможности открытия скрытых типов ловушек на суше при затрате на это более умеренных средств. По-видимому, если

не все, то большая часть компаний придерживается принципа: «То, что было хорошим для моего отца, годится и для меня».

Автор считает, что в будущем новые крупные залежи углеводородов будут открыты в трудновыявляемых сегодня ловушках стратиграфического типа, причем с меньшими затратами, поскольку эти ловушки будут открываться методами, отличными от тех, которые применяются в настоящее время, и с иных позиций. Эти замаскированные, скрытые ловушки расположены на глубине. И они, безусловно, существуют, о чем свидетельствуют как наши знания и предположения о геологическом строении страны, так и то, что геологи, хотя редко и случайно, эти ловушки все же продолжают открывать.

Чтобы можно было продолжать открывать месторождения, приуроченные к таким ловушкам, необходимо, во-первых, сосредоточить мысль геологов-разведчиков на вопросе выяснений условий формирования этих ловушек и скопления в них углеводородов и, во-вторых, проводить направленное и продуманное бурение все большего количества скважин типа «дикой кошки». Бурение скважин подобного типа обеспечит геологов данными, которые вызовут у них рождение новых идей и помогут осуществить картирование стратиграфических ловушек.

Если геологам удастся открыть новые запасы углеводородов хотя бы в ближайшем будущем, то как сами геологи, так и менеджеры должны уделить больше внимания поискам стратиграфических ловушек. Без сотрудничества с руководством и без его поддержки геологи не в силах провести в жизнь свои новые идеи и применить новый подход к поисково-разведочным работам. Руководству необходимо проникнуться новыми идеями, переориентировать свое мышление, перестроить политику производства поисково-разведочных работ, приветствовать, а не осуждать все новые предложения геологов, ищущих новые пути при поисках как скрытых, так и явных ловушек.

Автор не считает, что поиски стратиграфических ловушек дело легкое. Но значительно труднее внушить менеджерам необходимость проводить целенаправленные поиски таких структур. Потребуется упорная работа, а также выработка у людей богатого воображения и в то же время конкретности и остроты мышления, которые помогут им нащупать, а затем и оценить перспективность поисков таких ловушек.

Многие стратиграфические ловушки, по-видимому, можно обнаружить и современными методами разведки, однако такая возможность появится лишь в том случае, когда эти методы будут использованы для целей непосредственных поисков подобных ловушек. Только в случае преднамеренных, целенаправленных их поисков месторождения-гиганты будут открываться и впредь.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. American Association of Petroleum Geologists, Structure of typical American oil fields, a symposium, 2, 780 p., 1929.
2. *Beck E.*, Salt Creek oil field, Natrona County, Montana, *in* Structure of typical American oil fields, 2, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 589—603, 1929.
3. *Braunstein J.*, ed., Oil and gas fields of southeast Louisiana, 1, New Orleans Geol. Soc., 195 p., 1965.
4. California Department of Natural Resources, Division of Mines, Geologic formations and economic development of the oil and gas fields of California, Bull. 118, 773 p., 1943.
5. *Clark J. A.*, Chronological history of the petroleum and natural gas industries, Houston, Texas, Clark Book Co., 317 p., 1963.
6. *Denham R. L.*, ed., Typical oil and gas fields of southeast Texas, Houston Geol. Soc., 243 p., 1962.
7. *Gurley A. M.*, II, ed., Typical oil and gas fields of South Texas, Corpus Christi Geol. Soc., 212 p., 1967.
8. *Halbouty M. T.*, Salt domes, Gulf region, United States and Mexico, Houston, Texas, Gulf Publishing Co., 425 p., 1967.

9. *Herald F. A., ed.*, Occurrence of oil and gas in northeast Texas, Texas Univ. Pub, № 5116, 449 p., 1951.
10. *Herald F. A., ed.*, Occurrence of oil and gas in West Texas, Texas Univ. Pub., № 5716. 442 p., 1957.
11. *Howell J. V.*, ed., Structure of typical American oil fields, a symposium, 3, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 516 p., 1948.
12. *Jensen F. S., Sharkey H. H. R., Stoughton D. S.*, eds., The oil and gas fields of Colorado — a symposium, Rocky Mtn. Assoc. Geologists, 302 p., 1954.
13. *Kinney E. E.*, ed., The oil and gas fields of southeastern New Mexico, a symposium' 1966 supplement, Roswell Geol. Soc., 185 p., 1966.
14. *Levorsen A. I., ed.*, Stratigraphic type oil fields, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 902 p., 1941.
15. *Levorsen A. I.*, ed., The obscure and subtle trap, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., 50, № 10, 2058—2067, 1966.
16. *McCampbell J. C., Sheller J. W.*, eds., Typical oil and gas fields of southwestern Louisiana, Lafayette Geol. Soc., 32 fid. descrip., 1964.
17. *McGregor A. A., Biggs C. A.*, Bell Creek field, an embryonic giant, Powder River and Carter Counties, Montana (abs.), Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., 52, № 3, p. 541, 1968.
18. *McNaughton D. A.*, ed., Guidebook, field trip routes, oil fields, geology, joint annual meeting, AAPG, SEPM, SEG, Houston Geol. Soc., 165 p., 1953.
19. *Martin R.*, Paleogeomorphology and its application to exploration for oil and gas, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., 50, № 10, 2277—2311, 1966.
20. *Moore R. C., ed.*, Geology of salt dome oil fields, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 797 p., 1926.
21. *Nordquist J. W., Johnson M. C., eds.*, Montana oil and gas fields, Billings Geol. Soc., 247 p., 1958.
22. *Raymond J. P., Jr., ed.*, Salt domes of South Louisiana, 1, New Orleans Geol. Soc., 1st revision, 133 p., 1963.
23. Shreveport Geological Society, Reference report on certain oil and gas fields of North Louisiana, South Arkansas, Mississippi and Alabama, 1, 328 p., 1947.
24. *Spillers J. P., ed.*, Salt domes of South Louisiana, 2, New Orleans Geol. Soc., 145 p., 1962.
25. *Stipp T. F., et al., eds.*, The oil and gas fields of southeastern New Mexico, a symposium, Roswell Geol. Soc., 376 p., 1956.
26. *Sweeney N. N., et al.*, The oil and gas fields of southeastern New Mexico, a symposium, 1960 supplement, Roswell Geol. Soc., 229 p., 1960.
27. *Ver Wiebe W. A.*, North American petroleum — a complete summary of geological information, Ann. Arbor, Michigan, Edwards Brothers, Inc., 459 p., 1952.
28. Wyoming Geological Association Symposium Committee, Wyoming oil and gas fields symposium, 484 p., 1957.
29. Wyoming Geological Association Symposium Committee, Supplement to Wyoming oil and gas fields symposium, 486—579, 1961.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ БЕЛЛ-КРИК, МОНТАНА,— ОДНА ИЗ БОГАТЕЙШИХ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК

А. Мак-Грегор, Ч. Биггс

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Белл-Крик, уровень суточной добычи на котором скоро превысит добычу на любом другом нефтяном месторождении в регионе Скалистых гор, было открыто 6 июня 1967 г., в то время, когда уже большая часть крупных компаний сокращала объем разведочного бурения и площади концессий.

В настоящей статье по сравнению с более ранней работой тех же авторов [11] полнее освещены вопросы геологического строения месторождения Белл-Крик и указывается, что, несмотря на значительные пробелы в необходимой геологической информации, местоположение месторождений Белл-Крик в общих чертах можно было бы прогнозировать как по ранее приведенным стратиграфическим исследованиям, так и с использованием «богатого воображения» [5, стр. 829]. Месторождение Белл-Крик можно отнести к классическому примеру крупной стратиграфической ловушки.

МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ

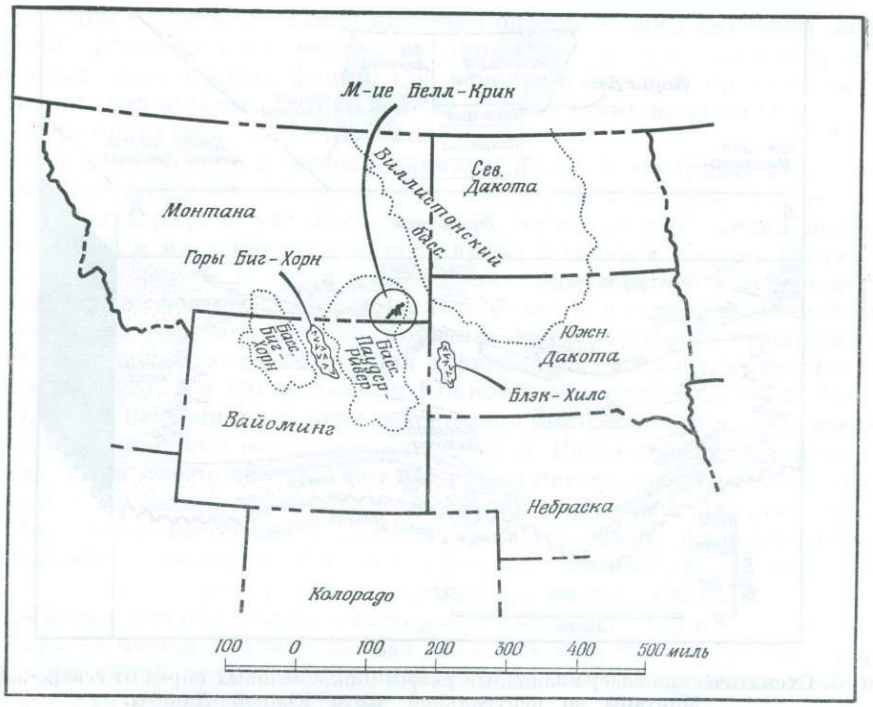
Месторождение Белл-Крик расположено в северо-восточной части Монтаны на северо-восточном склоне бассейна Паудер-Ривер, к северо-западу от поднятия Блэк-Хилс (фиг. 1). На фиг. 2 показаны другие нефтяные месторождения бассейна Паудер-Ривер, расположенные на его восточном склоне, на которых добыча ведется из того же интервала разреза.

РЕГИОНАЛЬНАЯ СТРАТИГРАФИЯ

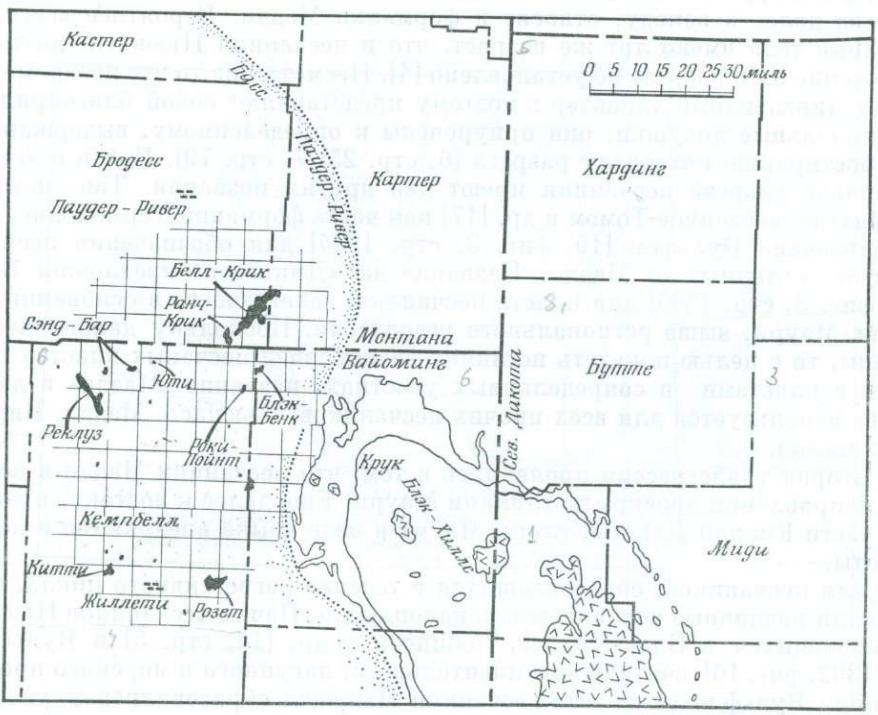
Продуктивные пласты песчаников на месторождении Белл-Крик приурочены к нижнемеловым отложениям, как показано на схематических разрезах; эти пласты прослеживаются от северо-западной части Монтаны до центральной части Южной Дакоты (фиг. 3). В данном сечении фиксируются две обширные морские трансгрессии, разделенные осадками регрессивной фазы.

Море заходило далеко на восток в начале мелового периода, в результате чего на континентальных осадках свиты Лакота были отложены песчаные образования формации Фолл-Ривер; как тот, так и другой тип отложений относятся к группе Иньян-Кара [2]. Еще дальше в сторону открытого моря отлагались темные глинистые пласты, которые в настоящее время относятся в восточной части к формации Скалл-Крик, а в западной — к формации Термополис. Даже при максимуме трансгрессии, когда осадки Скалл-Крик отлагались вплоть до восточной части Южной Дакоты, песчаные образования смешанного генезиса — морского и континентального, относимые к группе Дакота, продолжали накапливаться на юго-восточной и восточной окраинах моря.

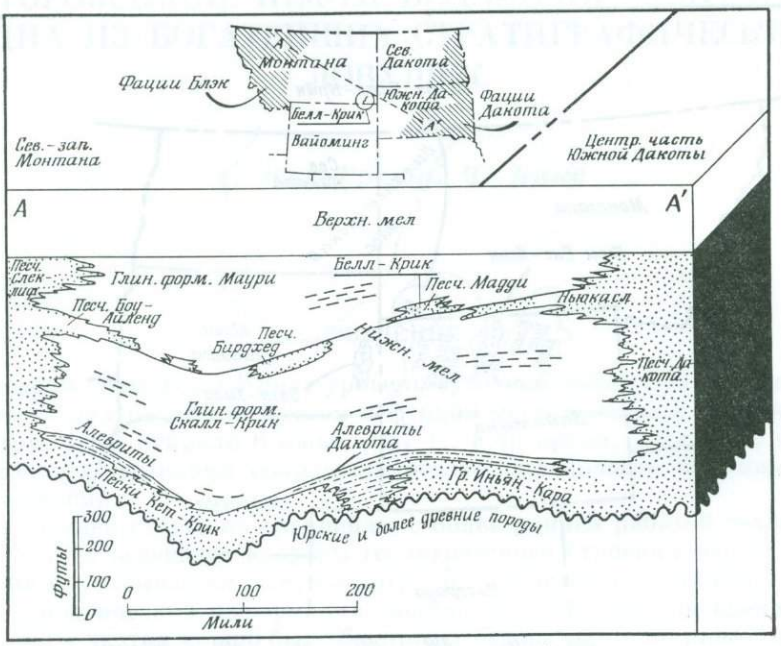
Отложения регрессивного цикла, сыгравшего решающую роль при формировании Белл-Крика, образуют вытянутый на запад язык, сложенный породами группы Дакота (песчаники Ньюкасл восточной части бассейна



Ф и г. 1. Расположение месторождения Белл-Крик, Монтана, бассейн Паудер-Ривер, и основные структурные элементы запада США.



Ф и г. 2. Расположение месторождения Белл-Крик и сопредельных нефтяных и газовых месторождений, связанных с песчаниками Мадди и Ньюкасл вдоль восточной окраины бассейна Паудер-Ривер.



Ф и г. 3. Схематический северо-западный разрез нижнемеловых пород от северо-западной Монтаны до центральной части Южной Дакоты.
Масштаб искаженный.

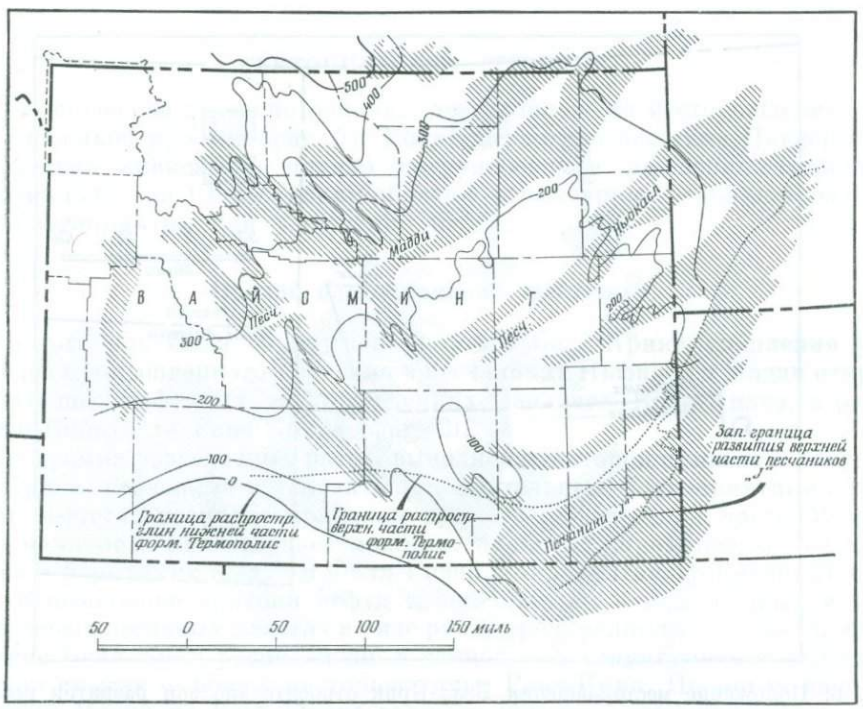
Паудер-Ривер). Линзовидные песчаные тела, приуроченные к той же части разреза далее к западу, относят к формации Мадди. Вероятнее всего, эти песчаные тела имеют тот же возраст, что и песчаники Ньюкасл, но точное положение их в разрезе не установлено [4]. Несмотря на то что песчаные тела имеют линзовидный характер и поэтому представляют собой благоприятные потенциальные ловушки, они приурочены к определенному, выдержанному по простиранию интервалу разреза [6, стр. 25; 7, стр. 79]. Почти в этом же интервале разреза песчаники имеют два других названия. Так, название «Бирдхед», введенное Томом и др. [17] как часть формации Термополис, было использовано Вульфом [19, фиг. 3, стр. 1934] для обозначения песчаных пластов, отличных от Мадди. Название же «Диннесон» предложил Вульф [19, фиг. 3, стр. 1396] для пласта песчаника, залегающего в основании формации Маури, выше регионального несогласия. Поскольку данные неоднозначны, то с целью показать истинные взаимосвязи песчаных пластов Белл-Крик с пластами в сопредельных участках, название «Мадди» в данной статье используется для всех прочих песчаников: Ньюкасл, Мадди, Бирдхед и Диннесон.

Вторая трансгрессия проявилась в том, что песчаники Мадди в восточном направлении перекрыты глинами Маури. Еще далее к востоку, в восточной части Южной Дакоты, глины Маури в виде языка внедряются в породы Дакоты.

Для песчаников, образовавшихся в течение регрессивного цикла, существовали различные условия осадконакопления. Пачки песчаников Ньюкасл, обнажающихся в Блек-Хиллсе, Робинсон и др. [14, стр. 5] и Вульф [19, стр. 1392, фиг. 16], считали континентального, лагунного и морского происхождения. Вульф полагал, что песчаники Ньюкасл образовались в условиях обширной дельты. Песчаные тела, обнажающиеся далее к западу, как в бассейне Биг-Хорн, и относимые к формации Мадди, образовались преимущественно в условиях мелководного моря [7, стр. 91]. Следовательно, контраст-

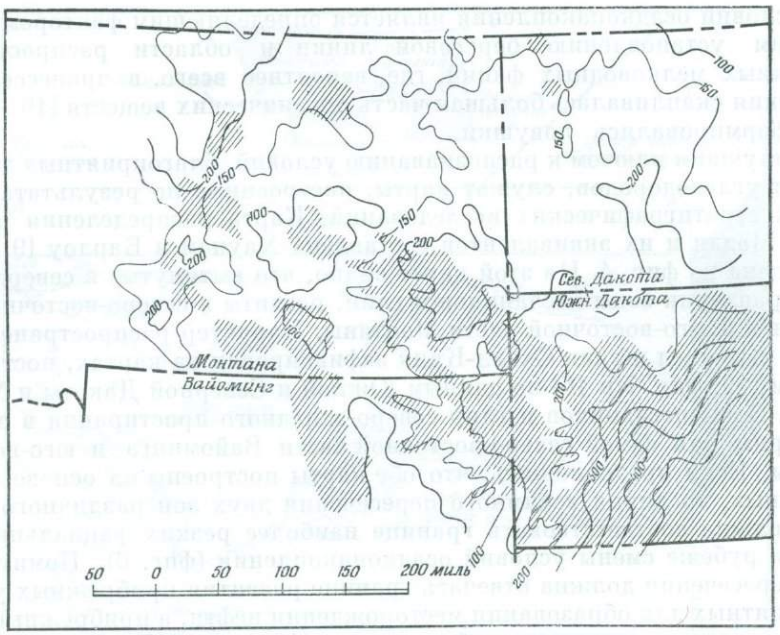
ность условий осадконакопления является определяющим фактором, способствующим установлению береговой линии и области распространения прибрежных мелководных фаций, где, вероятнее всего, в процессе осадконакопления скапливалась большая часть органических веществ [10, стр. 649] и где формировались ловушки.

Наилучшим ключом к распознаванию условий, благоприятных для аккумуляции углеводородов, служат карты, построенные по результатам региональных стратиграфических исследований. Карта распределения песчаных пластов Мадди и их эквивалентов составлена Хауном и Барлоу [9, стр. 21] и приведена на фиг. 4. На этой карте видно, что вытянутые в северо-восточном направлении зоны песчаников и глин, развиты в северо-восточной части Вайоминга и юго-восточной части Монтаны. Характер распространения песчаников Ньюкасл и глин Скалл-Крик зафиксирован на картах, построенных Вульфом [19, фиг. 7 и 16] по данным Южной и Северной Дакоты и Монтаны (фиг. 5). Зоны песчаников и глин северо-западного простирания в основном характерны для самой северо-восточной части Вайоминга и юго-восточной Монтаны. Если предположить, что обе карты построены на основе адекватных данных, то линия взаимного пересечения двух зон различного простирания должна соответствовать границе наиболее резких фациальных изменений на рубеже смены условий осадконакопления (фиг. 6). Помимо этого, линия пересечения должна отвечать границе развития прибрежных условий, благоприятных для образования месторождения нефти, а прибрежные и барьерные бары — частое явление вблизи дельт [16, стр. 220], поскольку характер системы самой дельты обусловливает источник поступления песчаного материала для образования баров.

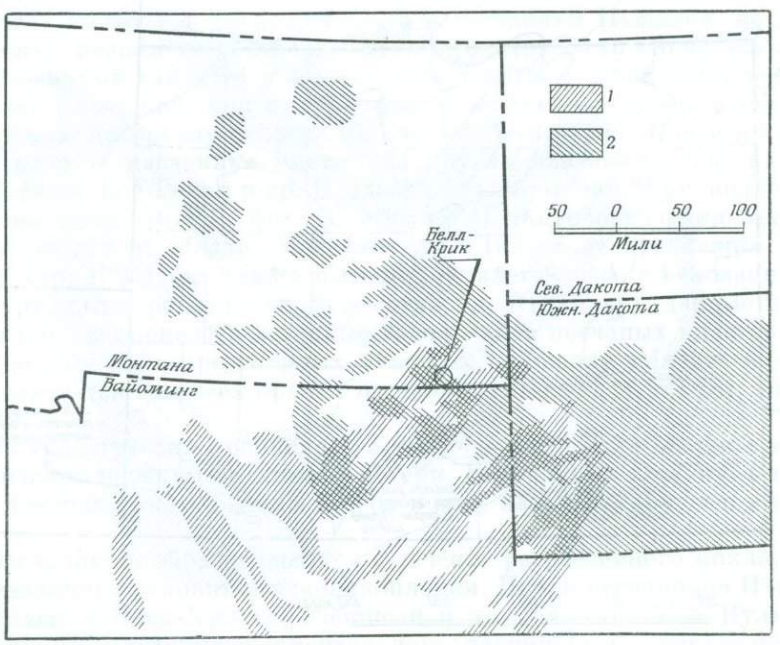


Ф и г. 4. Изопахиты глинистой формации Термополис в Вайоминге и характер распределения песчаников формации Мадди и ее эквивалентов [3, фиг. 7].

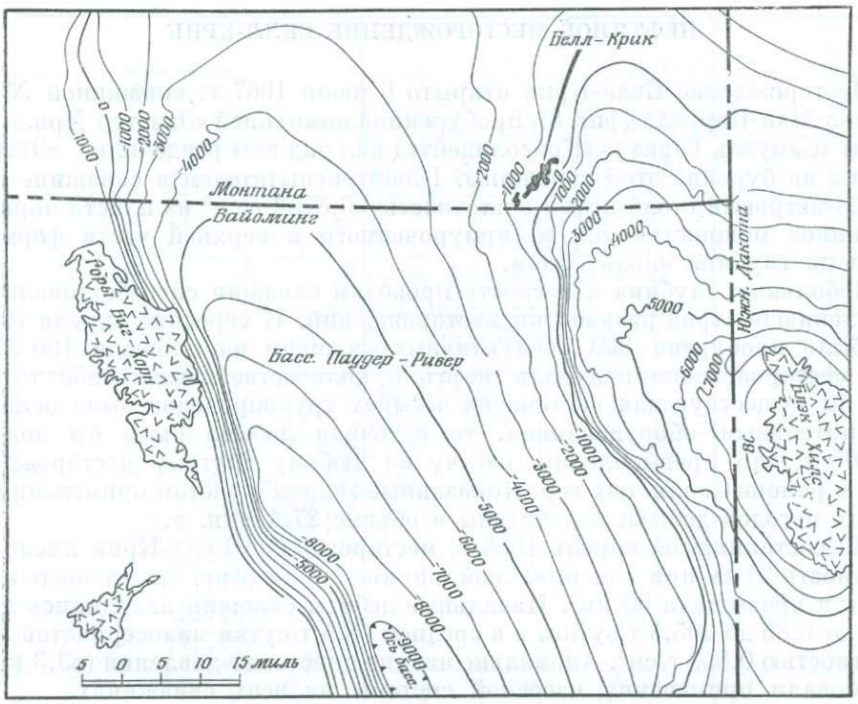
Сечение изопахит через 100 футов.



Ф и г. 5. Изопахиты и соотношения песчаников и глин в формации Скалл-Крик.
Показан характер распределения песчаников Ньюкасл и их эквивалентов в Южной и Северной Дакоте и в восточной части Монтаны [19, фиг. 7]. Сечение изопахит через 50 футов.



Ф и г. 6. Положение месторождения Белл-Крик относительно зон развития песчаных тел, показанных на фиг. 4 и 5.
1 — характер распространения песчаников Мадди, показанных на фиг. 4; *2* — характер площадного распространения песчаников Ньюкасл, показанных на фиг. 5



Фиг. 7. Структурная карта кровли формации Фолл-Крик бассейна Паудер-Ривер.
Сечение изогипс через 1000 футов.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

Тектоническое строение района, где расположено месторождение Белл-Крик, довольно простое (фиг. 7). Восточное крыло бассейна Паудер-Ривер относительно спокойное, плавно погружающееся на запад-северо-запад с наклоном 30 м на 1,6 км. Таким образом, структурные условия в песчаных телах благоприятны для удержания нефти.

Прочие благоприятные факторы

До того как была обнаружена нефть в Белл-Крике, скопления углеводородов промышленного значения в песчаниках Ньюкасл и Мадди открыли в небольших нефтяных месторождениях западнее Блэк-Хилса, в районе от Роки-Пойнта до Ранч-Крика (фиг. 2).

Программа разведочных работ, выполнение которой привело к открытию Белл-Крика, позволила установить дополнительные, благоприятные с точки зрения нефтегазоносности признаки для северо-восточной части Монтаны [8]: 1) наличие в ряде случаев мощных, пористых, проницаемых песчаных пластов в формациях Мадди и Фолл-Ривер в округе Паудер-Ривер; 2) пятна нефти и небольшие притоки нефти зафиксированы в маломощных и менее проницаемых песчаных пластах в ряде ранее пробуренных скважин; 3) месторождение Белл-Крик расположено в единой — в структурном и стратиграфическом смысле — зоне с месторождением Ранч-Крик. Несмотря на то что песчаники Мадди на Ранч-Крике вскрыты четырьмя скважинами, по которым средний дебит нефти составил 10,96 т/сутки, а также на быстрое обводнение, да к тому же еще и на то, что в начале разработки 5 скважин не дали притока, полагают все-таки, что нефть надо искать на северо-востоке.

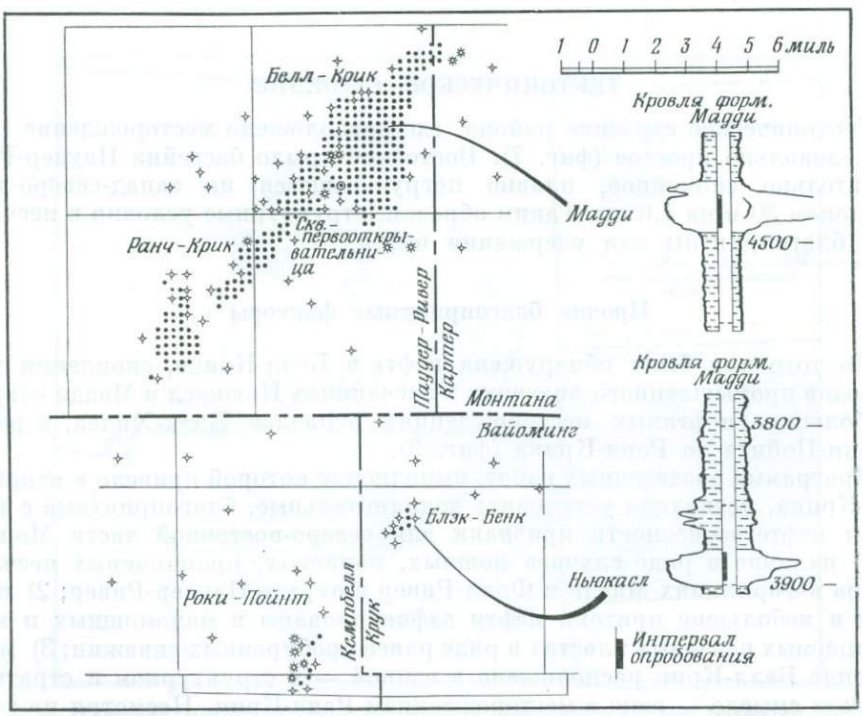
НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ БЕЛЛ-КРИК

Месторождение Белл-Крик открыто 6 июня 1967 г. скважиной № 33-1 Федерал-Мак-Каррелл (фиг. 8), пробуренной компанией «Экзетер Дриллинг». Фирмы «Самуэль Гэри» и «Консолидейтед ойл энд гэз» разделили с «Экзетер» затраты на бурение этой скважины. Пласто-испытателем в скважине получен 828-метровый столб нефти с плотностью 0,8762 г/см³ из пласта пористых песчаников мощностью 8,1 м, приуроченного к верхней части формации Мадди на глубине около 350 м.

Небольшая глубина и легкость проводки скважин способствовали осуществлению быстрой разработки месторождений. К середине апреля 1968 г. уже было пробурено 300 продуктивных скважин на площади 160 000 м² и по месторождению получали нефть в количестве свыше 6850 т/сутки. Если бы существующая система из четырех трубопроводов была оснащена дополнительным оборудованием, то суточная добыча была бы доведена до 8905 т, что превысило бы добычу по любому другому месторождению нефти в районе Скалистых гор. Доказанные запасы с учетом применения вторичных методов добычи подсчитаны в объеме 27,4 млн. т.

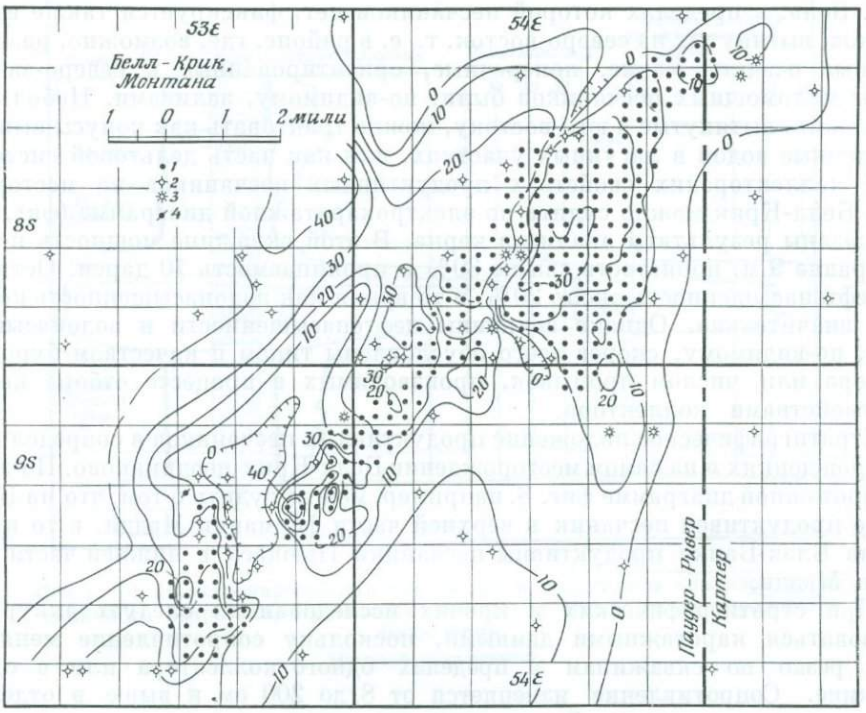
По состоянию на апрель 1968 г. месторождение Белл-Крик имело протяженность 24 км при максимальной ширине 5,6 км (фиг. 8). Площадь нефтеносности превышала 60 км². Начальные дебиты скважин находились в пределах от 6,85 до 205,5 т/сутки, а в среднем 68,5 т/сутки малосернистой нефти с плотностью 0,855 г/см³. Аномально низкие пластовые давления (83,3 кг/см²) потребовали применения насосной системы на всех скважинах.

При текущих работах на месторождении бурилось около 30 скважин в месяц. Эксплуатационное бурение сконцентрировано на востоке, северо-



Ф и г. 8. Связь месторождения Белл-Крик с сопредельными месторождениями Ранч-Крик, Блэк-Бенк и Роки-Пойнт.

Электрокаротаж дан для месторождений Белл-Крик и Ранч-Крик, где продуктивна верхняя часть формации Мадди; на месторождении Блэк-Бенк и Роки-Пойнт продуктивна верхняя часть формации Мадди — песчаники Ньюкасл.



Ф и г. 9. Изопахиты формации Мадди на месторождении Белл-Крик по состоянию на апрель 1968 г.

Сечение изопахит через 10 футов.
1 — скважина, давшая нефть; *2* — сухая скважина; *3* — скважина, давшая газ; *4* — скважина ликвидированная.

востоке и юго-западе. Лишь на северо-западе фиксируется граница месторождения, где по одной скважине установлен водо-нефтяной контакт.

Открытие месторождения Белл-Крик оказалось наиболее значительным событием в США за 1967 г. Добыча нефти в Монтане сразу возросла более чем на 60%, что чрезвычайно улучшило экономику штата. С другой стороны, это месторождение стало своего рода ярким примером гигантских нефтяных месторождений, которые предстоит разведочным компаниям выявить в регионе Скалистых гор с малыми затратами. Минимальное соотношение возврата от инвестиций, рассчитанное для Белл-Крика, составило 20 : 1, что с экономической точки зрения поставило данное месторождение в ряд с другими крупными месторождениями нефти земного шара.

ДЕТАЛЬНАЯ СТРАТИГРАФИЯ

Быстрые темпы разведки месторождения Белл-Крик позволили накопить огромный объем информации; в данной статье проанализирована и приведена лишь ее небольшая часть. На фиг. 9 показана карта изопахит песчаников Мадди. Почти на всей площади месторождения суммарная мощность песчаных пачек формации Мадди изменяется от 6 до 9 м, а на отдельных участках она возрастает до 12 м и в общем увеличивается к западу. Зоны равных мощностей параллельны простиранию бассейна, и песчаные пачки выклиниваются к северо-востоку; это свидетельствует о том, что пласты песчаников были элементами простирающихся на северо-восток барьерных

боров. Зона, в пределах которой песчаников нет, фиксируется также вдоль участков, вытянутых на северо-восток, т. е. в районе, где, возможно, развиты лагунные осадки. Узкие, поперечные, ориентированные к северо-западу полосы маломощных песчаников были, по-видимому, заливами. Небольшие углубления, вытянутые к юго-востоку, можно трактовать как конусы выноса, затопленные водой в лагунных участках, или как часть дельтовой системы.

О коллекторских свойствах продуктивных песчаников на месторождении Белл-Крик можно судить по электрокаротажной диаграмме (фиг. 10), где указаны результаты анализов керна. В этой скважине мощность песчаника равна 9 м, пористость свыше 30% и проницаемость 10 дарси. Остаточная нефтенасыщенность около 20%, в то время как водонасыщенность колеблется значительно. Однако величины нефтенасыщенности и водонасыщенности, по-видимому, скорее всего обусловлены типом и качеством бурового раствора или числом промывок, производимых в процессе отбора керна, чем свойствами коллектора.

Стратиграфическое положение продуктивных песчаников в сопредельных месторождениях и на самом месторождении Белл-Крик неодинаково. По электрокаротажной диаграмме фиг. 8, например, можно судить о том, что на Белл-Крике продуктивен песчаник в верхней части формации Мадди, в то время как на Блэк-Банке продуктивны песчаники Ньюкасл в нижней части формации Мадди.

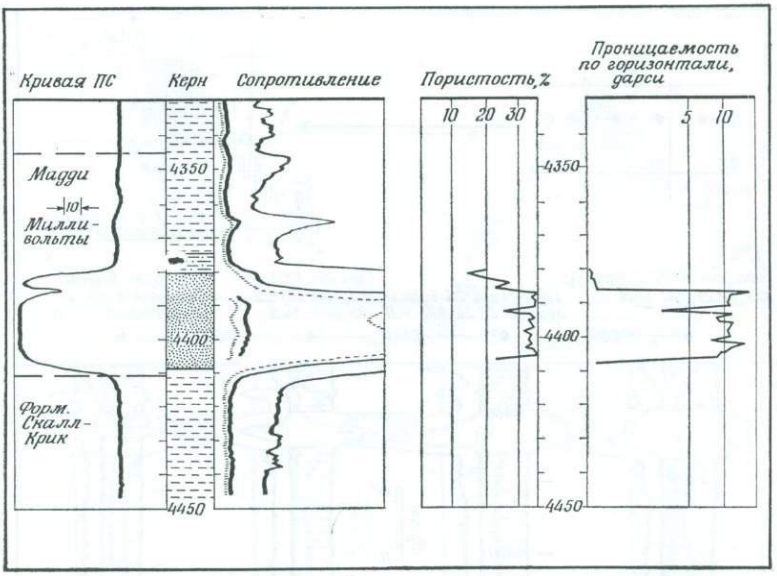
При стратиграфических и прочих исследованиях следует аккуратно пользоваться каротажными данными, поскольку сопротивление меняется очень резко по скважинам в пределах одного коллектора или в одной скважине. Сопротивление изменяется от 8 до 200 ом и выше в отдельно взятом коллекторе нефти. Для водоносных пластов сопротивление меняется от 0,25 до 2,2 ом; оно обратнопропорционально содержанию глинистого материала в коллекторе. Поэтому для качественной интерпретации каротажных диаграмм необходимо учитывать величину рассеянного глинистого материала в потенциальном коллекторе.

На схематических разрезах месторождения Белл-Крик, ориентированных в северо-восточном и северо-западном направлениях (фиг. 11), видно, что основные продуктивные песчаные тела имеют линзовидное строение. Эти тела, по-видимому, более прерывистые, чем показано. По данным бурения можно наметить по меньшей мере четыре положения газовых шапок и два — водо-нефтяных контактов. Таким образом, месторождение имеет четыре изолированные залежи.

О прерывистом характере развития песчаных пластов можно судить также по электрокаротажным широтным разрезам, приведенным на фиг. 12 и 13. Мощность песчаников, показанных на фиг. 12, сокращается к востоку и выклинивается восточнее самой крайней восточной скважины, показанной на фиг. 13, которая представляет собой западное продолжение фиг. 12 и на которой отражены две изолированные залежи. Две скважины на западе дали нефть с газовым фактором 200 $м^3/м^3$. Следующая к востоку скважина дала газ с небольшим содержанием газоконденсата, в то время как скважина, расположенная далее по восстанию к востоку, дала нефть с газовым фактором 200 $м^3/м^3$.

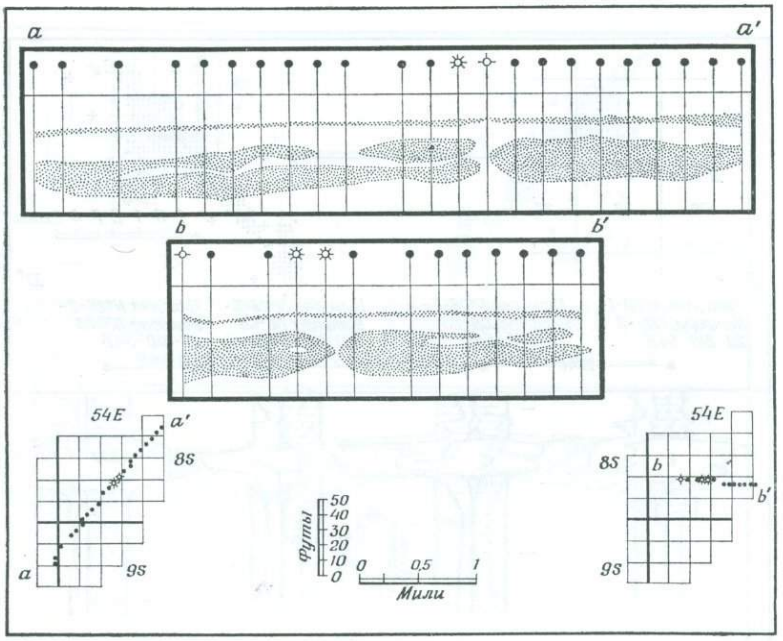
Положение водо-нефтяных контактов вдоль западной периклинали месторождения Белл-Крик показано на электрокаротажном разрезе фиг. 14. Самая северная скважина дала воду, но уже в следующей скважине, южнее, получили приток дебитом 95,9 т нефти в сутки. Следующая к югу скважина дала воду, в то время как в самой восточной также был получен приток, равный 95,9 т нефти в сутки. Согласно этим данным, песчаные тела не имеют постоянной мощности и выклиниваются между скважинами (фиг. 21).

Прерывистый характер распространения песчаных тел зафиксирован и в продольном разрезе и в направлении Ранч-Крик — Белл-Крик (фиг. 15).



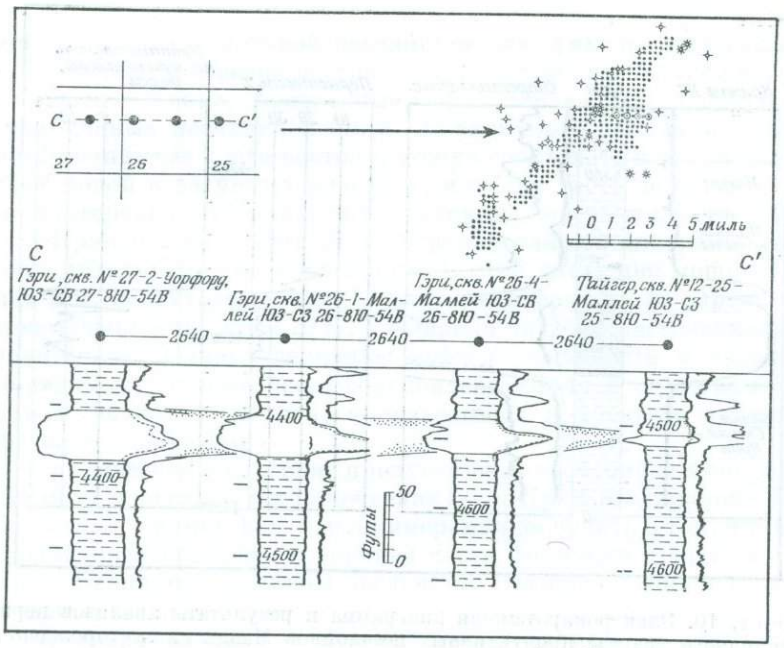
Ф и г. 10. Электрокаротажная диаграмма и результаты анализов керна типичного разреза продуктивных песчаников Мадди на месторождении Белл-Крик.

Масштаб искаженный.

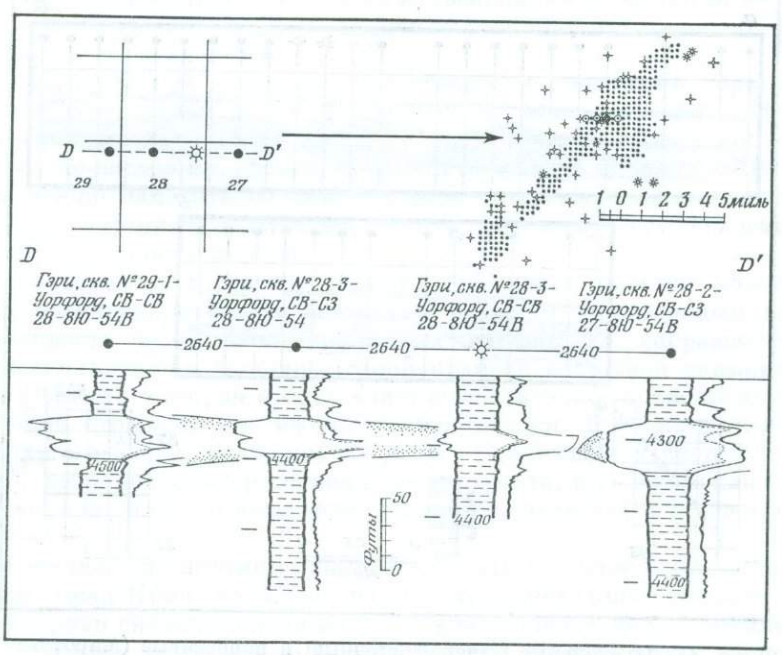


Ф и г. 11. Продольные (северо-восточные) и поперечные (широтные) разрезы формации Мадди на месторождении Белл-Крик.

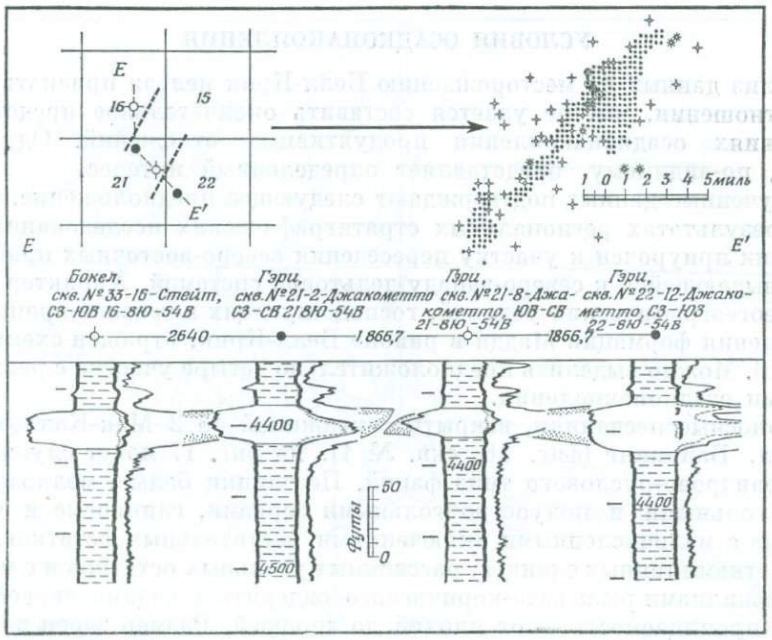
Показано линзовидное строение основных продуктивных песчаных тел.



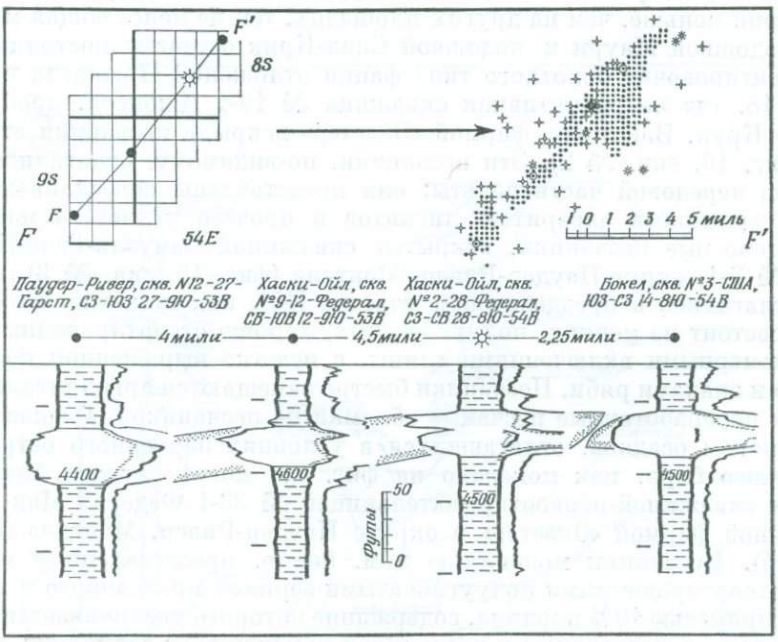
Ф и г. 12. Поперечный разрез (с запада на север) формации Мадди, проведенный через восточную часть месторождения Белл-Крик, на котором показано сокращение мощности коллектора в восточном направлении.



Ф и г. 13. Поперечный (широтный) разрез формации Мадди, проведенный через западную часть месторождения Белл-Крик, на котором показана невыдержанность коллекторов.



Ф и г. 14. Меридиональный разрез формации Мадди, проведенный по диагонали через два водо-нефтяных контакта в западной части месторождения Белл-Крик.



Ф и г. 15. Продольный (северо-восточный) разрез формации Мадди на месторождениях Ранч-Крик и Белл-Крик.

УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ

Анализ данных по месторождению Белл-Крик нельзя признать полным в том отношении, что не удается составить окончательное представление об условиях осадконакопления продуктивных отложений. Однако ряд выводов, по-видимому, представляет определенный интерес.

Полученные данные подтверждают следующее предположение, основанное на результатах региональных стратиграфических исследований: район Белл-Крик приурочен к участку пересечения северо-восточных прибрежных баров с выдающейся к северо-западу дельтовой системой. Характер возможных палеогеографических условий, господствующих в течение времени осадконакопления формации Мадди в районе Белл-Крик, отражен схематически на фиг. 16. Можно выделить предположительно четыре участка с различными условиями осадконакопления.

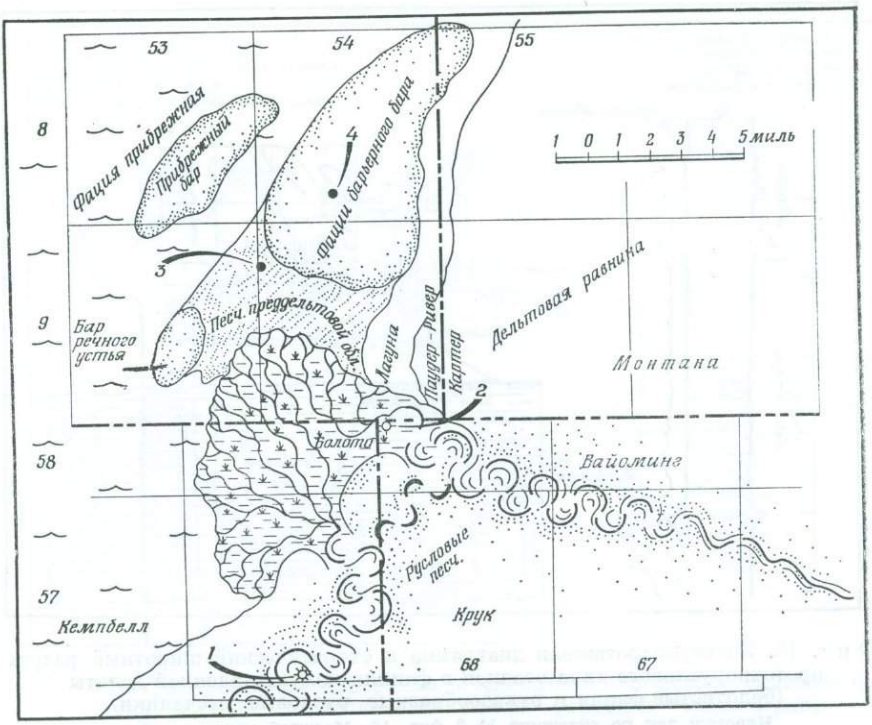
Газоносные песчаники, вскрытые скважиной № 2 Мак-Каллох, округ Кемпбелл, Вайоминг (фиг. 16, скв. № 1), на фиг. 17 могут служить примером меандрово-руслового типа фаций. Песчаники белые, мелкозернистые с остроугольными и полуостроугольными зернами, глинистые и частично глинистые с малочисленными включениями растительных остатков, иногда с пропластками темных сланцев, рассеянных угольных остатков и с маломощными прожилками рыжевато-коричневого сидерита и ходами червей. Пористость и проницаемость — от плохой до хорошей. Размер зерен возрастает с глубиной, а контакт с подстилающими глинами резкий. Глинистые образования формации Скалл-Крик здесь достигают мощности лишь 36 м, на 15 м меньше, чем в сопредельных участках. Обусловлено ли это сокращение мощности активным сносом глинистых пород до заполнения русла песчаниками Ньюкасл, как показано на фиг. 17, или оно связано с фациальными замещениями, не установлено. Несмотря на то что мощность формации Скалл-Крик меньше, чем на других площадях, тем не менее общая мощность между подошвой Маури и подошвой Скал-Крик остается постоянной.

Ориентировочно болотного типа фации отложений Ньюкасла показаны на фиг. 18, где непродуктивная скважина № 19-1 Джонсон, пробуренная в округе Крук, Вайоминг, фирмой «Экзетер» вскрыла песчаники этого возраста (фиг. 16, скв. № 2). Эти песчаники, по-видимому, отлагались в протоке близ передовой части дельты; они представлены переслаивающимися тонкими прослоями алевритов, лигнитов и прочего углистого материала.

Нефтеносные песчаники, вскрытые скважиной Самуэль-Гэри-Барух — Фостер № 7-1, округ Паудер-Ривер, Монтана (фиг. 16, скв. № 3), по-видимому, отлагались в преддельтовом участке [15], как показано на фиг. 19. Порода состоит из мелких, полууглова тых, хорошо отсортированных зерен, с неравномерными включениями глины, с нечетко выраженной косой слоистостью и знаками ряби. Песчаники быстро замещаются аргиллитами и явно содержат переработанные песчаные обломки из песчаников Ньюкасл.

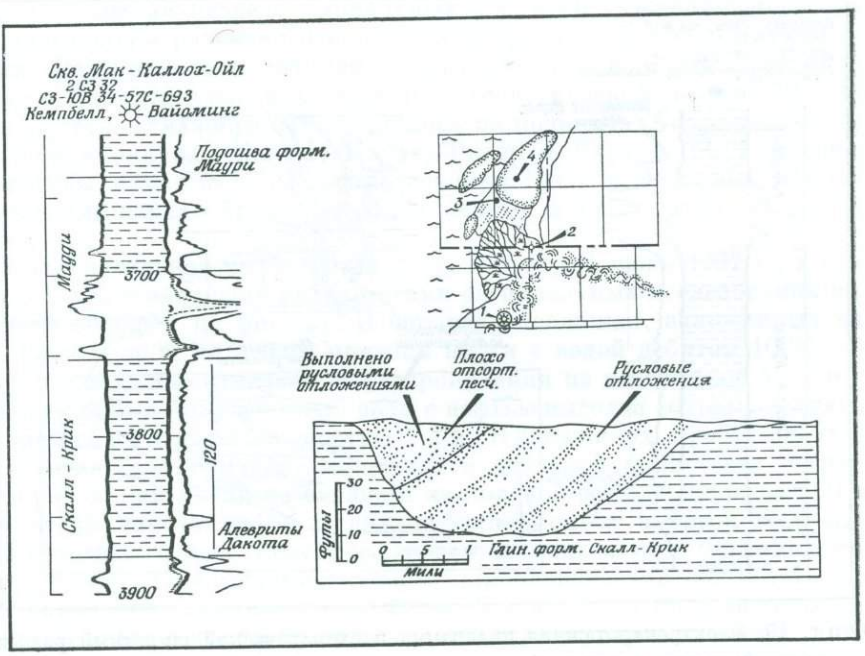
Примером осадков, отлагавшихся в условиях барьерного острова или прибрежного бара, как показано на фиг. 20, могут служить песчаники, вскрытые скважиной-первооткрывательницей № 33-1 Федерал Мак-Каррел, пробуренной фирмой «Экзетер» в округе Паудер-Ривер, Монтана (фиг. 16, скв. № 4). Песчаники мощностью 9 м, белые, представленные мелкими, хорошо отсортированными полууглова тыми зернами прозрачного и матового кварца с примесью 10% каолина, содержание которого увеличивается кверху. Помимо этого, в косослоистых песчаниках присутствует глауконит, рассеянный мусковит, остатки древесины и углистые частицы.

Зона высокопористых и проницаемых песчаников прослеживается и книзу в толще подстилающих глин. Берг и Дэвис [1] провели детальный анализ керна по месторождению Белл-Крик и выдвинули гипотезу формирования продуктивных песчаных толщ.



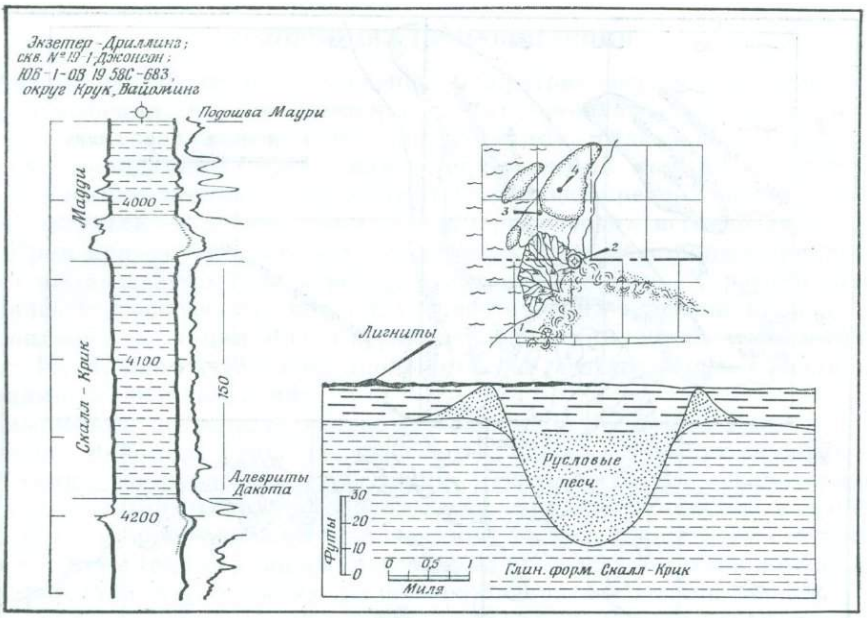
Ф и г. 16. Схема палеогеографических условий во время осадконакопления песчаников формации Мадди в пределах районов Белл-Крик и Роки-Пойнт.

Четыре различных типа продуцируемых осадков; зоны показаны на фиг. 17—20.



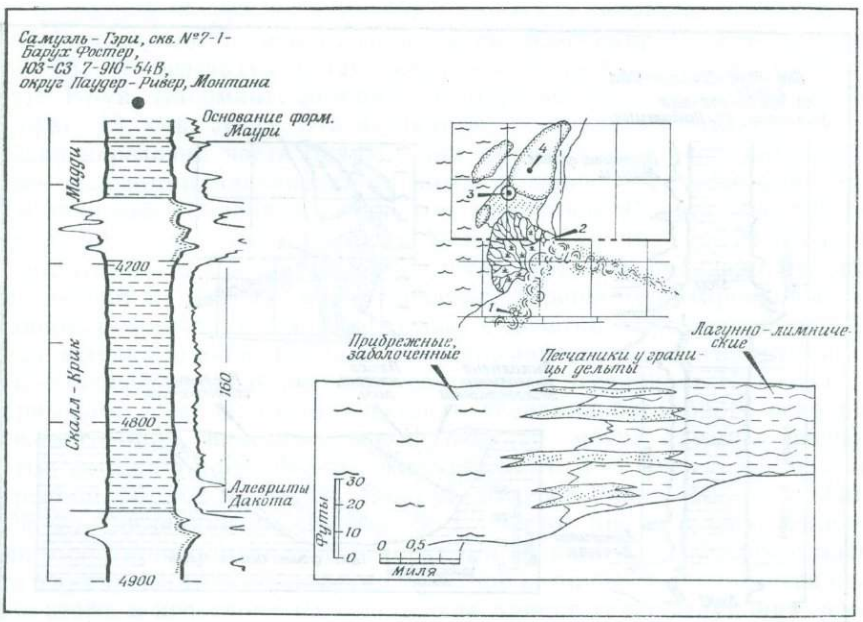
Ф и г. 17. Электрокаротажная диаграмма и схематический широтный разрез меандрово-руслового типа отложений формации Скалл-Крик.

Каротаж дан по скважине № 1 фиг. 16. Масштаб искаженный.



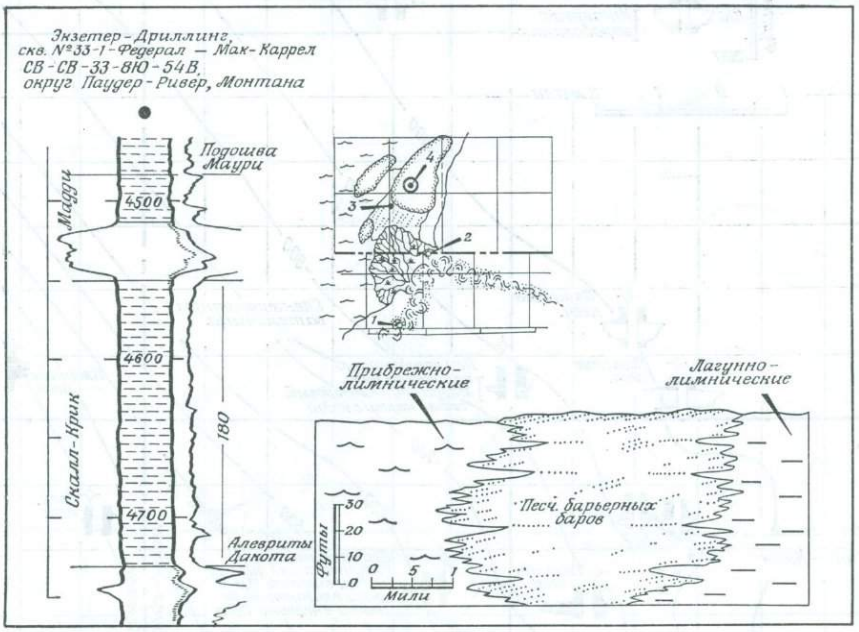
Ф и г. 18. Электрокаротажная диаграмма и схематический широтный разрез проточноруслового типа осадков в фациях полузатопленной дельты (болотистые фации и рукавообразные русловые песчаники).

Каротаж дан по скважине № 2 фиг. 16. Масштаб искаженный.



Ф и г. 19. Электрокаротажная диаграмма и схематический широтный разрез преддельтовых осадков (маломощные песчаники береговой линии).

Каротаж дан по скважине № 3 фиг. 16. Масштаб искаженный.



Ф и г. 20. Электрокаротажная диаграмма и схематический разрез барьерно-барового типа осадков (тонкослоистые глины формации Скалл-Крик).
Каротаж дан по скважине № 4 фиг. 16. Масштаб искаженный.

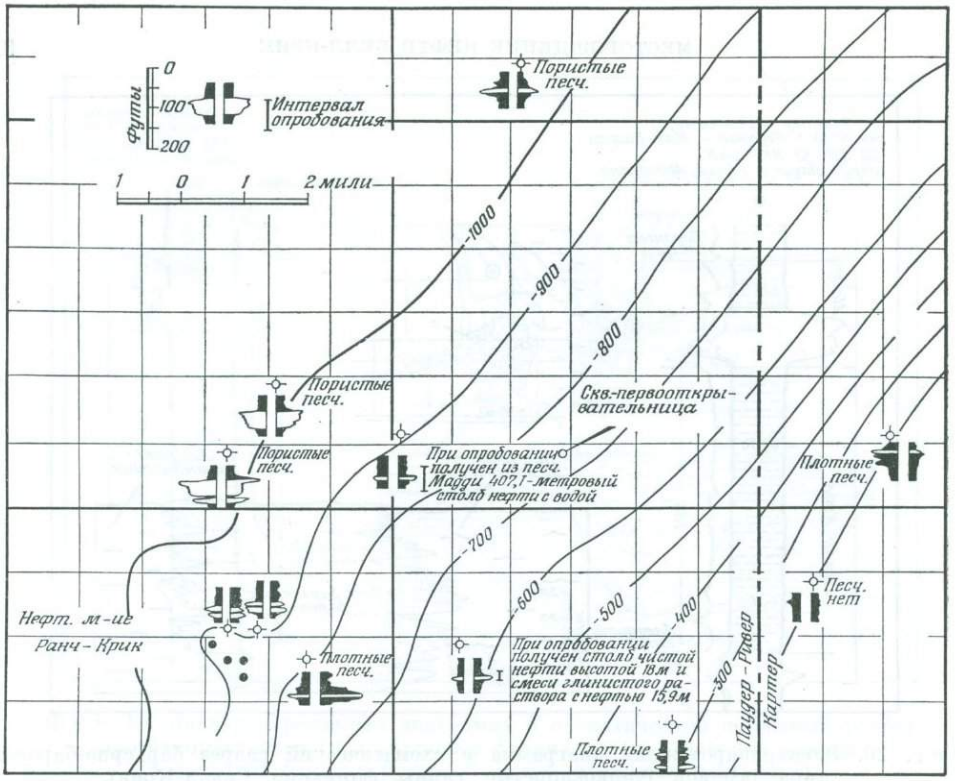
ДЕТАЛЬНОЕ ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЛ-КРИК

Вначале геолого-поисковые работы на месторождении Белл-Крик были ориентированы на разведку локальных структур, расположенных по простиранию полосы развития осадков, благоприятных с точки зрения стратиграфии. Разбуривались антиклинальные складки на севере, на площадях Мизпах и Коалвуд, указанных на картах геологической съемки США [13 и 3]. Помимо этого, скважины закладывались на поднятиях, выявленных сейсморазведкой в округах Кастер, Паудер-Ривер и Картер [8]. Разбуривались и структуры, намеченные по аэрофотосъемке. Все скважины оказались непродуктивными, однако были получены ценные в стратиграфическом смысле данные.

Объем детальной информации, полученной к 1 июня 1967 г., в совокупности с опубликованными результатами региональных исследований по стратиграфии обобщен на фиг. 21. В четырех скважинах, заложенных на площади Ранч-Крика, получены притоки нефти с водой дебитом 10,96 т/сутки. В другой скважине отмечены нефтепроявления из песчаников Мадди, а при опробовании был получен столб воды с нефтью высотой 407,1 м, поднявшийся из пористого интервала мощностью 1,2 м. В скважинах, пробуренных западнее, отмечалось увеличение мощности и значений пористости песчаников. При опробовании одной из скважин из поровой зоны мощностью 0,9 м поднялся столб чистой нефти и водо-нефтяной смеси высотой 63,9 м.

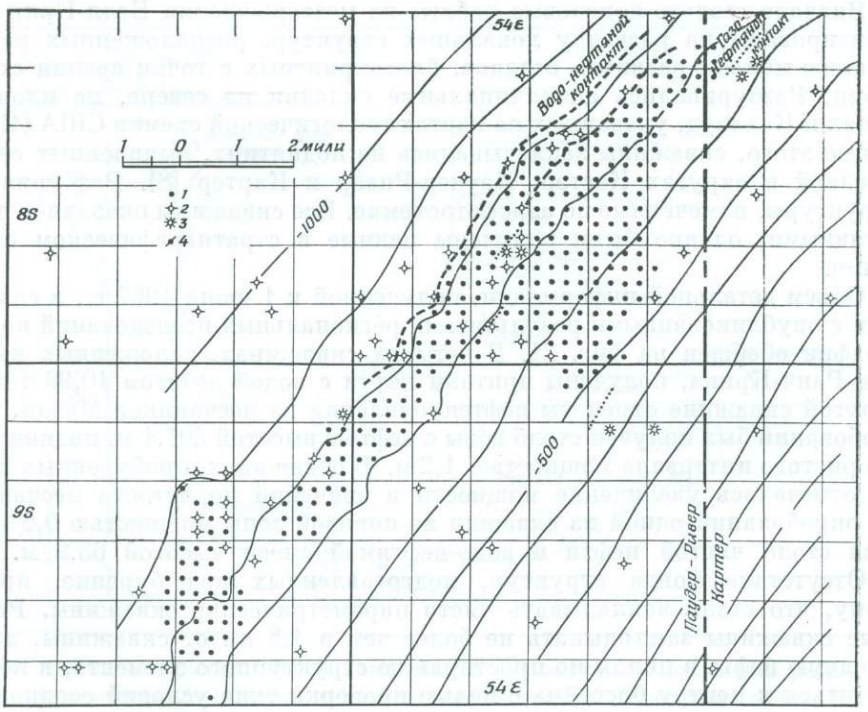
Отсутствие фонда структур, подготовленных под бурение, привело к тому, что стали закладывать чисто параметрические скважины. Решили новые скважины закладывать не более чем в 4,8 км от скважины, давшей свободную нефть в целом по простиранию структурного элемента, и немного сместиться к центру бассейна с целью проверки типа условий осадконакопления: преддельтового, прибрежного или барьерного бара.

После проведения буровых работ по указанному выше плану полученный материал позволил составить схематическую структурную карту



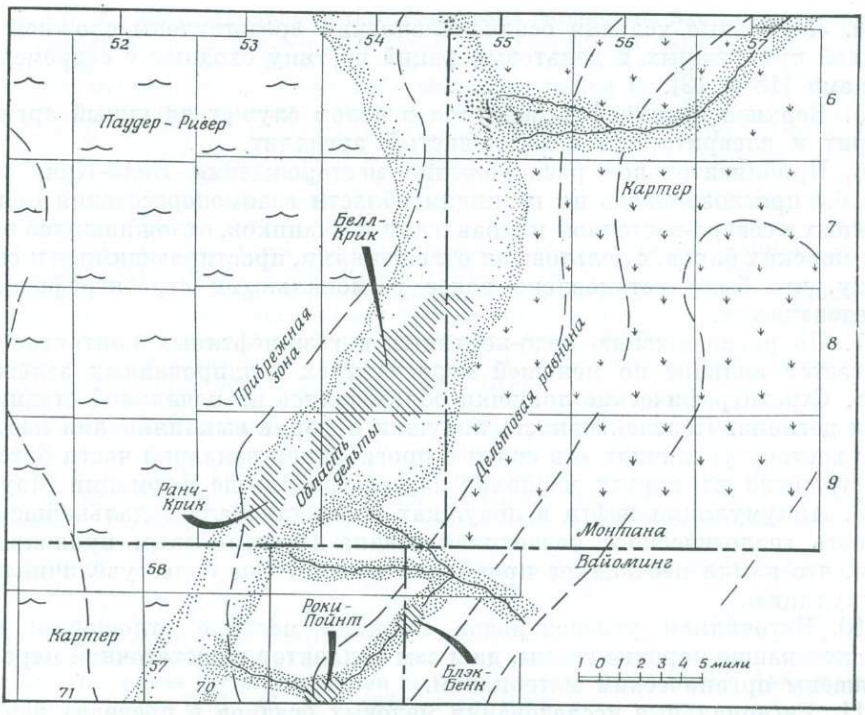
Ф и г. 21. Глубинные данные на 1.6.1967 г. до бурения скважины-первооткрывательницы на месторождении Белл-Крик.

Изогипсы проведены по кровле песчаников Мадди. Сечение изогипс через 100 футов. Нанесены электрокаротажные данные по формации Мадди и результаты опробования.



Ф и г. 22. Структурная карта, составленная по кровле песчаников Мадди месторождения Белл-Крик.

Сечение изогипс через 100 футов. Погружение моноклинали равномерное.
1 — скважина, давшая нефть; *2* — непродуктивная скважина; *3* — скважина, давшая газ; *4* — нефтяная скважина в консервации.



Ф и г. 23. Палеоструктурные элементы формации Мадди в районе Белл-Крик и Роки-Пойнт.

Карта составлена по данным фиг. 16 и 22. Изогипсы проведены по кровле песчаников Мадди. Сечение изогипс через 1000 футов. Масштаб искаженный.

(фиг. 22), на которой видно, что месторождение не контролируется локальными структурными условиями. Месторождение расположено на крупной гомоклинали, погружающейся на северо-запад с наклоном 30 м на 1,6 км. Локальный изгиб на площади Ранч-Крика обусловлен изменением регионального северо-западного простирания, характерного для северной части Вайоминга, на почти сверо-восточное, фиксирующееся в данной работе. На картах также показаны два относительно резко выраженных водо-нефтяных контакта и четыре отчетливых газо-нефтяных контакта, что указывает на сложный тип коллекторов.

По-видимому, еще более наглядно показаны факторы, способствующие аккумуляции нефти на месторождении (фиг. 23), на которой карта современного геологического строения совмещена с палеогеографической картой осадконакопления песчаных отложений формации Мадди. Дополнительные данные, несомненно, будут способствовать детализации условий осадконакопления в данном районе.

ВЫВОДЫ

1. В 1967 г. на месторождении Белл-Крик добывали 6850 т нефти в сутки, но есть возможность получать здесь свыше 8905 т в сутки. Запасы подсчитаны в объеме 27,4 млн. т, и в скором времени на месторождении Белл-Крик будет добываться нефть в количестве большем, чем на любом другом месторождении в регионе Скалистых гор.

2. Месторождение представляет собой крупную стратиграфическую ловушку, не контролирующуюся структурным фактором.

3. Стратиграфическая ловушка образовывалась вблизи береговой линии в течение регрессивного цикла между двумя основными фазами наступания нижнемелового моря.

4. Локальные условия осадконакопления представлены сложной ассоциацией прибрежных и дельтовых фаций по типу сходных с современными осадками [18 и 12].

5. Верхней границей резервуара в целом служат лагунный аргиллит, алеврит и алевритистый известковистый аргиллит.

6. Приблизительное расположение месторождения Белл-Крик можно было бы прогнозировать по границам области взаимопересечения ориентированных в северо-восточном направлении песчаников, отложившихся в условиях морских баров, с дельтовыми отложениями, простирающимися к северо-западу, что было установлено ранее региональными стратиграфическими исследованиями.

7. По расположению водо-нефтяных и газо-нефтяных контактов предполагается наличие по меньшей мере четырех изолированных залежей.

8. Стратиграфические ловушки образовались на начальной стадии развития региона. Перспективность ловушки в форме выклинивания песчаных тел к востоку увеличилась в связи с прогибанием западной части бассейна, что отражено на картах изопахит залегающей выше формации Маури.

9. Аккумуляции нефти в ловушках способствовала в дальнейшем особенность геологического развития бассейна Паудер-Ривер, проявившаяся в том, что языки песчаников приобрели наклон, еще более увеличивающий аккумуляцию.

10. Источником углеводородов служили местные отложения; нижеи вышележащие морские глины, да и сам коллектор в достаточной мере были обогащены органическим материалом.

11. Региональные исследования меловых осадков в пределах западной части бассейна позволили наметить ряд благоприятных, сравнимых по перспективности с месторождением Белл-Крик участков для постановки разведочного бурения. На большей части таких площадей пробурено менее одной скважины на тауншип [1], поэтому можно предполагать, что здесь будут также открыты крупные нефтяные месторождения.

12. Верхний структурный план не совпадает в данном регионе с характером глубинного строения в силу того, что отложения третичного возраста, покрывающие бассейн, отделены от подстилающих пород мелового возраста угловым несогласием.

13. Зафиксированные сейсморазведкой в данном районе структуры обусловлены характером поверхностного рельефа, а не особенностями глубинного строения.

14. Небольшие глубины и высокая скорость проходки делают бурение наиболее эффективным и надежным методом разведки, позволяющим фиксировать границы области развития благоприятных условий осадконакопления в районе месторождения Белл-Крик.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Berg R. R., Davies D. A.*, Origin of Lower Cretaceous Muddy Sandstone at Bell Creek field, Montana, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **52**, № 10, 1888—1898, 1968.
2. *Bolyard W. W., McGregor A. A.*, Inyan Kara Group, Black Hills area, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **50**, № 10, 2221—2245, 1966.
3. *Bryson R. P.*, The Coalwood coal field, Powder River County Montana, U.S. Geol. Survey Bull. 973-B, 23—106, 1952.
4. *Cobban W. A., Reeside J. B.*, Correlation of Cretaceous formations of western interior of United States, Geol. Soc. America Bull., **63**, № 10, 1011—1044, 1952.
5. *Cram I. H.*, The oldest is the newest, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **50**, № 5, 826—829, 1966.
6. *Eicher D. L.*, Stratigraphy and micropaleontology of the Thermopolis Shale, Yale Univ. Peabody Museum of Nat. History Bull. 15, 126 p., 1960.

[1] Тауншип — квадратный участок площадью 36 миль² (93,2 км²). — *Прим. перев.*

7. *Eicher D. L.*, Biostratigraphy of the Thermopolis, Muddy and Skull Creek Formations, *in* Symposium on Early Cretaceous rocks of Wyoming and adjacent areas, Wyoming Geol. Assoc. 17th Ann. Field Conf. Guidebook, 72—93, 1962.
8. *Gary S., McGregor A. A.*, Exploration philosophy behind the Bell Creek oil field discovery, Powder River County, Montana, Mountain Geologist, 5, № 1, 15—21, 1968.
9. *Haun J. D., Barlow J. A., Jr.*, Lower Cretaceous stratigraphy of Wyoming, *in* Symposium on Early Cretaceous rocks of Wyoming and adjacent areas, Wyoming Geol. Assoc. 17th Ann. Field Conf. Guidebook, 15—22, 1962.
10. *Levorsen A. I.*, Geology of petroleum, 2nd ed., San Francisco, California, W. H. Freeman and Co., 724 p., 1967.
11. *McGregor A. A.*, Bell Creek oil field, Powder River and Carter Counties, Montana, Wyoming Geol. Assoc., Earth Science Bull., 1, № 1, 29—36, 1968.
12. *Miller D. N., Jr.*, Recognition and classification of marginal marine environments, *in* Sedimentation of Late Cretaceous and Tertiary outcrops, Rock Springs uplift, Wyoming Geol. Assoc. 19th Ann. Field Conf. Guidebook, 209—218, 1965.
13. *Parker F. S., Andrews D. A.*, The Mizpah coal field, Custer County, Montana, U.S. Geol. Survey Bull. 906-C, 85—133, 1939 (1940).
14. *Robinson C. S., Mapel W. J., Bergendahl M. H.*, Stratigraphy and structure of the northern and western flanks of the Black Hills uplift, Wyoming, Montana and South Dakota, U.S. Geol. Survey Prof. Paper 404, 134 p., 1964.
15. *Scruton P. C.*, Delta building and the deltaic sequence, *in* Recent sediments, northwest Gulf of Mexico, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 82—102, 1960.
16. *Shepard F. P.*, Gulf Coast barriers, *in* Recent sediments, northwest Gulf of Mexico, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 197—200, 1960.
17. *Thom W. T., Jr., et al.*, Geology of Big Horn County and the Crow Indian Reservation, Montana, U.S. Geol. Sürvey Bull. 856, 200 p., 1935.
18. *van Andel T. H., Gurray J. R.*, Regional aspects of modern sedimentation in northern Gölf of Mexico and similar basins, and paleogeographic significance, *in* Recent sediments, northweot Gulf of Mixico, Am- Assoc. Petroleum Geologists, 345—364, 1960.
19. *Wulf G. R.*, Lower Cretaceous Albian rocks in northern Great Plains, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., 46, № 8, 1371—1415, 1962.

РЕГИОНАЛЬНАЯ СТРАТИГРАФИЯ ФОРМАЦИИ ФРОНТЬЕР И УСЛОВИЯ ЕЕ ЗАЛЕГАНИЯ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ СОЛТ-КРИК, ВАЙОМИНГ

Дж. Барлоу, Дж. Хаун

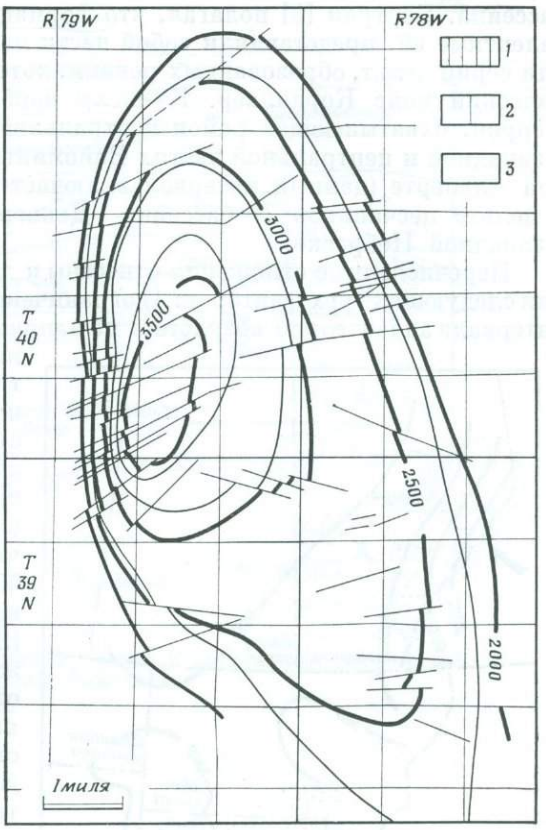
ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Солт-Крик приурочено к антиклинали, оконтуренной изогипсой 450 м; оно уже на протяжении многих лет служит характерным примером структурной ловушки, заполненной нефтью. Сейчас это наиболее крупное в регионе Скалистых гор месторождение нефти (хотя по некоторым месторождениям и предполагается получить больше); в США еще только по 17 месторождениям суммарная величина добычи нефти была выше. Суммарно добытый объем нефти на месторождении Солт-Крик, равный 57,4 млн. т, составляет 20% общей добычи нефти Вайоминга.

Основной объем добываемой на месторождении Солт-Крик нефти связан с отложениями формации Фронтьер, причем наиболее продуктивен второй песчаный горизонт Фронтьер. В данной статье в целях характеристики эксплуатируемых объектов использованы информативные понятия «первый песчаник Фронтьер» и «второй песчаник Фронтьер». Согласно стратиграфическим данным, песчаные толщи, типичные для формации Фронтьер, имеют линзовидную форму, а пористость и проницаемость этих пород колеблется в широком диапазоне значений. При реконструкции мелового этапа развития территории Вайоминга установлено, что к концу мелового периода и началу третичной ларамийской орогении антиклиналь Солт-Крик была очень слабо выражена в рельефе. Это в свою очередь свидетельствует о том, что первоначально на Солт-Крике нефть должна была скапливаться в ловушках литологического типа и что современные залежи сформировались уже в процессе вторичной миграции. Авторы данной статьи поставили перед собой задачу установить взаимосвязь нефтяных скоплений формации Фронтьер в юго-западной части бассейна Паудер-Ривер с локальными и региональными особенностями всего стратиграфического разреза и условиями осадконакопления формации Фронтьер. Особое внимание уделено описанию второго песчаника Фронтьер, поскольку с ним связана главная залежь нефти на месторождении Солт-Крик.

ПРОДУКТИВНЫЕ ГОРИЗОНТЫ И СТРУКТУРНОЕ ПОЛОЖЕНИЕ РАЙОНА

На фиг. 1 показаны эксплуатируемые площади и структурная форма месторождения Солт-Крик. На месторождении пробурено свыше 2500 скважин; структура вытянута в меридиональном направлении на 14,4 км, а в широтном — на 6,4 км. Площадь нефтегазоносности отложений формаций Лакота, Санданс и Тенслип в сводовой части структуры составляет 7,2 км². Площадь продуктивности первого песчаника формации Фронтьер на том же участке равна 10 км²; но, кроме того, в песчаниках содержатся залежи и на крыльях антиклинали. Площадь продуктивности второго песчника Фронтьер превышает 88 км², но залежь простирается далее к югу на купол Типот, за пределы самой нижней изогипсы на антиклинали Солт-Крик. Небольшие залежи установлены также в глинистых сланцах, залегающих выше формации Фронтьер; в целях упрощения на фиг. 1 эти отложения



Ф и г. 1. Геологическое строение и нефтегазоносность месторождения Солт-Крик.

Структурная карта, составленная по кровле второго песчаника формации Фронтьер. Формации Лакота, Санданс и Тенслип продуктивны на площади 7,2 км²; первый песчаник формации Фронтьер слагает площадь, равную приблизительно 1 км²; второй песчаник формации Фронтьер — свыше 88 км². Изогипсы в футах выше уровня моря.

1 — второй песчаник формации Фронтьер; *2* — первый песчаник формации Фронтьер; *3* — формации Лакота, Санданс и Тенслип.

не показаны. Суммарная добыча нефти из отложений формаций Лакота, Санданс и Тенслип равна 6,85 млн. т. Из первого песчаника Фронтьер добыто также 6,85 млн. т. Общий уровень добычи из указанных выше осадков, т. е. 13,7 млн. т, позволяет говорить о месторождении Солт-Крик как о крупном, а если учитывать, что еще и из второго песчаника Фронтьер добыто 41,1 млн. т, то это ставит месторождение Солт-Крик в разряд гигантов.

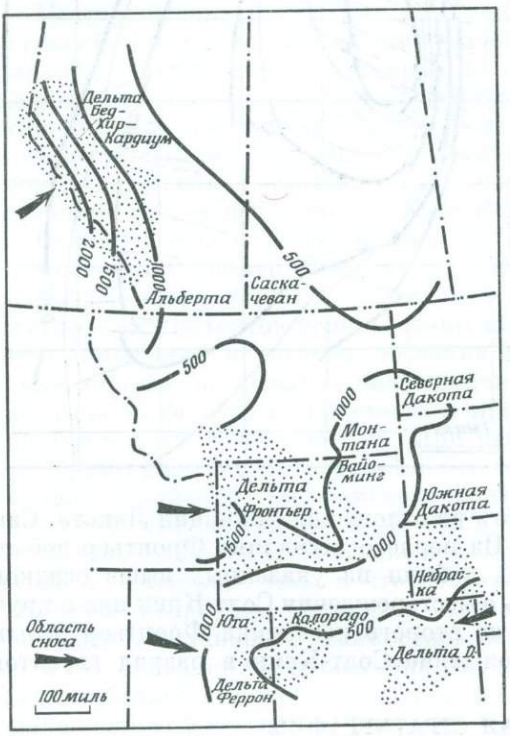
РЕГИОНАЛЬНАЯ СТРАТИГРАФИЯ

Осадки формации Фронтьер и ее эквиваленты отлагались в условиях неглубокого моря (или близ него), которое покрывало восточный внутренний регион в течение сеноманского и туронского веков верхнего мела. Мощность осадков, отложившихся в этот отрезок времени, обычно достигает 150—600 м. Карта суммарных мощностей (фиг. 2) составлена на основе анализа свыше 5000 каротажных диаграмм. Мощность осадков, по которым составлена карта, охватывает интервал разреза от кровли подстилающих нижний мел отложений формации глинистых сланцев Маури (а местами, где он развит, и пласта бентонитов Клей-Спар) до подошвы формации Ниобрара (или ее временного эквивалента). Так, верхняя часть песчаников формации Фронтьер на западе Вайоминга и песчаники Бед-Харт Альберты [30] служат временными эквивалентами низов формации Ниобрара на востоке.

На большей части территории интервал разреза, выбранный для построения карты, сложен в основном морскими глинистыми сланцами. В глинистых сланцах встречаются прослои песчаников со значительным скоплением нефти и газа, приуроченные к языковидным толщам терригенных кластических пород вдоль западной, южной и северо-восточной границ морского

бассейна. Бертрам [2] полагал, что формация Фронтьер и формации, эквивалентные ей, представляли собой части языка песчаников какой-то дельты или серии дельт, образованных реками, которые текли на восток через орогенический пояс Кордильер. К числу наиболее крупных дельт относятся: Феррон, охватывающая район центральной и восточной Юты, Фронтьер — в западной и центральной частях Вайоминга, Бед-Харт — Кардиум в западной Альберте (данный интервал включает отложения формации Данваган) и дельта песчаников *D* бассейна Денвер в северо-восточном Колорадо и западной Небраске.

Перечисленные отложения отнесены к дельтовым образованиям на основании следующих трех факторов: 1) ограниченная площадь развития; мощность интервала значительно возрастает по направлению к суше; 2) в континентальных осадках в форме языка, вытянутого в сторону моря, содержатся уголь, угленосные глинистые сланцы и рукавообразные залежи; 3) большая мощность и сложность литологического состава песчаников. Кинг [19] считал, что осадки формаций Фронтьер и Месаверде приурочены к «зонам выклинивания». Крамбейн и Слосс [21], напротив, полагали, что отложения формации Фронтьер следует относить к дельтовым образованиям. В настоящее время большинство геологов признает, что осадочный комплекс формации Фронтьер следует рассматривать как дельту, поэтому в данной статье принята последняя точка зрения.



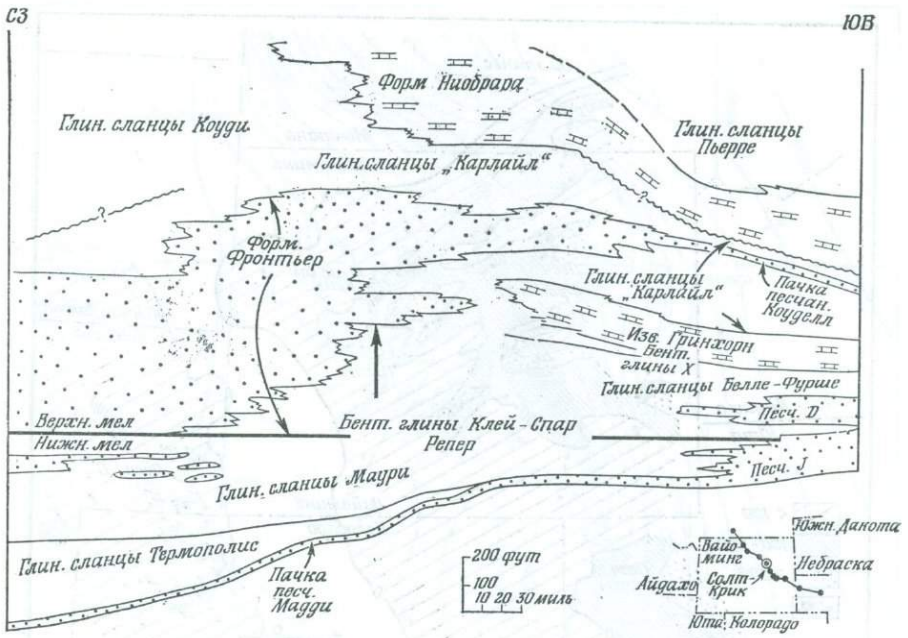
Фиг. 2. Изопахиты разреза кровля сланцев Маури — формация Ниобрара (или ее временной эквивалент).

Даны названия площадей наибольшей концентрации песчаников. Изопахиты в футах.

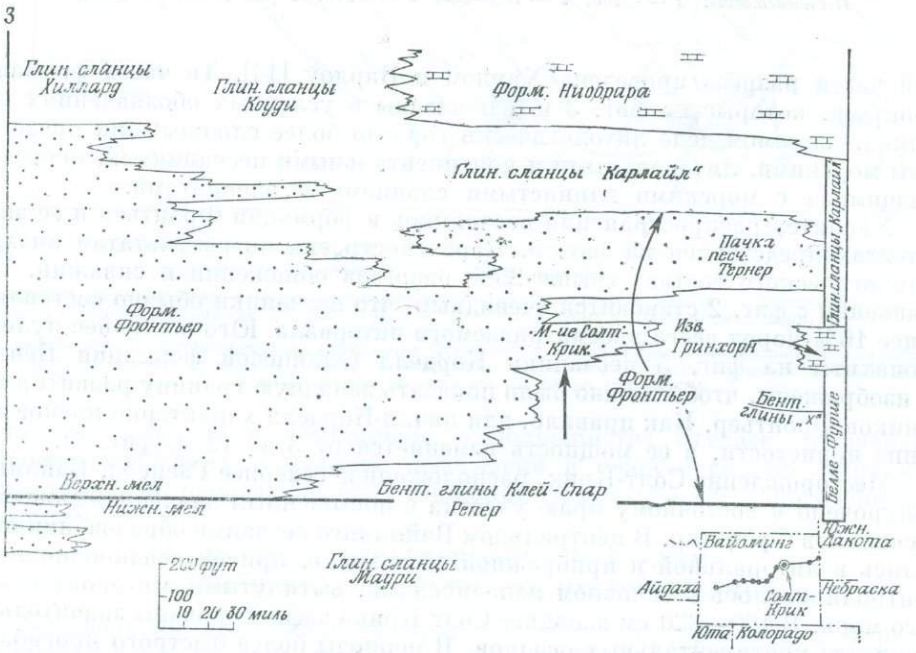
СТРАТИГРАФИЯ ВАЙОМИНГА

На широтном разрезе (фиг. 3) показаны стратиграфические взаимосвязи между формацией Фронтьер и ее эквивалентами на территории Вайоминга. Формации Фронтьер на востоке соответствуют отложения нижней формации Коуди, нижней Ниобрара, Карлайл, Гринхорн и Белле-Фурше. Второй песчаник Фронтьер на Солт-Крике является эквивалентом верхней части формации Белле-Фурше и (или) нижней части формации Гринхорн в районе Блэк-Хилс [5 и 13]; данное сопоставление обосновано тождественностью зон аммонитов и слоев бентонита.

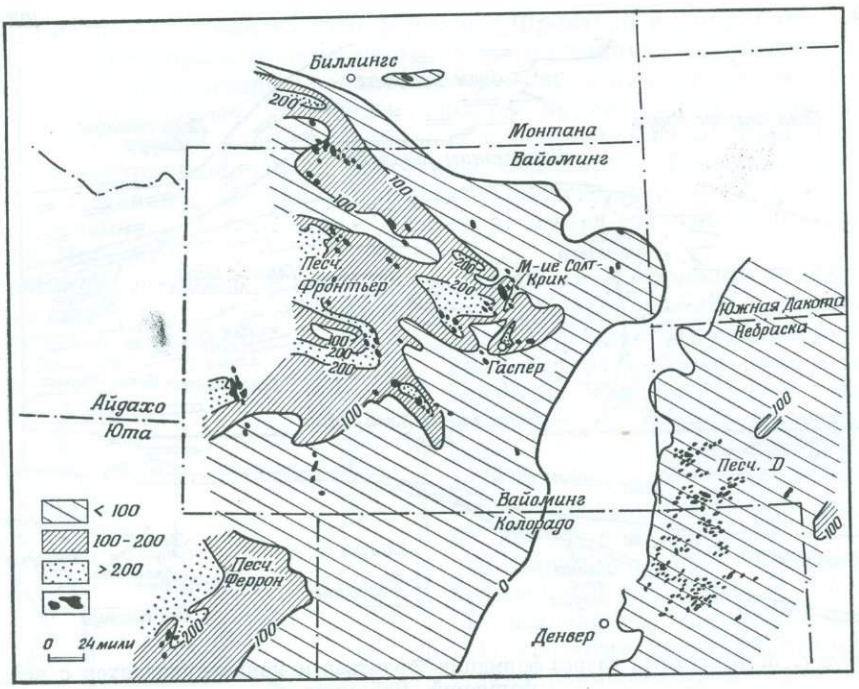
На другом северо-западном разрезе (фиг. 4) Вайоминга — южная часть Монтаны — западная часть Небраски, также показана взаимосвязь формации Фронтьер и эквивалентных ей по времени образования отложений. В западной Небраске песчаники *D* (группа Дакота) отлагались в тот же промежуток геологического времени, что и нижняя часть формации Фронтьер на западе и северо-западе Вайоминга. Такое сопоставление проведено на основе коррелируемости кровли глинистых сланцев Маури и перекрывающего бентонитового слоя Клей-Спар в обнажениях и скважинах. Разбивка



Ф и г. 3. Широтный разрез формации Фронтьер и коррелирующихся с ней формаций, Вайоминг.



Ф и г. 4. Северо-западный разрез формации Фронтьер и коррелирующихся с ней формаций, Вайоминг.



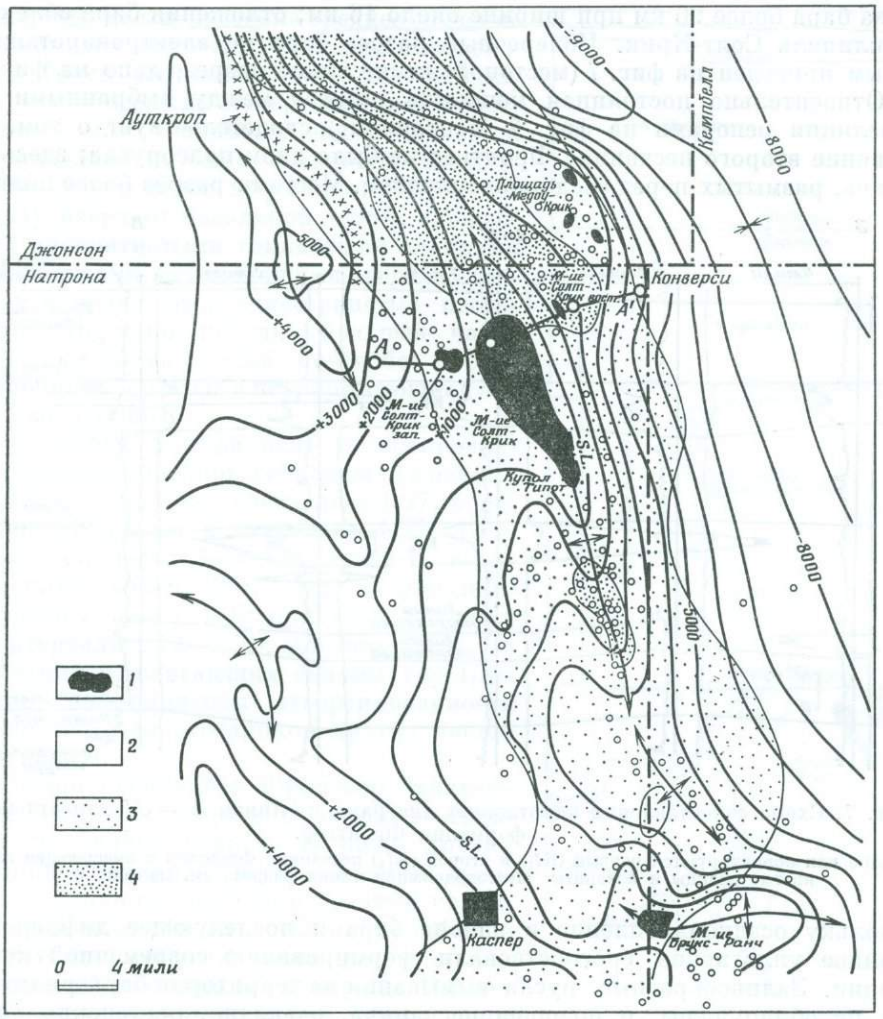
Ф и г. 5. Карта равной суммарной мощности песчаников формации Фронтьер и коррелирующихся с ней формаций.

Мощность песчаников Коделл (сланцевой формации Бентон) не учтена. Изопахиты в футах. *Песчанистость*: *1* — <100; *2* — 100—200; *3* — <200; *4* — нефтегазоносность.

этой части разреза проведена Хауном и Барлоу [14]. Те части формации Фронтьер, которые на фиг. 3 и 4 показаны в условных обозначениях песчаника, на самом деле литологически гораздо более сложны; они представлены морскими, литоральными и континентальными песчаниками, переслаивающимися с морскими глинистыми сланцами и алевритами.

Характер распространения песчаников в формации Фронтьер и ее эквивалентах представлен на фиг. 5. Карта построена по результатам анализа литологического состава свыше 2500 разрезов обнажений и скважин. При сравнении с фиг. 2 становится очевидным, что песчаники обычно составляют менее 16% пород всего рассматриваемого интервала. Юго-восточнее нулевой изопахиты на фиг. 5 песчаники Корделл (сланцевой формации Бентон) не изображены, чтобы можно было показать западную границу развития песчаников Фронтьер. Как правило, для пачки Корделл характерно низкое значение пористости, а ее мощность изменяется от 3 до 12 м (фиг. 4).

Месторождение Солт-Крик, расположенное севернее Гаспера, Вайоминг, приурочено к восточному краю участка с повышенным значением мощности песчаников Фронтьер. В центральном Вайоминге песчаные образования отлагались в литоральной и прибрежной обстановке, причем осадконакопление контролировалось в основном палеоруслами, вытянутыми в сторону открытого моря. В 160—320 км западнее Солт-Крика зафиксированы значительные мощности континентальных осадков. В периоды более быстрого прогибания бассейна или во время ограниченного поступления грубообломочного материала почти повсеместно в Вайоминге отлагались морские глинистые сланцы и алевриты. По находкам фауны [5] и после детальной корреляции электрокаротажных диаграмм стало возможно утверждать, что на отдельных участках района были развиты процессы размыва. Сложное переслаивание



Ф и г. 6. Геологическое строение юго-западной части бассейна Паудер-Ривер (структурная карта, составленная по кровле формации Дакота).

Площадное распределение второго песчаника формации Фронтьер и нефтяных месторождений, связанных со вторым песчаником Фронтьер. Изогипсы в футах выше и ниже уровня моря.
A — A' — линия разреза фиг. 7.
1 — нефтеносность второго песчаника формации Фронтьер; *2* — скважины, использованные для построения карты по кровле формации Дакота; *3* — площадь, сложенная вторым песчаником Фронтьер (от 0 до 50 футов); *4* — то же (от 50 до 100 футов).

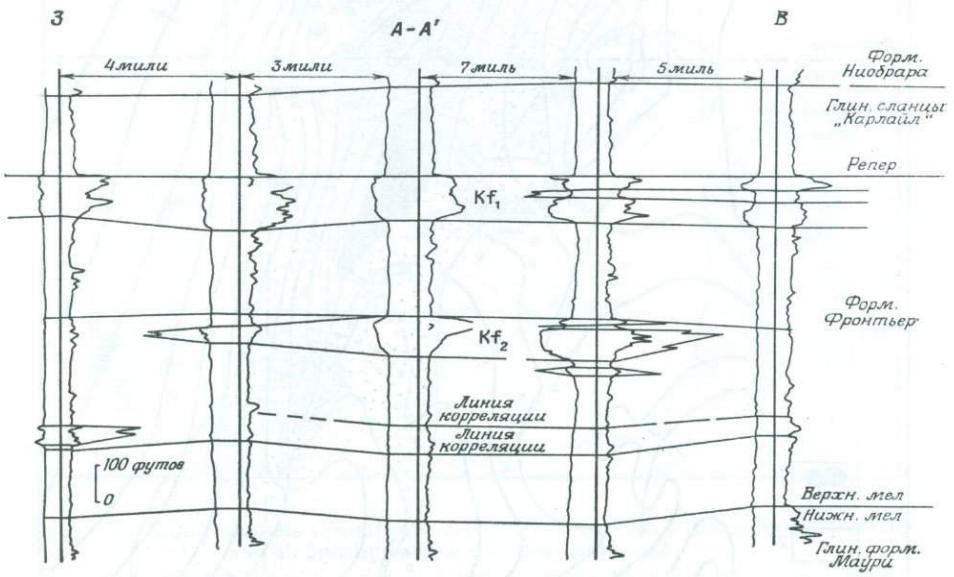
глинистых сланцев и песчаников, в большинстве случаев линзовидный характер последних и наличие несогласий в разрезе сильно затрудняют корреляцию отдельных пачек формации Фронтьер от одного бассейна к другому.

МЕСТНАЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ СХЕМА И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Морфология юго-западного края бассейна Паудер-Ривер и характер распространения второго песчаника формации Фронтьер показаны на фиг. 6. Карта построена на основе анализа 200 электрокаротажных диаграмм. Второй песчаник Фронтьер развит на территории (включая месторождение Солт-Крик), представляющей прибрежный бар мощностью свыше 30 м, причем эффективная мощность песчаников к востоку и западу сокращается до 0.

Длина бара более 96 км при ширине около 16 км; отложения бара облекают антиклиналь Солт-Крик. Поперечный разрез бара по электрокаротажным данным приведен на фиг. 7 (местоположение линии разреза дано на фиг. 6).

Относительно постоянная мощность разреза между выбранными для корреляции реперами на фиг. 7 (бентониты?) свидетельствует о том, что основание второго песчаника Фронтьер не было дном палеорусла; здесь нет осадков, размытых перед осадконакоплением. Местами разрез более полный,



Ф и г. 7. Схема сопоставления каротажных диаграмм по линии A — A' для отложений формации Фронтьер.

Показано как коррелируются первый (Kf_1) и второй (Kf_2) песчаники Фронтьер и вмещающие их глинистые сланцы и алевриты. Местоположение линии разреза см. на фиг. 6.

поскольку осадконакопление в районе бара и последующее дифференцированное уплотнение способствовали формированию современной конфигурации. Заливообразные русла вымывания на территории барьерного острова не обнаружены, и подошва песчаника, очевидно, постепенно погружается в подстилающие глинистые сланцы.

Северо-западная периклиналь бара не выявлена вследствие обнаженности вдоль восточного склона гор Биг-Хорн (северо-западная часть фиг. 6). Кейси [13] на площади обнажения установил, что бар подвергался воздействию сильных волн и течений: 1) заметное изменение размера зерен по вертикали и горизонтали при хорошей отсортированности в любом образце; 2) гальки диаметром до 88,9 мм сконцентрированы в коротких линзах, за исключением слоя, насыщенного повсеместно галькой, залегающего в кровле песчаника; 3) отдельные гальки встречаются в песчаниках, которые, напротив, хорошо отсортированы; 4) на одних участках слоистость песчаников нечеткая, на других участках песчаники мелко-, крупно- и косослоистые.

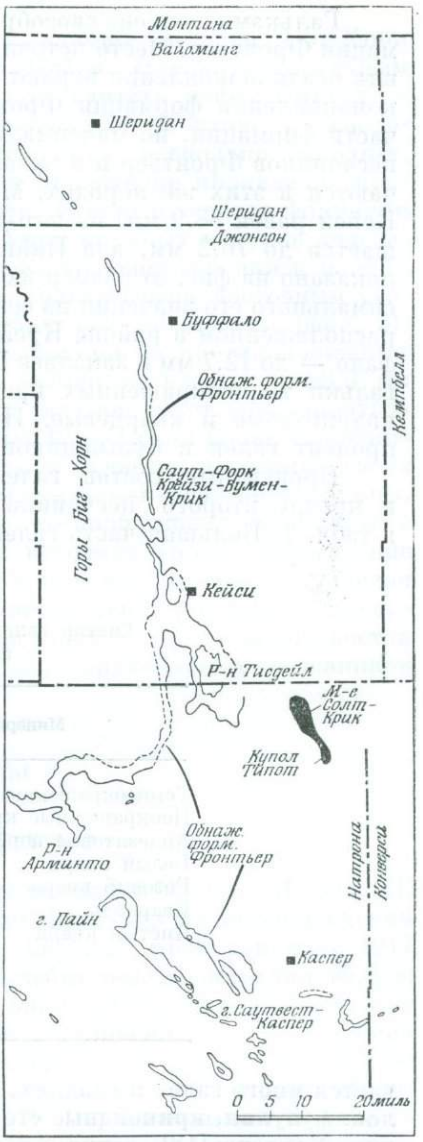
Линзы песчаников Фронтьер

В западной части бассейна Паудер-Ривер (фиг. 8) песчаники Фронтьер мелко- и среднезернистые, иногда алевритистые до глинистых, в других случаях — конгломератовые. Средняя величина медианного диаметра зерен по 31 образцу песчаников и песчанистых алевритов, слагающих площади Кейси и Буффало [12], составляет 0,13 мм; величины медианного диаметра колеблются в пределах 0,007—0,26 мм. Для образцов песчаников юго-

западной части бассейна среднее значение медианного диаметра, согласно определению Тоуси [25], составляет 0,11—0,12 мм. В результате этих измерений пространственных или зональных закономерностей установлено не было. В большинстве случаев размер зерен песчаников возрастает снизу вверх от базальной части, сложенной алевритистыми глинистыми сланцами и алевритами, переходящими вверх по разрезу в мелко- и среднезернистые песчаники. Верхний контакт большей части песчаных слоев резкий, почти без промежуточного перехода в перекрывающие глинистые сланцы.

Средний коэффициент отсортированности зерен образцов, собранных по району Кейси — Буффало, составляет 1,37; колебание находится в диапазоне 1,22—1,69. В южной части бассейна, согласно определениям Тоуси [25], этот коэффициент в среднем равен 1,30 при его колебании в интервале 1,12—1,79. В целом для слоев песчаников, слагающих склоны гор Биг-Хорн, коэффициенты отсортированности выше, чем для песчаников других частей бассейна.

Слои песчаников Фронтьер [«ключевые» («salt and pepper» [1])] состоят в основном из белого кварца. В число других компонентов входят черные и серые кремнистые сланцы, чистый и розовый кварц, полевой шпат, биотит, глауконит (обычно на глубине), обуглившиеся растительные остатки и более тяжелые минералы. В большей части песчаных зерен обнаружены примеси вторичного кварца. Растительные остатки, включая уголь, встречены в пачках песчаников юго-западной части бассейна, и особенно много их в песчаниках, коррелируемых с глинистыми сланцами формации Белле-Фурше. Основная масса и вещество цемента представлены глиной, кальцитом и кремнеземом со значительными примесями окиси железа. Нерастворимый остаток основной массы песчаников, согласно анализам образцов, колеблется от 65,63 до 97,90%, в среднем составляя 84,20%.



Ф и г. 8. Западная периклиналь бассейна Паудер-Ривер.

Показаны выходы на поверхность формации Фронтьер и площади, упоминаемые в тексте.

Форма зерен песчаников формации Фронтьер изменяется от угловатых до хорошо окатанных, чаще они полуугловатые и полуокатанные. Почти во всех песчаных слоях содержатся в небольшом количестве хорошо окатанные матовые зерна. Размер их несколько больше размера окружающих зерен; они встречаются в линзах песчаников, сложенных более крупными зернами, но матовые зерна в отдельные слои не концентрируются [9].

[1] Образное выражение, буквально означающее «соль и перец», относящееся к слоям песчаников, представляющих основной объект разработки на месторождении.— *Прим. перев.*

Гальками сложена своеобразная, но очень небольшая часть разреза формации Фронтьер. Место источника их сноса, методы транспортировки и условия осадконакопления играют важную роль в установлении характера осадконакопления формации Фронтьер. Они могут быть обнаружены в любой части формации, но максимальная их мощность приурочена к обоим типам песчаников Фронтьер и к эквалентным им осадкам, и более часто они встречаются в этих же породах. Максимальный размер галек на севере района Кейси равен 88,9 мм, на юго-западе района Тисдейли и Арминто он уменьшается до 76,2 мм, а в Пайнт-Маунти и Каспер-Маунти (местоположение показано на фиг. 8) размер их снижается до 50,8 мм. Диаметр галек от максимального его значения на севере района Кейси уменьшается в Саут-Форке, расположенном в районе Крейзи-Вумен-Крика, до 25,4 мм, в районе Буффало — до 12,7 мм и западнее Шеридана — до 6,35 мм. Наиболее характерны гальки темноокрашенных кремнистых сланцев; часто встречаются гальки кварцитовые и кварцевые. На севере района Кейси установлен высокий процент галек и булыжников андезитового порфира.

Процентный состав галек и небольших булыжников, приуроченных к кровле второго песчаника Фронтьер в окрестностях Кейси, показан в табл. 1. Большая часть галек кремнистых сланцев с трещинами, но встре-

Таблица 1

Состав галек в кровле второго песчаника формации Фронтьер

Минерал или порода	Содержание, %
Темноокрашенные кремнистые сланцы	40
Неокрашенные кремнистые сланцы	27
Андезитовые порфиры	21
Белый кварц	5
Розовый кварц	3
Кварциты	3
Чистый кварц	1
	100

чается много галек и гладких. Во многих гальках содержатся остатки кораллов, фузулин, криноидные столбики и мшанки, которые, согласно определению Хантера [18], датируются пенсильванским или миссисипским (?) возрастом.

Почти во всех слоях с галькой встречаются хорошо сохранившиеся (неабрадированные) зубы акул. Высокая степень сохранности свидетельствует о том, что место сноса галек находилось недалеко. Полагают, что присутствие зубов в содержащих гальку слоях обусловлено периодами осадконакопления в условиях неглубокого бассейна, когда сила течений была недостаточной для их транспортировки. Следовательно, они попали в пласты с гальками уже после отложения последних. Было бы неверным утверждать, что зубы сконцентрированы в кровле пластов с галькой, поскольку многие зубы проваливались между гальками. Обычно в гальках встречаются также зубы ската *Ptychodus*, относящегося к донным формам, но основная масса острых зубов принадлежит активным хищникам — акулам.

Главной областью сноса осадков для формации Фронтьер служил участок суши по западной границе Вайоминга, в Юте и Айдахо, где размыву подвергались осадочные породы палеозоя. В бассейне Биг-Хорн, юго-восточнее Ловелла [17], отлагались валуны андезитового порфира диаметром 25,4 см.

Судя по фауне, обнаруженной Хаасом [11], валуны бассейна Биг-Хорн по возрасту эквивалентны валунам района Кейси. Наиболее вероятным источником сноса порфировых валунов следует считать район Биртуф — Йеллоустонский национальный парк в юго-западной Монтане и северо-западном Вайоминге или площадь, расположенную несколько западнее; для этого района в течение мелового времени характерно проявление процессов орогении и вулканической деятельности. В конгломератах формации Фронтьер на западной окраине бассейна Биг-Хорн крупных валунов андезитового порфира не обнаружено [26], но пути их транспортировки к району исследования были узкими и ограничивались только северо-восточным участком площади развития песчаников с наибольшей мощностью (фиг. 5). На расстоянии 152 км между двумя этими районами на противоположных склонах гор Биг-Хорн их максимальный размер возрастает с 88,9 мм на востоке до 25,4 см на западе. Если размер валунов будет увеличиваться с такой же скоростью на протяжении остальных 128—152 км по направлению к району Биртуф — Йеллоустонский парк, то на участке источника сноса их размер должен достигать 40,69—43,18 см, т. е. как раз той величины, которая соизмерима с энергией волн, при которой может происходить их транспортировка. Итак, предполагаемый источник сноса, направление движения и размер валунов свидетельствуют о том, что условия мелководья (и серии прибрежных баров) характеризовались сильной волновой деятельностью и быстрыми течениями по направлению с северо-запада на юго-восток вдоль северо-восточной окраины области осадконакопления песчаников Фронтьер.

ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ

Второй песчаник Фронтьер

Информация по эксплуатации взята из исследований Биггса и Испача [4]. Залежь нефти во втором песчанике формации Фронтьер на месторождении Солт-Крик обнаружена в 1917 г. [1] Из 339 скважин, пробуренных с 1917 по 1921 г., первоначальный среднесуточный дебит нефти составлял 90,6 т; в скважинах, пробуренных позднее, начальные дебиты нефти были уже ниже. Нефть содержала большое количество растворенного газа. Глубина залегания продуктивных горизонтов колеблется от 399 до 870 м, а первоначальное давление на устье скважин не превышало 59,5 кг/см^2. Пористость пород-коллекторов в среднем равна 20%. Первоначальная плотность нефти в среднем составляла 0,8398—0,8348 г/см^3, за исключением зоны, расположенной на 15—30 м выше водо-нефтяного контакта, для которой характерно низкое содержание растворенного газа, в связи с чем плотность нефти здесь возрастает до 0,8602—0,8498 г/см^3. Минерализация вод второго песчаника Фронтьер измеряется величинами 8000—15 000 мг/л [6]. Пластовые воды первого песчаника Фронтьер, напротив, характеризуются минерализацией 2000—13 000 мг/л; это обусловлено более широким региональным развитием первого песчаника Фронтьер и разбавлением метеорными водами.

На разрезе, составленном Беком [3, стр. 600], хорошо видно, что амплитуда наклона водо-нефтяного контакта второго песчаника Фронтьер между южной и северной периклиналью месторождения равна 39 м. Для других

[1] Согласно данным Бека [3], впервые эксплуатация залежей нефти начата в 1889 г. из неглубоких скважин. Первые промышленные залежи нефти в первом песчанике Фронтьер обнаружены в 1906 г. Однако разработка их начата лишь после 1917 г., когда была открыта залежь второго песчаника Фронтьер.

продуктивных горизонтов также характерны наклонные водо-нефтяные контакты. Точный привязки данный профиль на месторождении не имеет, но в целом наклон водо-нефтяного контакта второго песчаника Фронтьер измеряется величиной 4,5 м на 1,6 км. На более поздних детальных картах [31] четко выраженного наклона водо-нефтяного контакта нет. Действительно, скважины, давшие притоки из более глубоких продуктивных горизонтов, расположены в южной периклинали месторождения, в районе структурного понижения, отделяющего Солт-Крик от купола Типот. Если бар второго песчаника Фронтьер эффективно экранирован водоносным горизонтом, вытянутым от обнажения, расположенного южнее Каспера (фиг. 8), к более гипсометрически пониженному обнажению, которое находится северо-западнее Солт-Крика, тогда в пределах района Солт-Крик наклон пьезометрического уровня к северу должен измеряться величиной 1,2—1,8 м на 1,6 км. Многочисленные поперечные сбросы, по-видимому, в значительной степени видоизменили характер гидродинамической системы района Солт-Крик — Типот. Из-за отсутствия точных замеров давления в начальной стадии эксплуатации месторождения нельзя составить полного представления об особенностях гидродинамической системы.

Гассоу [10] залежи района Солт-Крик — Типот приводил в качестве примера дифференциального улавливания нефти и газа. В куполе Типот есть газовая шапка (которой нет на Солт-Крике), тем не менее самая высокая часть купола Типот гипсометрически на 390 м ниже сводовой части Солт-Крика. Согласно теории Гассоу, вторичная миграция нефти шла в направлении с юга на север по оси структуры.

Месторождения нефти, связанные со вторым песчаником Фронтьер, показаны на фиг. 6. На месторождениях Брукс-Ренч и Солт-Крик Западное залежи приурочены к небольшим литологическим ловушкам. Залежи месторождений Медоу-Крик, Солт-Крик Южное и Солт-Крик связаны с ловушками структурного типа.

Нефтематеринскими породами в данном случае были, очевидно, отложения глинистых сланцев Фронтьер. Хант и Джемисон [16] подсчитали, что в пределах региона площадью 2072 км², включая Солт-Крик и другие месторождения формации Фронтьер в юго-западной части бассейна Паудер-Ривер, потенциальные запасы углеводородов составляют 411 млн. т.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Месторождение Солт-Крик, как правило, приводят в качестве характерного примера ловушки антиклинального типа. Помимо этого, его считают [10] примером, подтверждающим теорию дифференциального улавливания, а Леворсен [22] рассматривает его как один из примеров месторождений с наклонным водо-нефтяным контактом. Авторы хотели показать, что основная залежь во втором песчанике Фронтьер приурочена к песчаному бару, который сформировался в прибрежных условиях на конусе, сложенном грубообломочными породами (дельта?); источник сноса этого материала находился в пределах суши — на западе и северо-западе. Бар подвергся воздействию волн и быстрых течений, которые оказали существенное влияние на образование осадков повышенной пористости и на процессы сортировки. Из бара на ранних стадиях уплотнения осадка развилась литологическая ловушка, которая аккумулировала углеводороды; их источником служили сингенетичные нефтематеринские породы формации Фронтьер. Во время ларамийской складчатости нефть мигрировала в район своего настоящего структурного положения. В дальнейшем вследствие перепада значений гидродинамического напора структурное положение нефти в ловушке изменилось.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Baker F. E.*, History of the Salt Creek oil field, *in* Wyoming oil and gas fields symposium, Wyoming Geol. Assoc., 387—388, 1957.
2. *Bartram J. G.*, Upper Cretaceous of Rocky Mountain area, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **21**, № 7, 899—913, 1937.
3. *Beck E.*, Salt Creek oil field, Natrona County, Wyoming, *in* Structure of typical American oil fields, **2**, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 589—603, 1929.
4. *Biggs P., Espach R. H.*, Petroleum and natural gas fields in Wyoming, U.S. Bur. Mines Bull. 582, 224—235, 1960.
5. *Cobban W. A., Reeside J. B., Jr.*, Frontier Formation, Wyoming and adjacent areas, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **36**, № 10, 1913—1961, 1952.
6. *Crawford J. G., Davis C. E.*, Some Cretaceous waters of Wyoming, Wyoming Geol. Assoc. 17th Ann. Field Conf. Guidebook, 257—267, 1962.
7. *Espach R. H., Nichols H. D.*, Petroleum and natural-gas fields in Wyoming, U.S. Bur. Mines Bull. 418, 86—96, 1941.
8. *Estabrook E. L., Rader C. M.*, History of production of Salt Creek oil field, Wyoming, *in* Petroleum development and technology in 1925, Am. Inst. Mining Metall Engineers, 199—254, 1925.
9. *Goodell H. G.*, The stratigraphy and petrology of the Frontier Formation of Wyoming, Wyoming Geol. Assoc. 17th Ann. Field Conf. Guidebook, 173—210, 1962.
10. *Gussow W. C.*, Differential entrapment of oil and gas, a fundamental principle, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **38**, № 5, 816—853, 1954.
11. *Haas O.*, Acanthoceratid Ammonidea from near Greybull, Wyoming, Am. Mus. Nat. History Bull., **93**, art. 1, 39 p., 1949.
12. *Haun J. D.*, Stratigraphy of Frontier Formation, Powder River basin, Wyoming, Unpub. Ph. D. thesis, Wyoming Univ., 1953.
13. *Haun J. D.*, Early Upper Cretaceous stratigraphy, Powder River basin, Wyoming, Wyoming Geol. Assoc. 13th Ann. Field Conf. Guidebook, 84—89, 1958.
14. *Haun J. D., Barlow J. A., Jr.*, Lower Cretaceous stratigraphy of Wyoming, Wyoming Geol. Assoc. 17th Ann. Field Conf. Guidebook, 15—22, 1962.
15. *Haun J. D., Barlow J. A., Jr.*, Regional stratigraphy of Frontier Formation and relation to Salt Creek field, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **50**, № 10, 2185—2196, 1966.
16. *Hunt J. M., Jamieson G. W.*, Oil and organic matter in source rocks of petroleum, *in* Weeks, L.G., ed., Habitat of oil, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 735—746, 1958; reprinted from Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **40**, № 3, March, 477—488, 1956.
17. *Hunter L. D.*, Evidence of uplift in the Bighorn Mountains during Upper Cretaceous time (abs.), Geol. Soc. Am. Bull., **61**, № 12, p. 1554, 1950.
18. *Hunter L. D.*, Frontier Formation along the eastern margin of the Big Horn basin, Wyoming, Wyoming Geol. Assoc. 7th Ann. Field Conf. Guidebook, 63—66, 1952.
19. *King P. B.*, The evolution of North America, Princeton Univ. Press, 190 p., 1959.
20. *Knight W. C., Slossom E. E.*, The petroleum of Salt Creek, Wyoming, Univ. Wyoming School of Mines Bull. 1, 47 p., 1896.
21. *Krumbein W. C., Sloss L. L.*, Stratigraphy and sedimentation, 2nd ed., San Francisco, W. H. Freeman and Co., 660 p., 1963.
22. *Levorsen A. I.*, Geology of petroleum, San Francisco, W. H. Freeman and Co., 703 p,. 1954 (1956).
23. *Masters J. A.*, The Frontier Formation of Wyoming, Wyoming Geol. Assoc. 7th Ann. Field Conf. Guidebook, 58—62, 1952.
24. Petroleum Information, 1964 resume, oil and gas operations in the Rocky Mountain region, p. C-252, 1965.
25. *Towse D.*, Frontier Formation, southwest Powder River basin, Wyoming, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **36**, № 10, 1962—2010, 1952.
26. *Van Houten F. B.*, Frontier Formation, Big Horn basin, Wyoming, Wyoming Geol. Assoc. 17th Ann. Field Conf. Guidebook, 221—231, 1962.
27. *Wegemann C. H.*, The Salt Creek oil field, Natrona County, U.S. Geol. Survey Bull. 452, 37—83, 1911.
28. *Wegemann C. H.*, The Salt Creek field, Wyoming, U.S. Geol. Survey Bull. 670, 52 p., 1918.
29. *Weimer R. J.*, Upper Cretaceous stratigraphy, Rocky Mountain area, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **44**, № 1, 1—20, 1960.
30. *Williams G. D., Burk C. F., Jr.*, Chapter 12 Upper Cretaceous, *in* Geological history of western Canada, Alberta Soc. Petroleum Geologists, 169—189, 1964.
31. Wyoming Geological Association, Wyoming oil and gas fields symposium, 579 p., 1957.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ИСТОРИЯ РАЗВЕДКИ КАЛИФОРНИЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ-ГИГАНТА УИЛМИНГТОН

М. Майюга

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяное месторождение Уилмингтон расположено в южной части Калифорнии, на юго-западном побережье США. Оно лежит в пределах бассейна Лос-Анджелес, одного из крупнейших нефтедобывающих бассейнов мира. Месторождение протягивается от участка, расположенного в 32 км южнее административного центра Лос-Анджелес, простирается юго-западнее промышленных и деловых объектов района Уилмингтон и через залив Лонг-Бич уходит в прибрежные кварталы Лонг-Бича. В целом размеры структуры следующие: длина 17,6 км, ширина — 4,8 км, площадь нефтегазоносности 54 км², из которых около 25,6 км² расположено в приливно-отливной зоне или под уровнем моря. С момента открытия в 1936 г. и до конца 1967 г. на месторождении Уилмингтон добыто свыше 158,4 млн. т нефти и 23,5 млрд. м³ газа.

Нефтяное месторождение Уилмингтон играло особую роль в нефтяной промышленности страны. С 1938 г. оно стало крупнейшим районом нефтедобычи Калифорнии, и с тех пор до середины 1966 г. на нем постоянно поддерживался наивысший уровень добычи по сравнению с другими нефтяными месторождениями Северной Америки. Расположение месторождения Уилмингтон в центре высокоиндустриальной и густонаселенной области южной Калифорнии, а также его близость к крупным нефтеперерабатывающим заводам Лос-Анджелеса имело важное значение в развитии экономики штата Калифорния. В начале 40-х годов нефтяное месторождение Уилмингтон привлекло к себе внимание и по другой причине, а именно в связи с оседанием суши, обусловленным, как полагали, отбором нефти и газа. Угроза, нависшая над крупнейшим торговым портом и сооружениями военно-морских сил США, заставила городские власти Лонг-Бича срочно искать решение этой необычной проблемы. В результате многолетних исследований было установлено, что восстановление и поддержание пластовых давлений посредством закачки воды может предотвратить дальнейшее опускание. В настоящее время на месторождении Уилмингтон, как нигде в стране, проводятся крупнейшие по объему работы по закачке воды в пласты. Осуществление данного проекта дало значительный экономический эффект, не говоря уже об эффективности программы по предотвращению оседания суши.

ИСТОРИЯ РАЗВЕДКИ

Открытие нефтяного месторождения Уилмингтон по праву связывается с моментом завершения проходки в январе 1932 г. скважины Ватсон-№ 2, пробуренной компанией «Рейнджер-Петролеум-корпорейшн» в юго-западной части современной площади месторождения. Первоначальный дебит из отложений, датируемых в то время как пласт Рейнджер, составил 20,5 т/сутки чистой нефти с удельным весом 0,9725. Предполагалось, что данное открытие связано с установлением залежи на периклинальной части нефтяного месторождения Торранс, а поэтому увеличения объемов бурения не последовало.

В 1936 г. по материалам сейсморазведки компания «Дженерал-петролеум-корпорейшн» (ныне «Мобил-ойл») пробурила скважину Терминал-№ 1 глубиной 2044,2 м, которая вскрыла 8,1 м кристаллических сланцев фундамента. В этой скважине, расположенной на северной стороне канала Церритос близ Форд-Авеню, при опробовании, как было определено позднее, зоны верхний Терминал получили приток нефти с удельным весом 0,9309 и дебитом 184,5 т/сутки. Вслед за этим началось интенсивное разбуривание юго-западных участков района залива Лонг-Бич.

К январю 1942 г. уже около 1000 скважин давали притоки нефти из пяти продуктивных зон: Тар, Рейнджер, верхний Терминал, нижний Терминал и Форд. В 1942 г. 6 января компания «Унион-Пасифик-Рейлроад» пробурила скважину № 215, в которой ниже зоны верхний Терминал установлена новая продуктивная зона, названная «Унион-Пасифик». В январе 1946 г. в скважине Цедархолм-№ 2, пробуренной компанией «Лонг-Бич-Харбор-ойл», достигшей кристаллических сланцев фундамента, из песчаников в интервале между зоной Форд и фундаментом были получены притоки промышленного значения. В первый день по скважине зафиксировали приток нефти с удельным весом 0,8789 и дебитом 187,7 т/сутки с примесью воды в количестве 3% и приток газа дебитом 20 600 м³/сутки. За два года до этого в скважине Унион-Пасифик-№ 237, оказавшейся непродуктивной, указанный интервал называли «зоной 237». Вслед за открытием нефти в скважине Цедархолм-№ 2 на протяжении трех лет объем добываемой нефти все увеличивался, а вместе с этим увеличивалась и конкуренция в бурении. Вследствие незначительных размеров частных владений в черте города расстояние между скважинами сокращалось (в среднем на скважину приходилась площадь 9200 м²); в результате за относительно короткий период был достигнут максимальный уровень добычи, а добыча по отдельным скважинам резко снизилась.

В начале 40-х годов на месторождении Уилмингтон впервые столкнулись с проблемой оседания в виде чаши, центр которой или наиболее опущенная ее часть была расположена в районе восточного окончания острова Терминал. Вследствие этого городские власти Лонг-Бича прекратили разработку месторождения до разрешения данной проблемы. В июне 1953 г. они совместно с субподрядчиком — компанией «Лонг-Бич-ойл-девелопмент» начали пробные работы по заводнению в верхней части песчаника *HX* блока *V* по залежи верхний Терминал с целью проверки его эффективности для поддержания пластового давления и повышения уровня отбора. В 1954 и 1956 гг. компании «Унион-пасифик-ойл» и «Филлипс-петролеум» соответственно также начали пробные работы по заводнению. Приобретенный на основе этого опыт убедил в эффективности заводнения как в целях предотвращения проседания и как метода вторичной добычи. Чтобы заводнение можно было проводить в масштабах всего месторождения, необходимо было скоординировать работы частных предпринимателей. Так, с января 1954 г. по апрель 1964 г. было подписано и осуществлено соглашение компаний о совместной эксплуатации четырех блоков на ранее разрабатываемой площади месторождения.

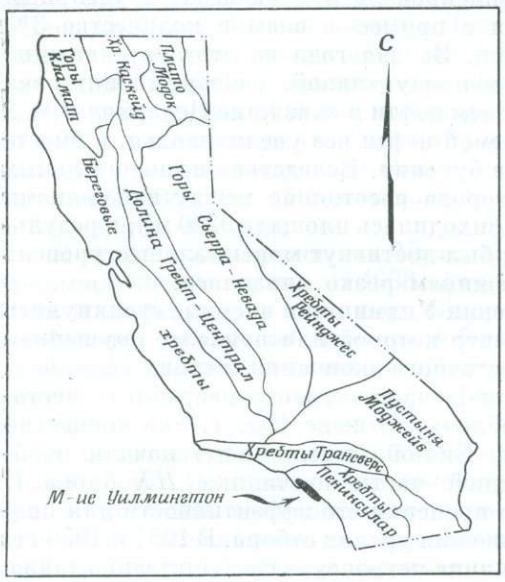
В начале 1954 г. в прибрежных районах провели сейсморазведку с целью установления юго-восточного продолжения антиклинали Уилмингтон: структура Уилмингтон простирается на 6,4 км далее к юго-востоку за пределы восточной окраины города. Однако дальнейшая разведка была приостановлена до решения проблемы оседания. В конце 1959 г. и начале 1960 г. стала очевидной эффективность программы по поддержанию пластового давления. В соответствии с инструкциями разработанного плана число островов для буровых установок не превышало четырех, причем размеры каждого не должны были быть больше 40 000 м² и его сооружение — не ближе 450 м от черты города.

В 1962 г. было пробурено 8 скважин с отбором керна, подтвердивших наличие продуктивных зон, ранее установленных в «старой» части месторождения. В конечном итоге полученный фактический материал убедил в точности интерпретации первоначальных геологических и геофизических данных.

На каждом острове можно пробурить не более 200 скважин. К 1 апреля 1968 г. компания «Лонг-Бич-Юнит» пробурила всего 279 продуктивных скважин и 60 нагнетательных.

РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ

Впервые нефть в бассейне Лос-Анджелес обнаружили в 1880 г., а на 1.1.1968 г., согласно подсчетам Комитета по запасам объединения нефтяных компаний Калифорнии, суммарный объем добытой нефти из 35 месторождений на площади нефтегазоносности порядка 190,7 км² составил около 781,8 млн. т. На месторождении Уилмингтон добыто 20% этого объема. Перед тем как приступить к рассмотрению деталей геологического строения месторождения, необходимо обратить внимание на особенности региональной тектоники и своеобразие геологических черт бассейна Лос-Анджелес.

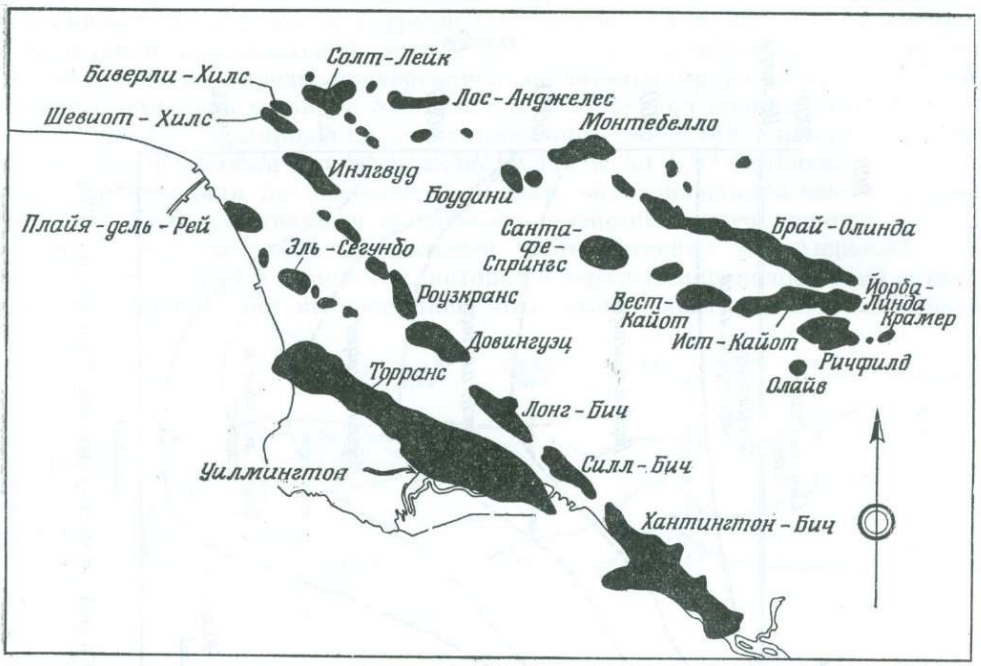


Ф и г. 1. Физико-географические провинции Калифорнии.

Южное побережье Калифорнии охватывает части трех физико-географических провинций: Кост-Рейнджес, Трансверс-Рейнджес и Пенинсьюла-Рейнджес (фиг. 1). Западные окраины всех трех провинций продолжаются под водами Тихого океана. Современный бассейн Лос-Анджелес расположен на северной окраине провинции Пенинсьюла-Рейнджес; с севера он ограничен горами Санта-Моника и Сан-Габриель; на востоке — частично горами Санта-Ана, а на юге и западе — Тихим океаном и холмами Палос-Вердес. Площадь бассейна равна 3237,5 км². Бассейн вытянут в северо-западном направлении на 8 км при ширине 40 км (фиг. 2). Эдвардс [6] рассчитал, что в бассейне Лос-Анджелес аккумулировано 92 250 км³ осадков, но Барбат [2] полагал, что если исключить непродуктивные отложения, а рассматривать лишь породы области дренажа нефтяных месторождений, то эта величина не превысит 6560 км³.

Наиболее характерными элементами в провинции Пенинсьюла-Рейнджес являются вытянутые на северо-запад зоны нарушений, которыми провинция разобщена на отдельные блоковые поля с различной историей процессов деформации и осадконакопления. В бассейне Лос-Анджелес указанное направление структур проявляется серией положительных элементов рельефа, параллельных или кулисообразных по отношению к крупным сбросам. Эти элементы вдоль восточной границы представляют собой горы и холмы, а в равнинной области — куполообразные поднятия. Большая часть куполов соответствует антиклинальным структурам, которые в настоящее время разрабатываются как нефтяные месторождения.

Иеркес и др. [20] в истории развития бассейна выделяли пять основных фаз, для которых характерна определенная ассоциация горных пород (фиг. 3):

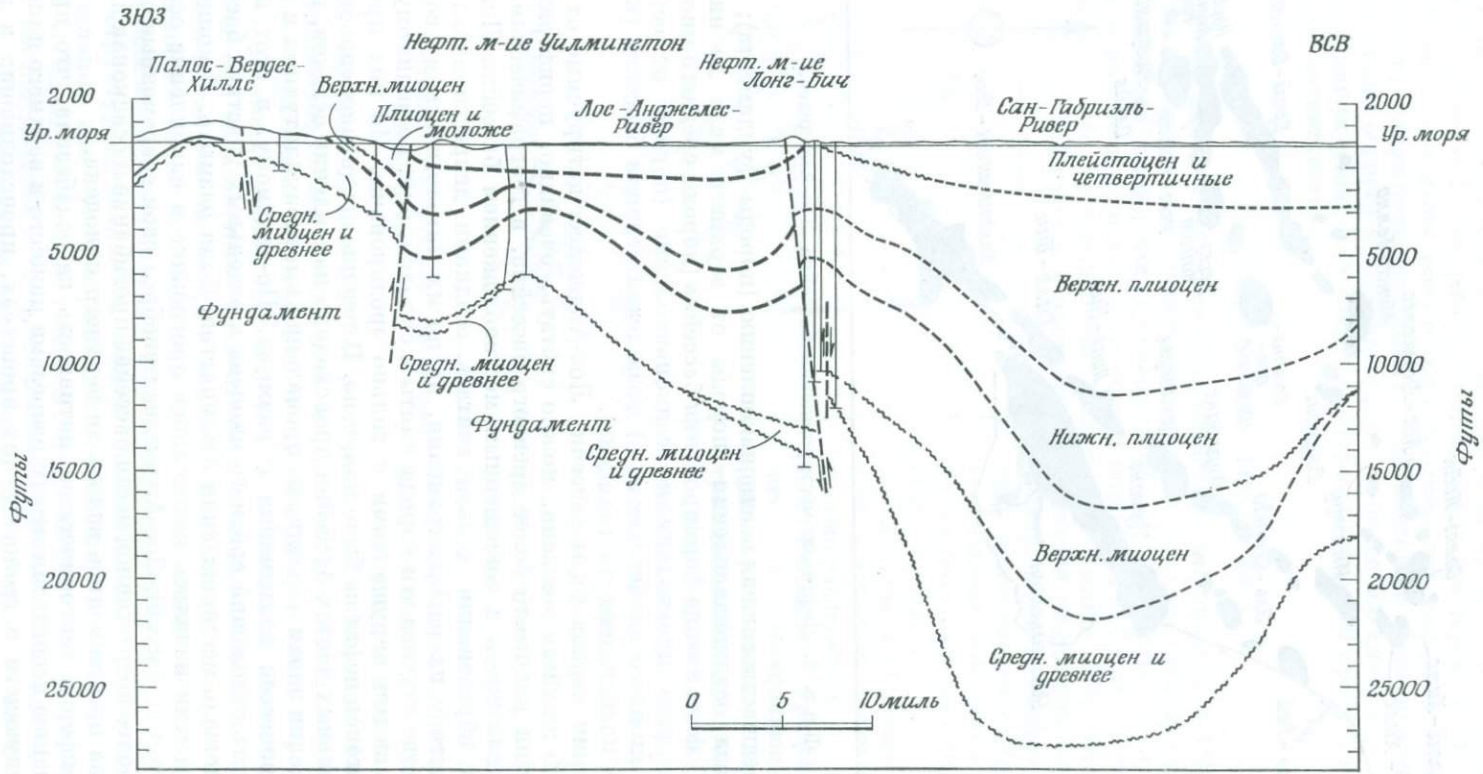


Ф и г. 2. Нефтяные месторождения бассейна Лос-Анджелес.

1) фаза, предшествовавшая осадконакоплению (породы фундамента); 2) начальная фаза осадконакопления (породы от верхнего мела до нижнего миоцена); 3) фаза начала формирования бассейна (породы среднего миоцена); 4) основная фаза прогибания и осадконакопления (породы от верхнего миоцена до нижнего плейстоцена); 5) фаза дезинтеграции бассейна (породы от среднего плейстоцена до голоцена).

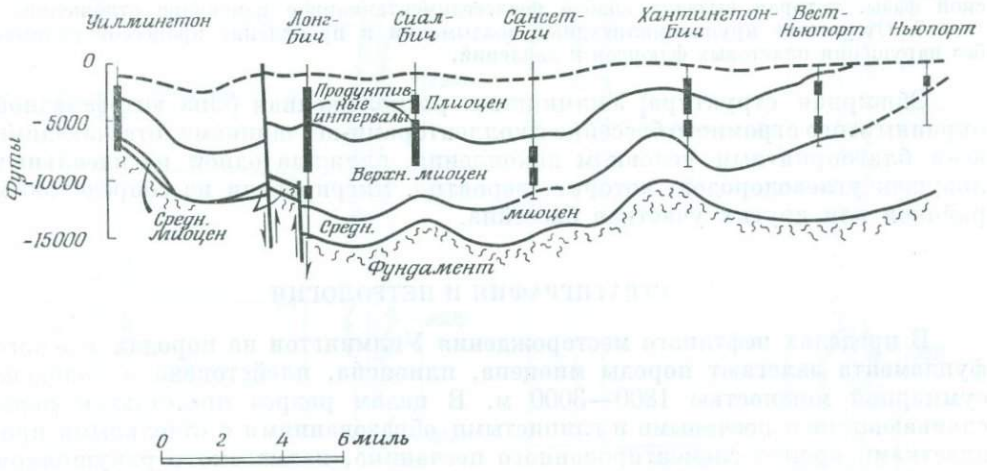
Отложения первой фазы бассейна Лос-Анджелес, датируемые от верхнего мела до нижнего миоцена, можно считать, очевидно, периферийными образованиями какого-то более древнего бассейна, в географическом отношении не связанного с современным местоположением бассейна Лос-Анджелес. Эти образования нельзя считать осадками депрессионного типа ни по характеру их распространения, ни по их литологическому составу. В большинстве случаев эти породы смяты в складки, они, по-видимому, разбиты разрывными нарушениями и сильно эродированы. Из них промышленных притоков нефти не было получено. В течение среднемиоценового времени в отдельных частях бассейна происходило накопление осадков, но для конечной стадии эпохи характерны проявления высокоамплитудных и региональных процессов воздымания и размыва. По-видимому, в этот период большая часть отложений среднего миоцена в отдельных участках бассейна, включая площадь месторождения Уилмингтон, была размыта. В конце миоценового времени началось интенсивное прогибание и накопление осадков, в результате чего бассейн Лос-Анджелес приобрел свои современные очертания. В наиболее погруженной части бассейна прогибание и осадконакопление без перерыва продолжались вплоть до верхнего плиоцена.

По периферии тектоническая активность не ослабевала, что привело к формированию несогласия между разрезами нижнего и верхнего плиоцена, свидетельствующего о геологических процессах, происходивших в южной и юго-западной частях бассейна, а также в пределах площади месторождения Уилмингтон. Вероятно, в отдельных районах бассейна движения фундамента не затухали вплоть до среднего миоцена; наивысшей амплитуды они



Ф и г. 3. Сводный геологический разрез бассейна Лос-Анджелес в районе месторождения Уилмингтон [20].

достигли в среднеплейстоценовое время и продолжаются поныне. Наибольшая тектоническая активность в среднем плиоцене проявлялась в прогибании центральной синклинальной части бассейна и воздымании его краевых частей, где обнаженные породы подвергались значительному размыву. В течение среднего плиоцена в районе Уилмингтон — Лонг-Бич происходило длительное стадийное формирование антиклинального поднятия Уилмингтон. Тектонические подвижки среднего плейстоцена и послеплейстоцена, как правило, происходили по ослабленным зонам, образовавшимся еще в среднем миоцене. Хотя движениями фундамента плейстоценового времени и были охвачены породы чехла на большей части бассейна Лос-Анджелес, тем не менее структуры Уилмингтон, которая в верхнеплиоценовое время оставалась стабильной, они не коснулись. Этот этап развития весьма интересен



Ф и г. 4. Схема сопоставления прибрежных нефтяных месторождений, Южная Калифорния.

по той причине, что отложения плейстоцена и голоцена на нефтяном месторождении Уилмингтон залегают почти горизонтально, но на близлежащих месторождениях Сигнал-Хилл и Сил-Бич они имеют резкий угол наклона и смяты в складки вследствие современных движений вдоль границ горста Инглвуд — Ньюпорт.

В бассейне Лос-Анджелес нефть в основном добывается из пород нижнего плиоцена и верхнего миоцена; отложения же среднего миоцена и верхнего плиоцена несколько менее продуктивны. На фиг. 4 показана схема сопоставления продуктивных интервалов прибрежных месторождений на юго-западной периферии бассейна Лос-Анджелес, где нефтегазоносность связана главным образом с отложениями миоцена и плиоцена. На нефтяных месторождениях Уилмингтон, Плайя-дель-Рей и Эль-Сугундо продуктивны также трещиноватые брекчированные кристаллические сланцы юрского возраста. За некоторым исключением, нефть бывает связана с песчаными и конгломератовидными коллекторами. Нефтематеринскими породами, по-видимому, служат мелкозернистые породы мощностью до нескольких сотен метров, переслаивающиеся с пластами коллекторов.

Продуктивность бассейна обусловлена благоприятным совпадением различных геологических факторов. Нефтеносные осадки интенсивно накапливались в условиях застойного холодного бассейна глубиной более 480 м [20]. Сохранение первоначального высокого содержания органического вещества в осадках обусловлено слабой циркуляцией вод в пределах бассейна и его быстрым заполнением. Существовали благоприятные условия для

переслаивания мелкозернистых нефтематеринских пород и грубозернистых песчаных образований — коллекторов. Из многих факторов, выявленных Барбатом [2], к числу благоприятных, обеспечивающих высокую продуктивность бассейна Лос-Анджелес, отнесены следующие:

1. Обильное накопление органического материала.
2. Достаточная изоляция от процессов химического и биологического выветривания.
3. Сильная степень уплотнения, особенно в центральной части бассейна, способствовавшая вытеснению флюидов из тонкозернистых пород.
4. Взаимопереслаивание песчаных коллекторов, развитых на большой площади, сложенной тонкозернистыми породами.
5. Наличие крупных ловушек вблизи границ бассейна, способных аккумулировать углеводороды в процессе миграции.
6. Относительно молодой геологический возраст региона, отсутствие длительного периода уплотнения вмещающих пород и действие одной малоамплитудной орогенической фазы, которая вызвала слабое послеседиментационное изменение отложений.
7. Отсутствие крупноамплитудных воздыманий и проявление процессов размыва без нарушения пластовых флюидов и давлений.

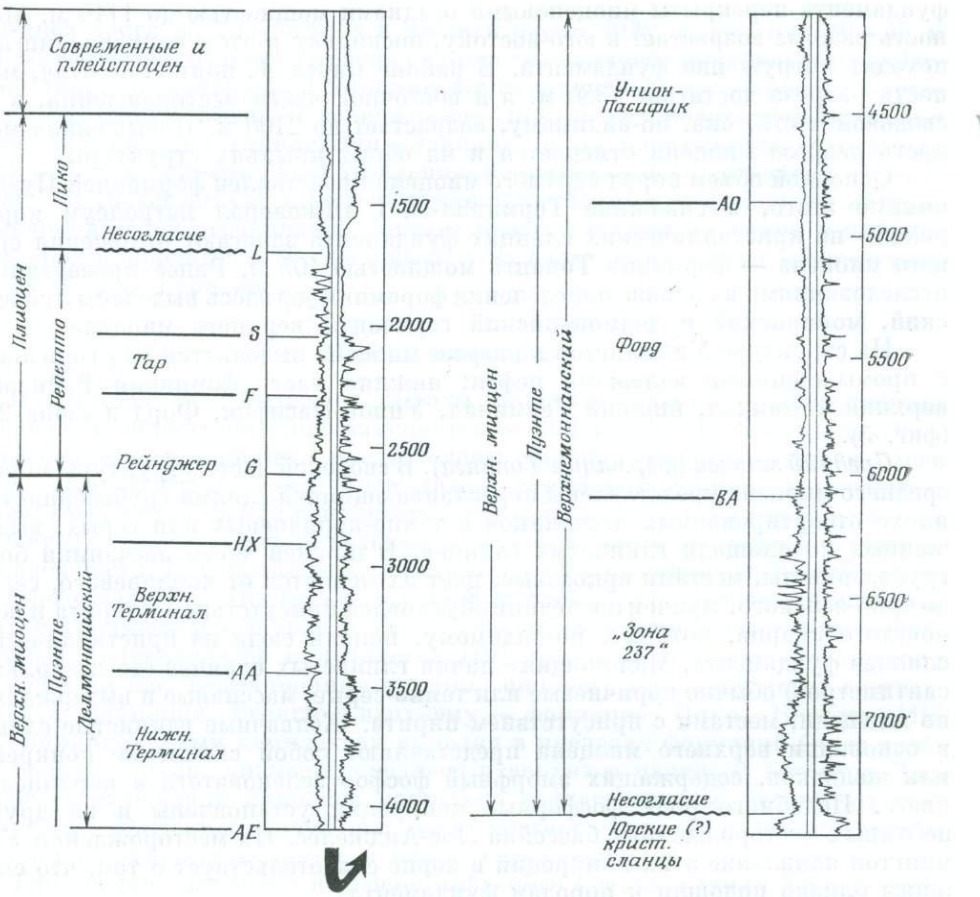
Обширная структура Уилмингтон, расположенная близ юго-западной окраины этого огромного бассейна с коллекторами-песчаниками, отвечающими всем благоприятным условиям накопления, служила одной из идеальных ловушек углеводородов, которые, вероятно, мигрировали из сопредельных районов или других участков бассейна.

СТРАТИГРАФИЯ И ПЕТРОЛОГИЯ

В пределах нефтяного месторождения Уилмингтон на породах юрского фундамента залегают породы миоцена, плиоцена, плейстоцена и голоцена суммарной мощностью 1800—3000 м. В целом разрез представлен переслаивающимися песчаными и глинистыми образованиями с отдельными пропластками крепко сцементированного песчаника, называемого ракушняком (фиг. 5). Степень уплотненности осадков, как правило, тесно связана с глубиной их залегания. Твердые, плотные глинистые сланцы вверх по разрезу постепенно переходят в алеврит, мягкий аргиллит и аргиллит. Песчаники, которые в основном на больших глубинах крепкие, вверх по разрезу становятся рыхлыми, менее крепкими и несцементированными. В разрезе месторождения установлено несколько несогласий, но наиболее значительные отмечены между юрскими кремнистыми сланцами и породами среднего миоцена и между нижнеплиоценовой формацией Репетто и верхнеплиоценовой формацией Пико.

Породы фундамента

На месторождении Уилмингтон к наиболее древним породам из всех установленных относятся породы формации Каталина юрского (?) возраста, залегающие в своде структуры на глубине приблизительно 1710 м. По кернам установлено, что они представлены мелкозернистыми серо-зелеными хлоритовыми кремнистыми сланцами, состоящими главным образом из хлорита, кварца, мусковита, альбита, глаукофана, лаусонита и эпидота в различных комбинациях и пропорциях. По характеру сланцев полагают, что они относятся к слабометаморфизованным фациям. На некоторых образцах зафиксированы следы интенсивного выветривания. Характерны трещины, выполненные кальцитом и доломитом. Несколько образцов отнесены к слабометаморфизованным базальтам и глинистым сланцам. По большинству образцов зафиксирована слоистая текстура, а в некоторых содержатся полевошпатовые порфиробласты, окруженные тонкозернистыми кремнистыми массами в отдельных участках, и, по-видимому, с ними связаны поровые пространства и трещиноватость, благоприятные для аккумуляции нефти. Другая



Ф и г. 5. Стратиграфические комплексы и электрокаротажная характеристика разреза месторождения Уилмингтон.
Буквы на разрезе — маркирующие горизонты.

часть образцов представлена массивными, гранулярными, кристаллобластическими породами с лаусонитом в качестве наиболее часто встречаемого минерала и глаукофаном, мусковитом и хлоритом как акцессорными минералами.

Такие же кристаллические сланцы установлены и на других месторождениях юго-западной части бассейна Лос-Анджелес. Шольхамер и Вудфорд [16] описали выходы кристаллических сланцев в холмах Палос-Вердес и в отдельных участках острова Каталина, что свидетельствует о значительном площадном развитии этих пород. Но восточнее зоны нарушений Инглвуд — Ньюпорт породы Каталина не установлены.

На кристаллических сланцах залегают базальные конгломераты, мощность которых изменяется от нескольких сантиметров до десятков метров; это полуокатанные обломки кремнистых сланцев и магматических пород.

Отложения миоцена

Отложения миоцена в бассейне Лос-Анджелес представлены породами среднего и верхнего подотделов. В районе нефтяного месторождения Уилмингтон зафиксирован маломощный разрез среднего и мощный разрез верхнего миоцена. В наиболее разведанной центральной части структуры породы

фундамента перекрыты миоценовыми осадками мощностью до 1110 м. Мощность разреза возрастает к юго-востоку, поскольку в этом направлении происходит погружение фундамента. В районе пирса *A*, порт Лонг-Бич, мощность разреза достигает 1380 м, а в восточной части месторождения, в его сводовой части, она, по-видимому, возрастает до 2100 м. Повышенная мощность разреза миоцена отмечается и на обоих крыльях структуры.

Основной объем пород верхнего миоцена представлен формацией Пуэнте; помимо этого, в скважине Терминал-№ 1 «Дженерал петролеум корпорейшн» на кристаллических сланцах фундамента залегают отложения среднего миоцена — формация Топанга мощностью 105 м. Ранее проведенными исследованиями на основе определения фораминифер здесь выделены луизианский, монианский и делмонтийский горизонты верхнего миоцена.

На структуре Уилмингтон в разрезе миоцена выделяется ряд горизонтов с промышленными залежами нефти: нижняя часть формации Рейнджер, верхний Терминал, нижний Терминал, Унион-Пасифик, Форд и «зона 237» (фиг. 5).

Средний миоцен (*формация Топанга*). В сводовой части структуры породы среднего миоцена представлены переслаивающимися слоями грубозернистых, плохо отсортированных песчаников и темно-коричневых или серых, выдержанных по площади глинистых сланцев. В нижней части песчаники более грубозернисты, местами аркозовые, цвет их меняется от коричневого, серого до ярко-зеленого, причем последний обусловлен присутствием хлорита и зеленоватого кварца, которые, по-видимому, попали сюда из кристаллических сланцев фундамента. Маломощные пачки глинистых сланцев (до нескольких сантиметров) обычно коричневые или темно-серые, массивные и выдержанные по площади, местами с присутствием пирита. Желвачные глинистые сланцы в основании верхнего миоцена представляют собой скопление конкреций или желваков, содержащих аморфный фосфор зеленоватого и коричневого цвета. Подобного рода фосфорные конкреции установлены и на других нефтяных месторождениях бассейна Лос-Анджелес. На месторождении Уилмингтон появление этих конкреций в керне свидетельствует о том, что скважины близко подошли к породам фундамента.

Висслер [19] пласты с желвачным глинистым сланцем выделял в категорию *E* верхнего миоцена, а толщу мощностью 30—39 м, залегающую выше фундамента, в своде структуры, относил к категории *F* среднего миоцена. На основе литологического изменения и резкой смены фауны им установлено, что контакт между фораминиферовыми глинистыми сланцами категории *f* и перекрывающими их глинистыми сланцами с фосфорными конкрециями категории *E* несогласный.

Верхний миоцен (*формация Пуэнте*). На месторождении Уилмингтон породы верхнего миоцена формации Пуэнте сложены плохо отсортированными, мелко- и грубозернистыми песчаниками, переслаивающимися с аргиллитами, алевритами, глинистыми сланцами и маломощными пачками твердого песчаника, называемого в отдельных участках ракушняком. Во многих случаях в песчаниках содержится много полевого шпата. В нижней части разреза в основном залегают средне- и крупнозернистые песчаники с гальками и плотные, выдержанные по площади глинистые сланцы. Верхняя часть песчаников менее твердая и, как правило, более тонкозернистая по сравнению с их нижней частью. Количество глинистого материала глинистых сланцев возрастает к кровле, и обычно верхние пласты менее твердые, более рыхлые, чем нижние пачки формации. В алевритах и глинистых сланцах много фораминифер и других фаунистических и растительных остатков. Мощность песчаников, глинистых сланцев и алевритов в верхнем миоцене изменяется от долей сантиметра до нескольких метров. Так, мощность одного из однородных слоев глинистых сланцев превышает 15 м. Верхнюю часть формации Пуэнте слагают породы, в которых песчаники составляют 50—70%,

в средней части их 25—35%, а в нижней около 40%. В верхних 30—45 м разреза формации отмечены прослои глинистых сланцев «чешуйчатого» («polar-chip») типа, поскольку они напоминают скопление долек жареного картофеля. Эти слои с высоким содержанием диатомовых водорослей называют также диатомовыми глинистыми сланцами, а на каротажных диаграммах их выделяют по низкому сопротивлению и повышенной естественной поляризации, что соответствует характеристике проницаемых, насыщенных минерализованной водой песчаников. Контакт между верхним миоценом и нижним плиоценом проводится в 12—18 м выше этих слоев, близ электрокаротажного репера *G* зоны Рейнджер.

Породы плиоцена

В бассейне Лос-Анджелес породы миоцена перекрыты отложениями плиоцена, мощность которых изменяется от 600 до 2100 м. В пределах бассейна отложения плиоцена представлены серией переслаивающихся слоев песков, алевритистых глин, аргиллитов, глинистых сланцев и алевритов мощностью от нескольких сантиметров до десятка метров. Глинистые сланцы и алевриты светло-серовато-зеленые в верхней части и темно-коричневые в нижней части. Изменение окраски связано с возрастанием содержания органического вещества. Почти во всех пачках глинистых сланцев установлены остатки фораминифер. В 1930 г. Тихоокеанское отделение общества производственных палеонтологов и литологов [19] предложило разбить отложения плиоцена на две формационные группы: нижнему плиоцену стала соответствовать формация Репетто, верхнему — формация Пико. Висслер [19] по фораминиферовым комплексам выделял в пределах формаций более дробные подразделения: нижнюю, среднюю и верхнюю пачки. В бассейне Лос-Анджелес отложения плиоцена настолько нефтегазоносны, что имеют промышленное значение; почти на всех месторождениях с ними связаны несколько крупных нефтяных и газовых залежей.

Тип осадков плиоцена в районе нефтяного месторождения Уилмингтон, имеющих мощность 480—570 м, такой же, как и в бассейне Лос-Анджелес, причем 240—330 м представлено формацией Репетто и 210—330 м — формацией Пико.

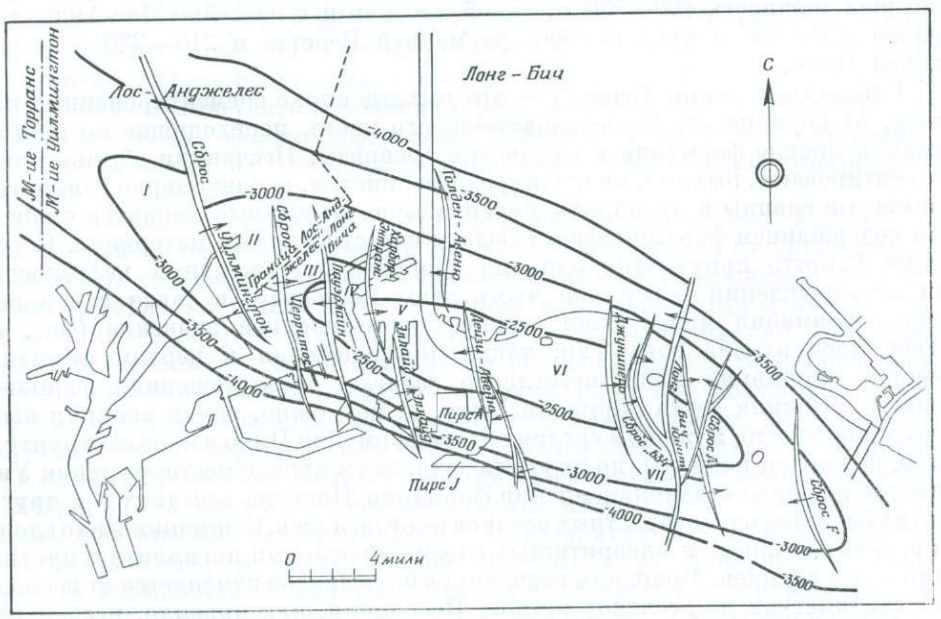
Глинистые сланцы Репетто — это рыхлые плохо сцементированные разности, от коричневого до зеленовато-серого цвета, переходящие по направлению к кровле формации в слюдистые алевриты. Песчаники обычно плохо сцементированы, рыхлые, мелко- и среднезернистые, неравномерно глинистые. Глинистые сланцы и аргиллиты имеют обычно массивный характер с обильным содержанием фораминифер, слюды и известковистого материала. К формации Репетто приурочена одна из наиболее продуктивных нефтеносных зон месторождения — верхняя часть зоны Рейнджер, в связи с чем весь разрез формации приобретает важное промышленное значение (фиг. 5). Менее продуктивна зона Тар, также приуроченная к верхам формации Репетто. Формация Пико несогласно залегает на отложениях формации Репетто. Нижняя часть формации Пико, и, возможно, самая верхняя часть формации Репетто, а также и средняя часть формации Пико в кровле структуры были, вероятно, размыты, но не исключено, что в кровле месторождения Уилмингтон в период осадконакопления формации Пико на крыльях и в других частях бассейна одновозрастных осадков не отлагалось. Формация Пико сложена серией песчаных и алевритистых слоев с прослоями аргиллита и плотных глинистых сланцев. Мощность песчаников и алевритов изменяется от нескольких сантиметров до десятков метров. Песчаники, как правило, несцементированные и плохо отсортированные, мелко- и крупнозернисты. Залежей нефти и газа в формации Пико на месторождении Уилмингтон не установлено; большая часть песчаников заполнена пресными водами.

Породы плейстоцена и голоцена

Отложения плейстоцена и голоцена представлены несцементированными песчаником, галечником, глиной и мергелем, местами с многочисленными обломками раковин. Большая часть песков и галечников насыщена пресными водами; но вследствие быстрой потери пресной воды осадками материковой части морские воды поступают в породы в районе Уилмингтон — Лонг-Бич. Верхняя часть этих отложений, известная под названием «зона Гаспар», является основным поставщиком нагнетаемой на месторождении Уилмингтон воды. Вода этих пород — морская, с незначительным содержанием кислорода и лишенная морских организмов вследствие фильтрации через песчаники Гаспар. В этих молодых осадках залежей нефти и газа не установлено.

ТЕКТОНИКА

Месторождение Уилмингтон приурочено к широкой, слабо дислоцированной асимметричной антиклинали, ось которой имеет северо-западное простирание (фиг. 6). В период понижения уровня моря в промежуток времени между осадконакоплением Репетто и верхней части формации Пико верхи структуры Уилмингтон были пенепленизированы. Дальнейшее погружение района привело к накоплению почти горизонтально залегающих пород верхнего плиоцена мощностью до 540—600 м плейстоценовых пород в кровле антиклинали; под этими отложениями и была погребена антиклинальная складка. Структура разбита серией сбросов, поперечных к оси антиклинали. Углы падения на северном крыле антиклинали достигают максимум 20°, а на южном — почти 60°. Антиклиналь полого погружается к северо-западу причем структура Уилмингтон от антиклинали Торранс отделена небольшой седловиной. Установлено, что структура погружается также и к юго-востоку, причем небольшая седловина, в которой нет залежей, отделяет ее от прибрежного месторождения нефти Хантингтон-Бич (фиг. 2). Отложения верхнего миоцена и нижнего плиоцена облекают выступ фундамента;

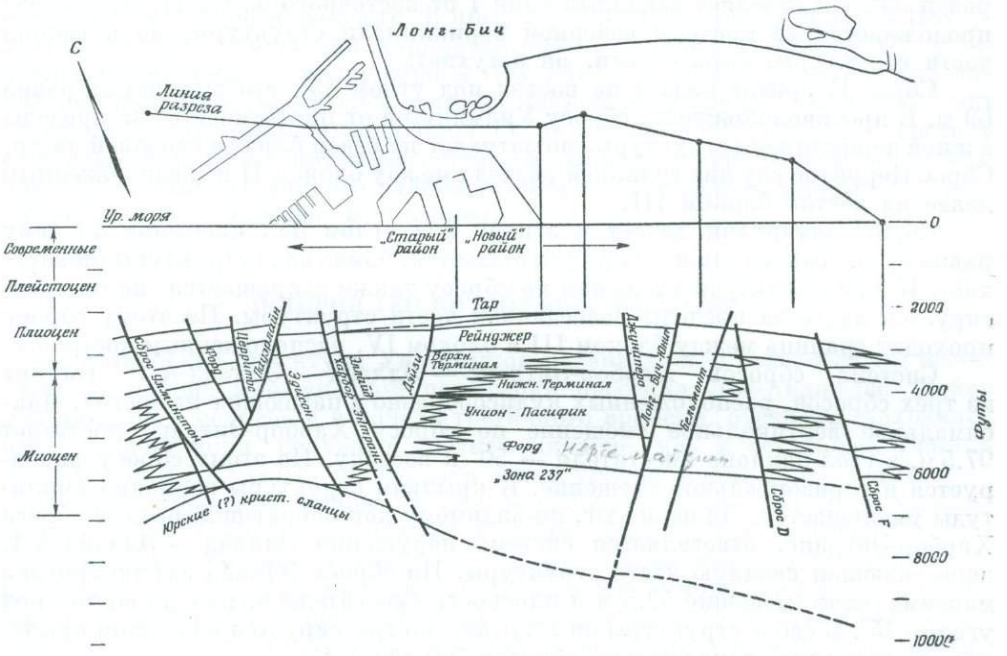


Ф и г. 6. Структурная карта, построенная по кровле отложений зоны Рейнджер месторождения Уилмингтон.

Сечение изогипс через 500 футов. Сброс *F* определен по сейсмическим данным.

в своде этих пород мощность сокращена, а к периклиналям она увеличивается, что, по-видимому, связано как с дифференцированным уплотнением, так и с характером осадконакопления в процессе формирования структуры. Исключение составляют лишь пачки пород мощностью до нескольких метров, непосредственно перекрывающие наиболее приподнятую часть структуры. Для этих слоев характерна более сокращенная мощность на юго-восточном крыле, чем в пределах свода (фиг. 9). Все это свидетельствует о том, что сводовая часть структуры приобрела наклон на юго-запад после накопления осадков среднего миоцена и низов верхнего миоцена.

Антиклиналь Уилмингтон разбита системой поперечных сбросов, которые представляют собой первичные вертикальные разрывы, вызванные силами



Ф и г. 7. Меридиональный разрез по оси структуры Уилмингтон с ориентировочным положением водо-нефтяных контактов в продуктивных зонах.
Длина разреза около 12,8 км.

сжатия, действующими по оси антиклинали. Большая часть сбросов к периклиналям антиклинали затухает, но отдельные трассируются и за пределы структуры.

Некоторые современные сбросы расположены кулисообразно по отношению к другим сбросам на периклиналях структуры, вследствие чего образуется система сбросов. Примером такой кулисообразной системы сбросов служит система Харбор-Энтранс — Эллайд — Эллайд -А-1 (фиг. 6), которая будет рассмотрена ниже. Большинство основных сбросов в западной части месторождения падает к востоку; однако есть сбросы и с западным падением, которые секут сбросы, падающие к востоку, что создает систему горстов и грабенов (фиг. 7). Простирание сбросов изменяется от меридионального до СЗ 25°, а углы падения — от 45 до 65°. По ряду сбросов зафиксированы горизонтальные смещения. Выше несогласия между формациями Пико и Репетто смещений по сбросам не зафиксировано, однако движения по сбросам возобновились в процессе осадконакопления верхнего плиоцена. Мощность отложений нижнемиоценовой формации Репетто несколько увеличена на сброшенном крыле большей части сбросов, что свидетельствует о мало-

амплитудных подвижках вдоль плоскостей сбрасывателя в течение осадконакопления Репетто. Сбросами структура разделена на отдельные блоки с обособленными типами флюидов и гидродинамической системой. В отдельных зонах в пределах каждого блока содержатся залежи. На месторождении установлено семь главных тектонических блоков, причем границы блоков или широтная система нарушений представлены сбросами Уилмингтон, Церритос и Пауэрлайн и серией сбросов Харбор-Энтранс — Эллайд — Эллайд-А-1, Дэйзи-Авеню — Голден-Авеню, Джуниперо и Лонг-Бич-Юнит (фиг. 6).

Сброс Уилмингтон падает к востоку; амплитуда его, или вертикальное смещение, достигает 105 м, а угол наклона плоскости сместителя в среднем равен 55°. Он отделяет западный блок I от восточного блока II. Этот сброс продолжается за пределы северной периклинали структуры, но в южной части структуры, близ ее оси, он затухает.

Сброс Церритос падает на восток под углом 45°, его амплитуда равна 69 м. В противоположность сбросу Уилмингтон от протягивается за пределы южной периклинали структуры, но затухает на север близ ее сводовой части. Сброс Церритос служит границей раздела между блоком II и расположенным далее на восток блоком III.

Сброс Пауэрлайн падает к западу под углом 55°, смещение по нему равно 51 м. Амплитуда к северу уменьшается, близ свода структуры он затухает. К югу амплитуда смещения по сбросу также сокращается, но он трассируется далее за пределы разведанной части структуры. По этому сбросу проходит граница между блоком III и блоком IV, расположенным восточнее.

Система сбросов Харбор-Энтранс — Эллайд — Эллайд-А-1 состоит из трех сбросов, расположенных кулисообразно и падающих на восток. Максимальное вертикальное смещение по сбросу Харбор-Энтранс достигает 97,5 м, а угол наклона сместителя — 50° к востоку. По этому сбросу фиксируется и горизонтальное смещение. К крыльям структуры величина амплитуды уменьшается. Далее на юг, по-видимому как оперяющий разлом сброса Харбор-Энтранс, ответвляется система нарушений Эллайд — Эллайд-А-1, пересекающая сводную часть структуры. По сбросу Эллайд зафиксировано максимальное смещение 52,5 м и плоскость сместителя падает на восток под уголом 45°. В своде структуры он затухает, но трассируется на южном крыле, где он, вероятно, сливается со сбросом Эллайд-А-1.

По сбросу Эллайд-А-1 максимальное смещение 60 м, а угол наклона плоскости сместителя к востоку равен 47°. В своде структуры сброс затухает, но протягивается по южной периклинали; полагают, что он является южным продолжением системы сбросов в целом, отделяющей блок IV от блока V.

Система сбросов Дэйзи-Авеню — Голден-Авеню состоит из трех падающих к западу и расположенных кулисообразно сбросов. Максимальная амплитуда сброса Дэйзи-Авеню 33 м, а угол падения около 60°. В кровле структуры он не прослеживается, а установлен лишь на южном склоне. Сброс Голден-Авеню падает на запад под углом 65°, амплитуда 15 м, зафиксирован только на северном крыле структуры, в сводовой части он затухает. Третьим нарушением этой системы является малоамплитудный сброс Майн-Авеню, прослеживаемый лишь в своде. Вся система нарушений отделяет блок V от блока VI.

Разведочными работами последних лет, выполненными в восточной части района (Лонг-Бич-Юнит), установлены несколько сбросов меридионального простирания с небольшой амплитудой и протяженностью. Ряд из них выделялся по материалам сейсморазведки еще в 1954 г. Наиболее крупными из этих вновь открытых нарушений является сброс Джуниперо (ранее называвшийся сейсмическим сбросом *B*) и сброс Лонг-Бич-Юнит. Сброс Джуниперо, представляющий собой восточную границу блока VI, падает к востоку под углом 60° при амплитуде 60 м. Он прослеживается только

в своде структуры. Сброс Лонг-Бич-Юнит (ранее называвшийся сейсмическим сбросом *J*) представляет собой нормальный сброс с оперяющими сбросами, с наклоном к западу плоскости сместителя под углом 70° и с амплитудой 60—120 м. К настоящему времени это крупнейший на месторождении Уилмингтон сброс, пересекающий структуру вкрест простирания. Сбросы Лонг-Бич-Юнит и Джуниперо являются соответственно восточной и западной границами блока VII.

Сбросами меньшей амплитуды крупные тектонические блоки разбиты на отдельные плиты. Так, блок II сбросом Ферд восточного падения разделен на два участка. Между сбросами Церритос и Пауэрлайн зафиксировано множество нарушений более мелкого порядка, незначительной амплитуды и ограниченной протяженности. В пределах блока IV, между сбросом Пауэрлайн и системой нарушений Харбор-Энтранс — Эллайд — Эллайд-А-1, установлены наклонные к западу сбросы Пауэрлайн *B*-1 и *B*-2 и система сбросов Эдисон, плоскости сместителей которых наклонены к западу; система состоит из трех сбросов, разделяющих блок IV на несколько участков. К востоку от сброса Лонг-Бич-Юнит зафиксированы также и другие сбросы, но в силу плохой изученности данного района установить площадной характер их развития не представляется возможным.

ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

Нефтеносная структура Уилмингтон развивалась в относительно нестабильном районе юго-западной периферии бассейна Лос-Анджелес. Район Уилмингтон в меловое и в начале третичного времени, очевидно, находился выше уровня моря, но уже в среднем миоцене, как и остальные участки бассейна Лос-Анджелес, погрузился ниже уровня моря, в результате чего стали накапливаться мощные толщи осадочных пород. В среднем миоцене породы подвергались сдавливающим силам, действующим с севера и юга, что привело к образованию парных складок и современному субширотному простиранию структуры Уилмингтон. Затем уровень моря понизился, и в течение остальной части среднего миоцена на данной территории уже преобладали процессы размыва и наступил перерыв в осадконакоплении. Накопление осадков возобновилось в верхнем миоцене, когда район Уилмингтон, так же как и большая часть региона, занятая современным Бассейном Лос-Анджелес, начал погружаться. В рельефе у юго-западной границы бассейна Лос-Анджелес, где осадки облекли структурный выступ, сначала была отчетливо выражена лишь часть структуры Уилмингтон.

Илы и пески верхнемиоценовой формации Пуэнте отлагались в относительно спокойной морской среде, возможно, вблизи береговой линии. Однако в конце верхнего миоцена район Уилмингтон находился уже в более глубоководной среде, в которой формировались преимущественно глины и алевриты. Осадконакопление без перерывов продолжалось вплоть до нижнего плиоцена (формации Репетто). В течение нижнего и верхнего плиоцена южная и юго-западная части бассейна Лос-Анджелес, включая район Уилмингтон, характеризовались интенсивным геологическим развитием. Несмотря на то что структура Уилмингтон в течение времени седиментации формации Репетто неоднократно подвергалась действиям восходящих движений, тем не менее этот район не поднимался выше уровня моря, вследствие чего перерыва в осадконакоплении здесь не было. Восходящие колебательные движения на структуре Уилмингтон выражались в постепенном подъеме района и изгибании пород, сопровождавшимися движениями по сбросам в своде структуры. Поскольку движения по сбросам были спокойными, они и обусловили конседиментационное накопление на опущенном крыле больших мощностей. Наибольшая амплитуда воздымания структуры связана

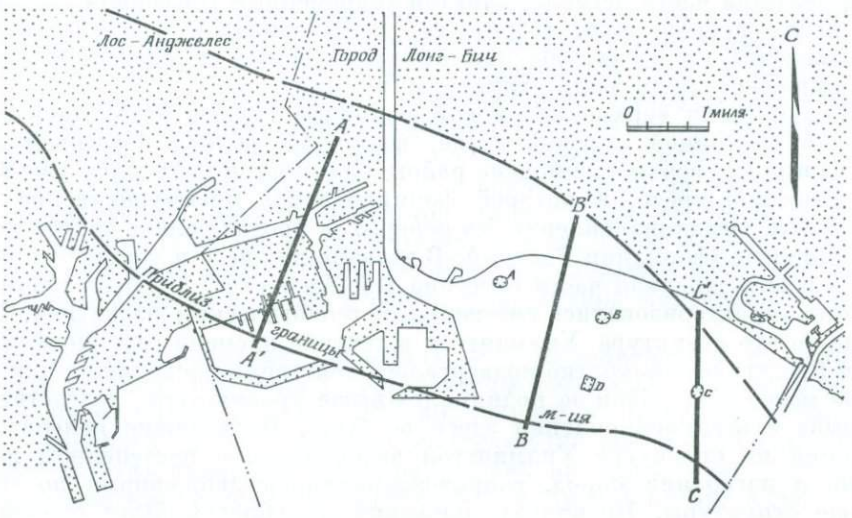
со временем начала седиментации средней части формации Пико (верхний плиоцен). За этот период отложения средней части формации Пико, вся ее нижняя часть и часть формации Репетто в своде структуры Уилмингтон были размыты.

Воздымание территории в течение времени седиментации нижней части формации Пико обусловило формирование современной антиклинальной структуры; почти повсеместно обнаружены признаки тектонических подвижек, происходивших в процессе воздымания по ослабленным зонам, ориентированным вкрест простирания оси структуры. В течение какого-то периода район был еще выше уровня моря, в связи с чем структурные формы, расположенные вкрест простирания, оказались размытыми почти полностью. В своде структуры эрозионной поверхностью срезаны именно породы нижнего плиоцена формации Репетто. В течение осадконакопления верхней части Пико район Уилмингтон вновь погрузился ниже уровня моря; осадки верхнего плиоцена, плейстоцена и голоцена отложились на выровненной эрозией поверхности и погребли под собой антиклинальную структуру; мощность этих горизонтально залегающих молодых образований достигает 540—600 м (фиг. 9). За исключением слабого наклона в сторону моря в плейстоценовую эпоху, район Уилмингтон оставался относительно спокойным и не подвергался воздействию тектонических сил, обусловивших дислоцированность дизъюнктивного типа осадков плейстоцена и голоцена в близлежащей приподнятой зоне Инглвуд — Сигнал-Хилл — Ньюпорт.

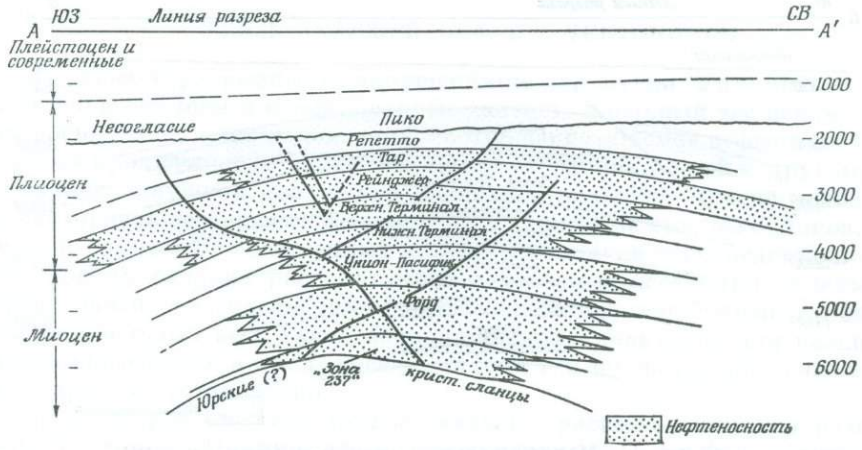
ЗОНЫ НЕФТЕНОСНОСТИ

На месторождении Уилмингтон добыча нефти ведется из восьми основных горизонтов, представляющих собой ловушки литологического типа, как правило, со сходными коллекторскими свойствами пород и водным зеркалом. К их числу относятся зоны: Тар, Рейнджер, верхний Терминал, нижний Терминал, Унион-Пасифик, Форд, «зона 237» и фундамент. На фиг. 5 приведены каротажная характеристика маркирующих горизонтов каждой зоны и их положение в стратиграфическом разрезе.

Коллекторы во всех зонах, за исключением фундамента, представлены песками или песчаниками различной степени сцементированности, местами



Ф и г. 8. Положение линий разрезов вкрест простирания: A — A' — разрез на фиг. 9 и 13; B — B' — на фиг. 10; C — C' — на фиг. 11.



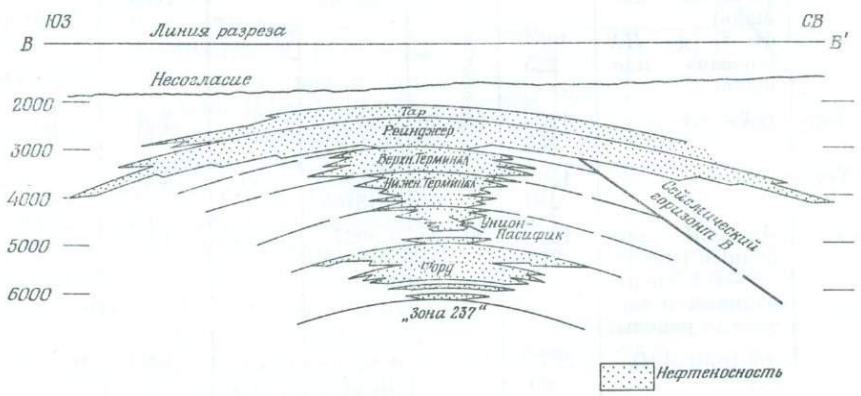
Ф и г. 9. Разрез вкрест простирания по линии A — A' с ориентировочными границами водо-нефтяных контактов продуктивных зон в «старом» районе месторождения Уилмингтон.

Линия разреза показана на фиг. 8. Длина разреза около 4,8 км.

аркозовыми, с неодинаковой примесью глинистых частиц. Мощность песчаников изменяется от нескольких сантиметров до нескольких метров. Процентное содержание песчаных разностей в зонах изменяется от 23% в зоне Унион-Пасифик до 70% в зонах верхнего и нижнего Терминала.

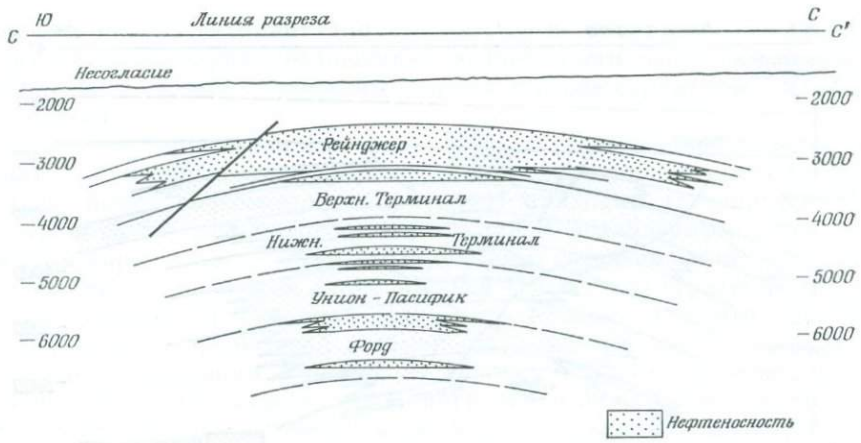
Первоначальные нефтяные притоки были обусловлены энергией растворенного газа, высвободившейся при понижении пластового давления. Некоторые притоки, поднявшиеся из неглубоко залегающих коллекторов, были частично обводнены, о чем свидетельствуют притоки воды и более плавное понижение давления. С более проницаемыми зонами, содержащими в целом легкие нефти, связаны также залежи нефти с иным удельным весом, но с вторичными газовыми шапками.

Большая часть сбросов служит естественными барьерами, отделяющими систему одного блока от другого. Но близ периклиналей структур сбросы затухают, в связи с чем здесь происходит сообщение с гидродинамической системой других блоков. Такая изолированность отдельных блоков обусловила значительные перепады давления в коллекторах перед началом их эксплуатации, которые либо соответствовали гидростатическому давлению, либо составляли две трети его величины.



Ф и г. 10. Разрез вкрест простирания по линии B — B'.

Линия разреза показана на фиг. 8. Длина разреза около 4 км.



Ф и г. 11. Меридиональный разрез по линии $C - C'$.
Линия разреза дана на фиг. 8. Длина разреза 3,2 км.

На геологических разрезах (фиг. 8—11) показано, что площадное развитие продуктивных слоев уменьшается с запада на восток. В восточной части месторождений (в пределах «старого», западного, района горизонтов) большая их часть либо совсем теряет продуктивность, либо у них остается лишь незначительная площадь нефтеносности. Однако зона Рейнджер развита и продуктивна на обоих склонах структуры, хотя ряд нефтеносных горизонтов вблизи самой восточной части месторождения становится водоносным.

В табл. 1 приведены основные параметры коллекторов и другие данные по нефтеносным зонам месторождения.

Таблица 1

Свойства коллекторов продуктивных горизонтов нефтяного месторождения Уилмингтон

Горизонт	Электрокаротажный репер	Средняя мощность горизонта, м	Песчанистость горизонта, %	Диапазон значения плотности	Средняя пористость, %	Средневзвешенная проницаемость, миллидарси	Содержание связанной воды, %	Объемный коэффициент нефти в пластовых условиях
Тар	от S до f («старая» площадь) от f до f_1 («новая» площадь)	75—120 195—225	40	0,9861—0,9659	30—40	1000+	20—22	1,07
Рейнджер	от f до HX («старая» площадь) от f_1 до HX («новая» площадь)	120—180 195—225	30	0,9861—0,9042	35	700—1500	23	1,10
Верхний Терминал	HX—AA	120—255	50—70	0,9725—0,9042	35	700	25	1,11—1,18
Нижний Терминал	AA—AE	150—240	50—70	0,934—0,8708	30	450	25—29	1,11—1,18
Унион-Пасифик	AE—AM (западный район) AO—BA (центральный и восточные районы)	120—270	20—25	0,8927—0,8654	20—25	150	35—45	1,33
Форд	AO (или AM)—BA	225—360	25—35	0,8871—0,8654	25	100	40—45	1,28
«Зона 237»	BA—фундамент	60—360	40	0,8871—0,8654	25	275	43	1,30

СВЯЗЬ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С ТЕКТОНИКОЙ

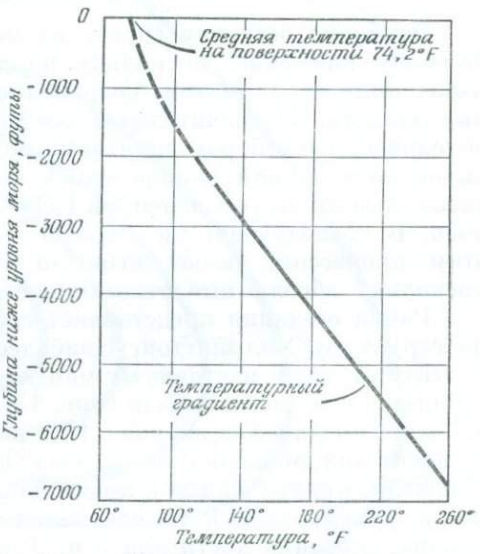
Главными разрывными нарушениями структура Уилмингтон разбита на отдельные блоки и изолированные залежи. Удельный вес нефти, контуры водоносности, пластовые давления, соотношение объемов нефти и газа в одних и тех же продуктивных зонах меняются от одного блока к другому. Хотя первичной ловушкой послужило локальное поднятие, тем не менее залежи углеводородов независимо установлены в каждом из крупных блоков. В большинстве случаев от насыщенных нефтью песчаников непосредственно по другую сторону разлома располагаются водоносные песчаники. Удельный вес нефти зависит от гипсометрического положения: чем больше глубина, тем меньше удельный вес. Такая закономерность характерна для каждого изолированного блока, а между соседними блоками закономерной связи по удельному весу не установлено.

Заметно различаются дебиты скважин, расположенные по разные стороны разломов. Помимо этого, продуктивность скважин зависит также и от их гипсометрического положения. Величина перепада пластовых давлений в различных блоках достигает 28 кг/см², т. е. отдельные разломы играют роль экрана или барьера. Блоки I—IV, вероятно, сообщаются по водоносным горизонтам, поскольку сбросы затухают к периклиналям структуры.

Такая разобщенность коллекторов нефти на месторождении Уилмингтон по отдельным залежам и изолированным резервуарам вызвала необходимость разрабатывать месторождения по блокам. Скважины закладывались обычно в одном блоке во избежание нарушения равновесия гидродинамической системы.

СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Как правило, характер пластовых жидкостей, давления и температура изменяются с глубиной. Плотность нефти и газа, растворимость газа в нефти, объемное соотношение их в залежи, вязкость газа, пластовое давление и температура увеличиваются с глубиной. Напротив, вязкость нефти с ростом глубины уменьшается. На фиг. 12 показано, что температурный градиент месторождения Уилмингтон составляет в среднем 1,7 °С на 30 м. Наличие высокотемпературного градиента сказалось на вязкости нефти и коэффициенте ее подвижности. Как уже упоминалось, плотность нефти колеблется в диапазоне 0,9861—0,855. Уинтерберн [18] установил, что нефть с плотностью 0,9529 содержит до 1,7—2,5% серы. Содержание серы уменьшается с уменьшением плотности; так, для нефти с плотностью 0,8816 содержание серы составляет 0,6—0,9%. Плотность газа по воздуху изменяется от 0,58 до 0,90, а количество газа, растворенного в 0,137 т нефти, измеряется величинами 2,5—14,8 м³. Коллекторские свойства рассмотрены выше и приведены в табл. 1.



Ф и г. 12. Температурный градиент месторождения Уилмингтон.
Температурный градиент равен 3,06 °F на 100 футов.

ХАРАКТЕРИСТИКА ДОБЫЧИ С НАЧАЛА РАЗРАБОТКИ

К концу 1967 г. суммарная добыча на нефтяном месторождении Уилмингтон достигла 158,4 млн. т нефти и 23,5 млрд. м³ газа. На фиг. 16 дана кривая добычи с момента открытия месторождения в 1936 г. После фонтанных притоков начиналось некоторое снижение уровня отбора, что было обусловлено требованиями рынка. В течение второй мировой войны добыча постепенно возрастала и еще более увеличилась после окончания войны, поскольку в разработку были введены более глубокие залежи. С 1951 по по 1959 г. уровень добычи стал планомерно понижаться, пока не начала действовать программа по заводнению, после чего добыча вновь возросла. Подсчитано, что на конец 1967 г. применение заводнения позволило дополнительно получить около 20,5 млн. т нефти. В связи с началом разработки в 1965 г. площади месторождения Лонг-Бич-Юнит добыча нефти резко возросла. Ожидалось, что по этому месторождению максимальный уровень суточной добычи, равный 20 500 т/сутки, будет достигнут в 1970 г. и что в целом по месторождению Уилмингтон общая добыча поднимается до до 33 600 т/сутки в 1970—1971 гг.

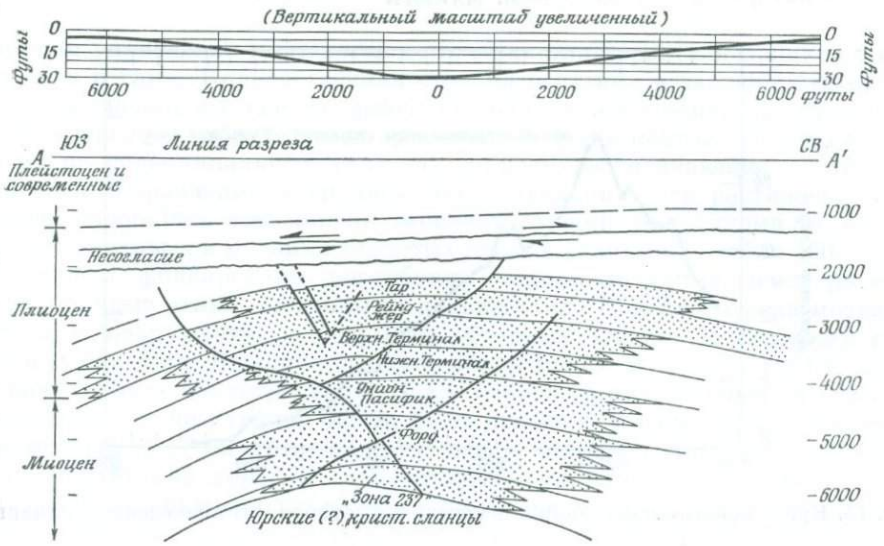
ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ

Если предположить, что в дальнейшем по всей западной части месторождения Уилмингтон будет применено заводнение, то до того, как будет достигнут экономический предел эксплуатации по «старой» территории, можно дополнительно получить 68,5—95,9 млн. т нефти. В «новом» районе месторождения Лонг-Бич-Юнит при условии поддержания пластовых давлений на протяжении последующих 35—40 лет можно будет добыть 137—164 млн. т. Таким образом, за весь период эксплуатации месторождения Уилмингтон суммарная добыча достигнет уровня 411 млн. т.

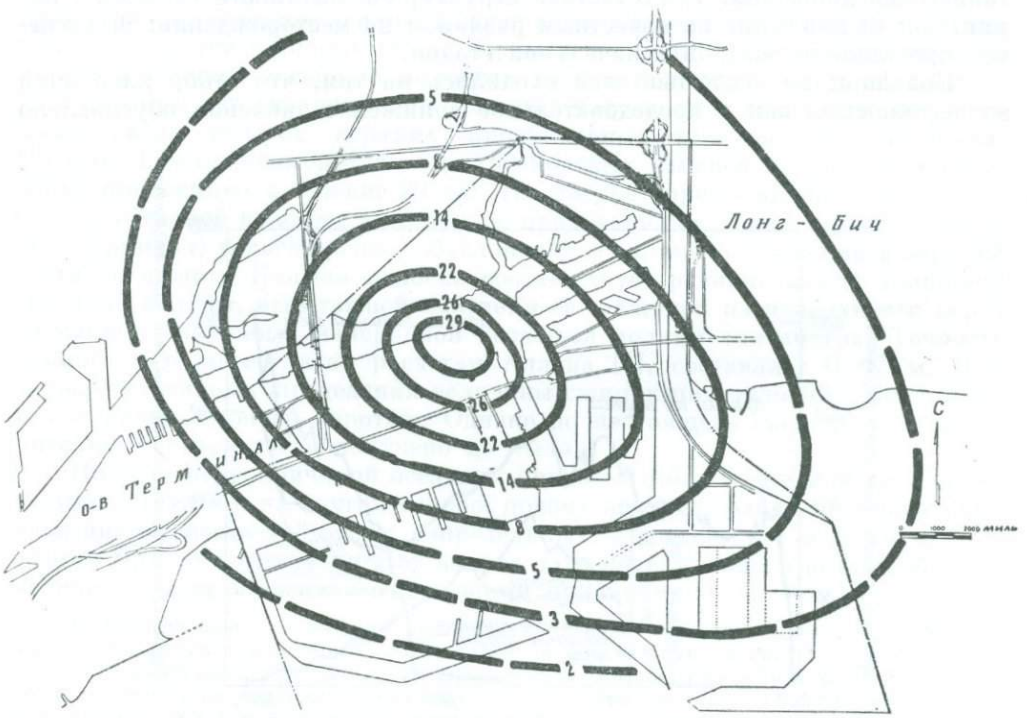
ОСЕДАНИЕ ГРУНТА И ПРОГРАММА РАБОТ ПО ЗАВОДНЕНИЮ

Проблема оседания грунта на месторождении Уилмингтон привлекала всеобщее внимание, поскольку на данной территории размещаются промышленные предприятия, современный порт и верфи, которые стоят немалых средств. Незначительное оседание грунта регионального характера, обусловленное отбором грунтовых вод и другими причинами, было зафиксировано в данном районе еще в начале 1928 г. Затем вплоть до начала эксплуатации месторождения в 1938—1939 гг. резких просадок не наблюдалось. В последующие же годы скорость оседания и площадь, охваченная этим процессом, резко возросли, создалась угроза затопления суши, поскольку абсолютные отметки местности в данном районе невелики.

Район оседания представляет собой эллиптическую чашу, наложенную на структуру Уилмингтон. Наиболее глубокая часть соответствует своду структуры, где к настоящему моменту зафиксирован максимальный уровень отбора на единицу площади (фиг. 13). Максимальное оседание с амплитудой 8,7 м наблюдалось за период с 1926 по 1967 г., причем центр чаши приурочен к восточной оконечности острова Терминал, район Лонг-Бича (фиг. 14). Площади, приуроченные к краям чаши, испытывали растяжение; на поверхности фиксировались горизонтальные смещения, направленные к центру района, оседания достигали 3 м. Такие горизонтальные подвижки привели к разрушению пристаней, трубопроводов, строений, шоссейных дорог, мостов и нефтяных скважин, что потребовало проведения работ по восстановлению общей стоимостью 150 млн. долларов. Максимальная скорость оседания в центре чаши (0,811 м; фиг. 15) была зафиксирована в 1951 г., приблизительно 9 месяцев спустя после того, как на данной площади уровень добычи нефти и газа достиг наивысшей точки (фиг. 16).



Ф и г. 13. Разрез вкрест простирания по линии $A - A'$ и характер воронки, обусловленной просадкой в кровле антиклинальной складки Уилмингтон.
Линия разреза дана на фиг. 8.



Ф и г. 14. Общий характер оседания по месторождению Уилмингтон за 1926—1967 гг.
Значения линий даны в футах, сечение произвольное.

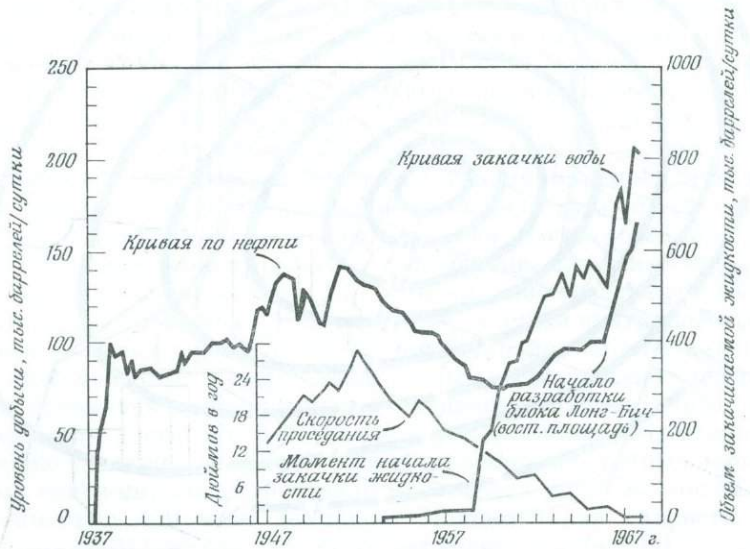


Ф и г. 15. Кривая скорости оседания и центральная воронка, месторождение Уилмингтон.

Первоначально предполагали, что суммарная амплитуда оседания в центре чаши составит 2,1—3,6 м, но уже в первые годы эта величина была превышена. Позднее прогнозировали значения 9—13,5 м, а один исследователь приводил даже цифру 21 м. Все эти прогнозы высказывались еще до того, как подтвердилась рациональность применения заводнения.

Были исследованы следующие возможные причины, способствующие оседанию: 1) снижение гидравлического напора вследствие отбора грунтовых вод; 2) уплотнение пород-коллекторов после отбора нефти и газа; 3) уплотнение глин и алевритов, переслаивающихся с песчаными коллекторами; давление поверхностной нагрузки; 5) дренаж почвы; 6) региональные тектонические движения; 7) отсутствие структурной жесткости складки Уилмингтон; 8) движение по известным разломам на месторождении; 9) несцементированность осадков в начальной стадии.

Большинство исследователей сходились на том, что отбор жидкостей из нефтеносных зон и последовательное понижение давления обусловлено



Ф и г. 16. Кривая интенсивности отбора, просадки и искусственного заводнения, месторождение Уилмингтон.

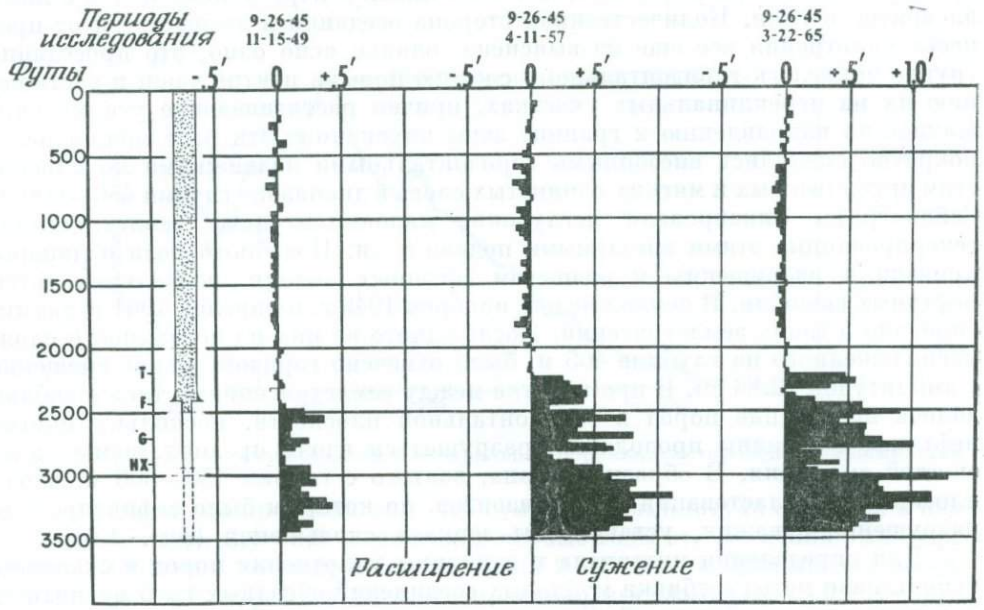
процессом уплотнения нефтеносных песчаников и переслаивающихся с ними алевритов и глин. Количественная сторона оседания в зависимости от процесса уплотнения все еще не выяснена, однако ясно одно, что проседание грунта привело к горизонтальному сжатию пород в центре чаши и растяжению их на переклинальных участках, причем растягивающие усилия снижались по направлению к границе зоны опускания. Эти растяжения неоднократно сменялись внезапными горизонтальными подвижками по плоскостям аргиллитовых и мягких глинистых слоев в диапазоне глубин 450—600 м. Сейсмографы фиксировали неглубокие малоамплитудные землетрясения, генерированные этими внезапными подвижками. Подобного рода подвижки привели к разрушению и разрывам обсадных колонн нескольких сотен нефтяных скважин. В период между ноябрем 1949 г. и апрелем 1961 г. зафиксировано 5 таких землетрясений. После одного из них по поверхности слоя, расположенного на глубине 465 м, было отмечено горизонтальное смещение с амплитудой 22,86 см. В промежутке между землетрясениями также наблюдалось подвигание пород в горизонтальной плоскости, поскольку многие нефтяные скважины продолжали разрушаться вдоль предполагаемых плоскостей смещения. В образцах керна, взятого с глубин 450—600 м, вдоль плоскостей напластования тех горизонтов, по которым было зафиксировано разрушение скважин, установлены зеркала скольжения (фиг. 13).

Для определения интервала и величины уплотнения пород в скважине использован метод «отбивки муфтовых соединений обсадных труб магнитным локатором», разработанный Геологической службой Лонг-Бича совместно с компанией «Лейн-Уэллс-электрик-лоджинг» [1 и 3]. Сущность метода заключается в сравнительной оценке толщины стенок обсадной колонны до и после ее спуска в скважину. Любое деформирование колонны от устья до забоя скважины должно сопровождаться сокращением или расширением стенки обсадной колонны непосредственно на том или ином интервале. Чтобы протащить обсадную колонну через суженную вследствие уплотнения зону, требуется определенное усилие, в связи с чем в данном случае замеры нельзя уложить в рамки точности метода. Применение данного метода подсчета для многих скважин позволило получить общую величину 0,3 м на каждые 72 м глубины для скважин, вскрывающих нефтеносные горизонты, особенно в интервале четырех верхних продуктивных пластов месторождения. На фиг. 17 отражены результаты троекратных замеров по нефтяной скважине, проводимых в течение 20 лет. На фигуре хорошо видно сужение или сжатие обсадной колонны в интервале продуктивных зон (Рейнджер и верхний Терминал) и расширение, обусловленное силами растяжения в верхней части скважины. Каждая полоска соответствует разнице между толщиной обсадной колоны, испытавшей сжатие, и ее толщиной на поверхности перед спуском в скважину, измеряемой десятыми долями сантиметра. Точность данного метода, согласно расчетам Аллена [1], составляет 0,015 м. Для непосредственного определения величины сжимающих условий применяется также радиоактивный каротаж. Однако до настоящего времени удовлетворительных результатов получено не было.

Но если первопричиной оседания является отбор нефти или газа, необходимо ответить и на другой вопрос: почему же тогда район месторождения Уилмингтон оседает быстрее сопредельных участков, где ведется добыча нефти? Простого ответа на этот вопрос дать нельзя; такого рода необычное явление можно объяснить следующими причинами:

1. Повышенное содержание несцементированных или слабо сцементированных осадков в продуктивных зонах, с которыми на Уилмингтоне и связано уплотнение.

2. Структурная неустойчивость антиклинали Уилмингтон, образовавшейся в процессе седиментации облекания осадками поднятия фундамента, после чего последовало относительно плавное воздымание данного района в противоположность близлежащим нефтеносным структурам антиклинальной зоны Инглвуд — Ньюпорт, для которой характерно интенсивное развитие складок и тектонических нарушений.



Ф и г. 17. Различие толщины стенок обсадной колонны до и после спуска ее в скважину [1].

Буквы — маркирующие горизонты (см. фиг. 5).

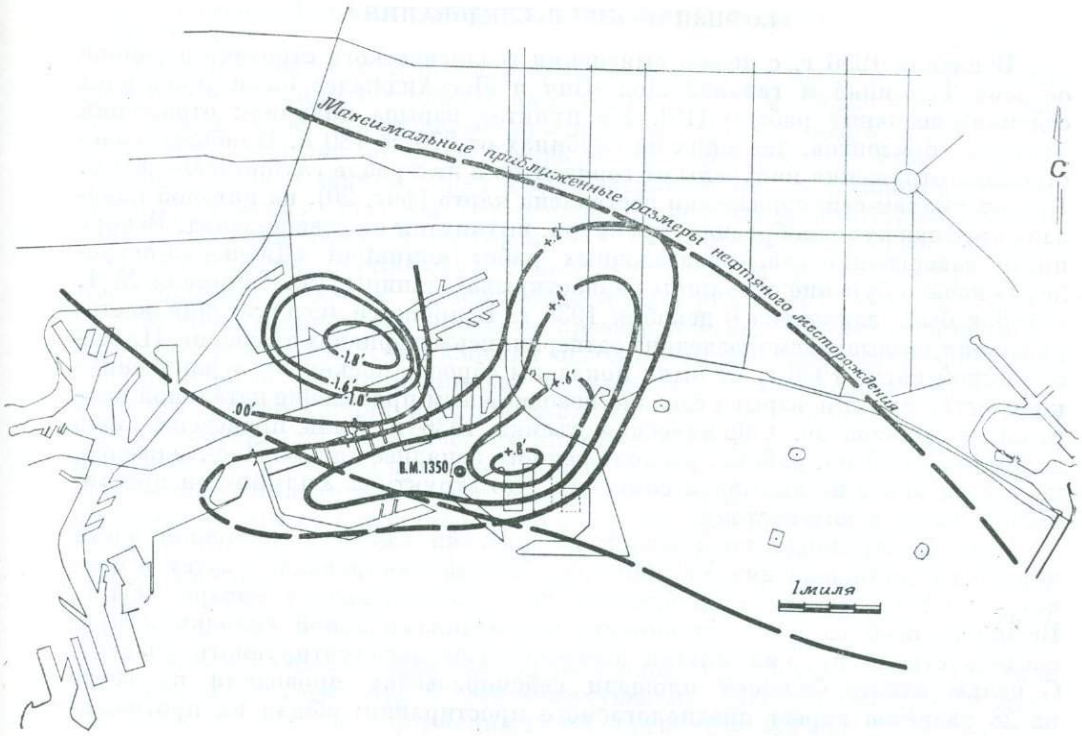
3. Продуктивные зоны залегают под толщами некомпетентных, слабо сцементированных осадков, не способных выдерживать нагрузки перекрывающих отложений при снижении пластовых давлений вследствие отбора нефти из коллекторов и в результате последующего их уплотнения.

В результате проведенных исследований выяснилось, что разрешение проблемы оседания зависит от возможностей восстановления и поддержания пластового давления в коллекторах нефти. Первый этап работ по заводнению начат в 1958 г., когда городские власти Лонг-Бича приступили к закачке 58 700 м³ воды/сутки на южном крыле структуры. К апрелю 1968 г. интенсивность закачки возросла до 122 300 м³.

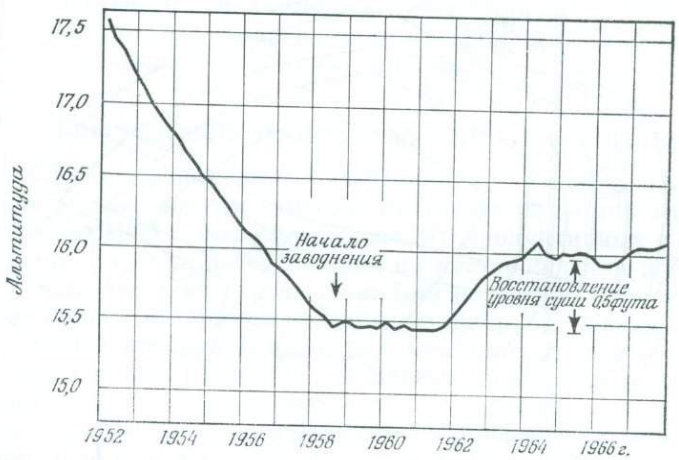
На большей части месторождения оседание прекратилось, и площадь района, в пределах которого все же действует этот процесс, сократилась с 51,8 до 7,8 км². Скорость оседания в центре чаши в настоящее время составляет 0,05 м в год. На участках наибольшей интенсивности заводнения отмечен даже локальный подъем поверхности с амплитудой 25,4 см (фиг. 18). На фиг. 19 показан подъем поверхности в районе Бенч-Марк № 1350 с амплитудой 15,24 см, зафиксированный в 1952 г. на пирсе *А*.

Помимо того что заводнение приостановило оседание, непосредственно на месторождении Уилмингтон его применение дало огромный экономический эффект. Около 70% современной суточной добычи по «старым» площадям месторождения связано с использованием операций по поддержанию пластового давления.

На востоке, в районе Лонг-Бич-Юнит, применяется схема разработки с поддержанием пластового давления ввиду значительности снижения последнего при отборе жидкости из коллектора. Закачка воды производится одновременно с отбором нефти. При современных темпах эксплуатации необходимо нагнетать 203,7 л воды на каждый 0,137 т отобранной нефти.



Ф и г. 18. Проседание и восстановление уровня за период 1960—1967 гг. по месторождению Уилмингтон [1].
Сечение изолиний через 0,2 фута (за исключением изолиний —1,0 и —1,6).

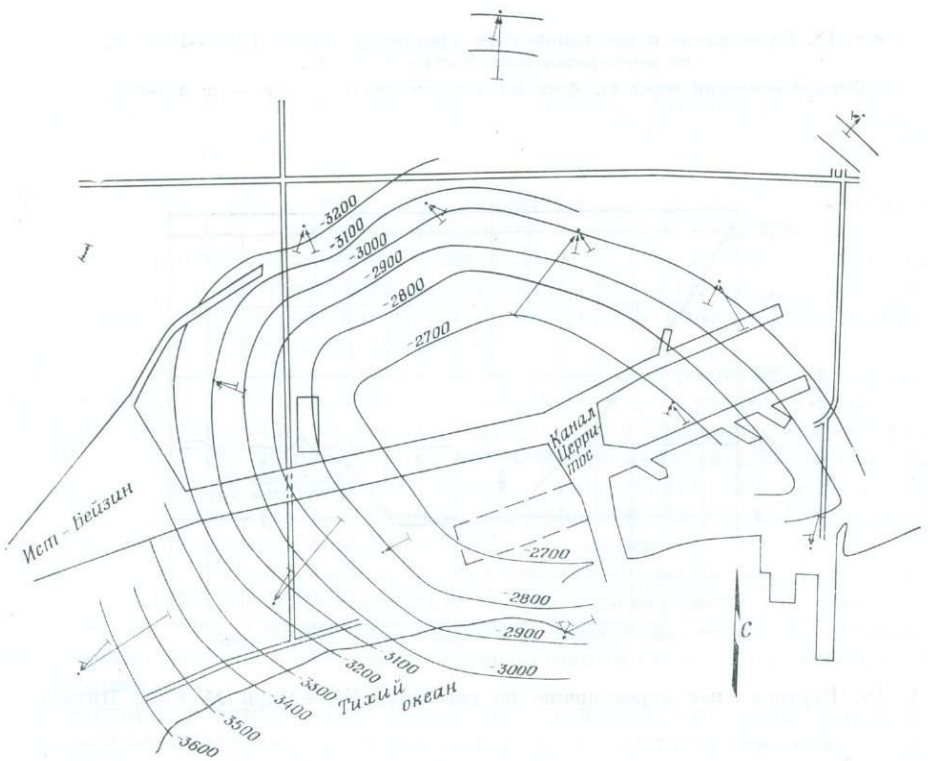


Ф и г. 19. Вертикальное перемещение по скважине Бенч-Марк № 1350, Пирс-*А*.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

В начале 1936 г. с целью выяснения геологического строения в районе острова Терминал и гаваней Лонг-Бич и Лос-Анджелес были проведены сейсморазведочные работы [15]. На пунктах взрыва получили отражения от серии горизонтов, лежащих на глубинах от 270 до 180 м. Наиболее качественные отражения получены от горизонтов в интервале глубин 600—900 м. По материалам сейсморазведки составлена карта (фиг. 20), на которой показана крупная куполообразная структура, вытянутая на северо-запад. Вскоре после завершения сейсморазведочных работ компания «Дженерал-петролеум» начала бурение скважины-первооткрывательницы Дж. Терминал-№ 1, которая была закончена 6 декабря 1936 г. В процессе эксплуатации месторождения данные сейсморазведки подтвердились материалами бурения. На сейсмической карте 1936 г. не были показаны сбросы, поскольку ограниченное количество пунктов взрыва сделало невозможным проведение детальной корреляции горизонтов. Сейсмическая съемка 1936 г. была проведена лишь до порта Лонг-Бич, района, расположенного западнее канала Лос-Анджелес, но тем не менее не вызывало сомнения, что структура Уилмингтон простирается далее к юго-востоку.

Как бы предвидя возможность разработки также и восточной части нефтяного месторождения Уилмингтон, была запланирована, а затем и проведена сейсморазведка в прибрежной зоне, завершенная в январе 1954 г. Возникла необходимость установить ось антиклинальной складки и проследить структуру Уилмингтон восточнее уже эксплуатируемого участка. С целью охвата большей площади сейсморазведку проводили по сетке из 28 разрезов вкрест предполагаемого простирания; общая их протяжен-



Ф и г. 20. Сейсмическая карта района Уилмингтон до того, как было открыто нефтяное месторождение в 1936 г.
Сечение изолиний через 100 футов [15]

ность составила 104 км, причем площадь земель, покрытых водами моря,— около 16 км².

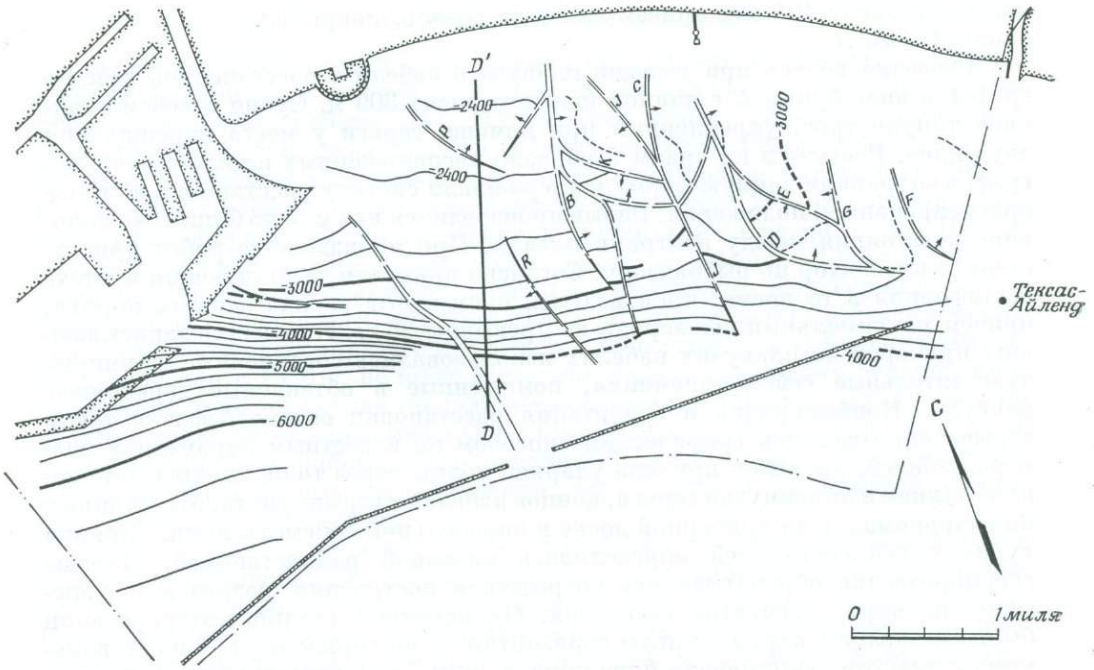
Разведка велась при помощи плавучего кабеля с расстановкой сейсмографов в виде буквы *L* с длиной каждого плеча 309 м. Судно с сейсмостанцией тянуло трос, укрепленный при помощи серьги у места скрещивания двух плеч. Растяжки по краям *L*-образно расположенных на кабеле сейсмографов сохраняли данную форму и удерживали систему расстановки в строго ориентированном положении. Взрыв производился как можно ближе, на половине расстояния между центрами плеч *L*. При производстве работ присутствовал инспектор по рыбнадзору. Согласно правилам, действующим в штате Калифорния в то время, производился один взрыв заряда черного пороха, причем максимальный вес заряда не превышал 36 кг. В качестве записывающих приборов на плавучих кабелях использовались соединенные шарнирно чувствительные сейсмоприемники, помещенные в обтекаемые деревянные капсулы. Конфигурация и ориентация расстановки сейсмографов и точки взрыва определялись графическим способом по известным параметрам размера кабелей, временем прихода ударной волны через толщу воды к сейсмоприемникам и по азимутам серьги, концов кабелей и взрывпункта, отсчитанных по гидрокомпасу на приборной доске в корабельной сейсмостанции. Стоянка судна с сейсмостанцией определялась наземной радиостанцией. Данные сейсморазведки обрабатывались посредством построения разрезов и нанесения на карту элементов залегания. На конечной стадии интерпретации были составлены карты по двум горизонтам — по горизонту *a*, сопоставляемому с пластом, залегающим близ кровли зоны Тар (средняя часть формации Репетто), и по горизонту *b*, соответствующему пласту близ кровли зоны Рейнджер нижней части формации Репетто (фиг. 21). На фиг. 22, на которой представлен сейсмогеологический разрез, показано установленное несогласие между формациями Репетто и Пико для «старой» площади в западной части.

На основе материалов сейсморазведки и данных бурения по уже разрабатываемой части месторождения по двум горизонтам были составлены структурные карты. С учетом этих построений как раз и производились первоначальные подсчеты запасов и предварительное планирование системы разработки восточного района месторождения. Дальнейшие работы на месторождении показали, что геологическая интерпретация, основанная на материалах сейсморазведки, оказалась верной.

СОВРЕМЕННЫЙ ЭТАП РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С июля 1965 г. район Лонг-Бич-Юнит в восточной части месторождения Уилмингтон служил местом наиболее интенсивной добычи в штате Калифорния. К 1 апреля 1968 г. было пробурено 279 продуктивных и 60 нагнетательных скважин; суточная добыча нефти на месторождении достигла 13 700 т. В прибрежной зоне близ города Лонг-Бич построено четыре искусственных острова, которые с материком связаны сетью трубопроводов длиной 42,3 км и электрокабелей протяженностью 16,5 км. Площадь каждого острова равна 40 000 м²; здесь можно разместить до 200 скважин с комплектом необходимых сооружений.

Уже первые результаты бурения подтвердили наличие в «новом» районе по крайней мере шести нефтеносных зон, подобных зонам «старого», западного района. Промышленные притоки нефти получены из горизонтов Тар, Рейнджер, верхний и нижний Терминал, Унион-Пасифик и Форд. В пробуренной сравнительно недавно глубокой скважине (*D*-118) получили притоки нефти из пород, залегающих ниже зоны Форд; эти породы мощностью 387 м залегают выше кристаллических сланцев фундамента восточнее сброса Лонг-Бич-Юнит. За исключением зоны Рейнджер, контуры площади

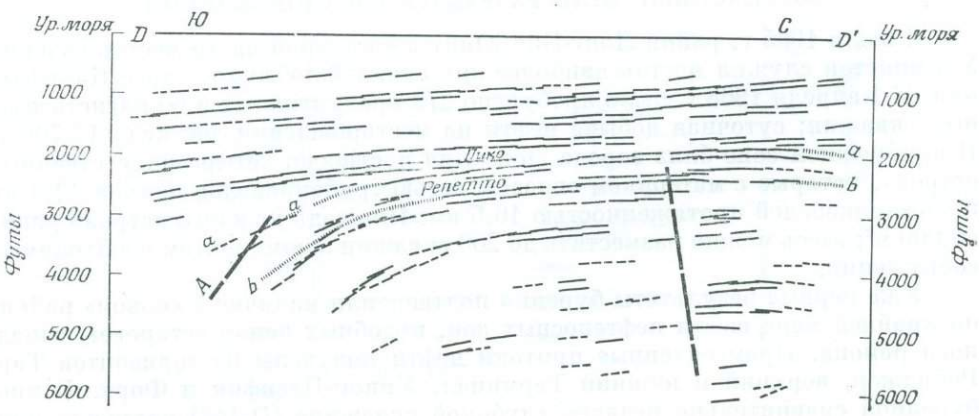


Ф и г. 21. Сейсмическая карта по горизонту *b*, приуроченного к кровле зоны Рейнджер (1954 г.).

Сечение изолиний через 200 футов. *D — D* — линия разреза фиг. 22.

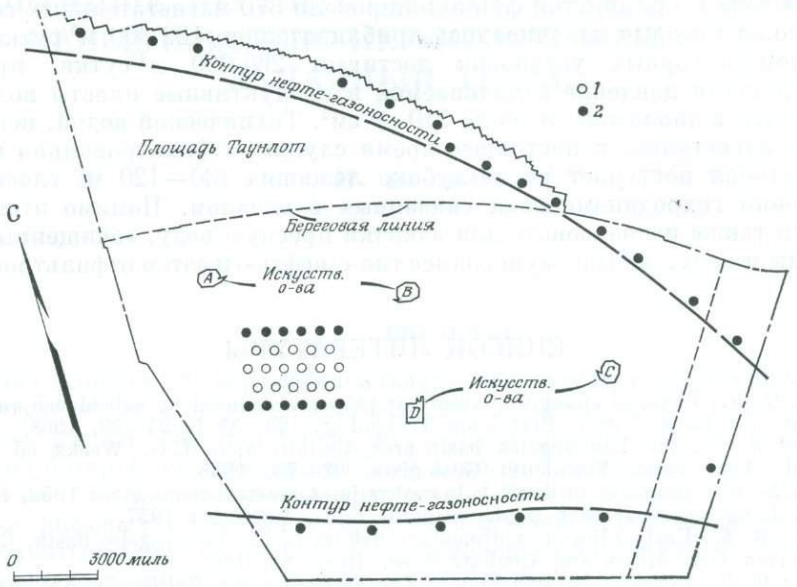
нефтеносности остальных продуктивных горизонтов восточного района месторождения меньше по сравнению с западным районом.

На начальной стадии разработки залежей горизонта Рейнджер в Лонг-Бич-Юнит было зафиксировано пластовое давление, равное в среднем 85% гидростатического (78,4 кг/см² на глубине 900 м). Пластовое давление для горизонта верхний Терминал составило лишь 60% гидростатического (60,9 кг/см² на глубине 900 м). Низкие значения давления обусловлены процессами дренажа вследствие разработки более «старой», западной части месторождения.



Ф и г. 22. Меридиональный сейсмический разрез с указанием горизонтов *a* и *b*.

Между породами нижнего плиоцена (формация Репетто) и верхнего плиоцена (формация Пико) отмечается несогласие. Линия разреза дана на фиг. 21. Длина разреза около 3,6 км.



Ф и г. 23. Участок Лонг-Бич месторождения Уилмингтон; положение искусственных островов и характер расположения нагнетательных скважин.
1 — эксплуатационная скважина; *2* — нагнетательная скважина.

Общая схема эксплуатации «нового» района Лонг-Бич-Юнит ведется по единому плану, предусматривающему операции по заводнению и поддержанию пластового давления, причем по каждому горизонту предполагается соотношение закачиваемого в пласт объема воды к объему добытой нефти, измеряемое коэффициентом 1,25. Данная программа разработана с целью предотвращения оседания, обусловленного падением давления в коллекторах при отборе нефти и для получения максимальной экономической эффективности. Наиболее широко развитая зона Рейнджер, с которой связано 80% общих запасов, разрабатывалась скважинами, размещенными в шахматном порядке: линии нагнетательных скважин разделялись тремя рядами эксплуатационных скважин; другими словами, соотношение числа эксплуатационных скважин к нагнетательным составляло 3 : 1 (фиг. 23). Плотность сетки для продуктивных скважин в среднем составляла 54 000 м² на скважину, или в целом 40 000 м² на скважину. Другие горизонты разрабатывались с применением законтурного заводнения; основной объем продуктивных скважин размещался в своде структуры по тому или другому горизонту и отдельные эксплуатационные скважины бурились на крыльях, причем как те, так и другие окружались нагнетательными скважинами. Согласно разработанному плану, подсчитано, что на Лонг-Бич-Юнит требовалось пробурить 600—700 скважин, причем одна треть из них должна была быть нагнетательной.

В «старой» части месторождения все четыре верхних горизонта в пределах системы блоков II, III, IV и V и в блоке VI находятся на различной стадии осуществления программы заводнения. Для участка с более глубокими продуктивными горизонтами также проводится контрольное заводнение, однако здесь столкнулись с определенными трудностями, связанными со сложностью закачки воды в породы в силу их повышенной плотности. Планируется также осуществление общих работ по заводнению и в одиночных блоках западной части месторождения, как, например, в блоке I, и на участках, расположенных севернее. На 1 апреля 1968 г. в «старом» районе нефтяного

месторождения Уилмингтон функционировало 370 нагнетательных скважин, при помощи которых закачивалось приблизительно 122 300 м³/сутки. Мощность компрессорных установок достигает 260 000 м³/сутки, при этом на поверхности давление закачиваемой в продуктивные пласты воды устанавливается в диапазоне от 56 до 210 кг/см². Технической водой, используемой для нагнетания, в настоящее время служит отфильтрованная морская вода, которая поступает из неглубоко лежащих (30—120 м) слоев, непосредственно гидродинамически связанных с океаном. Помимо этого, планируется также использовать для закачки пресную воду, «очищенные» сточные воды и воду, добываемую совместно с нефтью и затем отфильтрованную.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Allen D. R.*, Physical changes of reservoir properties caused by subsidence and repressuring operations, Journ. Petroleum Technology, **20**, № 1, 23—29, 1968.
2. *Barbat W. F.*, The Los Angeles basin area, California, *in* L.G. Weeks, ed., Habitat of oil, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 62—78, 1958.
3. *Brock L. W.*, Summary of down hole casing joint measurements since 1950, Petroleum Div., Long Beach Harbor Dept., unpubl. rept., December 1957.
4. *Conrey B. L.*, Early Pliocene sedimentary history of the Los Angeles basin, California, California Div. Mines and Geology Spec. Rept. 93, 1967.
5. *Driver H. L.*, Genesis and evolution of Los Angeles basin, California, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **32**, 109—125, 1948.
6. *Edwards E. C.*, Los Angeles region, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **35**, 241—248, 1951.
7. *Gilluly J., Grant U. S.*, 4th, Subsidence in the Long Beach harbor area, California, Geol. Soc. Am., Bull., **60**, 461—529, 1959.
8. *Grant U. S.*, 4th, Subsidence of the Wilmington oil field, California Div. Mines and Geology Bull. 170, 19—24, 1954.
9. *Hoots H. W.*, Origin, migration and accumulation of oil in California, California Div. Mines Bull. 118, 253—274, 1943.
10. *Mayuga M. N.*, Geologic highlights — easterly extension of the Wilmington oil field (abs.), Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **47**, 1774, 1963.
11. *Mayuga M. N.*, How Subsidence, Geologic Hazards Conference, The Resources Agency, State of California, May 26—27, 122—129, 163—164, 1965.
12. *Mayuga M. N., Allen D. R.*, Long Beach subsidence, *in* Engineering geology in Southern California, Los Angeles Sec., Assoc. Eng. Geologists, Spec. Publ., October, 281—285, 1966.
13. *Reed R. D.*, Geology of California, Am. Assoc. Petroleum Geologists, xxiv + 355 p., 1933. Reprinted in 1951, 1958.
14. *Reed R. D., Hollister J. S.*, Structural evolution of Southern California, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **20**, № 12, 1529—1704, 1936. Reprinted in 1951, 1958.
15. *Salvatori H.*, Early reflection seismograph exploration in California, Geophysics, **10**, № 1, 17—33, 1945.
16. *Schoellhamer J. E., Woodford A. O.*, The floor of the Los Angeles basin, Los Angeles, Orange and San Bernardino Counties, California, U.S. Geol. Survey Oil and Gas Inv. Map OM-117, 1951.
17. *Winterburn R.*, Effect of faulting on accumulation and drainage of oil and gas in the Wilmington oil field, Am. Inst. of Mining Metall. Engineers Tech. Publication 1154, Petroleum Technology, February 1940.
18. *Winterburn R.*, Wilmington oil field, *in* Geological formations and economic development of the oil and gas fields of California, California Div. Mines Bull. 118, 301—304, 1943.
19. *Wissler S. G.*, Stratigraphic formations of the producing zones of the Los Angeles basin oil fields, California Div. Mines Bull. 118, 233, 1943.
20. *Yerkes R. F., McCulloh T. H., Schoellhamer J. E.*, Vedder, Geology of the Los Angeles basin, California — an introduction, U.S. Geol. Survey Prof. Paper 420-A, A1—A57, 1965.

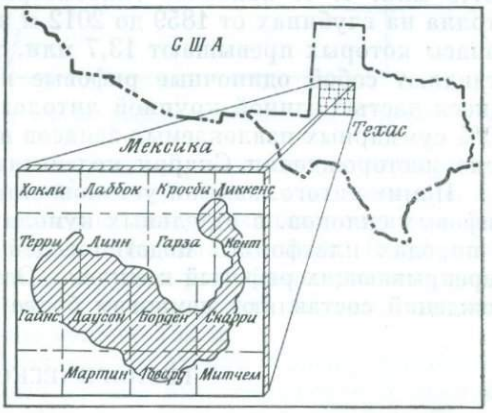
НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АТОЛЛА ХОРСШУ ПЕНСИЛЬВАНСКО-ПЕРМСКОГО ВОЗРАСТА, ЗАПАДНЫЙ ТЕХАС

И. Вест

ВВЕДЕНИЕ

Атолл Хорсшу [1] верхнепенсильванского возраста представляет собой извилистую цепочку рифовых куполов, протягивающуюся в западной части Техаса на 282 км (фиг. 1). Основанием атолла служит известняковая платформа, на которой развивался рифовый комплекс Хорсшу [6, стр. 30], представленный самым крупным по мощности в Северной Америке локальным разрезом рифовых известняков среднепенсильванско-нижнепермского возраста, охватывающая большую часть северной периклинали бассейна Мидленд площадью около 15 540 км².

Различные исследователи при описании известнякового комплекса подковообразной формы использовали такие термины, как «атолл», «риф», «рифовый комплекс», «биогерм» и «рифовый холм», но ни один из них не характеризует сколько-нибудь точно собственно рифовую постройку. Большинство геологов-нефтяников Западного Техаса, в том числе и автор, предпочитают термин «риф», другие же полагают, что данные понятия не соответствуют действительности ввиду отсутствия остатков рифостроящих организмов и предпочитают термины «биогерм» или «рифовый холм». Автор считает, что данные термины неприменимы к рифовой постройке таких крупных размеров, как Хорсшу, но что их вполне можно использовать при описании небольших построек вдоль какой-то определенной зоны. Основное возражение относительно применения термина «атолл» к атоллу Хорсшу состоит в том, что на данном участке за время формирования основной части постройки после накопления осадков формации нижняя Строн, слагающих рифовую платформу, зарифовые и лагунные фации не образовались. Среди геологов-нефтяников Западного Техаса этот термин не пользуется общим признанием, но так как он встречается во всей геологической литературе, то автор ради удобства решил также его применить и в данной работе.



Ф и г. 1. Обзорная карта района атолла Хорсшу, Западный Техас.

Поскольку нет значительной разницы между фациями первичной, почти округлой платформы и фациями более молодых осадков, образующих более ограниченную площадь подковообразной формы, автор рассматривает вопросы палеогеографии известнякового комплекса. Как в первом, так и во втором случае развиты фации, которые большинство геологов называют «рифовыми». Для характеристики внешней формы атолла Хорсшу в статье исполь-

зован термин «атолл», что относится к почти горизонтально залегающим породам комплекса времени послеНижняя Строн; термин «платформа» отвечает тонкослоистым, более распространенным известнякам нижней Строн, а термин «рифовый комплекс», включающий все предрифовые обломки фауны, наносы и рифовые сателлиты, используется в общем случае при описании палеорельефа.

Особое внимание в данной работе автор уделил региональной обстановке и физическим факторам, обусловившим формирование столь значительной рифовой постройки, что она могла стать ловушкой крупной залежи нефти. Формирование других месторождений данной зоны неразрывно связано с историей геологического развития всего рифового комплекса. В качестве типичного примера рифовых холмов, развитых в пределах зоны, служат месторождения Скарри и Когделл. В статье рассмотрены запасы и методика разведки только по месторождению Скарри.

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Запасы нефти

Вдоль осевой части атолла Хорсшу установлено 15 крупных месторождений, причем продуктивные горизонты залегают на глубинах от 1859 до 3018 м и суммарные извлекаемые запасы нефти исчисляются в объеме 337,9 млн. т. К наиболее гипсометрически приподнятой восточной части атолла на глубинах от 1859 до 2012 м приурочено лишь три месторождения, запасы которых превышают 13,7 млн. т. Десять из 15 месторождений представляют собой одиночные рифовые купола с общим основанием, являющиеся частью единой крупной литологической ловушки; в них содержится 90% суммарных извлекаемых запасов нефти. Запасы самого крупного в этой зоне месторождения Скарри подсчитаны в объеме 235,6 млн. т.

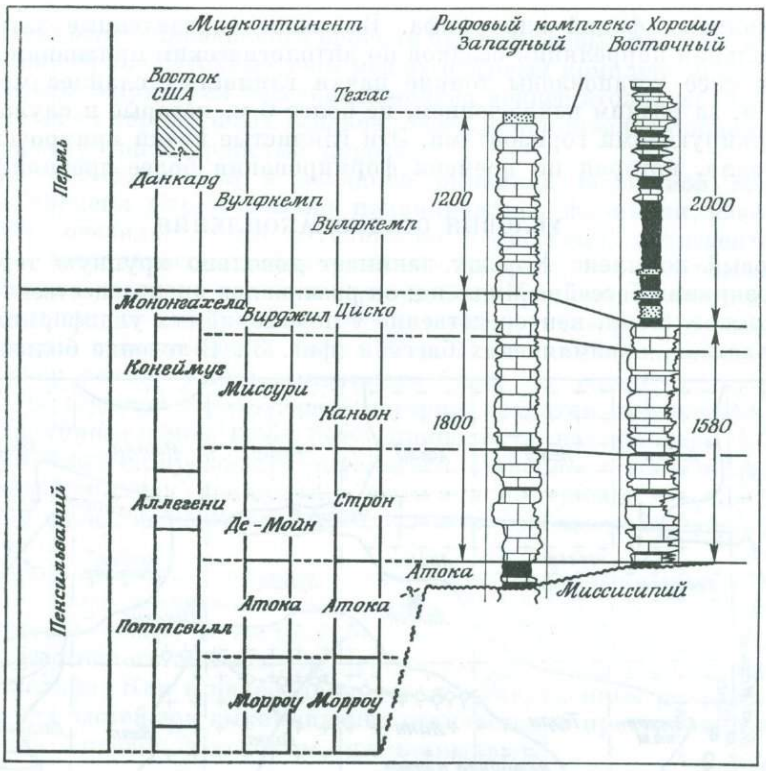
Помимо этого, залежи установлены также в карбонатных породах предрифовых склонов, в отдельных куполах, окаймляющих рифовый комплекс, в породах платформы, подстилающей атолл, и в нерифогенных осадках, перекрывающих рифовый комплекс. Однако в целом запасы всех этих месторождений составляют немногим более 13,7 млн. т.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

Рифовый комплекс Хорсшу сложен массивными слоистыми биокластическими известняками с прослоями глинистых сланцев, соответствующими группам Строн, Каньон и Циско средне-верхнепенсильванского времени и серии Вулфкемп нижней перми (фиг. 2).

Максимальная известная мощность рифового разреза достигает 890 м. В восточной части бассейна Мидленд к пенсильванским породам времени до Строн отнесены осадки трансгрессивного цикла — тонкослоистые известняки, глинистые сланцы и песчаники Атока. Эти породы несогласно перекрывают известняки и глинистые сланцы миссисипия и соответствуют начальной фазе главной морской трансгрессии. Они не включены в состав рифового комплекса Хорсшу.

Большая часть известняков рифового комплекса по восточному краю атолла, где установлено наиболее крупное нефтяное месторождение, имеет пенсильванский возраст. Наибольшая мощность рифогенных известняков равна 468 м, она зафиксирована в скважине № 5-Браун-2, пробуренной в северной части месторождения Скарри. Максимальный рифовый разрез (549 м) пенсильвания вскрыт скважиной № 1-Пул, пробуренной в западной части округа Даусон в 121 км к западу от скважины № 5. Такое постепен-



Ф и г. 2. Схема корреляции карбонатных слоев рифового комплекса Хорсшу.

ное изменение мощности в сторону увеличения обусловлено равномерным прогибанием центральной части бассейна Мидленд в пенсильванское время. Мощность предрифовых глинистых сланцев пенсильвания очень мала по сравнению с эквивалентными по времени рифовыми фациями. В разрезе, сложенном в целом глинистыми сланцами, трудно установить кровлю пенсильвания, но на большей части лагуны и вдоль южной окраины атолла общая мощность пенсильвания немногим меньше 152 м.

Карбонатные породы пермского возраста на атолле Хорсшу представлены осадками серии Вулфкемп, которые обычно выклиниваются к южной и юго-западной периферии комплекса. Мощность этих известняков, более развитых вдоль юго-западного края атолла, в скважине № 1-Пул достигает максимального значения 341 м. Мощность глинистых сланцев в предрифовой зоне и рифового обломочного материала на склонах несколько меньше мощности рифовых фаций, но полагают, что большая часть этого материала моложе рифовых фаций.

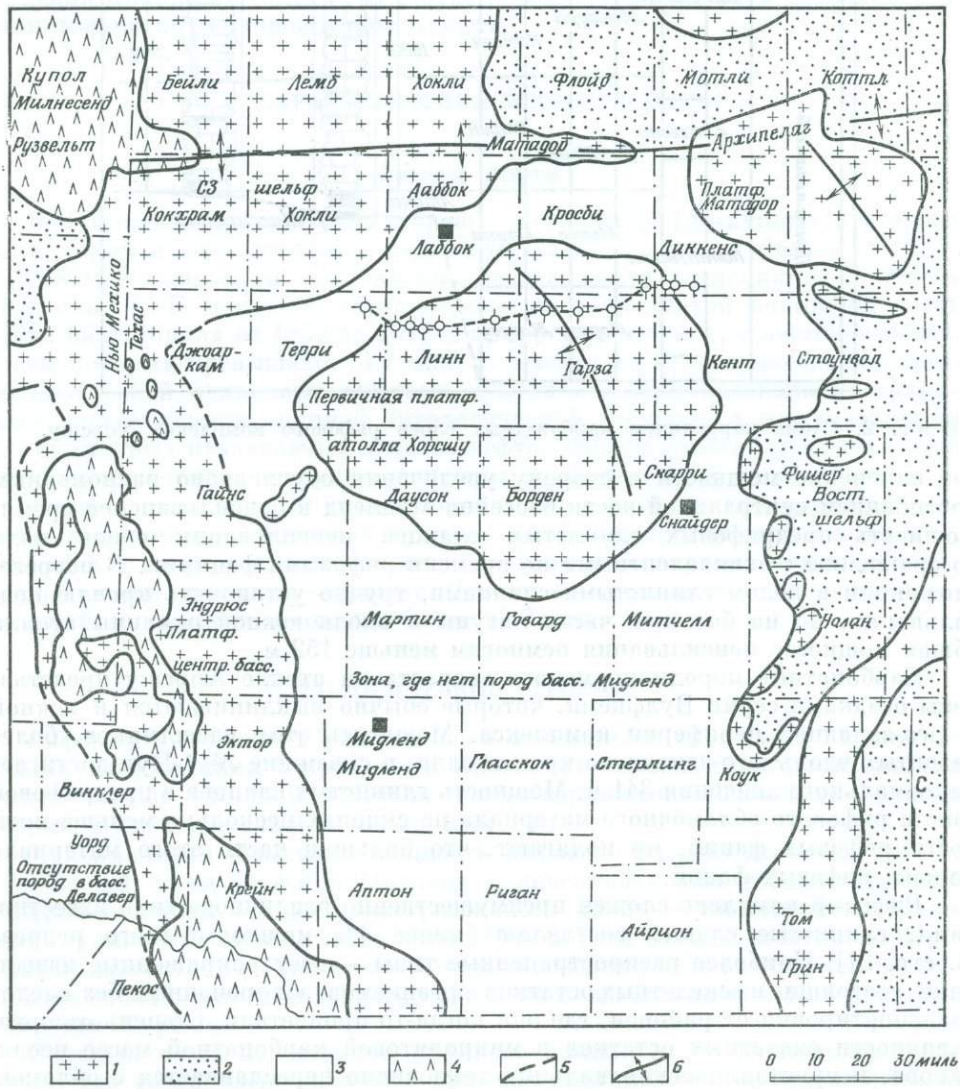
Рифовый комплекс сложен преимущественно различного типа известняками, глинистые сланцы составляют менее 3% мощности всего разреза [6, стр. 21]. Наиболее распространенные типы — светлоокрашенные известняки, состоящие из скелетных остатков организмов, захороненных без следов транспортировки от районов, где они когда-то процветали. Степень отсортированности скелетных остатков в микролитовой карбонатной массе неодинакова, и кристаллический кальцит линзовидно переслаивается с обломочными известняками вдоль гребня атолла, а также с микритом и плохо отсортированными известняковыми обломками в межкупольных участках и по внешней стороне атолла.

Установлено, что здесь нет остатков организмов, отличных от водорослей, которые способны создавать структурно жесткий каркас, а также

нет и типичных фаций ядра рифа. Вызывает определенные затруднения и региональная корреляция осадков по литологическим признакам. В рифовом комплексе установлены тонкие пачки глинистых сланцев мощностью 0,3—3 м и, за редким исключением, не более 6 м, которые и служат основными маркирующими горизонтами. Эти глинистые пачки приурочены к той части атолла, которая по времени формирования более древняя.

УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ

Рифовый комплекс Хорсшу занимает довольно крупную территорию северной окраины бассейна Мидленд; он развивался преимущественно в условиях открытого моря, непосредственно у периферийных ундаформных шельфовых участков, окаймляющих бассейн (фиг. 3). В течение большей части



Ф и г. 3. Литолого-фациальные комплексы районов шельфа и платформы, разделенные зоной, где нет пород бассейна Мидленд, Западный Техас.

Палеогеографическая обстановка дана на время окончания процессов осадконакопления нижней Симпсон непосредственно перед началом формирования известняков, слагающих атолл. Разрез по линии Терри—Линн см. на фиг. 4, Линн—Гарза—Диккенс — на фиг. 5. *1* — известняки; *2* — терригенно-обломочный материал шельфа; *3* — отсутствие осадков; *4* — отсутствуют отложения нижней Строн; *5* — предполагаемая граница шельфа; *6* — малоамплитудные допенсильванские структурные формы.

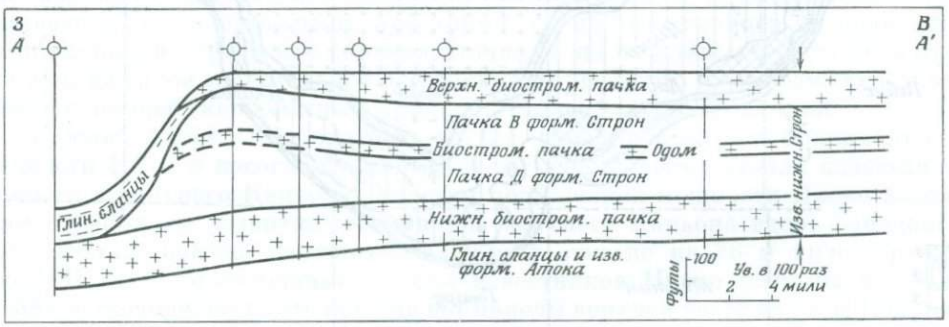
средне- и верхнепенсильванского времени эти шельфовые участки оставались стабильными. Промежуточные зоны между рифовым комплексом и участками шельфов и вся территория бассейна Мидленд южнее атолла характеризовалась отсутствием терригенных осадков; здесь накапливались эквивалентные им по возрасту тонкозернистые породы.

На восточной, южной и западной окраинах первичной платформы в течение времени Строн обычно накапливались формации известняков. Накопление, очевидно, было обусловлено процессами жизнедеятельности организмов, заселявших платформу по ее окраинам, где питательная среда была богаче, но частично также и в результате кратковременного поступления в небольших объемах глинистого материала с севера. По своей форме верхняя часть известняковой банки Строн напоминает подковообразный атолл, причем рельеф банки выполнялся более молодыми рифовыми известняками. В течение последующей истории развития рифового комплекса Хорсшу верхняя кромка рифа была приподнята над уровнем моря, так как бассейн Мидленд продолжал опускаться. Наиболее пониженные участки бассейна выполнялись глинистыми осадками до уровня, расположенного значительно ниже площади обильного развития сообществ организмов вдоль гребня атолла.

По окраинам атолла зафиксированы многочисленные зоны выклинивания кластического терригенного материала. Мощность зон безотносительно увеличивается к северу и востоку от атолла, в направлении архипелага Матадор и Восточного шельфа, где кровля зон выклинивания соответствует границам шельфа. Как в палеоплане, так и в современном рельефе простирание верхних частей зон выклинивания отличается от простирания рифовых фаций атолла Хорсшу, к которым они примыкают.

НАЧАЛО ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

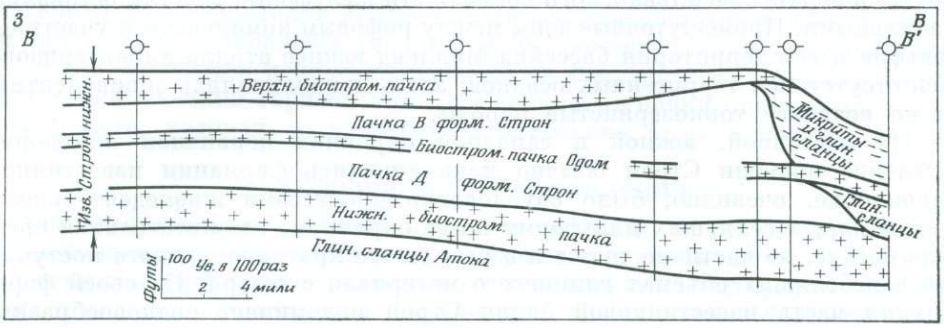
Региональный наклон основания рифового комплекса с запада на юго-запад измеряется величиной 0°23′. В центральной и восточной частях комплекса наклон равен 0°16′; у юго-западной границы он возрастает до 0°36′. Палеоструктурные карты, отражающие начало осадконакопления нижней



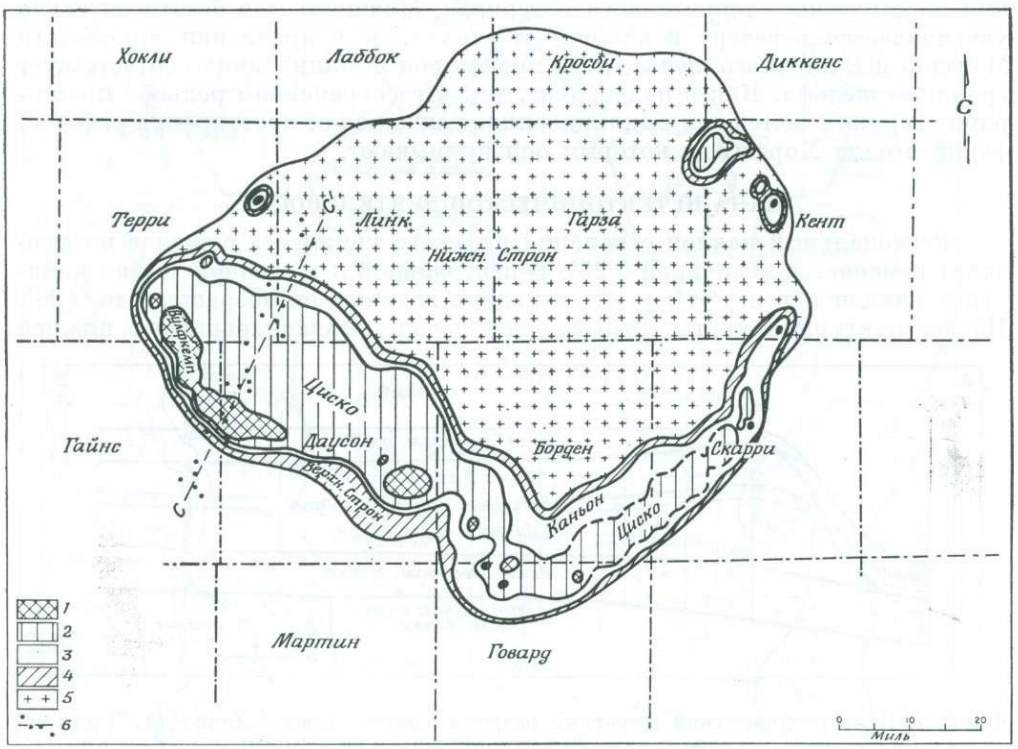
Ф и г. 4. Палеотектонический широтный разрез по линии Терри—Линн (фиг. 3) для северо-западной части первичной платформы.

Показан рельеф у края платформы и контролируемое тектоническим фактором сокращение мощности пород по направлению к внутренним участкам платформы.

Строн, и анализ небольших пермских(?) структур тектонического происхождения показали, что район представлял собой широкую, слабо расчлененную, испытывавшую неоднократное воздымание приподнятую зону во внутренней части атолла. Очевидно, максимальная амплитуда данного поднятия (фиг. 3) к любому моменту времени формирования базальной платформы достигала 46 м (фиг. 4 и 5). Можно проследить по крайней мере 5 пачек в пределах основной части базальной платформы (фиг. 6), но ни по одной из них нельзя



Ф и г. 5. Палеотектонический широтный разрез по линии Линн — Гарза — Диккенс (фиг. 3) для северо-восточной части первичной платформы и контролируемое тектоническим фактором сокращение мощности пород по направлению к внутренним участкам платформы.



Ф и г. 6. Распределение основных литофаций рифового комплекса Хорсшу, Западный Техас.

Даны контуры ундаформы и границы распространения основных стратиграфических подразделений. Внерифовые фации и небольшие барьерные рифы не показаны.

С — С' — линия разреза на фиг. 7.

1 — известняки Вулфкемп; *2* — известняки Циско; *3* — известняки Каньон; *4* — известняки верхней Строн; *5* — известняки нижней Строн; *6* — глубокие скважины, использованные при построении разреза *С — С'*.

узнать время начала трансгрессии. Поэтому вполне возможно, что амплитуда данного поднятия в любой отрезок времени не превышала 15 м, но этого было достаточно для обеспечения благоприятных условий накопления известняков на площади 15 540 км² близ центра бассейна Мидленд. Известняковые формации накапливались в течение периодов, когда глинистого материала было относительно мало и когда вдоль границы платформы к моменту завершения осадконакопления нижней Строн банка была приподнята по отношению к уровню бассейна на 15—91 м.

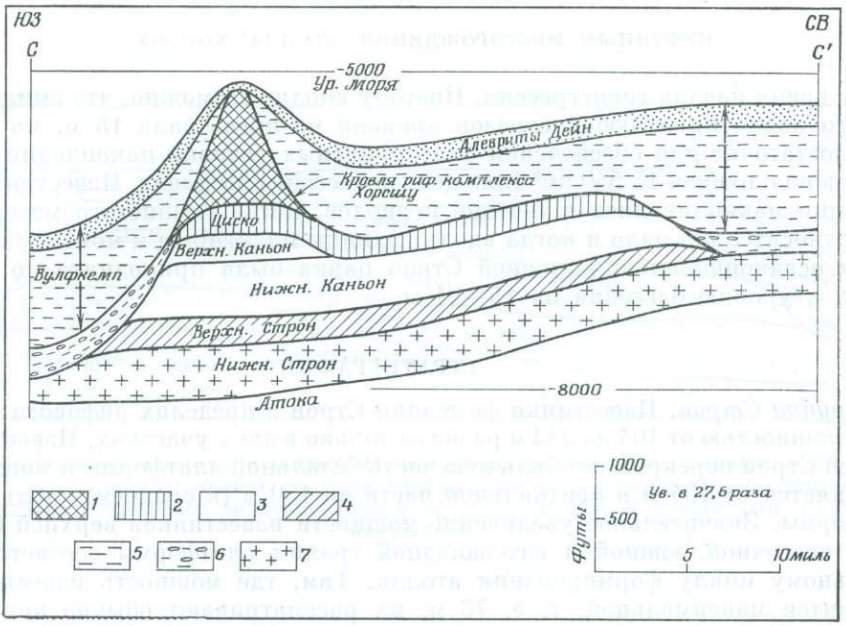
СТРАТИГРАФИЯ

Группа Строн. Известняки формации Строн в пределах рифового комплекса мощностью от 104 до 232 м развиты только в двух участках. Известняки нижней Строн перекрывают большую часть базальной платформы и мощность их меняется от 104 м в центральной части до 150 м (в среднем) вдоль края платформы. Значительное увеличение мощности известняков верхней Строн вдоль восточной, южной и юго-западной границ платформы соответствует начальному циклу формирования атолла. Там, где мощность известняков становится максимальной, т. е. 76 м, их рассматривают обычно как зону Строн-*А*. В большинстве случаев вдоль краев банок Строн, обращенных в сторону бассейна, мощность известняков меньше 30 м. Общая мощность формации Строн в целом на склонах рифов изменяется от 30 м на западной и южной окраинах атолла до 108 м на северо-восточной.

Группа Каньон. Максимальная мощность рифовых известняков Каньон равна 207 м. Известняки нижний Каньон в среднем достигают мощности 122 м; они развиты в той части атолла, где присутствуют рифогенные породы верхней Строн. Исключением является понижение между северной периклиналью месторождения Скарри и южной оконечностью месторождения Когделл, где сохранилась только самая нижняя часть известняков Каньон. Известняки формации верхний Каньон развиты не повсеместно вдоль гребня атолла; в результате продолжительного понижения уровня моря в течение послеканьонского времени и последовавшего размыва сохранились лишь остаточные мощности комплекса. Осыпи известняков Каньон клинообразно переслаиваются с маломощными прослоями глинистых сланцев у подножия предрифовых и зарифовых склонов атолла, а на отдельных участках осыпи удалены на такое значительное расстояние от рифа, что их невозможно отличить от осыпей карбонатных осадков сопредельных провинций.

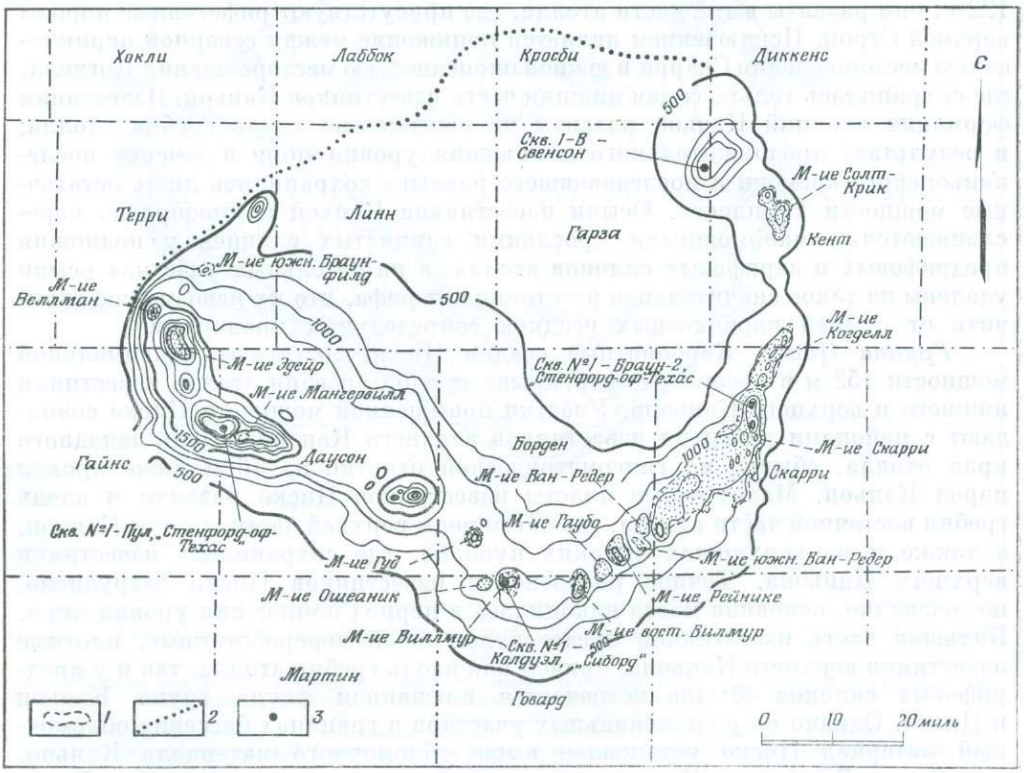
Группа Циско. Карбонатные осадки Циско достигают максимальной мощности 152 м и несогласно перекрывают вдоль гребня атолла известняки нижнего и верхнего Каньона. Участки повышенной мощности Циско совпадают с районами развития известняков верхнего Каньона вдоль западного края атолла, обычно на гипсометрической отметке на 76 м ниже кровли пород Каньон. Маломощные пласты известняков Циско развиты и вдоль гребня восточной части атолла, где нет породы верхней части группы Каньон, а также и на верхушках высоких куполов, где сохранились известняки верхнего Каньона. Точное расчленение известняков Циско затруднено, но, очевидно, основная масса накопилась в период понижения уровня моря. Большая часть известняков представляет собой переработанные, плотные известняки верхнего Каньона, причем как вдоль гребня атолла, так и у предрифовых склонов обычно встречается смешанная фауна групп Каньон и Циско. Однако на ряде локальных участков в границах бассейна обломочный материал Циско установлен выше обломочного материала Каньон.

Серия Вулфкемп. Известняки атолла, соответствующие серии Вулфкемп, наиболее широко развиты (фиг. 7) вдоль юго-западной части комплекса, где их мощность достигает 341 м. В противоположность известнякам пенсильвания мощность рифовых образований Вулфкемп заметно сокращается



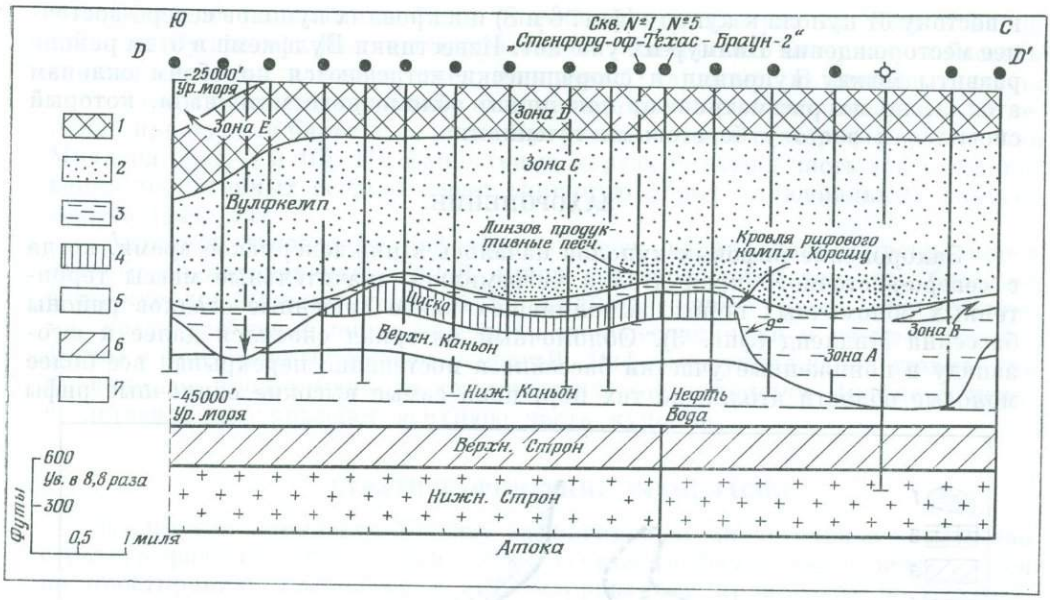
Ф и г. 7. Схематический разрез по линии C — C' (фиг. 6) на участке наибольшей известной мощности атолла Хорсшу.

Осадки предрифового склона отнесены к депрессионным фациям. Расположение скважин, вскрывших подошву рифового комплекса в зоне не более 3,2 км от линии разреза, показано на фиг. 6.
1 — известняки Вулфкемп; *2* — известняки Циско; *3* — известняки Каньон; *4* — известняки верхней Строн; *5* — глинистые сланцы Вулфкемп и карбонатный обломочный материал; *6* — глинистые сланцы пенсильвания и карбонатный обломочный материал; *7* — известняки нижней Строн.



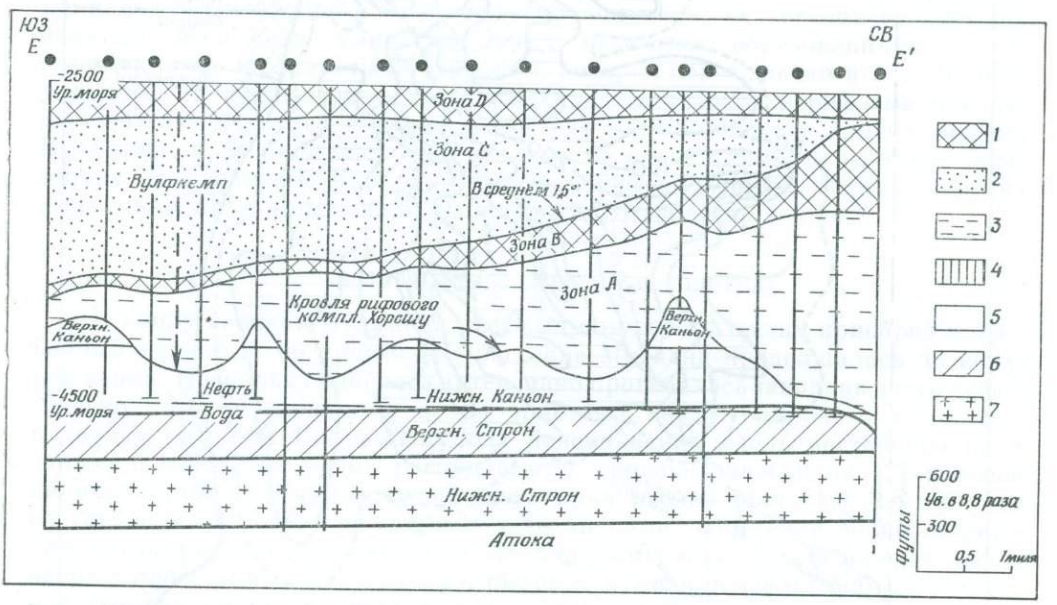
Ф и г. 8. Изопахиты рифового комплекса Хорсшу, Западный Техас, и местоположение основных месторождений на гребне атолла.

Депрессионный известняковый обломочный материал возраста серии Вулфкемп в состав комплекса Хорсшу не включен. Сечение изопахит через 250 футов.
1 — продуктивная площадь выше водо-нефтяного контакта; *2* — граница платформы формации нижняя Строн; *3* — наиболее интенсивные скважины.



Ф и г. 9. Меридиональный разрез по линии D — D' (см. фиг. 11) вдоль гребня атолла Хорсшу для северной периклинали месторождения Скарри, Западный Техас.

Базисный горизонт — уровень моря. Линия разреза показана на фиг. 11 и 13.
1 — известняки Вулфкемп; *2* — песчаники и глинистые сланцы Вулфкемп; *3* — глинистые сланцы Вулфкемп; *4* — известняки Циско; *5* — известняки Каньон; *6* — известняки верхней Строн; *7* — известняки нижней Строн.



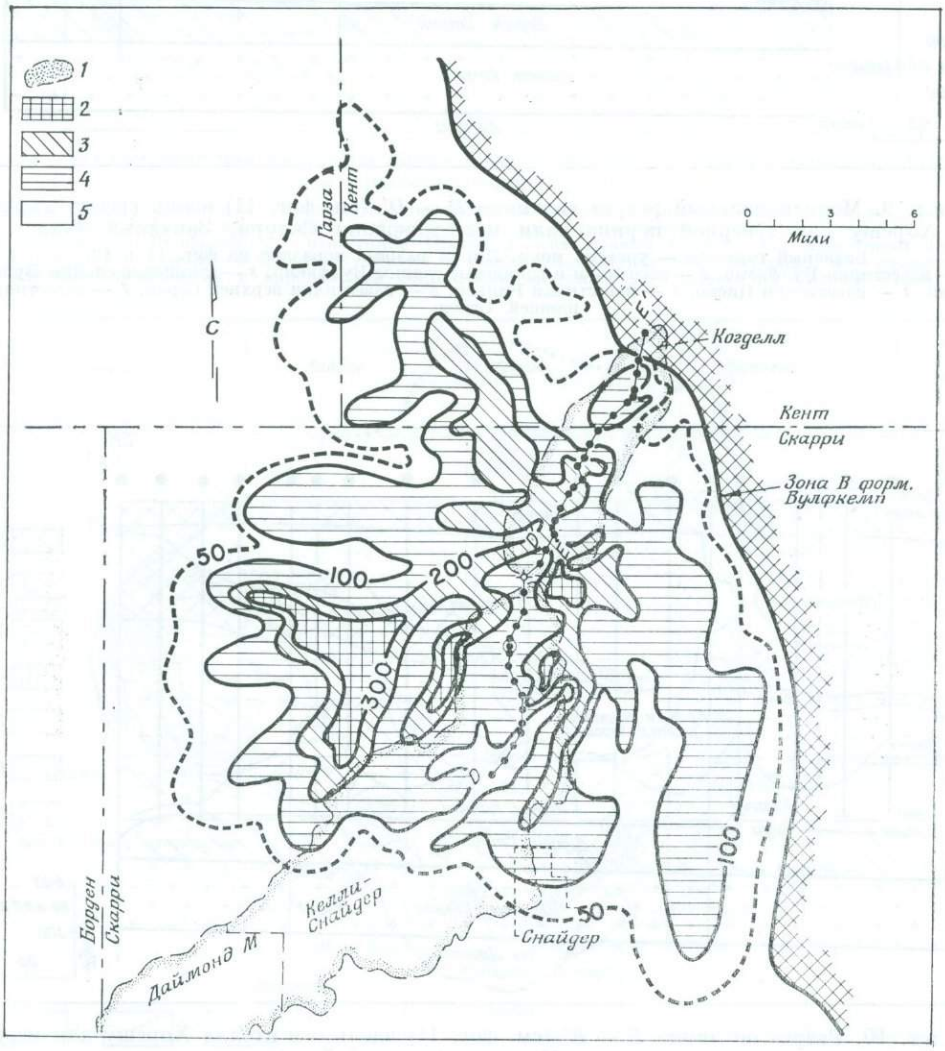
Ф и г. 10. Разрез по линии E — E' (см. фиг. 11) вдоль оси атолла Хорсшу для месторождения Когделл, Западный Техас.

Показан пологий региональный наклон к западу и характер взаимосвязи карбонатных слоев атолла с вышележащими терригенными отложениями серии Вулфкемп. Базисный горизонт — уровень моря. Линия E — E' показана на фиг. 11 и 13.
1 — известняки Вулфкемп; *2* — песчаники и глинистые сланцы Вулфкемп; *3* — глинистые сланцы Вулфкемп; *4* — известняки Циско; *5* — известняки Каньон; *6* — известняки верхней Строн; *7* — известняки нижней Строн.

к востоку от купола к куполу (фиг. 6 и 8) и в кровлях куполов северо-восточнее месторождения Вилмур их уже нет. Известняки Вулфкемп в этом районе развиты между куполами и спорадически встречаются по обоим склонам атолла, но их рассматривают как линзы обломочного материала, который сносился к востоку береговыми течениями.

ЗАХОРОНЕНИЕ

Захоронение рифовых куполов началось в нижнепермское время, когда с северо-восточного края атолла устремились значительные массы терригенных обломочных пород, выполнивших ранее лишенные осадков районы бассейна Мидленд (фиг. 3). Обломочный материал сносился далее к юго-западу в пониженные участки бассейна и постепенно перекрывал все более молодые области атолла до тех пор, пока самые высокие одиночные рифы



Ф и г. 11. Карта равной песчанистости.

При построении карты учтены пачки песчаников мощностью менее 3 м на участке выклинивания терригенных кластических образований зоны *C* формации Вулфкемп, показанных на фиг. 9 и 10, перекрывающих рифовый комплекс Хорспу. Карта взята из неопубликованной работы Р. Даниэльсона. Сечение изолит через 100 футов. Ширина зон по периметру равна 50 футам.
Разрезы по линиям *E* — *E'* и *D* — *D'* см. фиг. 9 и 10.

юго-западной окраины не были погребены под алевритами Дин в конце времени Вулфкемп. Привнос терригенного обломочного материала в бассейн с северо-востока и севера имел цикличный характер. В течение периода чистой воды в бассейн через зону выклинивания обломочного материала постепенно проступали барьерные рифы Вулфкемп и осыпи по периферии бассейна Мидленд (фиг. 9 и 10). На фациальных картах большая часть зон выклинивания терригенных осадков имеет типичную форму аллювиальных конусов выноса (фиг. 11).

Активное возведение рифовых построек вдоль атолла прекратилось задолго до захоронения. Такой вывод подтверждается тем, что большая часть куполов была погружена до 305 м или более ниже уровня моря в то время, когда гребневые шипы перекрывались песчаниками и глинами клиноформы и фондоформы [1] Вулфкемп (фиг. 9). Рифовые купола вдоль атолла, как правило, не продуктивны на тех участках, где песчаники Вулфкемп непосредственно перекрывают верхнюю часть куполов.

СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ НЕСОГЛАСИЯ

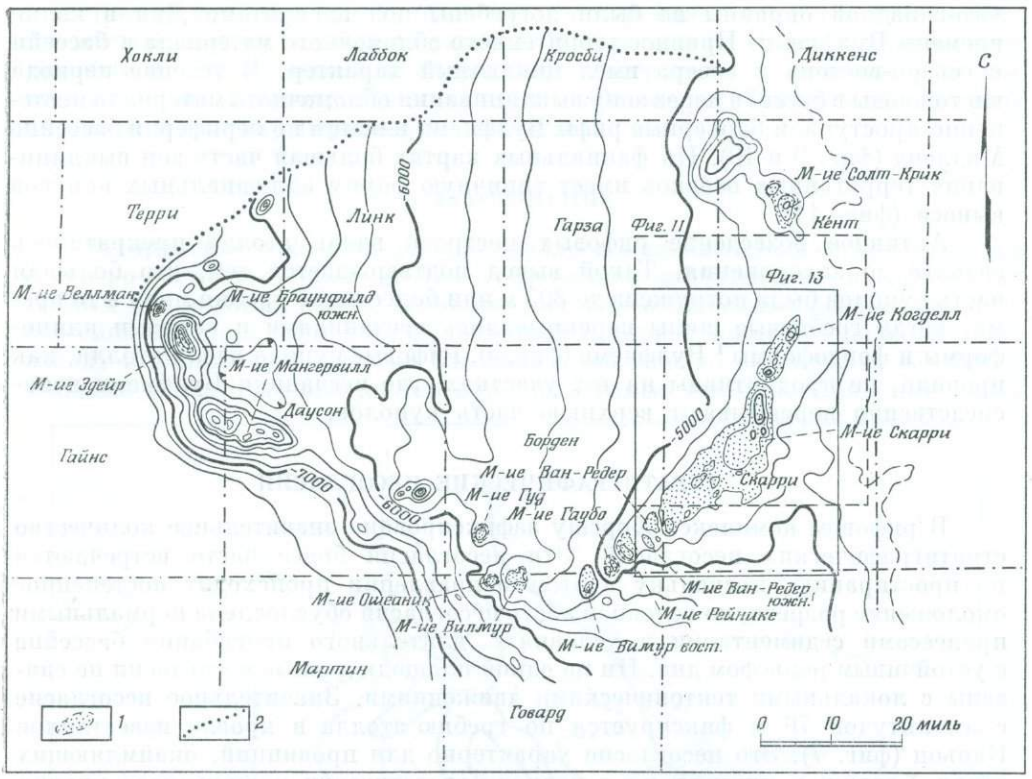
В рифовом комплексе Хорсшу зафиксировано значительное количество стратиграфических несогласий. Эти несогласия более часто встречаются по простиранию, поскольку в этом направлении происходит постепенное омоложение разреза, но основная часть несогласий обусловлена нормальными процессами седиментации в условиях длительного прогибания бассейна с устойчивым рельефом дна. Ни на одной площади данные несогласия не связаны с локальными тектоническими движениями. Значительное несогласие с амплитудой 76 м фиксируется по гребню атолла в кровле известняков Каньон (фиг. 7). Это несогласие характерно для провинций, окаймляющих атолл Хорсшу и приурочено к периоду эвстатически пониженного уровня моря. Зависит ли амплитуда многих второстепенных несогласий в рифовом комплексе от периодов пониженного уровня моря, не установлено. Второе заметное несогласие выявлено между рифовыми образованиями атолла и песчаниками и глинистыми сланцами, которые перекрывают атолл. Во всех участках, за исключением месторождения Солт-Крик, нерифовые породы, перекрывающие более высокие части рифового комплекса, имеют возраст Вулфкемп, и на ряде площадей эти породы перекрывают даже такие известняки, как нижний Каньон. Возраст нерифовых пород, перекрывающих известняки атолла, в южном направлении становится моложе.

ЗАПОЛНЕНИЕ ЛОВУШКИ НЕФТЬЮ

К концу времени Вулфкемп рифовый комплекс Хорсшу приобрел погребенный характер, но прогибание бассейна Мидленд продолжалось до верхней перми. Поскольку наиболее интенсивно прогибалась западная часть рифов Хорсшу, это обусловило в целом заметный наклон рифового комплекса к западу (фиг. 8). Рифовые купола пенсильвания вдоль восточного края атолла в настоящее время располагаются гипсометрически на 427 м выше пермских рифовых куполов западного края атолла (фиг. 12). О том, что по горизонтали более хорошими коллекторскими свойствами обладает нижняя часть рифа, свидетельствует наличие миграции углеводородов далее вверх по восстанию. Как правило, рифовые купола пенсильвания по восточной стороне атолла полностью заполнены нефтью, за исключением одной рифовой постройки на северо-востоке, где коллекторы кепрока плохие.

---

[1] Топографические участки дна бассейна: первая соответствует континентальному склону, вторая — абиссальной части морского дна. «Ундаформа» соответствует области континентального шельфа.— *Прим. перев.*



Ф и г. 12. Структурная карта, составленная по кровле рифового комплекса Хорсшу, Западный Техас, и основные месторождения, приуроченные к осевой части атолла.

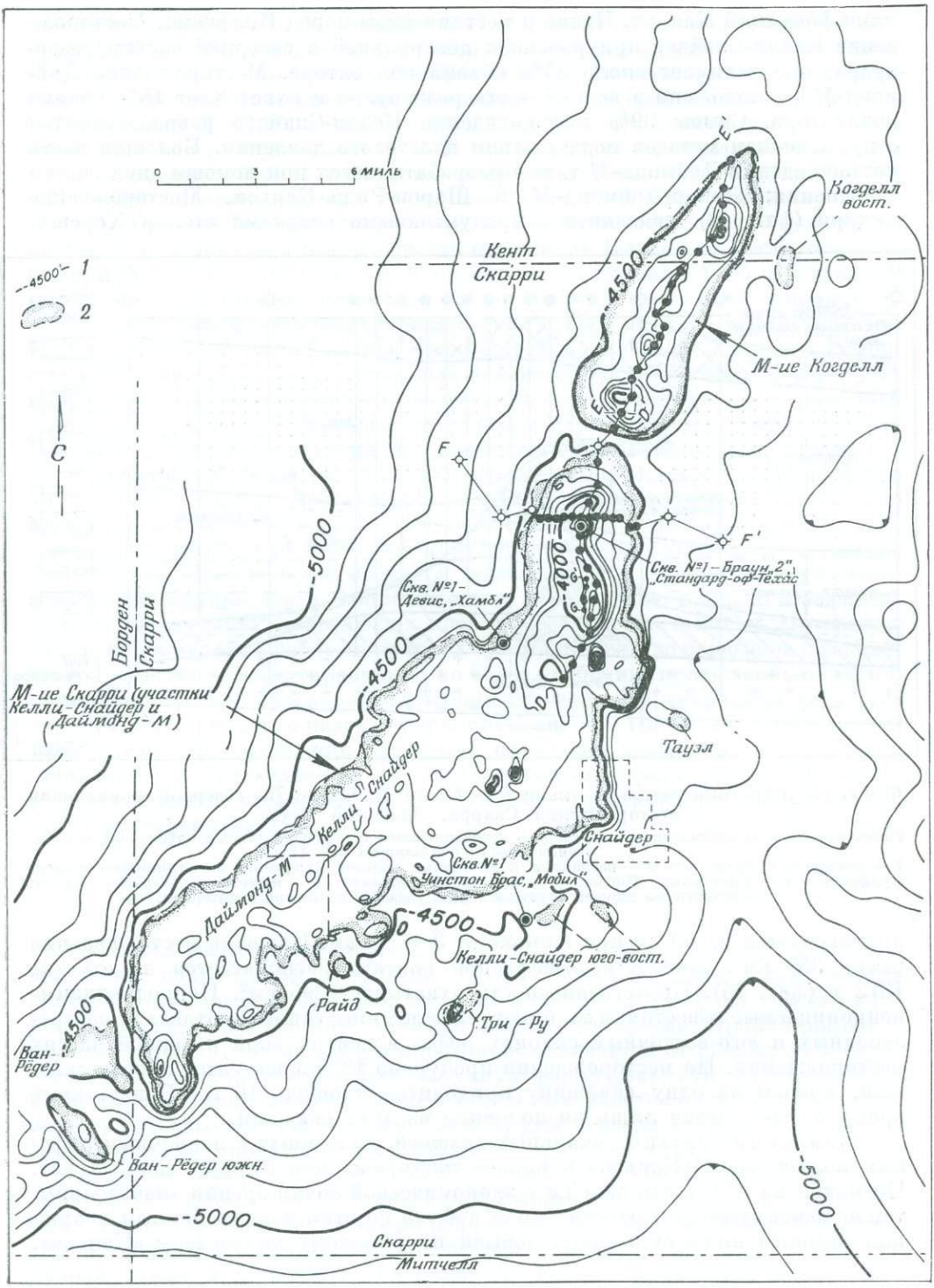
Депрессионный известняковый обломочный материал возраста серии Вулфкемп в состав комплекса Хорсшу не включен. Показаны районы фиг. 11 и 13. Сечение изогипс через 250 футов. *1* — продуктивная площадь выше водо-нефтяного контакта; *2* — граница платформ формации нижняя Строн.

Есть также признаки и вертикальной миграции углеводородов, несмотря на то что в рифовом комплексе поровые и проницаемые пачки известняков разобщены непроницаемыми пластами, хотя миграция и была несколько затруднена. В юго-западной части атолла на нескольких крупных рифовых куполах Вулфкемп у поверхности раздела известняки — глинистые сланцы вследствие наклона образовалась ловушка с амплитудой более 305 м, но она либо была заполнена водой, либо запасы содержащихся в ней углеводородов несравненно ниже потенциального объема коллектора. Песчаники и алевриты фондоформы (фиг. 7) перекрывают каждый из этих куполов в отдельности, но не служат кепроком с адекватными физическими свойствами. Один небольшой купол возраста Вулфкемп (месторождение Веллман) в пределах рассматриваемой территории, где кровля купола перекрыта глинистыми сланцами, характеризуется этажом нефтеносности мощностью 249 м [2]. Все это служит указанием на наличие местных продуцирующих пород и на то, что отсутствие в некоторых куполах залежей углеводородов обусловлено ненадежностью покрышки в кровле купола.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ СКАРРИ, КОЛЛЕКТОР — ИЗВЕСТНЯКИ КАНЬОН

Описание

Общим наименованием «месторождение Скарри» автор объединяет продуктивность рифов «Каньон» обоих месторождений — Келли-Снайдер и Даймонд-*М*. Под коллектором «Каньон» подразумеваются рифогенные извест-

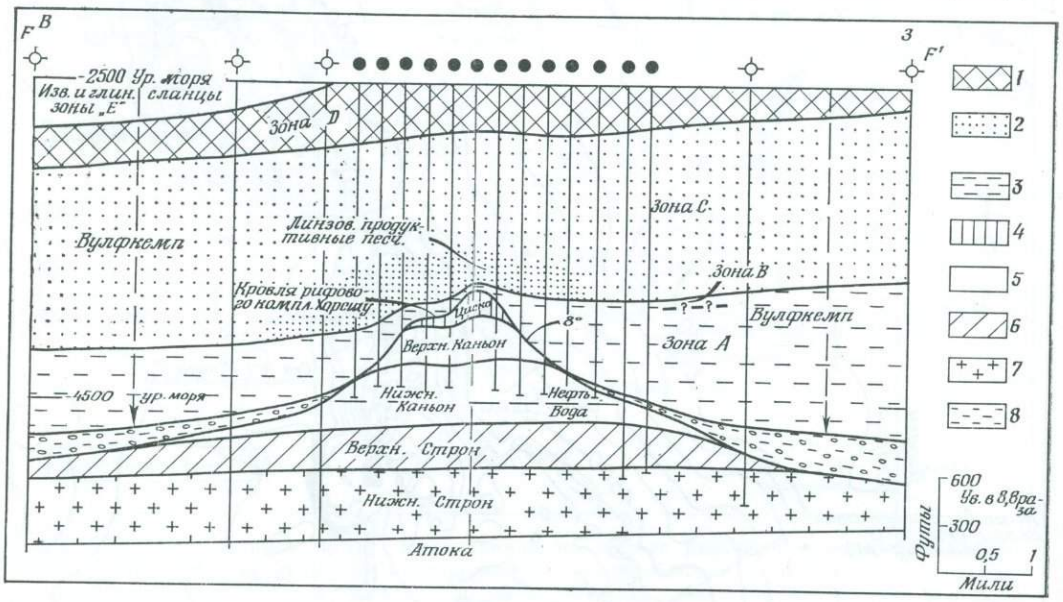


Ф и г. 13. Структурная карта, построенная по кровле рифового комплекса Хорсшу, район месторождений Скарри и Когделл, округ Скарри и Кент, Техас.

Карта взята из работы [9]. Разрез по линии D — D' показан на фиг. 9, по E — E' — на фиг. 10, по F — F' — на фиг. 14. Сечение изогипс через 100 футов.

1 — приблизительное положение водо-нефтяного контакта основных месторождений; *2* — примерные границы нефтегазоносности рифа.

няки формаций Каньон, Циско и местами низы пород Вулфкемп. Месторождение Келли-Снайдер приурочено к центральной и северной частям резервуара; оно занимает около 85% объема коллектора. Месторождение Даймонд-*M* расположено в южной части резервуара и охватывает 15% объема коллектора. Свыше 99% месторождения Келли-Снайдер разрабатывается с применением методов поддержания пластового давления. Большая часть месторождения Даймонд-*M* также разрабатывается при помощи двух систем заводнения; Лайон-Даймонд-*M* и Шарон-Ридж-Каньон. Месторождение Скарри (фиг. 13), связанное с продуктивными осадками атолла Хорсшу,



Ф и г. 14. Широтный разрез по линии F — F' атолла Хорсшу по северной периклинали месторождения Скарри, Западный Техас.

Глинистые сланцы пенсильванского возраста переслаиваются с породами осыпей на склонах атолла. Линия F — F' показана на фиг. 13.

1 — известняки Вулфкемп; *2* — песчаники и глинистые сланцы Вулфкемп; *3* — глинистые сланцы Вулфкемп; *4* — известняки Циско; *5* — известняки Каньон; *6* — известняки верхней Строн; *7* — известняки нижней Строн; *8* — предрифовый обломочный материал.

протягивается на 40 км при ширине от 3 до 15 км. Площадь месторождения равна 356 км², причем водо-нефтяной контакт располагается на отметке 1372 м (фиг. 14). Нефтегазоносность охватывает 295 км². Непродуктивные непроницаемые известняки залегают выше водо-нефтяного контакта на северо-западных и юго-восточных склонах рифа, в центральной и южной частях месторождения. На месторождении пробурено 1825 эксплуатационных скважин, причем на одну скважину приходится площадь 16 га. В настоящее время отбор ведется лишь по половине из этих скважин.

Для многих других локальных залежей, связанных с первичным рифовым коллектором «Каньон» в районе месторождения Скарри, данных нет. Несмотря на то что эти залежи с экономической точки зрения значительны, тем не менее суммарно рассчитанная добыча по этим изолированным ловушкам намного ниже суммарной добычи по рифовому коллектору «Каньон».

История открытия

Первая скважина № 1-Т. С. Дэвис, вскрывшая продуктивные осадки рифа «Каньон», была пробурена в северо-западной части месторождения Скарри (фиг. 13). Продуктивный пласт мощностью до 61 м не был опробован

до окончания бурения 28 января 1947 г., когда скважина достигла глубины 2447 м, и были вскрыты доломиты Элленбергер ордовикского возраста. В апреле 1950 г. компания «Стенфорд-ойл-оф-Тексас» провела успешное опробование этой скважины; на 19-миллиметровой шайбе получили приток нефти дебитом 206,7 т/сутки. 20 ноября 1948 г., почти спустя два года после окончания бурения скважины № 1-Т. С. Дэвис и по прошествии 10 месяцев после получения первой нефти из рифогенных пород в округе Говард на южной окраине атолла, та же компания пробурила скважину № 1-Дж. В. Браун-2 на одиночном рифе в северной части, при опробовании которой была доказана нефтеносность отложений Каньон на месторождении Скарри (фиг. 13). Скважина была пробурена до глубины 1955 м и вскрыла рифогенные известняки мощностью 47 м. Из этих отложений при опробовании на 6,35-миллиметровой шайбе получили приток нефти дебитом 72,9 т/сутки. Спустя две недели после опробования этой скважины компания «Магнолия-петролеум» пробурила скважину № 1-Уинстон-Браверс, расположенную на гипсометрически опущенном юго-восточном крыле рифового комплекса, которую официально и считают первооткрывательницей месторождения; притоки получены из известняков, подстилающих атолл.

Скважина № 1-Дж. В. Браун-2 заложена по данным сейсморазведки МОВ, причем район сейсмической аномалии совпадает с северной частью крупного рифового купола на северной периклинали месторождения. Отражающий горизонт, как полагали, приурочен к кровле отложений формации Элленбергер ордовикского возраста, залегающих на 45 м ниже рифового комплекса; помимо этого, непротяженные отражающие площадки зафиксированы на глубинах, отвечающих кровле рифовых известняков. Материалы дальнейших буровых работ подтвердили, что большинство перегибов к западу, северу и востоку, закартированных по более глубоким, протяженным сейсмическим горизонтам, обусловлено высоким значением вертикальных скоростей верхней части рифового разреза формаций Каньон и Циско; перегиб в южном направлении, на основании чего было проведено замыкание сейсмической аномалии, не подтвердился. Осталось неясным, продолжается ли месторождение далее, чем на 32 км к юго-западу от структуры, определенной по сейсмическим данным.

Внешняя форма

В целом на месторождении Скарри атолл Хорсшу вытянут в северо-восточном направлении (фиг. 13). Северо-западный склон рифа обычно однороден как по простиранию, так и по падению, в то время как его юго-восточный склон весьма неустойчивый, со следами эрозии. Кровля рифового комплекса вдоль гребня атолла плохо прослеживается от скважины к скважине. Поверхность атолла имеет выпуклую форму (фиг. 14), а углы падения на крыльях обычно меньше 8°, но в отдельных участках эта величина превышает 20°. Юго-восточное крыло более крутое и вдоль южного края атолла зафиксированы многочисленные локальные рифовые мысы.

Верхняя поверхность рифогенной массы расчленена на четыре части причудливой формы тремя неправильной формы депрессиями, расположенными почти под углом 90° к продольной оси рифов. Верхние пачки известняков на месторождении Когделл отчетливо разобщены на четыре пологих купола тремя неглубокими седловинами. Резко выраженная поперечная депрессия установлена также между месторождениями Скарри и Когделл.

Предшествовавшие исследователи [11, стр. 72] характера рельефа рифа на месторождении Скарри установили, что большая часть долин гораздо глубже врезана в крыльевые части рифа, чем в его гребень. На ряде участков структурные носы вытянуты в сторону бассейна в направлении от седловин

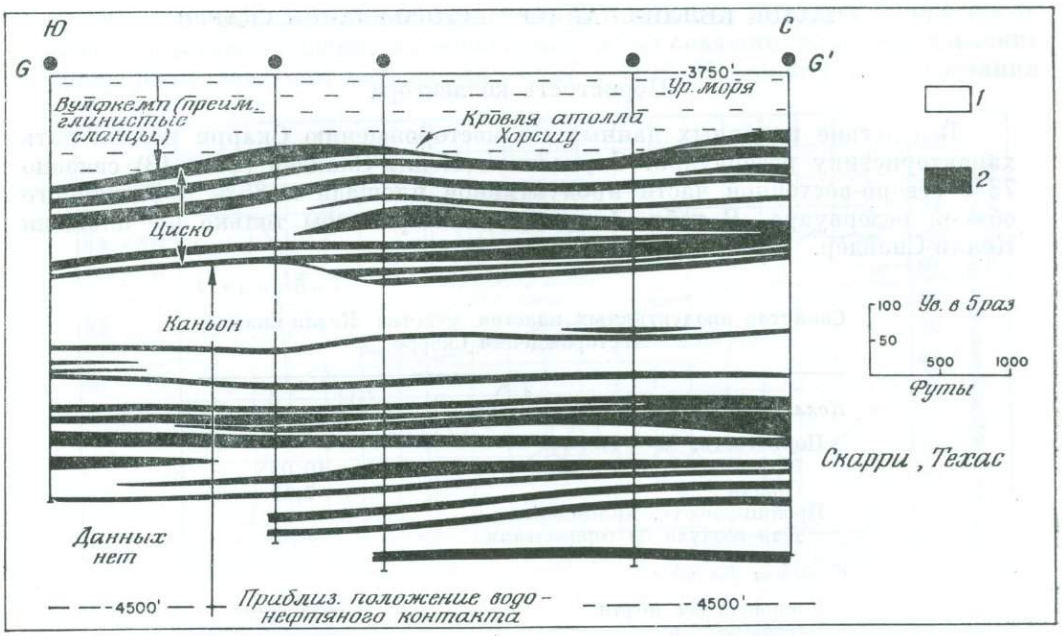
или районов долин. Бросается в глаза их сходство с аллювиальными конусами выносов. Довольно широкий отрог в сторону бассейна установлен вдоль юго-восточной окраины месторождений Скарри (по изогипсе —4700 футов, юго-западнее Снайдера, фиг. 13) близ центральной части месторождения, где объем разреза известняков Каньон сильно сокращен. Этот отрог резко контрастирует с протягивающимся далее на север крутым склоном, где вдоль гребня атолла сохранились известняки верхнего Каньона.

Наиболее приподнята северная часть месторождения, где кровля комплекса на 233 м выше отметки водо-нефтяного контакта, который соответствует замку структуры. В среднем превышение над уровнем воды в широком центральном участке достигает 76 м. Помимо этого, по разрезу мощностью 30 м, расположенному ниже водо-нефтяного контакта, также фиксируется замкнутая структура, но данный интервал оказался непродуктивным. Лишь верхние 15 м разреза продуктивны в локальном плане, где свойства коллектора однородны, особенно в северной части месторождения Когделл. Нижние 15 м непродуктивны, очевидно, вследствие структурных перестроек отрицательного знака после заполнения ловушки нефтью. Такого же рода тектонические подвижки происходили и в северной части месторождения Когделл, которое служит пределом, вверх по восстанию цепочки 10 изолированных ловушек, заполненных повсеместно до замка южнее месторождения Когделл. К локальным поднятиям на территории месторождений Скарри — Когделл, оконтуренных изогипсами —4500 и —4600 футов, приурочены залежи, поскольку пористость и проницаемость пород адекватны.

Внутреннее строение

Сопоставление отдельных пачек, выделяемых в рифовом комплексе, представляет определенные трудности лишь в отношении известняковых формаций верхний Каньон и Циско. Повсеместно в рифовом комплексе присутствуют маломощные прослои глинистых сланцев, которые, хотя и позволяют расчленить рифогенную массу, тем не менее не выдержаны по простиранию в верхней части рифа. Стратиграфические границы, как правило, совпадают с пачками глинистых сланцев. Однако вблизи окраины рифа слои глинистых сланцев весьма непротяженны и для трассирования границ между отдельными стратиграфическими интервалами разреза необходимо привлекать палеонтологические данные. Точное сопоставление стратиграфических горизонтов удается провести лишь на ограниченные расстояния, причем с использованием материалов микрозондов, которые успешно применены для этих целей в работах [4, 6, 8 и 10]. К числу пачек пород с плохой пористостью относят обычно слои глинистых сланцев, карбонатных илов или обломочных известняков. Пористые пачки представлены в основном светло-окрашенными известняками, состоящими преимущественно из органогенных обломков, сохранившихся в виде калькаренита. Сопоставление преобладающих типов известняков с пористыми и непористыми слоями [6, стр. 24] и возможность трассирования последних двух на значительные расстояния по данным микрозондов свидетельствуют о ритмичном характере накопления известняков (фиг. 15), даже если и не удается выделить отдельный цикл. Несмотря на то что керновый материал получен только по 5% пробуренных скважин, тем не менее можно говорить о слоистой природе постройки и об отсутствии массивного, неслоистого «рифового ядра».

На месторождении Скарри пористость в основном вторичная, связанная с наличием небольших сообщающихся друг с другом пустот [3, стр. 1023], причем почти повсеместно выщелачивание не зависело от размера зерен. Чередование выщелоченных и невыщелоченных пачек, по-видимому, связано с периодическим воздействием метеорных вод, но основное выщелачивание



Ф и г. 15. Меридиональный разрез по линии G — G' (см. фиг. 13), иллюстрирующий чередование пористых разностей на месторождении Скарри [6].

Маломощные пачки с низким значением пористости и проницаемости непродуктивны и препятствуют вертикальной миграции пластовых флюидов.

1 — известняки, пористость которых больше 4,5%; *2* — известняки, пористость которых меньше 4,5% с отдельными маломощными прослоями глинистых сланцев.

приурочено к периоду глубокой эрозии послеканьонского времени. Повторяемость в рифовом комплексе пористых и непористых слоев и заметное горизонтальное напластование этих пачек по отношению к кровле рифа обусловило применение внутриконтурного заводнения, когда потребовалось осуществить поддержание пластового давления.

ДОБЫЧА И ЗАПАСЫ

На 1 января 1968 г. на месторождении Скарри было добыто 71,4 млн. т нефти. Содержание воды в общем объеме добытой жидкости составило 9%, и при помощи сепаратора, установленного на устье скважин, получено 14,2 млрд. м³ газа. В среднем за 1967 г. в месяц отбирали до 397 300 т нефти, причем более высокого уровня добычи можно было достигнуть при крайних условиях эксплуатации.

Подсчитано, что при современных методах поддерживания пластового давления в целом по месторождению получат 47,6 млн. т нефти при условии коэффициента извлечения 50% ее первоначальных геологических запасов. Такая нефтеотдача лишь на 20% ниже расчетного значения, но при условии, если использовалась бы начальная энергия пласта.

Первоначально в скважинах на месторождении опробовали интервал, расположенный на 15—30 м выше уровня водо-нефтяного контакта, и получали фонтанные притоки. На отдельных участках в скважину спускали насосно-компрессорные трубки и выборочно простреливали пористые интервалы разреза. Применялась также кислотная обработка, но методика ее была различной.

УЧАСТОК КЕЛЛИ-СНАЙДЕР МЕСТОРОЖДЕНИЯ СКАРРИ

Пористость коллектора

Вследствие неполных данных по месторождению Скарри нельзя дать характеристику резервуара. С участком Келли-Снайдер (фиг. 13) связано 73% северо-восточной части продуктивной площади и 85% эффективного объема резервуара. В табл. 1 приведены параметры только по площади Келли-Снайдер.

Таблица 1

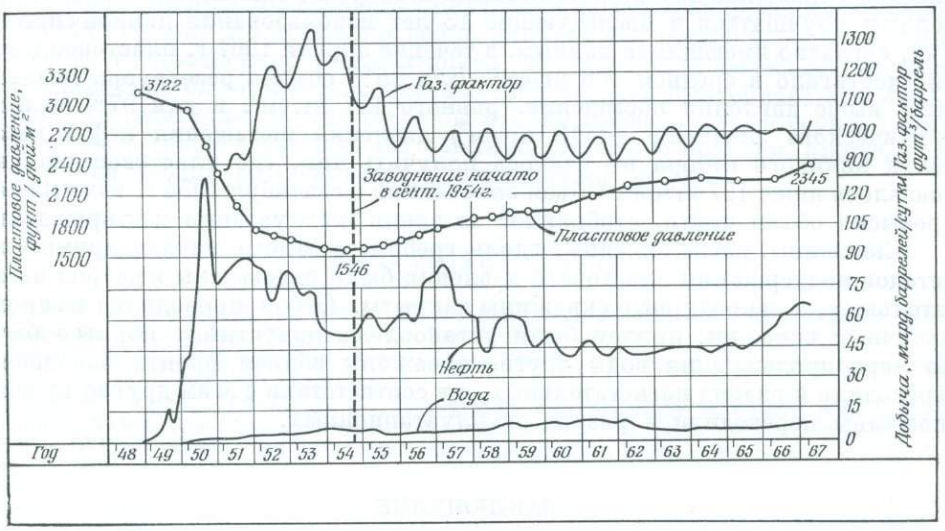
Свойства продуктивных пластов участка Келли-Снайдер месторождения Скарри

Коллекторские свойства	
Пористость, %	
Эффективная 3%	10,03
Общая	7,11
Проницаемость, миллидарси	
Для воздуха по горизонтали	30,6
Свойства флюидов	
Удельный вес нефти	0,8155 г/см³
Парафинистая	
Содержание серы, %	0,183
Объемный коэффициент нефти в пластовых условиях	1,500
Вязкость нефти, сантипуазы	0,375
Газовая шапка	Отсутствует
Плотность газа	1,13
Коэффициент растворимости газа в нефти	1000 м³/м³
Минерализация пластовой воды	159 000 мг/л
Водонасыщенность, %	28,2
Давление	
Первоначальное пластовое давление (на абсолютной отметке −1290 м)	218,5 кг/см²
Давление насыщения	126 кг/см²
Критическое давление насыщения газом	±112 кг/см²
Режим пласта	
Первоначальный	Растворенного газа
Современный	Искусственно водонапорный
Продуктивная толща	
Этаж нефтеносности	229,5 м
Средняя мощность продуктивного пласта	68,7 м
Первоначальные запасы нефти	380,7 млн. т
Нефтеотдача	51,7%

Поддержание пластового давления

В начальный этап разведки месторождения Скарри было установлено, что режим пласта представляет собой режим растворенного газа. Для наглядности характера разработки участка Келли-Снайдер составлен график эксплуатации (фиг. 16), где средние значения пластового давления нанесены в зависимости от уровня суточного отбора нефти. Резкое падение давления

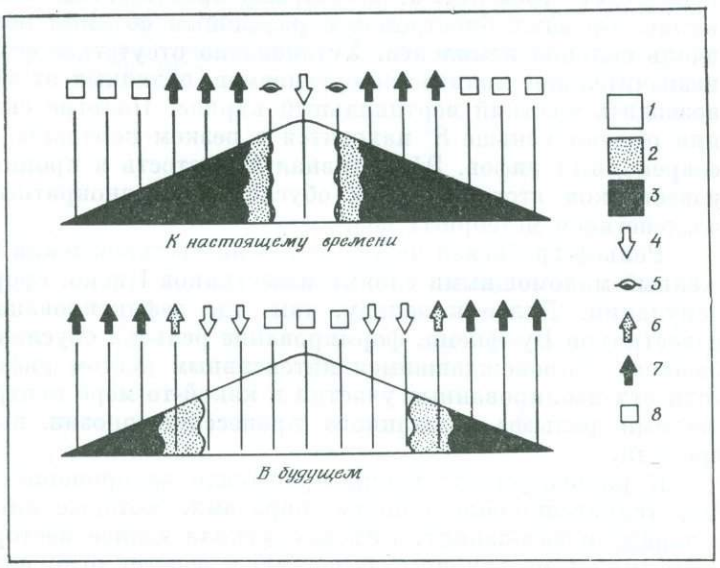
отмечено на начальном этапе разработки и к концу 1951 г., вскоре после ввода в действие большинства эксплуатационных скважин, пластовое давление упало ниже давления насыщения — 127 кг/см². К моменту использования



Ф и г. 16. График эксплуатации для участка Келли-Снайдер, месторождение Скарри, Западный Техас.

Колебание добычи с 1964 г. связано с установлением месячной нормы отбора, что обычно обусловливается потребностями рынка.

операций по поддержанию пластового давления, начатых в сентябре 1954 г., его величина достигла 109 кг/см² и всего лишь 1% нефти в резервуаре оставался при значениях выше давления насыщения.



Ф и г. 17. Схема внутриконтурного заводнения участка Келли-Снайдер, месторождение Скарри, Западный Техас.

1 — площадь заводнения; *2* — площадь частично заводненная; *3* — продуктивная площадь; *4* — нагнетательная скважина; *5* — наблюдательная скважина; *6* — эксплуатационные скважины, дающие нефть с водой; *7* — эксплуатационные скважины, дающие только нефть; *8* — скважины в консервации.

Для района Келли-Снайдер была выбрана такая же система внутриконтурного заводнения (фиг. 17), которая применялась при разработке южной части месторождения Скарри. Обычные методы заводнения, предусматривающие закачку с подошвы продуктивного разреза вверх или законтурное

заводнение, были отвергнуты по той причине, что в разрезе содержатся относительно непроницаемые пачки известняков, залегающие почти горизонтально. Внутриконтурное заводнение сразу же позволило восстановить пластовое давление на большей площади месторождения, и режим пласта продолжал улучшаться в последующие 13 лет использования данной системы. Так, согласно имеющимся данным, в течение апреля 1967 г. пластовое давление достигало в среднем 166 кг/см². Для 85% объема резервуара давление было выше давления насыщения, равного 127 кг/см², и для 97% — выше критического значения +(112 кг/см²) давления насыщения нефти газом; почти никакого отбора не удалось получить там, где пластовое давление оказалось ниже 127 кг/см². Объем закачанной с сентября 1954 г. воды на 34% превысил объем нефти, отобранной за время эксплуатации месторождения.

Скважины, расположенные вдоль гребня, с самого начала применения методов поддержания пластового давления были переведены в разряд нагнетательных, а законтурные скважины закрыты. Отбор проводился из промежуточных скважин, причем были установлены допустимые нормы добычи. По мере продвижения воды другие скважины вблизи фронта заводнения переводили в разряд нагнетательных, а в соответствии с этим другие краевые скважины переводили в разряд эксплуатационных.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Атолл Хорсшу — одно из крупнейших погребенных рифогенных образований мира. Формирование его протекало в обстановке, сложившейся к началу истории развития бассейна Мидленд, и дальнейший его рост по вертикали обусловлен тем обстоятельством, что в течение периода медленного, но продолжительного прогибания во внутренних областях бассейна терригенный кластический материал не отлагался. В противоположность большинству современных океанических рифов с организмами, прикрепленными к твердому субстрату, атолл Хорсшу представляет собой по-существу серию кулисообразных биостромов с различным объемом обломочного материала вдоль склонов комплекса. Установлено отсутствие фаций ядра и довольно незначительное количество организмов, отличных от водорослей, способных возводить жесткий вертикальный каркас. Пологие склоны с углами падения обычно меньше 8° находятся в резком контрасте с крутыми обрывами современных рифов. Эффективная пористость и проницаемость рифогенных известняков вторичны, они обусловлены однократным или многофазным воздействием метеорных вод.

Рельеф гребневой части атолла на месторождении Скарри, хотя и сглаженный маломощными слоями известняков Циско, сформирован процессами денудации. Далее к западу, там, где зафиксирована большая мощность известняков Вулфкемп, формирование рельефа обусловлено быстрым погружением, сопровождавшимся интенсивным ростом рифовых построек, даже если эти изолированные участки в какой-то мере контролировались особенностями рельефа, созданного процессами эрозии позднепенсильванского времени.

В раннепермское время произошло захоронение рифового комплекса под терригенно-обломочными породами, которые циклично продвигались к западу и юго-западу. Рифовые купола южнее месторождения Солт-Крик погрузились на глубины свыше 300 м еще до того, как их перекрыли песчаники и глины клиноформы и фондоформы Вулфкемп.

В теле рифового комплекса существуют благоприятные условия для латеральной миграции флюидов, а вертикальная миграция, по-видимому, происходит в рифогенных образованиях моложе формации Строн. Вертикальная миграция на месторождении играет небольшую роль.

Заполнение нефтью коллекторов происходило в результате латеральной миграции в рифовом комплексе вследствие регионального наклона к западу после захоронения, различного рода структурных осложнений в гребне атолла и перегибов близ куполов с неблагоприятным в качестве покрышки кепроком.

Атолл Хорсшу представляет собой уникальный продукт, образованный в бассейне с замедленной седиментацией. Если бы геологическое строение таких бассейнов было детально изучено до того, как был обнаружен атолл Хорсшу, то, очевидно, можно было бы прогнозировать целую серию таких комплексов, а также сократить тот 9-летний разрыв во времени, прошедший от открытия атолла до получения промышленной нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Adams J. E., Frenzel H. N., Rhodes M. L., Johnson D. P.*, Starved Pennsylvanian Midland basin, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **35**, № 12, 2600—2607, 1951.
2. *Anderson K. C.*, Wellman field, Terry County, Texas, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **37**, № 3, 509—521, 1953.
3. *Bergenback R. E., Terriere R. T.*, Petrography and petrology of Scurry reef, Scurry County, Texas, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **37**, № 5, 1014—1029, 1953.
4. *Burnside R. J.*, Geology of part of the Horseshoe atoll in Borden and Howard Counties, Texas, U.S. Geol. Survey Prof. Paper 315-B, 21—35, 1959.
5. *Heck W. A., Yenne K. A., Henbest L. G.*, Pennsylvanian and Permian (?) contact in subsurface Scurry reef, Scurry County, Texas, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **36**, № 7, 1465—1466, 1952.
6. *Myers D. A., Stafford P. T., Burnside R. J.*, Geology of the late Paleozoic Horseshoe atoll in West Texas, Texas Univ. Bur. Econ. Geology Publ. 5607, 113 p., 1956.
7. *Rothrock H. E., Bergenback R. E., Myers D. A., Stafford P. T., Terriere R. T.*, Preliminary report on the geology of the Scurry reef in Scurry County, Texas, U.S. Geol. Survey Oil and Gas Inv. Map OM 143, 1953.
8. *Stafford P. T.*, Zonation of the late Paleozoic Horseshoe atoll in Scurry and southern Kent Counties, Texas, U.S. Geol. Survey Oil and Gas Inv. Chart OC 53, 1955.
9. *Stafford P. T.*, Scurry field, *in* Occurrence of oil and gas in West Texas, Texas Univ. Bur. Econ. Geology Publ. 5716, 295—302, 1957.
10. *Stafford P. T.*, Geology of part of the Horseshoe atoll in Scurry and Kent Counties, Texas, U.S. Geol. Survey Prof. Paper 315-A, 1—20, 1959.
11. *Van Siclen D. C.*, Reef-type oil fields, Scurry County, Texas, *in* Geological contributions, Abilene (Texas) Geol. Soc., 70—79, 1950.

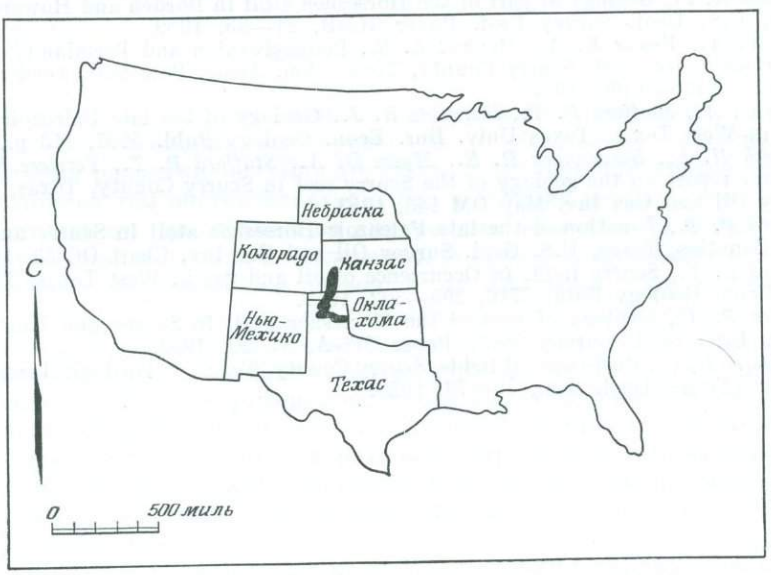
МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ПЕНХЕНДЛ — ХЬЮГОТОН, ТЕХАС — ОКЛАХОМА — КАНЗАС (ПЕРВЫЕ 50 ЛЕТ РАЗВЕДКИ)

Л. Пипин

МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ, ИСТОРИЯ ОТКРЫТИЯ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пенхендл — Хьюготон — крупнейшее нефтяное и газовое месторождение США (фиг. 1). Оно заходит на территории 19 округов и 3 штатов. Длина его 165 км, а ширина от 12,8 до 91,2 км. Площадь нефтегазоносности свыше 20 000 км².

Скважина-первооткрывательница месторождения Пенхендл в Техасе, обозначенная на фиг. 2 стрелкой, пробурена в северной части округа Поттер в 33,6 км к северу от Амарилло в декабре 1918 г. Скважина заложена

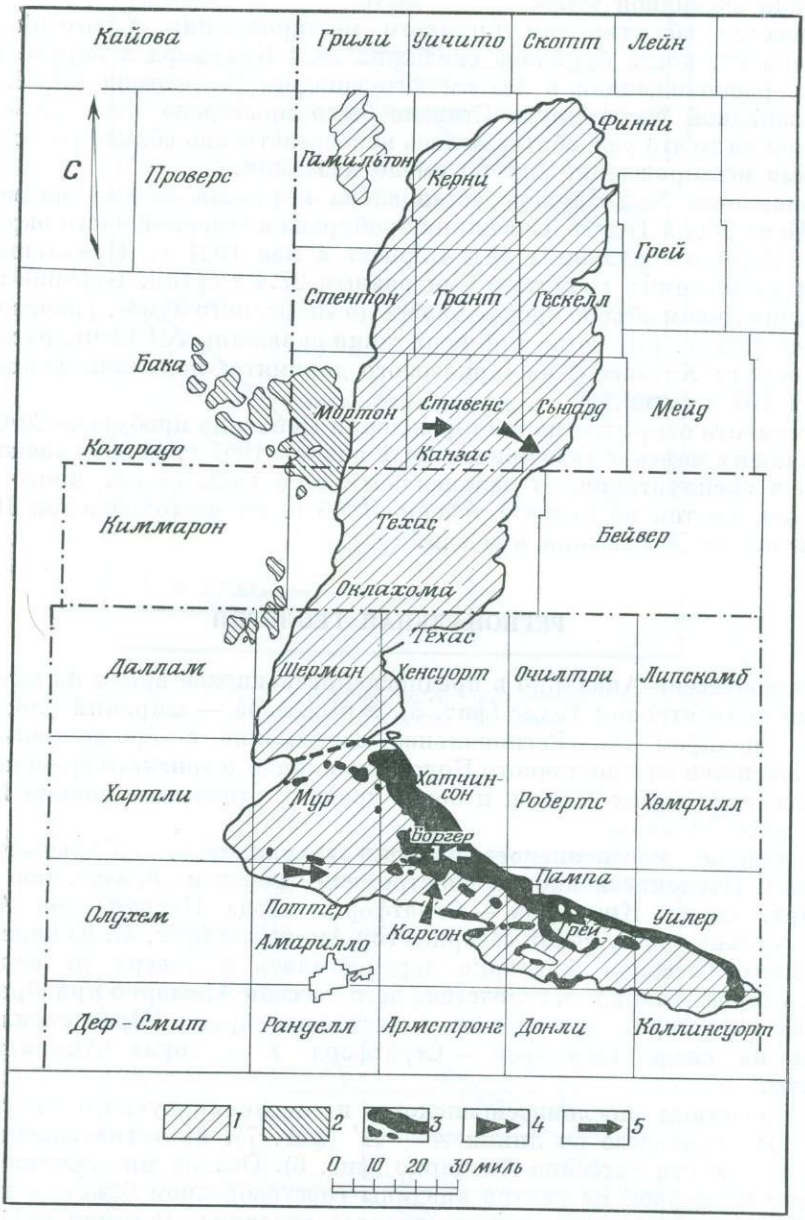


Фиг. 1. Карта США с местоположением месторождения Пенхендл — Хьюготон.

на закартированном геологической съемкой куполе Джон-Рей. В скважине № 1-Мастерсон-*С* с глубины 718,5 м получили фонтан газа из риолита [2]. Начальный дебит газа был равным 140 000 м³/сутки, а статическое давление в скважине при закрытом устье 29,4 кг/см². При передаче скважины в эксплуатацию в 1950 г. дебит газа составлял 420 000 м³/сутки, а давление 24,5 кг/см². После 48-летней эксплуатации дебит скважины понизился до 216 720 м³/сутки, а давление — до 13,3 кг/см², добыча же достигла уровня 270,1 млн. м³ и скважина все еще продолжает давать более 28 000 м³ газа в сутки.

В сентябре 1920 г. в округе Карсон была пробурена скважина № 1 — Барнетт, в которой получили фонтан газа дебитом 2,1 млн. м³/сутки [6].

Месторождение Хьюготон в Канзасе было открыто в декабре 1922 г. скважиной № 1-Боулс в 4,8 км западнее Либерала, округ Сьюард. Вначале



Ф и г. 2. Месторождение Пенхендл — Хьюготон, скважины-первооткрывательницы, скважины особого значения, нефтяные и газоносные площади.

1 — газ (Вулфкемп); *2* — газ (верхнепенсильванский); *3* — нефть (Вулфкемп); *4* — первые продуктивные скважины; *5* — скважины особого значения.

в месторождение поверили не все. В 1925—1926 гг. в округе Техас, Оклахома, бурилось несколько скважин и только в мае 1927 г. значимость месторождения стала очевидной [3].

Известие об открытии крупного месторождения Хьюготон пришло в тот момент, когда бурилась скважина № 1-Крауфорд в округе Стивенс, Канзас, расположенная в 4,8 км юго-западнее Хьюготона [3]. К 1930 г. в юго-западной части круга Стивенс было пробурено уже 75 скважин. Несмотря на то что разработка велась непосредственно вблизи города Хьюготон, само месторождение еще не имело названия.

Скважиной № 2-Барнетт установлена нефтяная залежь на месторождении Пенхендл в Техасе. Скважина пробурена в северной части округа Карсон в 3,2 км от скважины № 1-Барнетт в мае 1921 г. Начальный дебит из «переотложенных гранитов» был равным 27,4 т/сутки. Бурение на нефть в незначительном объеме продолжалось до «нефтяного бума», разразившегося в апреле 1925 г. [6], когда при испытании скважины №1-Смит, расположенной в округе Хатчисон, из «аркозового доломита» получили фонтан нефти дебитом 137 т/сутки.

С момента открытия на месторождении Пенхендл пробурено 20 000 скважин, давших нефть и газ, причем на 1 января 1967 г. 11 827 скважин находились в эксплуатации. В дальнейшем объем эксплуатационного бурения снижался, но тем не менее в течение 1966 г. на месторождении Пенхендл бурили около 20 скважин в месяц.

РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ

Палеобассейн Анадарко в предпослемиссисипское время на юге ограничивался полуостровом Техас (фиг. 3), а на севере — широким плоским кратонным шельфом [5]. Региональное воздымание северо-восточной части Нью-Мексико и юго-восточного Колорадо в конце девонского времени обусловило срезание пород Хантон и более древних отложений района Пенхендл в Техасе и Оклахоме.

В течение миссисипского времени сохранялись стабильные условия развития. Послемиссисипский диастрофизм привел к образованию бассейна Далхарт, свода Киммарон — Стратфорд, свода Катрин, гор Амарилло и двух крупных нарушений севернее гор Амарилло (фиг. 4). Южная окраина первичного бассейна Анадарко переместилась к северу от полуострова Техас к горам Амарилло, вследствие чего бассейн Анадарко приобрел форму, которая характерна для него и в настоящее время. Предпенсильванские осадки на своде Киммарон — Стратфорд и в горах Амарилло были размыты.

Последствия послемиссисипского и послеморроуского диастрофизма показаны на разрезе по линии A — A' (фиг. 7), протягивающемся от гор Амарилло до оси бассейна Анадарко (фиг. 6). Осадки миссисипия частично размыты на первом от центра впадины горстообразном блоке, а на других двух блоках обнажались породы древнее ордовика. В самом погруженном блоке зафиксированы отложения времени верхнего Морроу. Максимальные деформации приурочены ко времени Атока, времени основной фазы формирования гор Амарилло.

В горах все осадки были размыты и обнажались граниты. Вследствие эрозии гранитов над поверхностью несогласия Атока в опущенных участках бассейна отлагались продукты разрушения гранитов, которые переслаивались с морским илом и карбонатными породами, выполняющими впадину, а горы Амарилло были перекрыты осадками времени Вулфкемп.

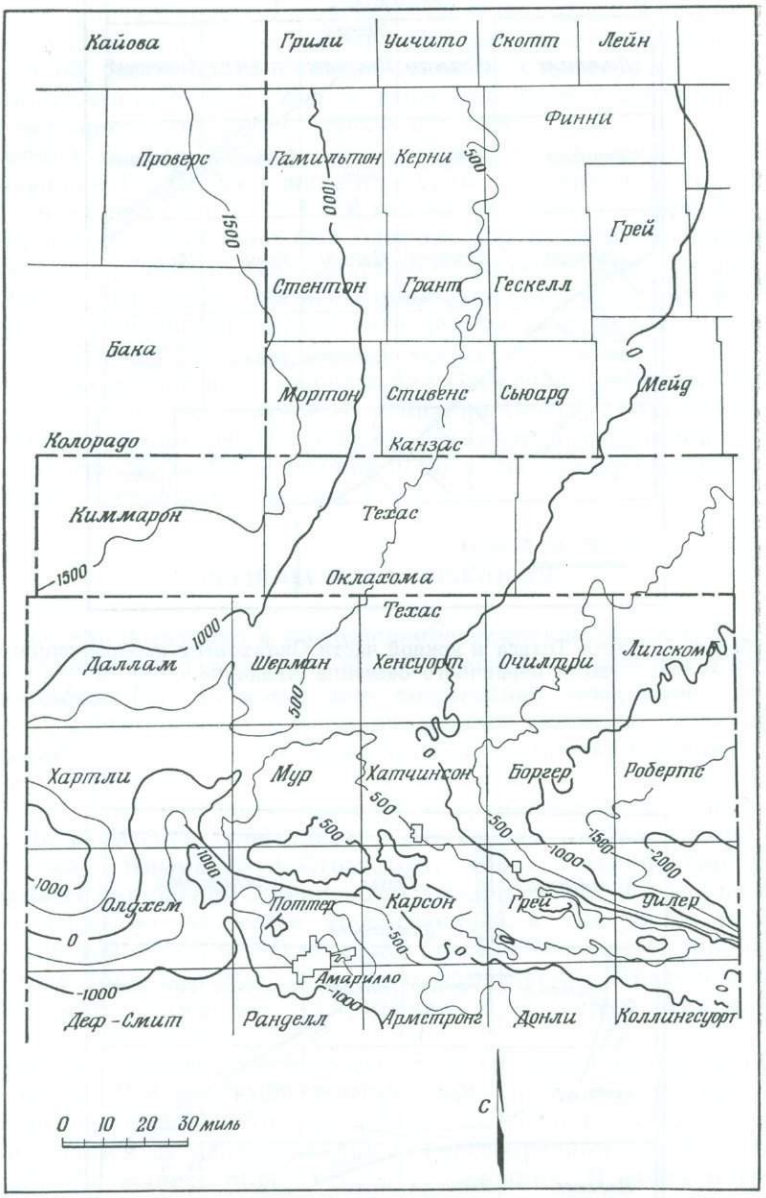
Региональным воздыманием северо-западной части бассейна Анадарко во времени Атока объясняются обратные падения с запада на юго-восток



Ф и г. 3. Карта Техаса и южной части Оклахомы с изображением части первичного бассейна Анадарко.

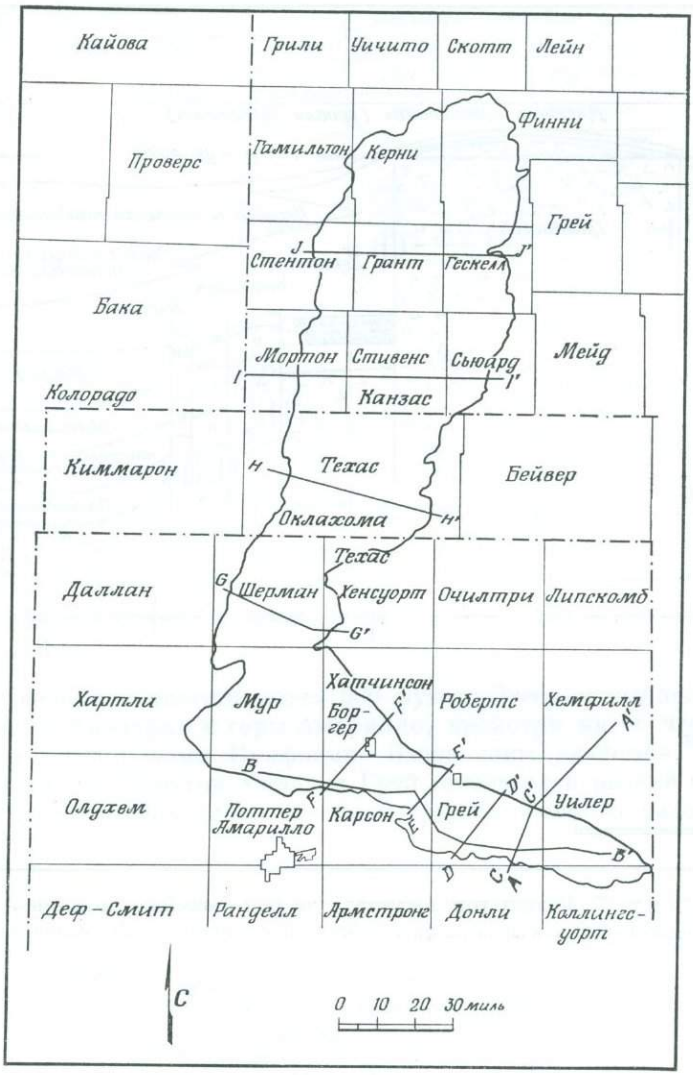


Ф и г. 4. Характер палеоструктуры после миссисипского времени для района Пенхендл в Техасе и Оклахоме.



Ф и г. 5. Структурная карта, составленная по кровле серии Вулфкемп для района месторождения Пенхендл — Хьюготон.

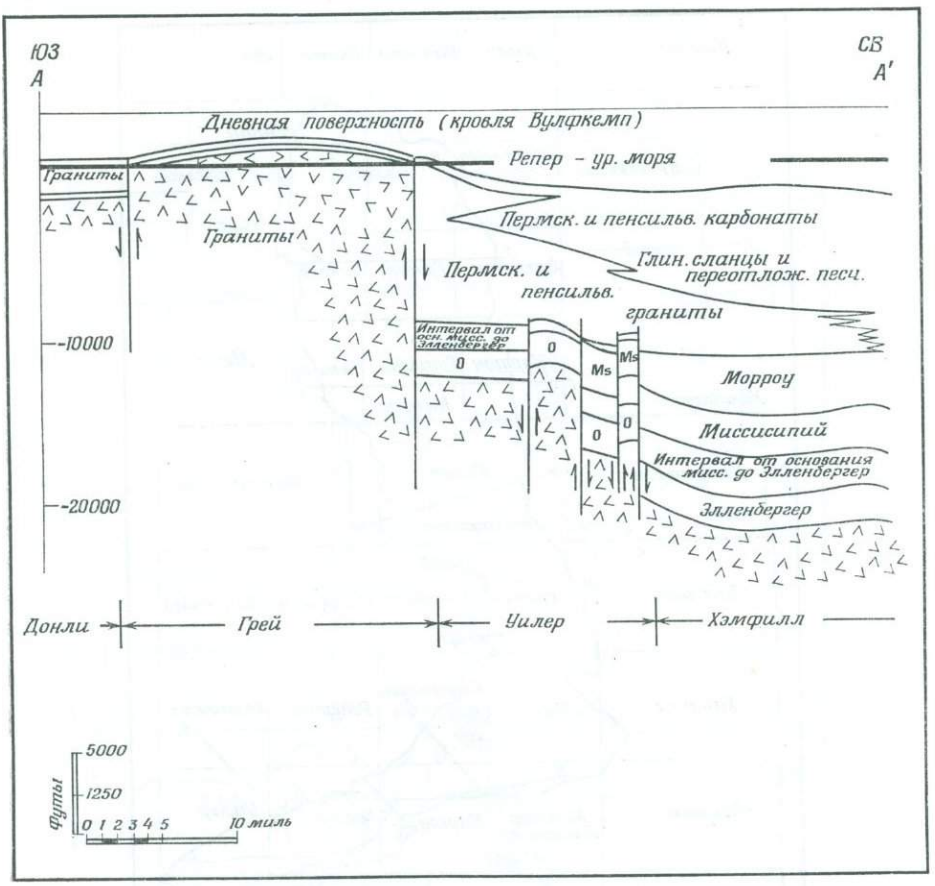
Сечение изогипс через 500 футов.



Ф и г. 6. Местоположение линий разрезов по месторождению Пенхендл — Хьюготон (фиг. 7, 10—12, 15 и 16).

в юго-западном Канзасе. На структурной карте, составленной по кровле Вулфкемп (фиг. 5), виден региональный наклон к юго-востоку. Вследствие этого регионального наклона карбонатные породы пермо-пенсильванского комплекса выклинивались к западу, что обусловило формирование ловушек вдоль западной окраины месторождения Хьюготон. Затем отлагались породы формации Уичито, образуя покров, перекрывающий коллекторы Вулфкемп.

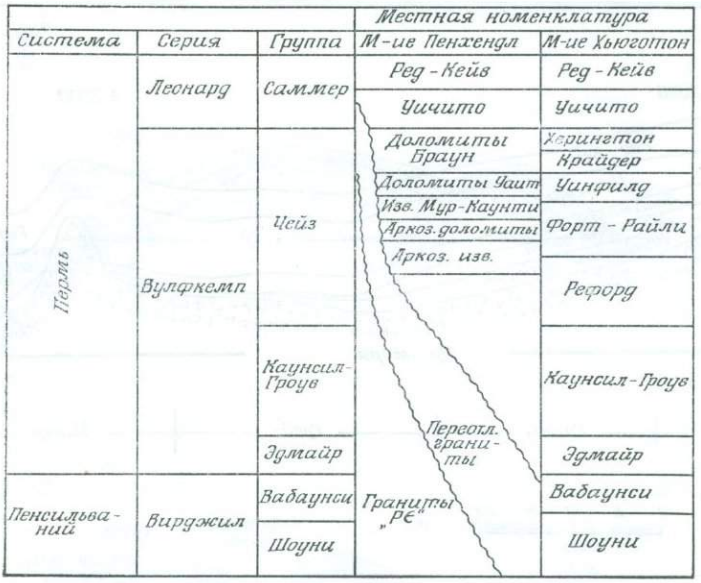
Нефтематеринскими породами, очевидно, служили морские глинистые сланцы, откуда нефть и газ затем мигрировали в осадки продуктов разрушения гранитов, которые являлись своеобразными каналами на месторождении Пенхендл. Некоторая часть залежей нефти и газа скапливалась в локальных ловушках в процессе миграции, и около 959 млн. т нефти и 196 млрд. м^3 газа оказались аккумулированными в месторождении Пенхендл — Хьютогон.



Ф и г. 7. Разрез гор Амарилло до оси бассейна Анадарко.
Линия разреза A — A' показана на фиг. 6. *Ms* — миссисипий; О — формация Эллендергер.

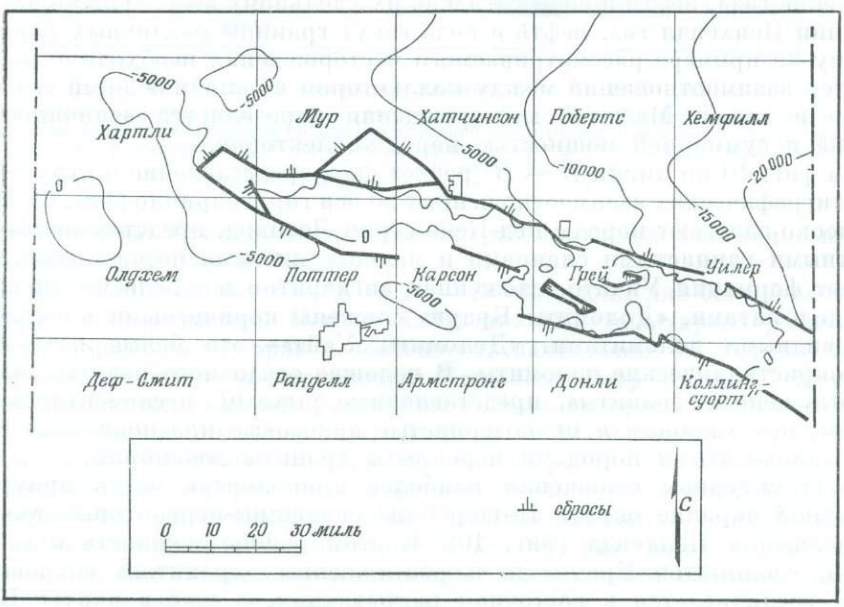
МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ПЕНХЕНДЛ, ТЕХАС

На фиг. 8 дана сводная схема корреляции для района месторождения Пенхендл — Хьюготон. Большинство продуктивных пластов приурочено к отложениям серии Вулфкемп пермской системы. Местные названия продуктивных зон месторождения Пенхендл сверху вниз следующие: «доломиты Браун», «доломиты Уайт», «известняки Мур-Каунти», «аркозовые доломиты», «аркозовые известняки» и «переотложенные граниты». Фиг. 9 представляет собой структурную карту, составленную по кровле гранитов кембрий — докембрийского возраста; изогипсы проведены через 5000 футов. Отчетливо видны оси бассейна Анадарко и горного Амарилло вдоль южной стороны гор, за исключением западной части округа Поттер, фиксируются также зоны малоамплитудных разломов. Однако на северной стороне амплитуда смещения по разломам возрастет от 1500 м на востоке округа Карсон до 5400 м на востоке округа Уилер. Полагают, что два грабена в складчатом комплексе в районе округа Грей соответствуют впадинам Лефорт и Дин-Лейк. На фиг. 5 представлена структурная карта, построенная по кровле отложений

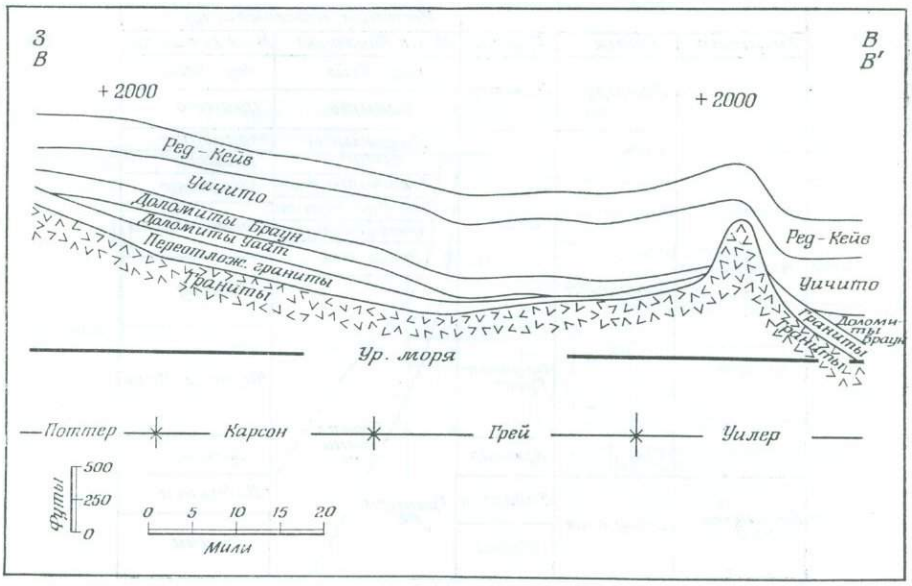


Ф и г. 8. Стратиграфическая колонка месторождения Пенхендл — Хьюготон.

Вулфкемп с сечением изогипс через 500 футов. Здесь отчетливо вырисовываются бассейн Анадарко и горы Амарилло, несмотря на то что последние были перекрыты породами Вулфкемп. Выше зоны разломов, показанной на фиг. 9, в районе округов Уилер и Грей, отмечается резкий флексурный уступ, протягивающийся вдоль северной стороны горного массива.



Ф и г. 9. Структурная карта, составленная по кровле гранитов района месторождения Пенхендл, Техас.
Сечение изогипс через 5000 футов.

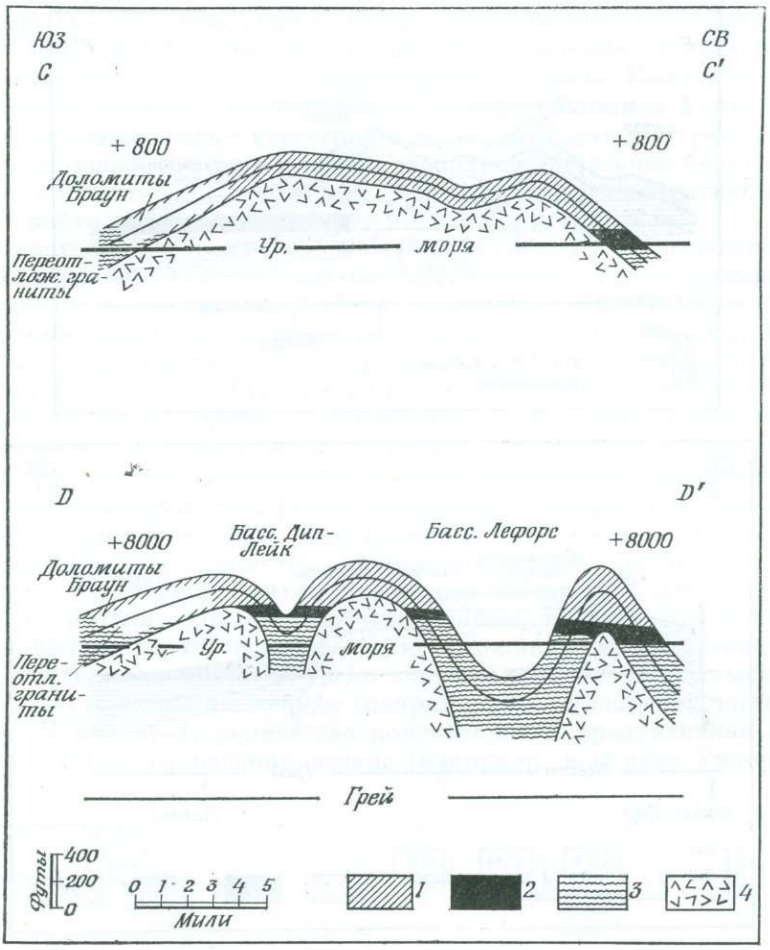


Ф и г. 10. Широтный разрез по простиранию оси гор Амарилло.
Линия разреза B — B' показана на фиг. 6.

Пологие углы падения, фиксируемые в южной части округа Хатчисон и северо-восточной части округа Грей, контрастируют с крутым наклоном в восточной части округов Грей и Уилер. Это особенно важно отметить, поскольку площадь продуктивности на месторождении гораздо больше на тех участках, на которых углы наклона невелики. Так как коллекторы полностью насыщены нефтью и залегают к тому же почти горизонтально, как правило, в отдельном конкретном резервуаре происходит закономерное разделение газа, нефти и воды согласно их удельному весу. Однако на месторождении Пенхендл газ, нефть и вода секут границы различных формаций. Поэтому на примере рассматриваемого месторождения необходимо показать характер взаимоотношений между коллектором и заполняющими его газом, нефтью и водой. Масштаб месторождения определяется величиной угла наклона и суммарной мощностью пород-коллекторов.

На фиг. 10 по линии B — B' разрез дает представление о структурных и стратиграфических взаимоотношениях по оси гор Амарилло (фиг. 6). Наиболее высоко залегают породы Ред-Кейв серии Леонард, представленные красноцветными глинистыми сланцами и мелкозернистыми песчаниками. Ниже залегает формация Уичито, сложенная ангидритом и плотными ангидритовыми доломитами. «Доломиты Браун» сложены коричневыми кремнистыми сахаровидными доломитами. «Доломиты Уайт»— это белые кавернозные крупнокристаллические доломиты. В подошве осадочного разреза залегают «переотложенные граниты», представленные рыхлым, несцементированным гравием, переходящим в мелкозернистые аркозовые красноцветные глинистые сланцы; этими породами перекрыты граниты докембрия.

В структурном отношении наиболее приподнятая часть приурочена к западной окраине округа Поттер близ скважины-первооткрывательницы месторождения Пенхендл (фиг. 10). В этом районе мощность отложений Уичито, «доломитов Браун» и «переотложенных гранитов» сокращается. Разрез увеличивается в восточном направлении, и уже в округе Карсон развиты «доломиты Уайт» и «известняки Мур-Каунти». Мощность «доломитов Браун» уменьшается к востоку, и они выклиниваются близ гранитного пика в западной части округа Уилер, но далее к востоку они опять появ-



Ф и г. 11. Разрезы по линиям $C - C'$ и $D - D'$.

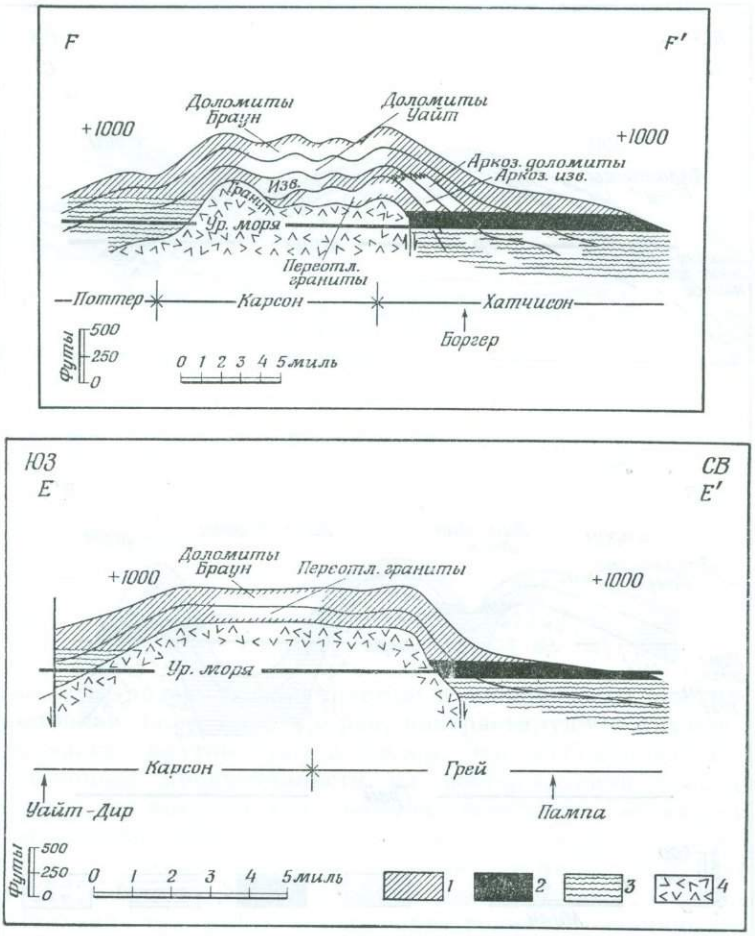
Взаиморасположение нефти, газа и воды в резервуаре месторождения Пенхендл. Вкрест простирания гор с севера на юг гипсометрическое положение нефтяной части резервуара возрастает, но уменьшается ее объем; на южной периклинали месторождения зафиксирован газо-водяной контакт. Линии разрезов $C - C'$ и $D - D'$ показаны на фиг. 6.

1 — газ; *2* — нефть; *3* — вода; *4* — граниты.

ляются в разрезе. Гранитный пик был погребен незадолго до конца времени осадконакопления пород Уичито.

На фиг. 11 по линии $C - C'$ и $D - D'$ показаны два северо-восточных разреза по месторождению Пенхендл. На них выражен характер изменения мощности пород-коллекторов и особенность заполнения их нефтью и газом в различных участках месторождения Пенхендл. Разрез $C - C'$ пересекает восточную часть округа Грей, Техас (фиг. 6). Коллекторами служат «доломиты Браун», «переотложенные граниты» и граниты. В северной части месторождения водо-нефтяной контакт зафиксирован на различных отметках: от 15 м ниже до 36 м выше уровня моря; нефтенасыщенная часть залежи пересекает «доломиты Браун» и «переотложенные граниты», но она экранируется гранитами, за исключением тех локальных участков, где граниты разбиты разломами и поэтому служат коллектором. В южной части месторождения газ подстилается водой на отметке +48 м.

Разрез по линии $D - D'$ построен в 14,4 км западнее линии $C - C'$ (фиг. 6); он пересекает район грабенов Лефорс и Дип-Лейк. Оба грабена вначале были выполнены продуктами денудации гранитов, а затем перекрыты



Ф и г. 12. Разрезы по линиям $E — E'$ и $F — F'$.

Взаиморасположение нефти, газа и воды в резервуаре месторождения Пенхендл. Число пластов-коллекторов и их мощность здесь больше, чем на разрезах $C — C'$ и $D — D'$ (фиг. 11), поэтому и ширина месторождения в этом сечении гораздо значительнее. Линии разрезов $E — E'$ и $F — F'$ показаны на фиг. 6.

1 — газ; *2* — нефть; *3* — вода; *4* — граниты.

породами Вулфкемп. Вследствие последовавших тектонических подвижек и уплотнения вдоль границ грабенов образовались резкие флексурные уступы. Эти два понижения названы впадинами Лефорс и Дип-Лейк. По северной периферии месторождения нефть залегает на отметках от +15 до +45 м, а у северной границы впадины Лефорс контакт резко поднимается до интервала от +27 до +60 м. Мощность интервала, насыщенного нефтью, сокращается постепенно к югу, и близ южной периклинали впадины Дип-Лейк непосредственно у гранитов нефти уже нет. В южной части месторождения газ подстилается водой на отметке +66 м.

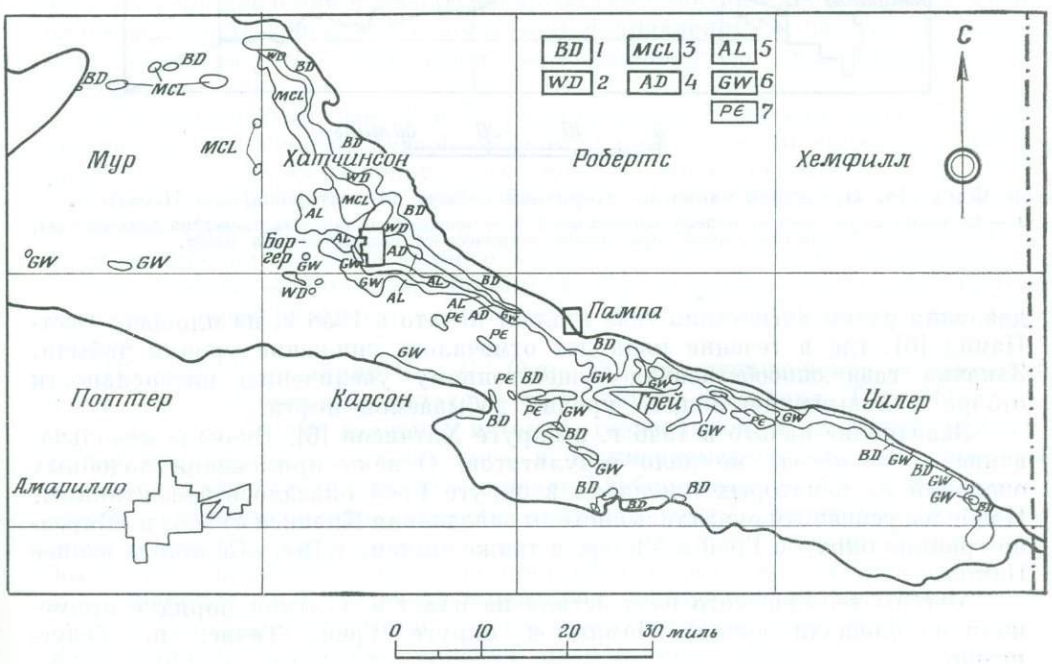
Разрез по линии $E — E'$ (фиг. 12) протягивается от юго-восточной части Уайт-Дира к северо-западной окраине Пампы (фиг. 6). Здесь углы падения меньше, чем на разрезе $D — D'$, а суммарная мощность коллекторов больше. Поэтому и площадь продуктивности в данном сечении больше. Характер залегания нефти тот же, что и по линии $D — D'$, газ подстилается водой на южной периферии месторождения.

Разрез по линии $F — F'$ (фиг. 12) протягивается от северо-восточной части округа Поттер на юго-запад округа Карсон к скважине, впервые

давшей нефть на месторождении Пенхендл, и заканчивается в центре округа Хатчисон (фиг. 6). В этом сечении на месторождении Пенхендл фиксируется максимальная мощность продуктивного разреза. Коллекторы сверху вниз представлены породами: «доломиты Браун», «доломиты Уайт», «аркозовые доломиты», «аркозовые известняки» и «переотложенные граниты». Угол наклона небольшой, и поэтому нефтью заполнен достаточно большой объем различных коллекторов, образующих в целом единый продуктивный пласт. Миграции нефти к югу препятствует наличие там гранитов.

Если построить разрез северо-западной части округа Хатчисон, то можно было бы показать, как водо-нефтяной контакт пересекает с запада на восток последовательно «доломиты Уайт» и «известняки Мур-Каунти». Дальнейшей миграции нефти препятствовали плотные «известняки Мур-Каунти». В этих осадках на периферии месторождения зафиксирован один нефтяной пласт, в котором залежь обусловлена наличием пористых разностей в кровле «известняков Мур-Каунти». Данный пласт продуктивен также и на ряде других площадей выше указанного контакта; исключение составляют лишь те участки, где локальный резервуар связан с интенсивной трещиноватостью. Угол падения осадков в этом районе небольшой; поэтому в северо-западной части округа Хатчисон этаж нефтеносности относительно обширный.

На фиг. 13 показан характер коллекторов нефти на различных участках нефтяного месторождения Пенхендл. Каждый значок на карте соответствует тому или иному типу коллектора, заполненного нефтью. Вверх по региональному наклону нефть последовательно заполнила более древние породы. Площадь нефтегазоносности и число пластов-коллекторов больше на тех участках, где угол наклона меньше (например, в юго-западной части округа Хатчисон). И наоборот, количество коллекторов и продуктивная площадь меньше там, где углы падения резкие (например, в округе Уилер).



Ф и г. 13. Карта месторождения Пенхендл.

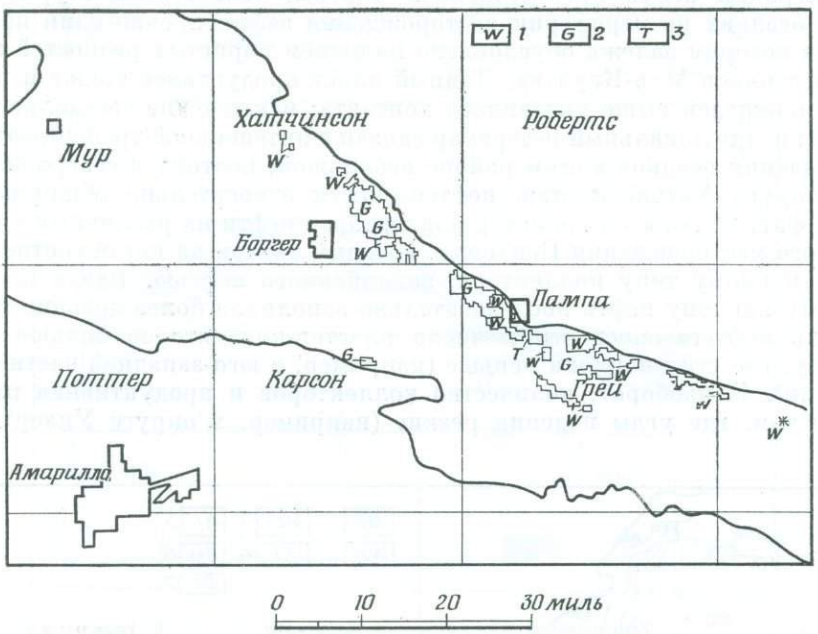
Показано, с каким типом коллектора связаны залежи нефти.

1 — доломиты Браун; *2* — доломиты Уайт; *3* — известняки Мур-Каунти; *4* — аркозовые доломиты; *5* — аркозовые известняки; *6* — переотложенные граниты; *7* — граниты и магматические породы.

В 1967 г. самым продуктивным коллектором считали оолитовую зону «доломитов Браун». В округе Хатчисон ее продуктивность оценивается величиной 1370 т нефти на 4000 м². В среднем по месторождению Пенхендл на основе первоначальных дебитов нефти по скважинам продуктивность характеризуется величинами от 205,5 до 674 т на каждые 4000 м² площади.

По состоянию на 1 января 1967 г. на месторождении Пенхендл было добыто 155,9 млн. т нефти [1]. Из этого объема первоначальная добыча составила 148,2 млн.т, а при использовании вторичных методов получили 7,7 млн.т.

Методы вторичной добычи. К числу вторичных методов добычи, применявшихся на месторождении Пенхендл (фиг. 14), относится закачка газа, заводнение и термическое воздействие на пласт. Поддержание пластового



Ф и г. 14. Проектная схема по вторичной добыче по месторождению Пенхендл.
1 — площади, на которых проведена закачка воды; *2* — площади, на которых проведена закачка газа; *3* — неэффективное применение термического воздействия на пласт.

давления путем нагнетания газа в пласт начато в 1946 г. на площади Вест-Пампа [6], где в течение ряда лет отмечалось снижение уровня добычи. Закачка газа способствовала существенному увеличению интенсивности отбора и повышению общего уровня добываемой нефти.

Заводнение начато в 1946 г. в округе Хатчисон [6]. Вначале использование этого метода не дало результатов. Однако применение подобных операций на некоторых площадях в округе Грей оказалось эффективным. Наиболее успешным оказались системы заводнения Киванси «Уэбб» и «Морзе» по границе округов Грей и Уилер, а также система «Литтл-Семинол» южнее Пампы.

Методы термического воздействия на пласт в опытном порядке применили на площади южнее Пампы в округе Грей, Техас, но безуспешно.

В целом по месторождению Пенхендл применение вторичных методов добычи к 1 января 1967 г. позволило получить 5,6% суммарного объема извлеченной нефти, причем 4,3% получено за счет нагнетания в пласт газа и 1,3% — за счет заводнения.

Месторождение нефти и газа Хьюготон

На фиг. 8 дан стратиграфический разрез месторождений Пенхендл и Хьюготон. Формация Уичито, сложенная ангидритами и плотными доломитами, для этих месторождений служит покрышкой; залегающие ниже карбонатные отложения серии Вулфкемп продуктивны. На месторождении Пенхендл в кровле серии Вулфкемп залегают «доломиты Браун»; на месторождении Хьюготон им эквивалентны доломиты Херингтон и Крайдер. Первые представлены сахаровидными коричневатыми и кремнистыми доломитами, вторые — песчанистыми коричневыми до черных криноидными доломитами с кавернозной пористостью. Впервые залежи на месторождении Хьюготон обнаружили в доломитах Крайдер. В районах, для которых характерны большие углы падения, таких, например, как западная часть округа Шерман и округ Мортон, расположенных соответственно в штатах Техас и Канзас, во всех горизонтах от Херингтона до Топека содержатся залежи газа. Однако полагают, что коллекторы, залегающие ниже пачки Каунсил-Гроув в месторождении Хьюготон, не входят в состав продуктивного разреза, даже если они и характеризуются одинаковыми значениями первоначального давления, положением газо-водяного контакта и одним источником углеводородов.

Северо-западная периклиналь месторождения Пенхендл находится в северной части округа Мур, Техас (фиг. 2). Источник углеводородов для месторождений Пенхендл и Хьюготон был общим, а первоначально забойные давления характеризовались величиной 30,5 кг/см². Отличие заключается в том, что месторождение Пенхендл связано с единой залежью нефти, а Хьюготон нет. На месторождении Пенхендл ловушка структурного типа, а на Хьюготоне — литологического. На обоих месторождениях в процессе формирования залежи немалую роль играл гидродинамический напор. Судя по характеру давлений и абсолютным отметкам контактов над уровнем моря, пластовые воды двигались в восточном направлении, а наклон газо-водяного контакта был обусловлен разноплановостью гидродинамического напора [4].

Согласно данным фиг. 2 и 5, месторождение Пенхендл залегает непосредственно над горным палеобассейном Амарилло, в то время как месторождение Хьюготон — непосредственно над моноклиналью.

Фиг. 15 и 16 представляют собой широтные разрезы по месторождению Хьюготон. При их построении в качестве опорного горизонта взят уровень моря, и перепад значений водного зеркала можно наблюдать в зависимости от типа породы-коллектора. Формирование ловушки обусловлено клиновидным переслаиванием красноцветов и карбонатных пород морского генезиса.

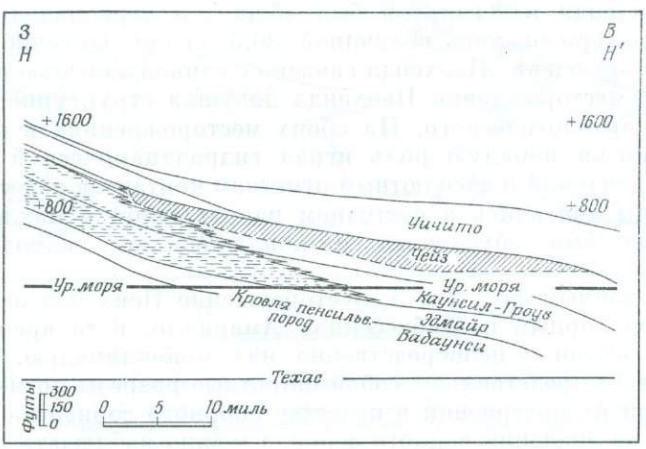
На разрезе по линии G — G' (фиг. 15), протягивающемся от западной части округа Шерман до западной части округа Хенсворд, Техас (фиг. 6), отражены отдельные моменты истории геологического развития района. В течение верхнепенсильванского и нижнепермского (Эдмайр) времени в районе Хьюготон отлагались морские карбонатные породы. После завершения осадконакопления Эдмайр западная часть территории испытала подъем, что вызвало вследствие процессов эрозии поступление красноцветных глин и песчаников. С конца эдмайрского времени до начала процессов осадконакопления Крайдер на территории месторождения Хьюготон преобладали условия накопления красноцветных осадков (фиг. 8 и 15). Затем возобновилось отложение морских карбонатных пород, которое продолжалось вплоть до конца времени Херингтон. Мощность формации Уичито заметно сокращается в западном направлении, однако породы ее протягиваются достаточно далеко к западу, где они служат надежной покрышкой отложений Вулфкемп на месторождении Хьюготон. На западной перикли-

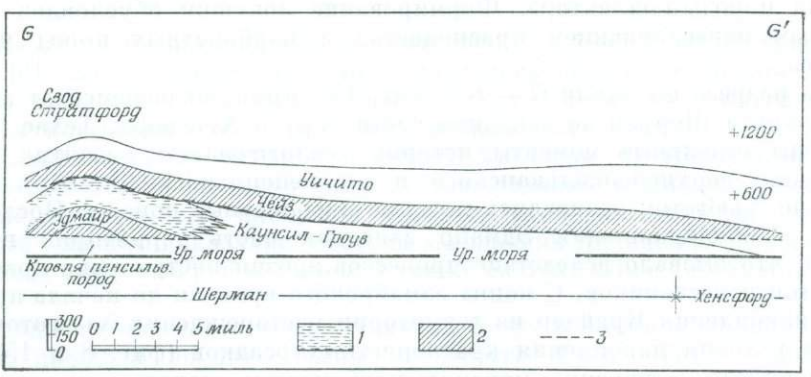
нали месторождения формирование локальной ловушки обусловлено сводом Стратфорд. Установлена вертикальная миграция флюидов по отложениям Херингтон, Крайдер и Уинфилд. В восточной части месторождения уровень водного зеркала стабилизировался на отметке +51 м. В центральной части округа Шерман он расположен на отметке +60 м. Градиент резко возрастает вплоть до отметки +240 м в районе свода Стратфорд в основном вследствие гидродинамического напора пластовых вод, двигавшихся с запада на восток.

Такого же рода уровень водного зеркала характерен и для коллекторов нижней перми и верхнего пенсильвания ниже свода Стратфорд. Покрышкой для этих коллекторов служат красноцветы.

На разрезе по линии H — H' (фиг. 15) — от восточной части округа Киммарон, Оклахома, до границы округа Бивер (фиг. 6) — видно, что морские карбонаты отложились во время Эдмайр. Последовавшее воздымание на западе обусловило поступление красноцветных песчаников и глин к западной окраине площади Хьюготон. Вплоть до конца осадконакопления пород группы Чейз моря распространялись в западном направлении, затем отступили; в течение времени Уичито условия осадконакопления были лагунными, а затем они сменились континентальным режимом. Выше пород Уичито отложились только красноцветные глины и песчаники.

В рассматриваемом районе (разрез H — H') мощность доломитов Херингтон невелика. Поэтому основными коллекторами здесь служат от-





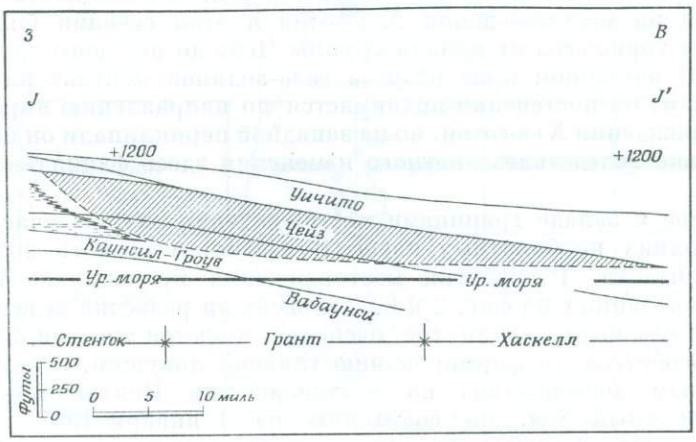
Ф и г. 15. Широтные разрезы по линиям G — G' и H — H' для южной части месторождения Хьюготон.

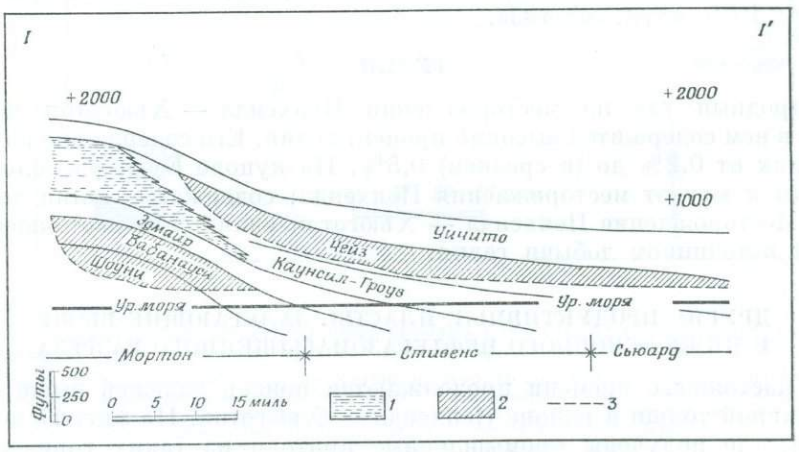
Наклонный газо-водяной контакт и континентальные фации на западе переходят в морские фации на востоке. Линии разрезов G — G' и H — H' показаны на фиг. 6.
1 — красноцветные глинистые сланцы; *2* — газо-водяной контакт; *3* — газ.

ложения Крайдер и Уинфилд группы Чейз. На восточной окраине месторождения газо-водяной контакт обычно находится на отметке +51 м; на западной периферии он уже оказывается на отметке +255 м. Выклинивание вверх по восстанию карбонатных коллекторов в совокупности с обратным направлением движения вод привело к образованию ловушек.

Местоположение критической точки, выше которой в коллекторах находится только вода, обусловлено, очевидно, резким изменением пористости и проницаемости. Такие условия формирования ловушек характерны для района, расположенного между центральной частью округа Шерман, Техас, и северо-западной частью округа Техас, Оклахома (фиг. 2). В некоторой степени сходные условия развиты и в районе севернее округа Техас, что можно видеть на фиг. 16.

Разрез по линии I — I' (фиг. 16) охватывает район от округа Бака, Колорадо, до округа Сьюард, Канзас (фиг. 6). Так же как и по линии G — G' (фиг. 15), здесь отмечается вертикальная миграция по отложениям формаций Херингтон, Крайдер и Уинфилд. Вследствие этого для всех трех коллекторов характерен единый газо-водяной контакт. Наиболее низко (до 48 м) он расположен в восточной части месторождения; затем к центру округа Стивенс,





Ф и г. 16. Широтные разрезы по линиям I — I' и J — J' для северной части месторождения Хьюготон.

В северном направлении между этими двумя разрезами этаж нефтегазоносности увеличивается. Линии профилей I — I' и J — J' показаны на фиг. 6.

1 — красноцветные глинистые сланцы и песчаники; *2* — газо-водяной контакт; *3* — газ.

Техас, он постепенно повышается, и к центральной части округа Мортон, в западной окраине месторождения происходит его резкое воздымание до отметки +390 м.

Расположенная в западной части разреза по линии $I - I'$ залежь в пенсильванских осадках названа «Гринвуд». Резкий наклон пород-коллекторов пенсильванского возраста в западной части округа Мортон обусловил благоприятные структурные условия для аккумуляции углеводородов.

Вследствие сообщаемости коллекторов Вулфкемп и пенсильвания в процессе миграции газ поступал в ловушку Гринвуд, формированию которой способствовало резкое изменение пористости и проницаемости отложений в западном направлении. На месторождении Хьюготон эта залежь не включается в состав продуктивного резервуара, но для нее характерны то же положение газо-водяного контакта (+54 м) и величина пластового давления (30,5 кг/см^2), что и для продуктивного пласта Вулфкемп, залегающего выше.

Разрез по линии $J - J'$ (фиг. 16) на западе начинается в округе Стентон и заканчивается на востоке в округе Грей, Канзас (фиг. 6); он подобен разрезу $G - G'$ (фиг. 15), поскольку пласты-коллекторы Вулфкемпа сообщаются в вертикальной плоскости, в связи с чем образовался единый газо-водяной контакт. Разрез по линии $J - J'$ отличается тем, что мощность продуктивного разреза на месторождении Хьюготон в этом сечении больше. Продуктивны все горизонты от кровли группы Чейз до подошвы группы Каунсил-Гроув. В восточном крае разреза газо-водяной контакт находится на отметке +42 м; он постепенно поднимается по направлению вкрест простирания месторождения Хьюготон, но на западной периклинали он поднимается наиболее резко вследствие заметного изменения здесь фациального состава осадков.

На севере и западе границами месторождения служат участки выклинивания верхних карбонатных пачек Вулфкемп и резкого подъема газо-водяного контакта. Разработка месторождения проводилась в пределах контуров, показанных на фиг. 2 и 6. Дальнейшая разведка ведется к северу и западу от указанных границ, где, очевидно, имеются участки с условиями, которые способствовали формированию главной ловушки.

Суммарная добыча газа на месторождении Пенхендл — Хьюготон, включая попутный газ, по состоянию на 1 января 1967 г. достигла 1663 млрд. м^3 [1]. Подсчитано, что на месторождении можно будет всего получить 1960 млрд. м^3 газа.

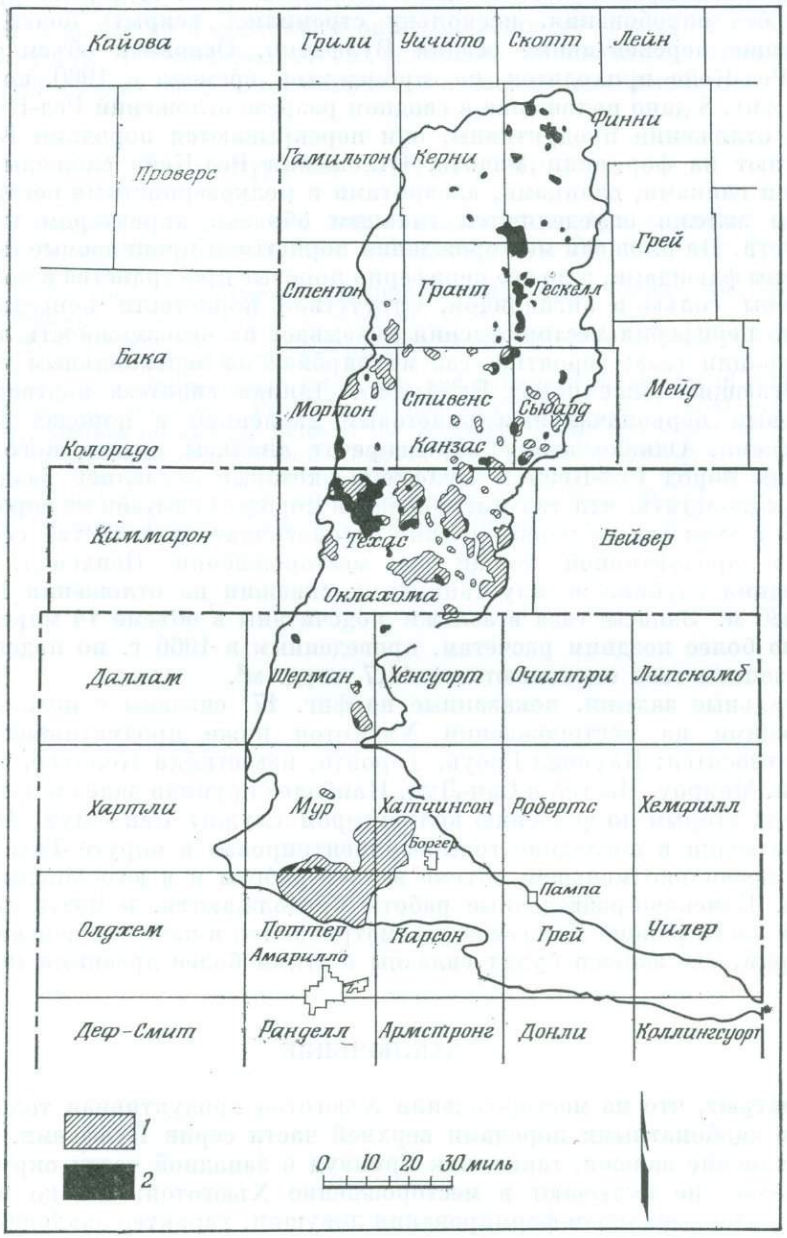
ГЕЛИЙ

Природный газ на месторождении Пенхендл — Хьюготон необычен тем, что в нем содержится высокий процент гелия. Его содержание находится в пределах от 0,2% до (в среднем) 0,5%. На куполе Буш, расположенном в 14,4 км к югу от месторождения Пенхендл, содержание гелия достигает 1,86%. Месторождение Пенхендл — Хьюготон является в настоящее время главным источником добычи гелия.

ДРУГИЕ ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ, ЗАЛЕГАЮЩИЕ ВЫШЕ И НИЖЕ ОСНОВНОГО НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОГО РАЗРЕЗА

До настоящего времени продолжаются поиски залежей выше и ниже продуктивной толщи в районе Пенхендл — Хьюготон. На фиг. 17 показаны площади, где получены промышленные притоки из таких горизонтов по состоянию на 1 января 1967 г.

Одним из наиболее известных, введенных недавно в разработку газоносных пластов, является пачка Ред-Кейв серии Леонард в округах Хатчисон, Мур, Поттер и Карсон, Техас. Первая скважина на этот пласт была



Ф и г. 17. Площади, где продуктивность связана с осадками, залегающими выше и ниже основного продуктивного пласта на месторождении Пенхендл — Хьюготон.

На площадях, расположенных в округах Хатчисон, Мур, Поттер и Карсон, Техас, продуктивны отложения формации Ред-Кейв (леонардийский ярус), залегающей выше серии Вулфкемп. Остальные связаны с коллекторами, залегающими ниже продуктивного пласта Хьюготон; возраст их — от нижней перми (Каунсил-Гроув) до миссисипия (Сан-Луи).

1 — газовый пласт; *2* — нефтяной пласт.

пробурена в северной части округа Поттер в 1919 г. В процессе бурения фиксировались признаки газа, однако вплоть до 1960 г. породы проходили обычно без опробования, поскольку стремились вскрыть более глубоко залегающие перспективные осадки Вулфкемп. Основной объем разведки пачки Ред-Кейв приходится на промежуток времени с 1960 по 1965 г.

На фиг. 8 дано положение в сводном разрезе отложений Ред-Кейв. Там, где эти отложения продуктивны, они перекрываются породами Клирфорк и залегают на формации Уичито. Отложения Ред-Кейв сложены красноцветными глинами, сланцами, алевритами и мелкозернистыми песчаниками. Границы залежи определяются главным образом характером изменения пористости. На площади месторождения пористые и проницаемые песчаники заполнены флюидами, а по его периферии поровые пространства в песчаниках выполнены солью и ангидридом. Отсутствие пористости конседиментных пород по периферии месторождения указывает на невозможность латеральной миграции газа; вероятно, газ мигрировал по вертикальным трещинам из залегающих ниже пород Вулфкемп. Данная гипотеза подтверждается одинаковым первоначальным пластовым давлением в породах Ред-Кейв и Вулфкемп. Однако этому противоречат анализы химического состава газов для пород Ред-Кейв и Вулфкемп, которые оказались различными. Если предполагать, что газ мигрировал в породы Ред-Кейв из пород Вулфкемп, то в этом случае первые можно рассматривать в качестве составного элемента продуктивной толщи на месторождении Пенхендл.

Средняя глубина эксплуатационных скважин на отложения Ред-Кейв равна 480 м. Запасы газа в залежи подсчитаны в объеме 14 млрд. м³ [7]. Согласно более поздним расчетам, проведенным в 1966 г. по падению давления, запасы газа оцениваются в 11,7 млрд. м³.

Остальные залежи, показанные на фиг. 17, связаны с коллекторами, залегающими на месторождении Хьюготон ниже продуктивной толщи. К ним относятся: Каунсил-Гроув, Торонто, известняки Колльер, Ленсинг, Де-Мойн, Морроу, Честер и Сан-Луи. Наиболее крупная залежь приурочена к Морроу; вторым по значению коллектором служит Сан - Луи. Основной объем разведки в последние годы сконцентрирован в округе Техас, Оклахома; в несколько меньшем объеме велись работы и в юго-западной части Канзаса. Поисково-разведочные работы продолжаются, и почти две трети северной части района Хьюготон рассматриваются в качестве перспективной территории, где залежи будут связаны с этими более древними породами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полагают, что на месторождении Хьюготон продуктивная толща представлена карбонатными породами верхней части серии Вулфкемп. Верхнепенсильванские залежи, такие, как Гринвуд в западной части округа Мортон, Канзас, не включают в месторождение Хьюготон; однако источник углеводородов, механизм формирования ловушки, характер давлений и газоводяной контакт резервуаров верхнего пенсильвания и породы Вулфкемп одинаковы. Таким образом, верхнепенсильванские продуктивные пласты можно считать и частью месторождения Хьюготон.

Породы Вулфкемп продуктивны также на месторождении Пенхендл. Хотя пачка Ред-Кейв и отделена от Вулфкемпа формацией Уичито, тем не менее газ, очевидно, мигрировал из пород Вулфкемп в породы Ред-Кейв по трещинам в осадках Уичито. В пользу данной гипотезы свидетельствует отсутствие материнских пород на месторождении Ред-Кейв и однозначность пластового давления для отложений Вулфкемп и Ред-Кейв. Таким образом, можно предположить, что отложения Ред-Кейв являются частью продук-вной толщи на месторождении Пенхендл.

Месторождение Хьюготон давно считают классическим примером литологической ловушки. Действительно, мощность карбонатных коллекторов сокращается вверх по восстанию и они выклиниваются к западу, но заполнение ловушки углеводородами в основном обусловлено динамическим напором пластовых вод, двигавшихся на юго-восток вниз по падению.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Dwight's Production Reports, Box 7041, Amarillo, Tex., Jan. 1, 1967.
2. *Flawn P. T.*, Basement rocks of Texas and southeast New Mexico, Texas Univ. Publ., № 5605, 261 p., 1956.
3. *Hemsell C. C.*, Geology of Hugoton gas field of southwestern Kansas, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **23**, № 7, 1054—1067, 1939.
4. *Hubbert M. K.*, Application of hydrodynamics to oil exploration, 7th World Petroleum Cong. Proc., Mexico City, **1B**, 59—75, 1967.
5. *Huffman G. G.*, Pre-Desmoinesian isopachous and paleogeologic studies in central Mid-Continent region, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **43**, № 11, 2541—2574, 1959.
6. *Rogatz H.*, Shallow oil and gas fields of the Texas Panhandle and Hugoton, *in* Oil and gas fields of the Texas and Oklahoma Panhandles, Panhandle Geol. Soc., 8—37, 1961.
7. *Rogers R. G.*, The Red Cave formation of the Texas Panhandle, *in* Oil and gas fields of the Texas and Oklahoma Panhandles, Panhandle Geol. Soc., 38—44, 1961.
8. Watkins' Operators Report, Watkins Operators Committee, September, p. 9, 11, 1966.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ГИГАНТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ОКЛАХОМА-СИТИ

Л. Гейтвуд

ВВЕДЕНИЕ

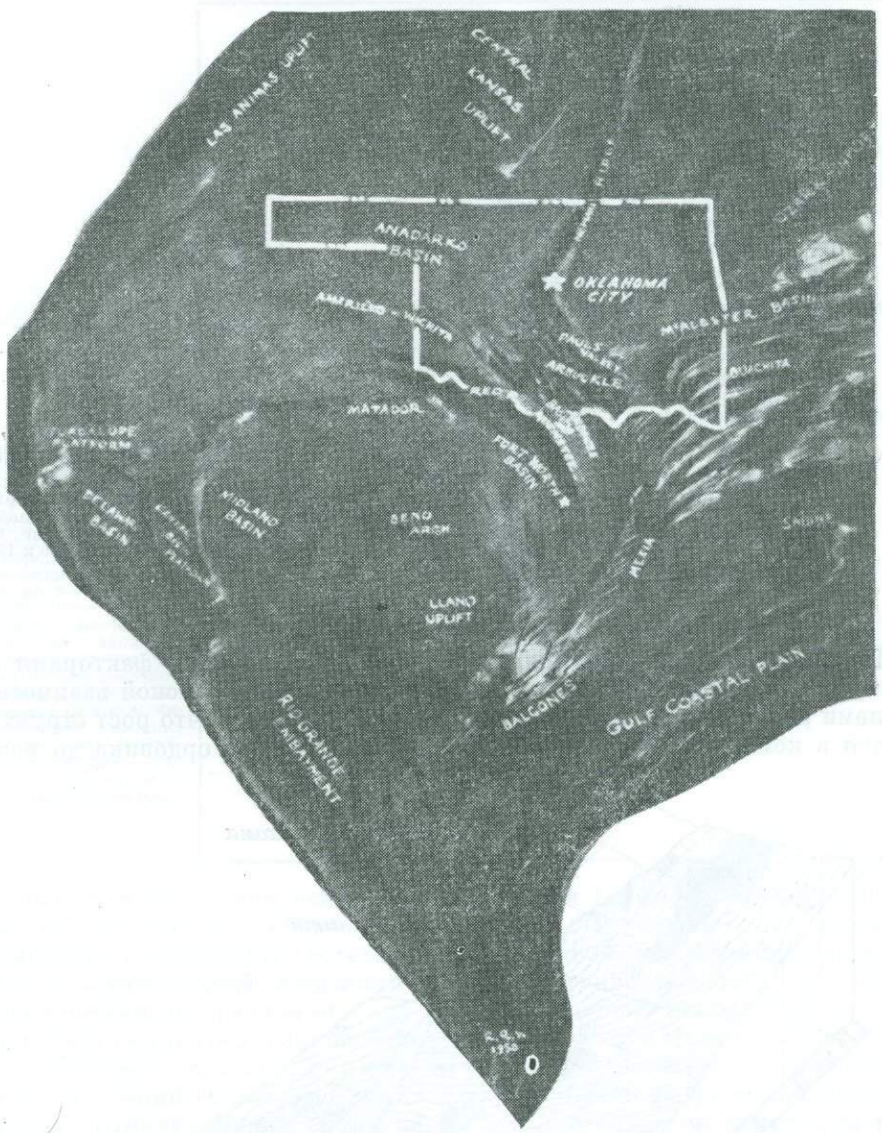
Цель данной статьи состоит в оценке на современном этапе того комплекса исследований по вопросам поисков и разработки месторождения, которые описаны в работах Мак-Ги и Клаусона [9] и Хилла и др. [5]. Автор особое внимание уделил детальному анализу допенсильванского разреза осадков, поскольку с этими отложениями связан основной объем добытой нефти (76%) и остаточных запасов, позволяющих говорить о данном месторождении как о гигантском.

СПЕЦИФИЧНОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Оклахома-Сити — это уникальный тип месторождения, так как на протяжении 40 лет оно представляет собой модель или показательный объект, где отрабатываются технология эксплуатации и технические средства добычи, устанавливаются нормы и законы, касающиеся отбора нефти, методика бурения и опробования глубоких скважин, стандартов по оценке параметров продуктивных пластов и подсчета запасов.

Специфичность месторождения Оклахома-Сити заключается в следующем:

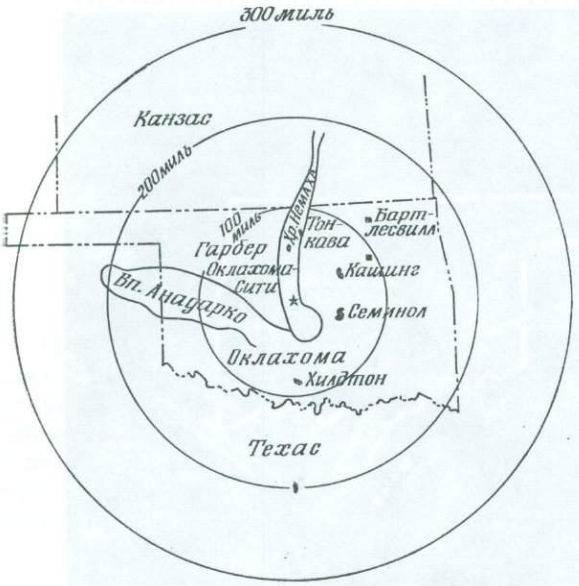
1. Это крупное месторождение, разведка которого проводилась в пределах одного из крупных городов.
2. Добыча на месторождении ведется из 30 различных продуктивных зон.
3. Для каждого коллектора в пределах месторождения характерны различные режимы: упруго-водонапорный, растворенного газа и гравитационный.
4. Гравитационный режим в песчаниках Уилкокс отличается своеобразием в том смысле, что благодаря ему даже при использовании вторичных методов добычи не удалось извлечь достаточно больших объемов нефти.
5. Песчаники Уилкокс настолько слабо сцементированы, что в процессе отбора нефти извлекается много песка.
6. Песчаники Уилкокс смочены нефтью.
7. Месторождение относится к типу водоплавающего.
8. Сводовая часть структуры обводнена.
9. С начала эксплуатации на месторождении Оклахома-Сити потребовалось централизованное регулирование добычи.
10. На континенте это было одно из первых открытых месторождений, на котором продуктивные горизонты залегали на глубинах свыше 1860 м, причем дебиты нефти были настолько большими, а давление газа настолько высоким, что канатное бурение практически оказалось бесполезным. Почти повсеместно было использовано роторное бурение, а из-за повышенного дебита и аномального давления при бурении скважин на подобные глубины стали применять буровой раствор.
11. Как правило, при бурении в качестве непременного условия использовались индикаторы веса, в связи с чем резко снизился процент искривленных скважин.
12. В процессе бурения роторных скважин производился полный отбор керна, в связи с чем были введены такие новшества для того времени, как вибрационное сито для очистки бурового раствора от выбуренной породы и прочие приспособления по очистке шлама.
13. Был разработан автоматический прибор для регистрации механической скорости бурения и времени остановок («геолограф»).
14. Разработано новое приспособление для замера пластовых температур.
15. Размеры структуры, период ее развития и время возобновления пликативных и дизъюнктивных дислокаций достаточно обширны, что позволило геологам рассматривать данное месторождение как эталон определения путей разведки на структурах других регионов.



Ф и г. 1. Обзорная карта района месторождения Оклахома-Сити [15].

МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ СТРУКТУРЫ В РЕГИОНАЛЬНОМ ПЛАНЕ

Структура месторождений Оклахома-Сити приурочена к самой южной части давно погребенного мобильного элемента фундамента — хребту Немаха. С хребтом Немаха связаны локальные структуры антиклинального типа, расположенные в пределах меридионально вытянутой зоны, пересекающей восточную часть Канзаса и центральную часть Оклахомы (фиг. 1 и 2). Месторождение Оклахома-Сити находится на юго-западе центральной части округа Оклахома близ северной границы округа Кливленд, в центральной части штата.

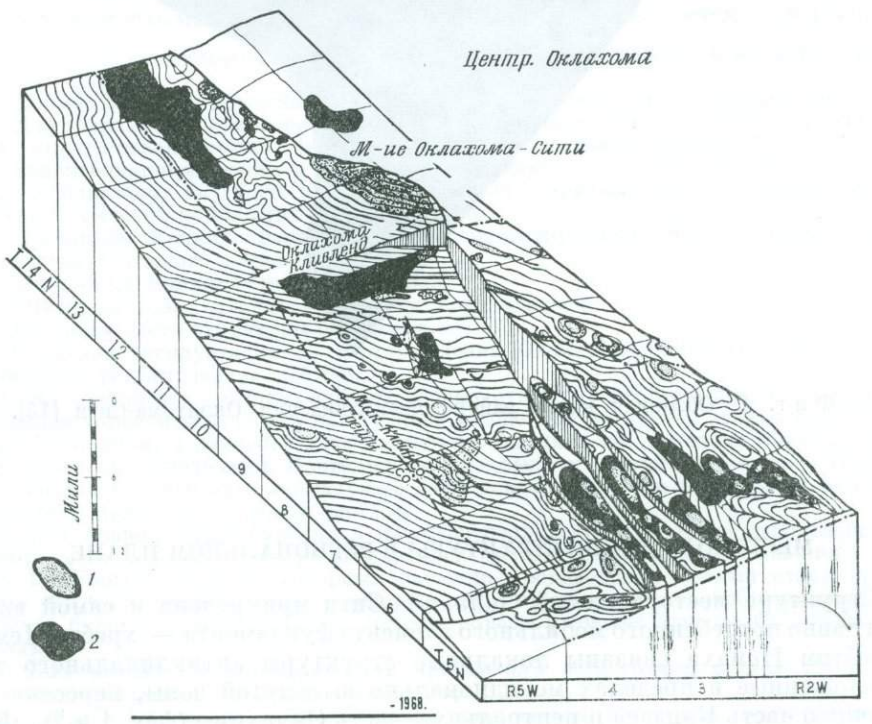


Ф и г. 2. Обзорная карта.

Показано, что месторождение Оклахома-Сити приурочено к южной периклинали хребта Немаха в центральной части Оклахомы; нанесены другие крупные месторождения, открытые к 1928 г.

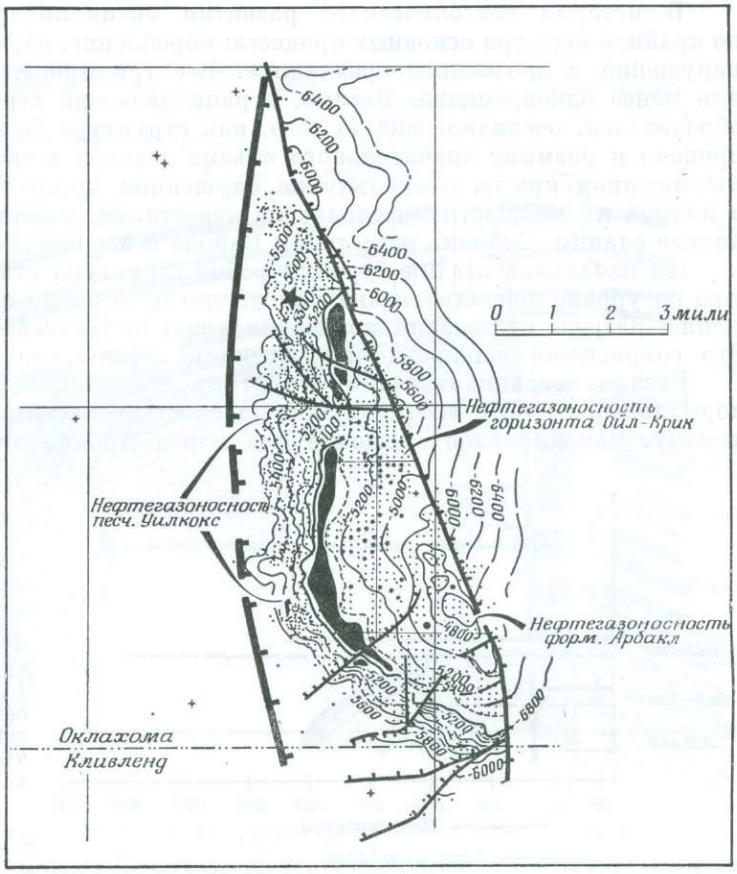
ГЕНЕЗИС И ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ СТРУКТУРЫ

Тектонические перестройки, послужившие основными факторами при формировании структуры Оклахома-Сити, находились в тесной взаимосвязи с этапами развития бассейна Анадарко. Предполагалось, что рост структуры начался в кембрии, но вероятнее всего — в период от ордовика до начала



Ф и г. 3. Региональная структурная карта и карта месторождения Оклахома-Сити.

Отчетливо выделяется поднятие Оклахома-Сити, у склонов которого сформировались крупные стратиграфические ловушки известняков Хантон силур-девонского возраста (показаны черным).
1 — коллектор-песчаники; *2* — коллектор-известняки.



Фи г. 4. Сводная структурная карта трех ордовикских продуктивных зон.

1) карбонатные отложения Арбакл и более древние породы в своде; 2) песчаники Ойл-Крик, вторая по величине залежь; 3) более молодая формация песчаников Уилкокс на западной периклинали структуры. Черным цветом показаны палеорусла, прорезающие породы Симпсон ниже песчаников Уилкокс, выходящие на поверхность несогласия (см. фиг. 20). Сечение изогипс через 200 футов.

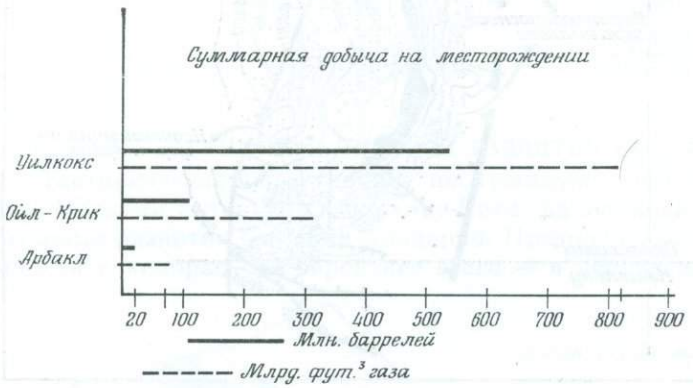
пенсильванского времени вследствие опускания бассейна Анадарко. Опускание сопровождалось образованием продольных складок, но причиной формирования структуры Оклахома-Сити служили дифференциальные движения в вертикальной плоскости более отчетливо выраженных складок и перемещения по разломам близ северо-восточной периферии бассейна. На данном участке соединения с южным концом хребта Немаха они не только обусловили ее положение, но и размеры, форму и тектонику. Залежи нефти не месторождении Оклахома-Сити связаны с хорошо выраженной, разбитой сбросами антиклинальной складкой. В истории развития структуры выделяется пять этапов перестройки с промежуточными периодами полного или частичного размыва и довольно продолжительного осадконакопления.

На схематической структурной карте региона и размещения залежей (фиг. 3) можно видеть, что поднятие Оклахома-Сити занимает почти четвертую часть площади. Это отчетливо выраженное поднятие благоприятствовало развитию очень крупных стратиграфических ловушек на его склонах в известняках Хантон силур-девонского возраста, которых нет в своде структуры Оклахома-Сити. Обобщенная карта разработки (фиг. 4) дает наглядное представление о характере трех нефтяных и газоносных горизонтов ордовика; кроме того, она позволяет убедиться в том, что песчаники Уилкокс наиболее распространены и представляют собой основной продуктивный горизонт; уже одно это позволяло рассматривать месторождение Оклахома-Сити в качестве гиганта (фиг. 5.) Из песчаников Уилкокс по 902 скважинам достигнут уровень 82,2 т/0,12 га/м, причем для первоначальных геологических запасов, оцениваемых в 144,86 млн.т, коэффициент извлечения составил 50%.

В истории тектонического развития антиклинали можно выделить по крайней мере три основных процесса: коробление, образование разрывных нарушений и эрозионное срезывание. Все три процесса протекали более или менее одновременно. Разлом, ограничивающий структуру на востоке, образовался, очевидно, еще до того, как структура была эродирована, что привело к размыву значительного объема осадков в своде структуры и на взброшенном крыле, поскольку на опущенном крыле сброса сохранились в полной их мощности миссисипские известняки, известняки Хантон, глинистые сланцы Силван, известняки Вайола и все породы группы Симпсон.

На начальной стадии буровых работ структура стала вырисовываться уже на уровне пенсильванских пород, что было видно по заметному сокращению разреза отложений по направлению от Пахуска вниз по падению. Это сокращение мощности приурочено к гребню складки.

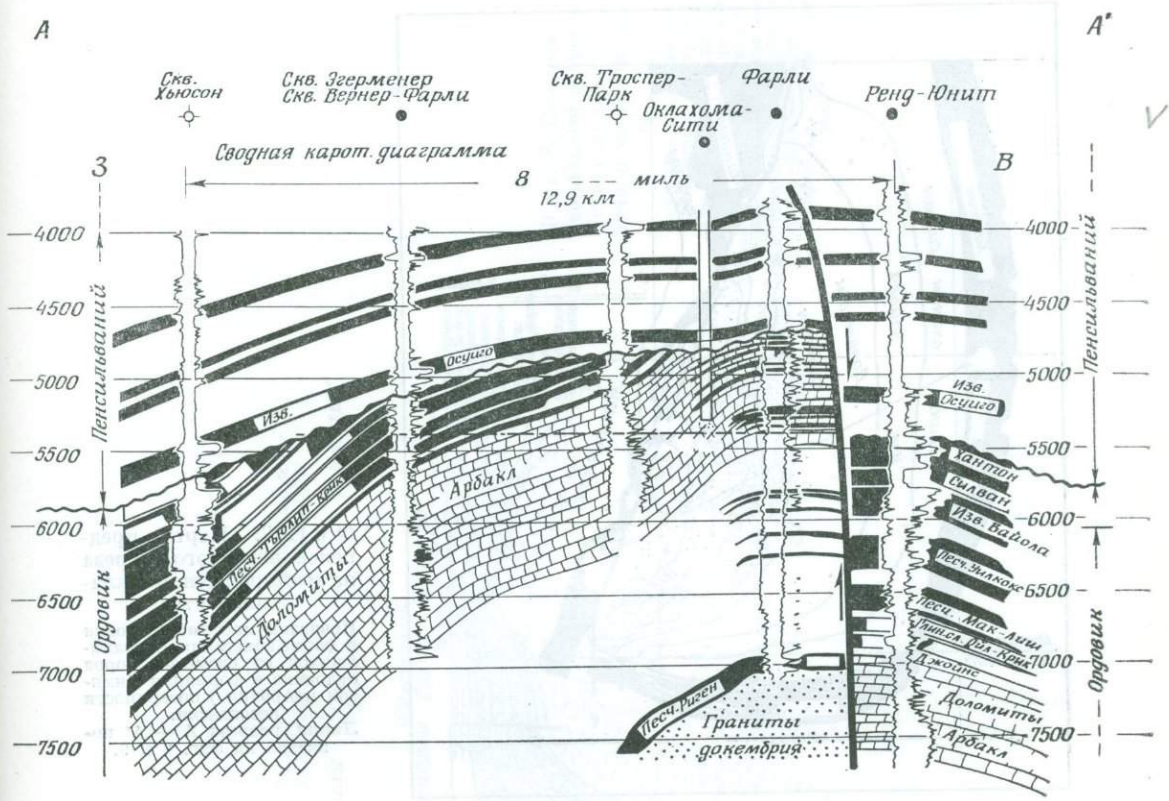
Разлом, ограничивающий структуру с востока, представляет собой нормальный сброс с вертикальной плоскостью сместителя, причем, по-видимому, максимальное смещение для пород Арбакл достигает 720 м при



Фиг. 5. Показатели суммарной добычи на 1 января 1968 г. по трем основным залежам, свидетельствующие о том, что месторождение Оклахома-Сити относится к числу гигантов.

средних значениях до 600 м по кровле верхней части группы Симпсон. Этот разлом сыграл решающую роль при аккумуляции нефти на приподнятом блоке структуры. Полагают, что нефть и газ мигрировали в образовавшуюся ловушку в то время, когда формировался сброс вдоль восточной границы месторождения.

Огромное внимание в данном вопросе уделено роли воды, способствовавшей концентрации нефти в верхней части структурной ловушки. На месторождении Оклахома-Сити насчитывается около восьми основных продуктивных формаций ордовика (Арбакл и Симпсон) и все они имеют единый контур водоносности, расположенный на отметке 1620 м ниже уровня моря (фиг. 6). О поступательном характере воздымания антиклинали свидетельствует то, что на опущенном крыле, на отдельных его участках, которые в настоящее время находятся на 90 м выше кровли сбросового уступа, отложения пенсильванского возраста перекрывают известняки Хантон. Вероятно породы миссисипия и частично осадки группы Хантон были размыты еще до того, как данная территория оказалась изолированной вследствие подъема сбросового уступа. Образование сбросов сопровождалось также и горизонтальными смещениями. Вдоль оси структуры зафиксирован ряд небольших куполов, вытянутых цепочкой и расположенных по отношению к главному разлому кулисообразно или по диагонали, либо в пределах извилистых по форме зон, особенно в сводовой части, где по главному разлому установлены максимальные смещения. Эти более мелкие сбросы скалывания или диагональные сбросы обусловливали характер движения флюидов из одного участка месторождения в другой. До некоторой степени



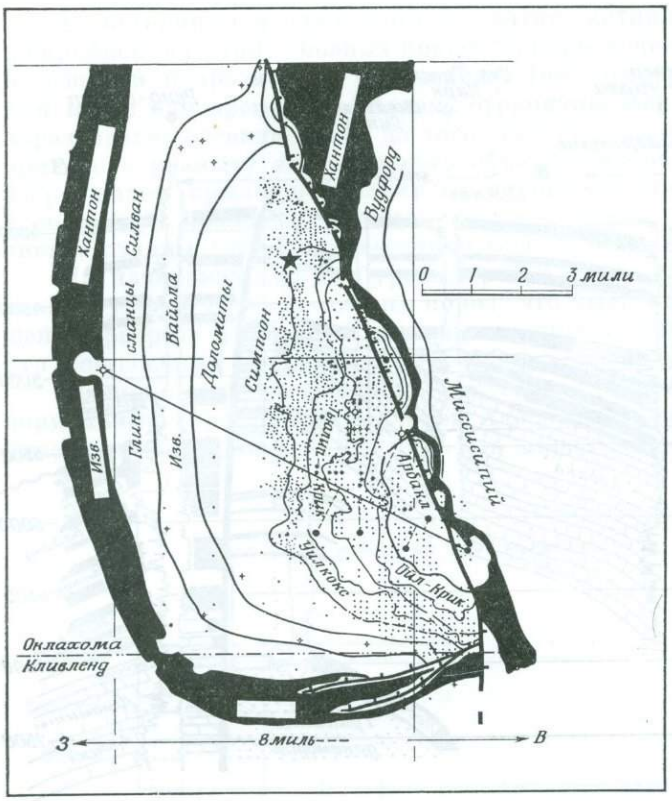
Ф и г. 6. Геологический разрез допенсильванских осадков.

Показана вертикальная амплитуда смещения по сбросу, отвечающему восточной границе месторождения. Размытые на поднятом крыле породы в полном объеме зафиксированы на опущенном крыле сброса. Отметка общего водо-нефтяного контакта —1620 м. Линия разреза показана на фиг. 7.

горизонтальные стрессы явились причиной высокой степени трещиноватости карбонатных пород Арбакл. Трещины служили путями движения вод и содействовали развитию пустот выщелачивания, заполняемых значительными объемами нефти; кроме того, также значительные объемы воды были извлечены из установленных в процессе разработки каналов, образующих конусы обводнения.

В пермское или послепермское время должны были происходить пликативные дислокации, поскольку представляется маловероятным, чтобы формирование отчетливо выраженной структуры было обусловлено только лишь дифференциальным уплотнением пермско-пенсильванских осадков, перекрывающих допенсильванский палеорельеф.

О неоднократном возобновлении процессов подмыва свидетельствует характер отложений на месторождении Оклахома-Сити, вплоть до поверхностных (пермских) слоев. Отложения десмойнского горизонта формации Чероки в основании пенсильвания непосредственно перекрывают ордовикские известняки Арбакл в своде структуры, а на западном склоне они постепенно перекрываются все более молодыми толщами формации Симпсон. В своде структуры вследствие послечерокской эрозии размыта значительная часть пород десмонского горизонта, которые залегают как на восточном, опущенном крыле сброса, так и на западном склоне структуры. На палеоструктурной карте, отражающей предпенсильванское время, показано, что ширина палеоподнятия и масштаб срезания достигают 12,8 км вкрест простирания



Ф и г. 7. Карта предпенсильванского среза на месторождении Оклахома-Сити.

Показаны масштабы эрозии и форма залегания, сохранившихся от размыва, пород ордовика и формации Симпсон и Арбакл у поверхности несогласия.
Линия разреза A — A' показана на фиг. 6 и 9.

от поверхности пород группы Хантон на западе до восточных границ зоны эрозии (фиг. 7).

Характер срезания пород группы Симпсон дневной поверхностью на большей части территории и несогласие в основании пенсильванских отложений свидетельствуют о том, что значительное количество нефти допенсильванского возраста высачивалось, по-видимому, во время процессов размыва пород группы Симпсон и Арбакл на поверхность размыва, а также по сбросам, разрывам, трещинам и разломам в течение позднепенсильванского этапа тектонической перестройки. Асфальты в песчаниках Симпсон и в известняках Арбакл вблизи свода на контакте пенсильванских пород и отложений группы Арбакл и Симпсон и переотложенные асфальты в керне из базальной части пенсильвания служат указанием на интенсивные процессы нефтеобразования в предпенсильванский период.

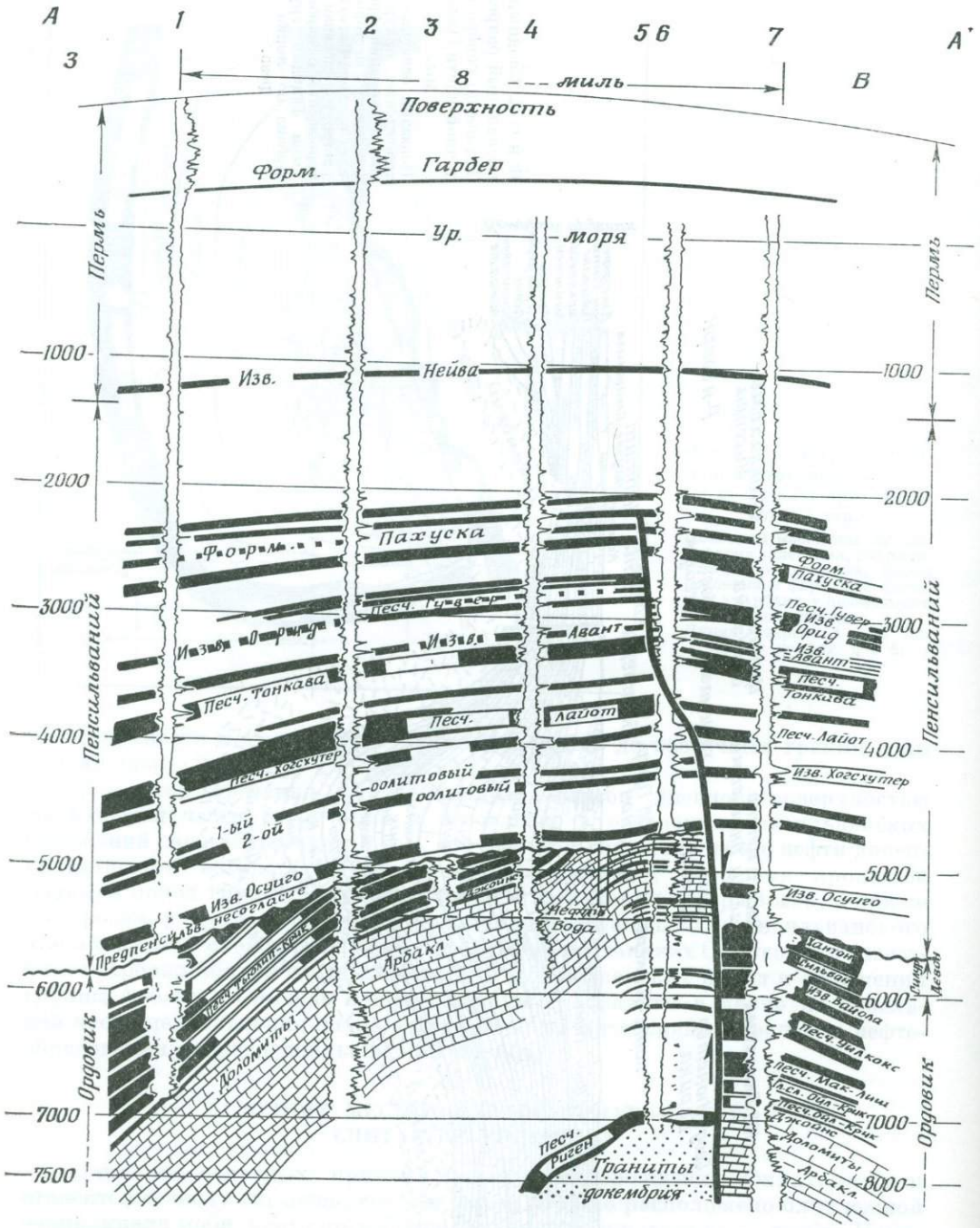
ПОЧЕМУ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ОКЛАХОМА-СИТИ СЧИТАЕТСЯ ГИГАНТОМ?

Одна из основных причин, почему месторождение Оклахома-Сити относится к числу гигантов, состоит в том, что оно расположено близ южной периклинали мобильного погребенного элемента фундамента — хребта Немаха, который в свою очередь пересекает северо-восточную окраину впадины Анадарко (фиг. 1). Эти тектонические предпосылки совпадают с благоприятными для нефтегазоносности условиями седиментации, что выражается в наличии мощного разреза осадков, начинающегося с пористых, массивных доломитов Арбакл, выше которых в одной из многих зон континентального шельфа залегают насыщенные нефтью породы мощностью 210 м (фиг. 8). Прочие благоприятные факторы связаны со сменой направленности разви-



Ф и г. 8. Сводный региональный разрез от Техаса до северо-восточной части Оклахомы.

Показаны основные месторождения, приуроченные к формации Арбакл (включено месторождение Оклахома-Сити) и характер взаимосвязи месторождений с карбонатными фациями группы Арбакл по линии разреза.



Ф и г. 9. Геологический разрез месторождения Оклахома-Сити.

Отчетливо виден характер складки, линия сброса и амплитуда допенсильванского несогласия. Линия разреза показана на фиг. 6 и 7.

тия и с подвижками в течение осадконакопления переслаивающихся песчаников и глинистых сланцев формации Симпсон. Все эти породы либо аккумулировали углеводороды из местных источников, либо углеводороды поступали в породы из близлежащей впадины Анадарко. Ни по числу, ни по типу такие залежи, какие были открыты 40 лет назад на Оклахома-Сити, ни на каком другом месторождении обнаружены не были. Территория, на которой расположено месторождение, неоднократно испытывала тектонические перестройки. Первоначально аккумуляции нефти в складке способствовало наличие крупного сброса с амплитудой свыше 600 м, который служил экраном, препятствующим латеральной миграции далее вверх по восстанию за пределы складки. В силу того что рост структуры усилился и взброшенное западное крыло приподнималось, в сводовой его части были размыты осадки мощностью около 600 м, в которые входит некоторая часть доломитов Арбакл, группа Симпсон, известняки Вайола, глинистые сланцы Силван, группа Хантон, глинистые сланцы Вудфорд и известняки миссисипского возраста (фиг. 9). Нормальная мощность этих отложений сохранилась лишь на опущенном крыле сброса. Оставшиеся структурные формы ордовикских отложений групп Арбакл и Симпсон перекрыты поверхностью несогласия, и она же послужила экраном на пути вертикальной миграции нефти и газа, аккумулированных в коллекторах этих комплексов. В конечном счете сформировалась крупная ловушка. Совокупность морфологически четко выраженной структуры и ее непрерывного роста обеспечивала идеальные условия для формирования ловушки и аккумуляций в ней залежей нефти и газа в неглубоко залегающих многочисленных горизонтах пенсильвания. Залежи приурочены к зонам выклинивания пород близ поверхности несогласия, к тектонически экранированным ловушкам и к рукавообразным типам пород, формировавшимся в пределах грабенообразной зоны вдоль продольной оси структуры.



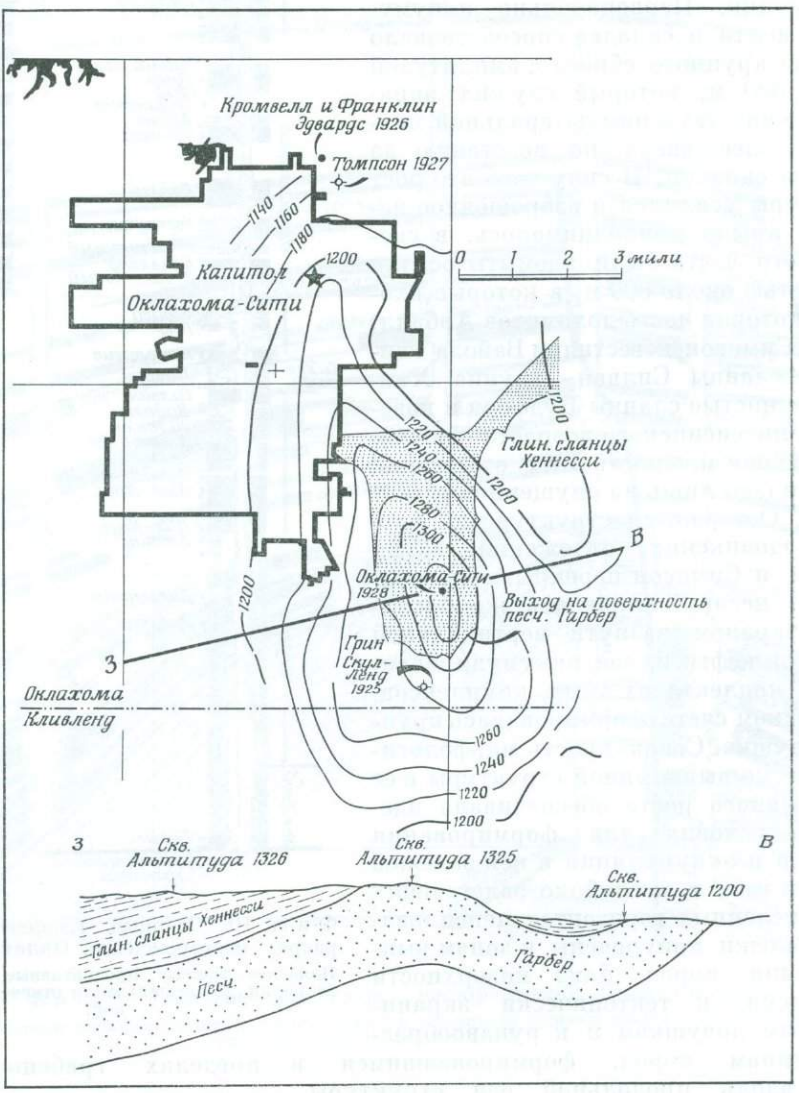
Ф и г. 10. Сводный геоэлектрический разрез месторождения Оклахома-Сити.
Наиболее важные продуктивные горизонты от перми до пенсильвания отмечены звездочкой.

Длина месторождения равна 19,2 км, ширина 7,2 км, площадь, занимаемая структурой, 82,8 км², площадь нефтегазоносности 57 км². В пределах контура, очерченного изогипсой 1000 футов, пробурено 1810 скважин.

Почти из 30 различных зон, причем 20 из них имеют довольно крупные размеры (фиг. 10), добыто свыше 137 млн. т нефти и газа в пересчете на условное топливо.

ОТКРЫТИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Скважина-первооткрывательница месторождения Оклахома-Сити была заложена на структуре, выраженной в рельефе. Этот участок представлял собой центральную часть выхода на поверхность песчаников Гарбер, прорывавших красноцветные глинистые сланцы Хеннесси (фиг. 11). Структура, которая фиксировалась по замкнутой изогипсе 100 футов, протягивалась на 16 км от Капитола на севере и достигала округа Кливленд на юге. Скважина была заложена в 8 км от центра города Оклахома-Сити, в 3,2 км от его границ того времени. К 1928 г. в округе добыча нефти велась лишь из



Ф и г. 11. Структурная карта месторождения Оклахома-Сити составлена по кровле песчаника Гарбер по данным бурения 1928 г.

На широтном разрезе отчетливо виден перегиб. Сечение изогипс через 20 футов.

залежи, связанной с песчаниками пенсильванского возраста и залегающей на глубине 1317 м. Выброс произошел 4 декабря 1928 г. из доломитов Арбакл при разбуривании цементной пробки на глубине 1920,6 м.

ДОЛОМИТЫ АРБАКЛ

Коллекторские свойства

Максимальный дебит нефти из доломитов Арбакл в скважине № 1 Оклахома-Сити достигал 899,3 т/сутки. Забой скважины равен —1987,2 м. Тяжелая темно-зеленого цвета нефть была получена из верхней зоны, представленной полосатыми (серыми и коричневыми) мелкокристаллическими, незначительно пористыми доломитами с кавернами выщелачивания и сильно трещиноватыми. Размеры каверн непостоянны, но в процессе бурения провалы инструмента и потеря циркуляции были обычными. Ниже этой зоны зафиксированы слои средне-крупнозернистого кристаллического доломита с кавернами выщелачивания, причем некоторые пустоты оказывались таких размеров, что они были заполнены друзами вторично закристаллизовавшегося доломита. Участки повышенной пористости неравномерно чередуются с пластами крупнокристаллического доломита и с отдельными прослоями тонкозернистых песчаников типа Симпсон. Поступление нефти и газа из доломитов Арбакл происходило в основном по их пористым разностям, которые начинались ниже верхних слоев более мелкокристаллических доломитов мощностью 60—75 м, залегающих в кровле пачки.

В большинстве случаев в высокодебитных скважинах приток заметно увеличивался по мере опробования доломитов в интервале от 75 до 150 м.

ЛИТОЛОГИЯ

Разрез группы Арбакл представлен разнообразными литологическими типами осадков, но преимущественно он представлен доломитами со слоями (мощностью 2,4—3 м) песчаников, мелко-крупнозернистых с округлыми и угловатыми зернами, бледно-зеленых глинистых сланцев, песчаных доломитов и многочисленными разностями темно-коричневых, рыжевато-коричневых, серых, белых, синих и оолитовых кремнистых сланцев. Типы пористости также разнообразны, как и литологические: межгранулярная, в сахаровидных пустотах, кавернозная, точечная и трещинная. Ископаемые остатки, преимущественно в виде обломков, установлены по всему разрезу.

Доломиты Арбакл залегают у подошвы несогласия между пенсильванием и ордовиком на глубине 1800 м в сводовой части структуры. Верхние 90 м разреза Арбакл размыты. Там, где породы Арбакл сохранились, верхние 60—75 м представлены серыми до рыжевато-коричневых, мелкокристаллическими, сахаровидными доломитами с небольшими включениями серых, полупрозрачных кремнистых сланцев, тонких пропластов слоистых матовых серовато-зеленых глинистых сланцев и маломощных прослоев белых оолитовых доломитов. В образцах керна (фиг. 12) доломиты представлены перемежающимися разностями от светло- до темноокрашенных тонов в виде пятен, напоминающих строматолитовые или водорослевые сетки пород формации Вест-Спринг-Крик, обнажающихся в горах Арбакл и похожих на керн отложений Арбакл месторождения Хилтон, округ Картер, Оклахома.

Ниже мелкокристаллических доломитов залегают неоднородные слои средне- и крупнокристаллических доломитов с пустотами выщелачивания. Каверны, достигающие 2,1 м в диаметре, зафиксированы в процессе бурения по характеру проходки и потере циркуляции в нижней части этой зоны, расположенной в 120—150 м ниже кровли. Залежи преимущественно свя-



Фиг. 12. Образец керна доломита Арбакл месторождения Оклахома-Сити.

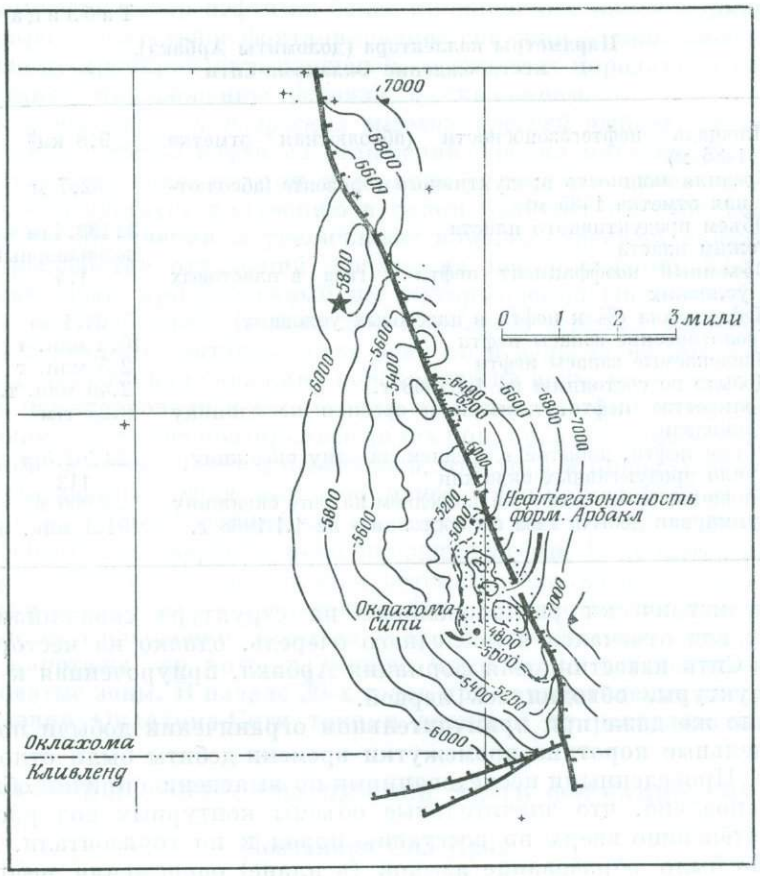
Хорошо видны трещины, соединяющие каверны. Для верхней части формации Вест-Спринг-Крик группы Арбакл характерны полосчатость и водорослевые нити. Сечение изогипс через 200 футов.

заны с поровыми разностями этой нижней зоны пород Вест-Спринг-Крик — Кайндблейд. Ниже водо-нефтяного контакта залегает горизонт игольчатых кремнистых сланцев, которые, очевидно, соответствуют основанию отложений Кайндблейд, занимающих аналогичное положение в разрезе, обнажающемся в горах Арбакл.

Полностью, вплоть до отложений докембрия, разрез пород Арбакл вскрыт на месторождении Оклахома-Сити в скважине № 5-Фарли, пробуренной в 1947 г. В сводовой части структуры этот разрез представлен карбонатными отложениями кембрия — силура мощностью 690 м и слоем песчаников Риген мощностью 6 м; песчаники известковые, глауконитовые, крупнозернистые, с зернами матовыми и прозрачными залегают непосредственно на розовых докембрийских гранитах. В результате опробования нефть получена из горизонта, залегающего на 45 м ниже кровли Арбакл. Забой скважины — 2503,2 м. Вследствие размыва из разреза выпала верхняя часть отложений Арбакл мощностью 90 м. По скважине № 5-Фарли уже отобрано 18 495 т нефти, и в 1967 г. ее дебит в среднем составлял 3,4 т/сутки.

ИСТОРИЯ РАЗВЕДКИ И ДИНАМИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Установлено, что свод поднятия по отложениям Арбакл смещается на 1,2 км к востоку и что основной продуктивный разрез мощностью 210 м приурочен к пористым зонам нижней части. На востоке площадь разведки и разработки ограничена сбросом с амплитудой 600 м, плоскость которого почти вертикальна и слегка падает к востоку (фиг. 13). Несмотря на то что нефтепродуктивная зона пород Арбакл приурочена к сводовой части структуры, тем не менее именно она стала причиной первых неприятностей, связанных с обводнением. Площадь нефтеносности равна 9,8 км^2, причем на каждый квадратный метр добывали 0,2 т нефти, или 22 262,5 т на одну скважину при средней мощности интервала опробования 135 м. Вначале плотность разработки составляла одна скважина 160 000 м^2, но вскоре



Ф и г. 13. Структурная карта, составленная по кровле известняков Арбакл, и продуктивная площадь.

расстояния были уменьшены в нарушение технических норм, и при разработке залежей, приуроченных к отложениям Арбакл, стали закладывать одну скважину на 88 000 м². К 1968 г. суммарная добыча нефти достигла 2,5 млн. т. В 1967 г. добыча из отложений Арбакл осуществлялась двумя скважинами.

Максимальный первоначальный дебит по скважине был равен 5891 т/сутки, а в целом по наиболее продуктивной скважине добыто 167 669,9 т. Ряд скважин, включая скважину-первооткрывательницу, дал свыше 137 000 т. В декабре 1929 г. по 35 скважинам была достигнута максимальная величина месячного отбора нефти 125 121,7 т, а к декабрю 1930 г. месторождение эксплуатировалось 111 скважинами, охватывающими площадь 9,8 км². К 1933 г. суммарная добыча была доведена до 2,4 млн. т, причем в процессе разработки отмечались периоды резкого увеличения отбора, сменяющиеся затем остановкой скважин вследствие обводнения коллекторов нефти в однородных доломитах Арбакл.

В табл. 1 приведены данные о коллекторских свойствах доломитов Арбакл для месторождения Оклахома-Сити.

Проблема обводненности. На примере отложений Арбакл можно убедиться, какую проблему представляет обводненность кавернозных и трещиноватых известняков в процессе эксплуатации месторождений. К декабрю 1930 г. породы Арбакл фактически были обводнены, и уже в марте 1932 г. только одна скважина давала чистую нефть. Как правило, к наиболее вы-

Таблица 1

Параметры коллектора (доломиты Арбакл), месторождение Оклахома-Сити

Площадь нефтегазоносности (абсолютная отметка 1485 м)	9,8 км²
Средняя мощность продуктивного горизонта (абсолютная отметка 1485 м)	32,7 м
Объем продуктивного пласта	32 138,4 га/м
Режим пласта	водонапорный
Объемный коэффициент нефти и газа в пластовых условиях	1,4
Нефтеотдача (% к нефти в пластовых условиях)	24,1%
Геологические запасы нефти	10,2 млн. т
Извлекаемые запасы нефти	2,5 млн. т
Добыто по состоянию на 1.1.1968 г.	2,49 млн. т.
Количество нефти, добытой в среднем на единицу площади	0,25 т/м²
Объем нефти, добытой в среднем на одну скважину	22 262,5 т
Число продуктивных скважин	112
Площадь, приходившаяся в среднем на одну скважину	88 000 м²
Суммарная добыча газа по состоянию на 1.1.1968 г.	191,1 млн. м³

соко гипсометрически расположенным на структуре скважинам подход пластовых вод отмечался в последнюю очередь, однако на месторождении Оклахома-Сити известняковая формация Арбакл, приуроченная к сводовой части структуры, обводнилась первой.

Обычно же даже при принудительном ограничении добычи по скважинам в отдельные короткие промежутки времени дебиты были относительно высокими. Проведенными исследованиями по выяснению причин обводнения было установлено, что значительные объемы контурных вод распространялись интенсивно вверх по восстанию пород и по горизонтали. Для них характерно было образование языков (в плане) опережения нефти в процессе движения; прекращение добычи не выравнивало фронта контурных вод. Даже ритмичная работа скважин приводила к образованию близ каждой скважины неравномерной дренажной системы каналов в породах, связанных также друг с другом в сопредельных скважинах. Интенсивный отбор нефти из этих каналов обусловил расширение дренажной системы и неравномерность подхода контурных вод. Как только нефть ушла из этих более или менее открытых каналов, представлявших собой, по-видимому, трещины, разрывы или даже каверны в известняках, контурные воды получили свободный доступ к скважине.

Установлено, что вода обычно движется в нефтеносный пласт вверх по восстанию пород с отметки 1620 м ниже уровня моря. Поток относительно быстро двигался к участкам с пониженными значениями давления, где в разработке находилась одна или более скважин. После того как достигался предусмотренный уровень отбора, скважины закрывались и движение флюида опять направлялось к участкам пониженного давления. Продолжительные неоднократные изменения направленности движения вод нарушали устойчивое равновесие водо-нефтяной фазы. При закрытой скважине положение фронта вод по отношению к этой скважине оставалось неизменным до тех пор, пока скважина опять не вводилась в эксплуатацию. Каждый раз, когда по скважине производился отбор значительного объема нефти даже в течение относительно небольшого отрезка времени, воды по каналам наименьшего сопротивления быстро устремлялись к скважине и в конечном счете достигали ее ствола. И как только вода начинала течь по такого рода каналам, уже почти ничего невозможно было сделать, чтобы предотвратить обводнение.

Теоретически отбор нефти из более проницаемых пачек формации и открытое непродолжительное фонтанирование скважин должно способствовать значительному дренированию площадей, сложенных породами, слабо сопротивляющимися продвижению флюида к скважинам.

Опыт консервации и получения высоких уровней отбора. Относительно низкие средние отборы нефти из отложений Арбакл натолкнули на мысль, что эксплуатация скважин при постоянно невысоком уровне отбора, по-видимому, способствует получению в целом больших объемов нефти, предохраняет от обводнения и увеличивает площадь дренажа скважины.

При разработке отложений Арбакл на месторождении Хилдтон был использован опыт, приобретенный на месторождении Оклахома-Сити. Для прострела и опробования выбирался в разрезе Арбакл горизонт Браун близ водо-нефтяного контакта, даже если он и залегал на 90—120 м выше уровня вод. Как только скважина переходила на воду, колонну в интервале прострела цементировали и переходили на более высокий интервал опробования. Такая процедура повторялась до тех пор, пока вся зона не становилась обводненной. В этом случае учитывалось, что хотя в породах связь по трещинам достаточно хорошая, но тем не менее, судя по материалам каротажа, пропластки с худшей проницаемостью служат как бы временными барьерами и препятствуют вертикальной миграции нефти. В процессе истощения коллектора контурные воды способны обтекать локальные скопления нефти, препятствуя тем самым их извлечению. При разработке залежей в породах Арбакл на месторождении Хилдтон геологи располагали весьма точными данными каротажа, по которым можно было легко установить пористые и трещиноватые зоны. В начале 30-х годов при осуществлении эксплуатации месторождения Оклахома-Сити такими данными не располагали.

ПРОДУКТИВНЫЕ ГОРИЗОНТЫ НИЖНЕЙ ЧАСТИ ФОРМАЦИИ СИМПСОН

Песчаники Ойл-Крик

Залежь, связанная с песчаниками Ойл-Крик, обнаружена скважиной № 1-Олдс. При опробовании этой скважины получили 27 июня 1929 г. фонтанный приток нефти с абсолютно свободным дебитом 571,7 т/сутки. Значения средней пористости песчаников Ойл-Крик меняются в диапазоне от 18 до 20%; несколько меньшей пористостью характеризуются верхние пласты песчаников низов формации Симпсон (Мак-Лиш и Тьюлип-Крик), но в среднем величина ее около 15%.

Коллекторские свойства. К числу наиболее характерных особенностей залежи песчаников Ойл-Крик относятся: 1) наличие газовой шапки; 2) высокий газовый фактор; 3) жесткий водонапорный режим — миграция контурных вод вверх по восстанию пород от западной периферии вдоль или вблизи контакта пород Ойл-Крик и Арбакл; 4) динамика водонапорного режима, обусловливающая фонтанирование скважин, поскольку происходит миграция вод вниз по падению через трещины и разломы, пронизывающие доломиты Арбакл и песчаники Ойл-Крик. В июне 1930 г. был достигнут максимальный уровень отбора нефти за месяц — 206 606 т. Примечательно, что одна из скважин, пробуренная на песчаниках Ойл-Крик в опущенном крыле главного сброса, являющегося восточной границей месторождения, также оказалась продуктивной. Очевидно, в песчаных пачках нижней части формации Симпсон, включая песчаники Ойл-Крик и Мак-Лиш, свободный газ приурочен к самой верхней части продуктивных слоев, где они выдержаны по мощности вкрест простирания структуры, поскольку в процессе из разработки попутно с нефтью получают значительные объемы газа. Каждая скважина, пробуренная на песчаниках Ойл-Крик, дала в среднем 38 055,8 т нефти.

В табл. 2 даны параметры коллектора песчаников Ойл-Крик месторождения Оклахома-Сити.

Литология. Мощность песчаников Ойл-Крик изменяется в диапазоне от 6 до 24 м, а в среднем она приблизительно равна 12 м. В верхней части,

Таблица 2

Параметры коллектора (песчаники Ойл-Крик), месторождение Оклахома-Сити

Площадь нефтегазоносности	18 км²
Средняя мощность продуктивного горизонта	12 м
Объем продуктивного пласта	21 600 га/м
Средняя пористость	18%
Объем связанной воды	10%
Режим пласта	водонапорный
Объемный коэффициент нефти и газа в пластовых условиях	1,4
Нефтеотдача (% к нефти в пластовых условиях)	70%
Геологические запасы нефти	22,1 млн. т
Извлекаемые запасы нефти	15,5 млн. т
Добыто по состоянию на 1.1.1941 г.	13,7 млн. т
Количество нефти, добытой в среднем на единицу площади	0,76 т/м²
Количество нефти, добытой в среднем на одну скважину	38 055 т
Число продуктивных скважин	360
Площадь, приходящаяся в среднем на одну скважину	50 000 м²
Суммарная добыча газа по состоянию на 1.1.1941 г.	8,96 млрд. м³

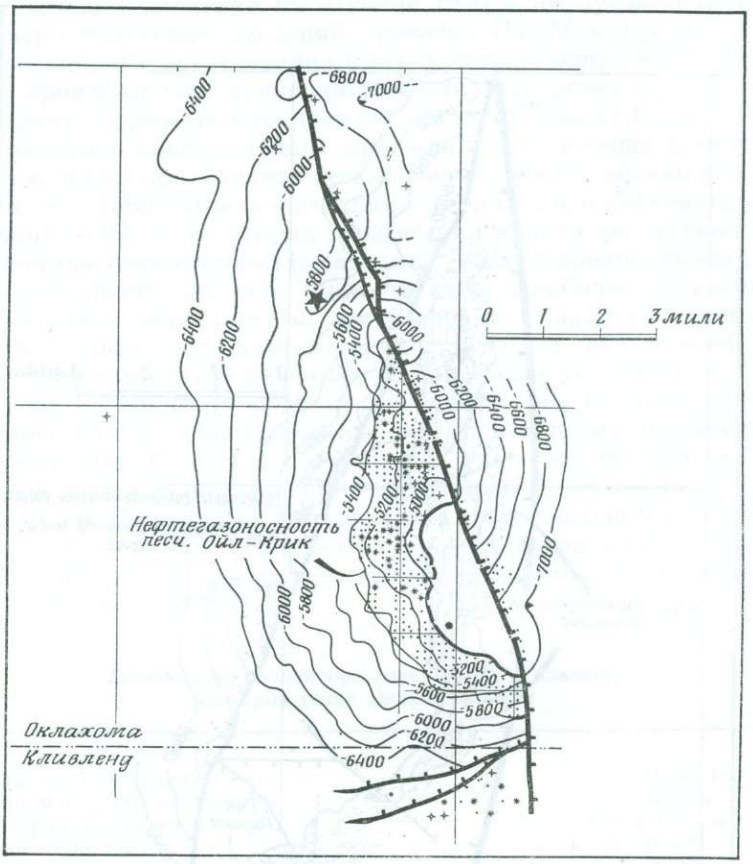
где крупные округлые матовые зерна сцементированы микролитовой массой средней степени угловатости и полуокатанных гладких зерен, песчаники плохо отсортированы. В нижней части крупных зерен почти нет и поэтому песчаники более однородны. От кровли до подошвы в песчаниках местами встречаются тонкие, крепко сцементированные прослои доломитов. К подошве песчаники постепенно, без резкой смены переходят в песчанистые доломиты.

История разведки. Разработка месторождения Оклахома-Сити начата с освоения доломитов Арбакл, наиболее высоко расположенных гипсометрически; затем в разведку были введены отложения нижней части формации Симпсон, перекрывающие на крыльях формацию Арбакл. Скважины, которые бурились к западу от первой продуктивной скважины, неизменно вскрывали базальную или нижнюю часть формации Симпсон — песчаники Ойл-Крик, выклинивающиеся на западном крыле структуры (фиг. 14). К 1968 г. из песчаников Ойл-Крик по 360 скважинам, размещенным на значительно большей площади (18 км²), чем для Арбакл, суммарная добыча превысила 13,7 млн. т нефти. Согласно подсчетам, из песчаников Ойл-Крик добыто также 8,96 млрд. м³ газа (фиг. 5), причем после песчаников Уилкокс этот горизонт на месторождении наиболее продуктивный.

ПЕСЧАНИКИ УИЛКОКС

Литология

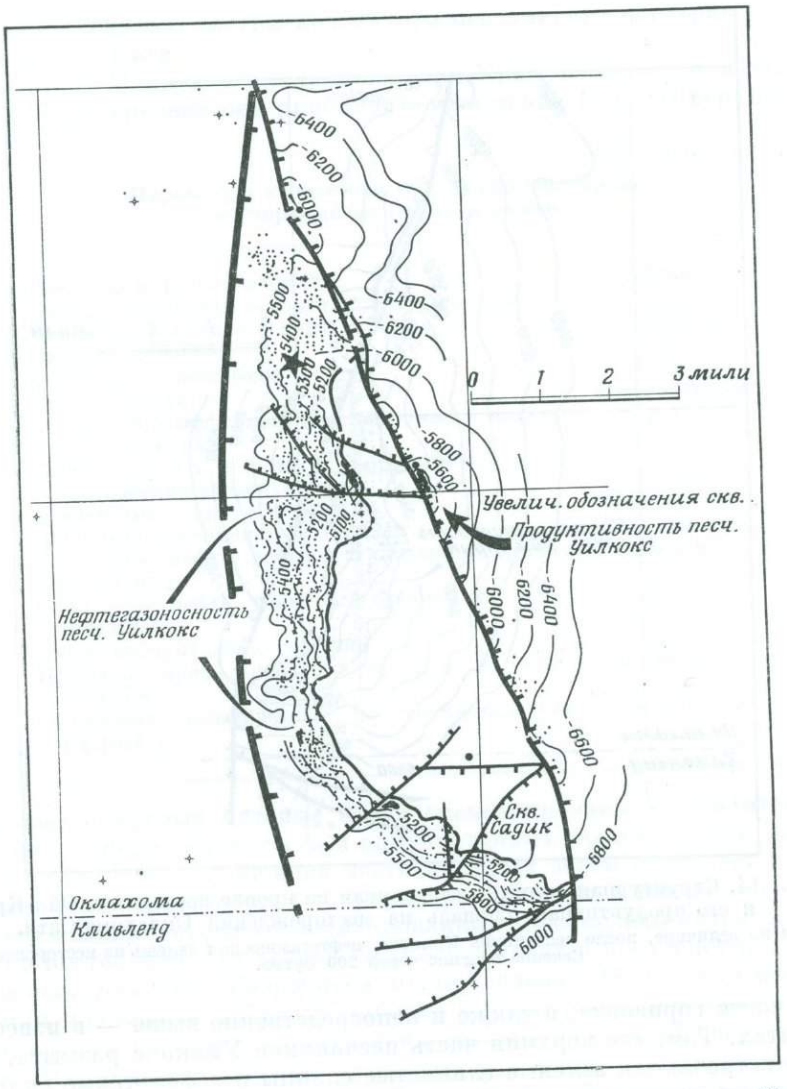
Мощность сохранившихся от размыва песчаников Уилкокс в среднем составляет 67,5 м. Верхние 13,5 м сложены крупнозернистым песком из округлых, матовых зерен, сцементированных в основной массе с полуокатанными зернами средних размеров. Крупнозернистый песчаник с зернами «мячика для гольфа» (galf-ball) значительной мощности залегает в самой



Ф и г. 14. Структурная карта, составленная по кровле песчаников Ойл-Крик, и его продуктивная площадь на месторождении Оклахома-Сити.

Вторая по величине, после песчаников Уилкокс, нефтегазоносная залежь на месторождении. Сечение изогипс через 200 футов.

верхней части горизонта, а также и непосредственно выше — в известняках и доломитах. Там, где верхняя часть песчаников Уилкокс размыта, обычно в кровле встречаются зеленые глинистые сланцы и асфальтовые включения. Верхняя часть разреза, как правило, обладает меньшей пористостью по сравнению со средней, которая сложена преимущественно полуокатанными зернами средних размеров с незначительным количеством цементирующего материала. Из общей мощности песчаников Уилкокс, равной 67,5 м, наибольшими значениями пористости характеризуется средняя часть разреза мощностью 30 м. В низах (7,5 м) этой части зерна песчаника имеют следы перекристаллизации. Нижние 9 м сложены тонкослоистыми светло-зелеными глинистыми сланцами; слабо сцементированные пески переходят в белые, плотные песчаники. По керну из скважины Мэри-Садик определено значение пористости от 20 до 25%, в среднем 22,5%. Большая часть песчаников Уилкокс настолько слабо сцементирована, что практически не удалось отобрать качественного керна. По-видимому, слабо сцементированные разности обладают, несомненно, значительно большей пористостью, чем та, которую определили по взятому керну. В процессе эксплуатации залежей формации Уилкокс из скважин выносилось много песка, причем на многих площадях фиксируется пористость до 30%, особенно в северной части месторождения, где значение средней пористости наиболее высокое. Незначительный наклон поверхности несогласия свидетельствует о том, что кровля песчаников Уилкокс нахо-



Ф и г. 15. Структурная карта, составленная по основанию песчаников Уилкокс (Броумайд).

Несмотря на то что эта залежь на структуре расположена гипсометрически ниже, она оказалась самой крупной, а в разработку была введена последней. Показана залежь, связанная с песчаниками Уилкокс и на опущенном крыле сброса. Сечение изогипс через 200 футов.

дилась приблизительно на тех же глубинах (1860—1960 м), что и стратиграфически ниже расположенные продуктивные горизонты близ кровли антиклинали. Ширина площади нефтегазоносности Уилкокс изменяется от 2,4 км, где углы падения относительно невелики, до 0,8 км, где падение крутое (фиг. 15).

Коллекторские свойства

Начальный этап разработки. Ко второй половине 1934 г. на скважинах, пробуренных на первом этапе эксплуатации месторождения, фонтанная добыча завершилась. Затем почти в течение года велась газлифтовая эксплуатация, а потом перешли на насосную эксплуатацию. По новым скважинам, пробуренным в 1935—1936 гг. на северном периферийном участке месторождения, в течение некоторого времени наблюдались фонтанные

притоки; пластовые давления на глубине 1950 м не превышали 14 кг/см². Первые замеры пластовых давлений проводил Пат-Мак-Дональд в декабре 1931 г., а регулярные исследования были начаты в июне 1932 г. В процессе разработки производилась пропорциональная разверстка добычи; в период фонтанирования допустимый процент добычи не превышал 1%, а в настоящее время он достигает максимального значения. Продвижение контурных вод в нефтеносный пласт происходило весьма своеобразно, особенно в скважинах с забоем ниже —1590 м (первоначальные расчеты водо-нефтяного контакта дали величину —1672,2 м). Линия пересечения кровли песчаников Уилкокс с этой плоскостью соответствовала западной границе продуктивной площади. Процессом обводнения сначала была охвачена наиболее интенсивно разбуренная западная периклиналь, и по первым скважинам зафиксирован постепенный подъем водо-нефтяного контакта до абсолютной отметки —1597,5 м. Наиболее интенсивное обводнение было установлено в 1938 г., но уже с 1959 г. заметного подъема контурных вод не отмечалось.

В течение 1940 г. фиксировались слабые изменения положения водо-нефтяного контакта. С другой стороны, на участках интенсивного отбора газо-нефтяной контакт понизился по сравнению с остальной частью территории на 10,5 м. В целом при разработке на месторождении пласта Уилкокс с 1 января по 1 июля 1941 г. в среднем уровень снизился на 3,6 м.

В талб. 3 приведены параметры пласта песчаников Уилкокс на месторождении Оклахома-Сити.

Таблица 3

Параметры коллектора (песчаники Уилкокс), месторождение Оклахома-Сити

Площадь нефтегазоносности	31,52 км²
Средняя мощность песчаников	34,2 м
Объем продуктивного пласта	108 000 га/м
Средняя пористость	21,5%
Процент связанной воды	1,0%
Режим пласта с 1940 г.	гравитационный
Объемный коэффициент нефти и газа в пластовых условиях	1,4
Нефтеотдача (% к нефти в пластовых условиях)	50,1
Суммарные геологические запасы нефти	146,8 млн. т
Всего извлечено нефти по состоянию на 1. 1. 1968 г.	73,6 млн. т
Количество добытой нефти на единицу площади, в среднем по состоянию на 1. 1. 1968 г.	2,3 м²
Средний объем добытой нефти на одну скважину по состоянию на 1. 1. 1968 г.	81 632,7 т.
Число продуктивных скважин	902
Площадь, приходящаяся в среднем на одну скважину	34 960 м²
Суммарная добыча газа по состоянию на 1. 1. 1968 г.	22,9 млрд. м³

Первоначальные сведения. Уже в первой продуктивной скважине Мэри-Садик на месторождении установили наличие газовой шапки. По материалам керна скважин, бурившихся в дальнейшем на отложении Уилкокс, зафиксировали газо-нефтяной контакт, меняющийся в диапазоне нескольких сантиметров. Так, небольшая газовая шапка выявлена в южной части месторождения, где газо-нефтяной контакт приурочен к абсолютной отметке —1534,8 м.

На данном этапе разработки полагали, что притоки газа при отборе нефти из песчаников обусловлены тем, что верхняя часть коллектора заполнена флюидами на 40—50% и насыщение возрастает к нижней части. Последующие исследования показали обратное. Нефтенасыщенность в газовой зоне составила 1—25,9%, нефтенасыщенность порового пространства пес-

чаников ниже газо-нефтяного контакта 52,7—92,8%. Таким образом, исключалась возможность газонапорного режима, поскольку значения нефтенасыщенности в газовой зоне были невелики — порядка 20%, а в нефтяной зоне они достигали 80%. Все это свидетельствовало о том, что поровое пространство ниже кровли контурных вод менее чем на 50% заполнено нефтью.

Падение давлений в начале эксплуатации. Первоначальные пластовые давления на глубине 1578 м составляли 188 кг/см². Поскольку пластовое давление по мере отбора нефти и газа снижалось, вода из водоносных пластов поступала в коллектор. По мере продвижения вверх по восстанию пород воды вытесняли нефть. К 1938 г. наступление контурных вод прекратилось; установилось состояние равновесия на отметке 1590 м ниже уровня моря.



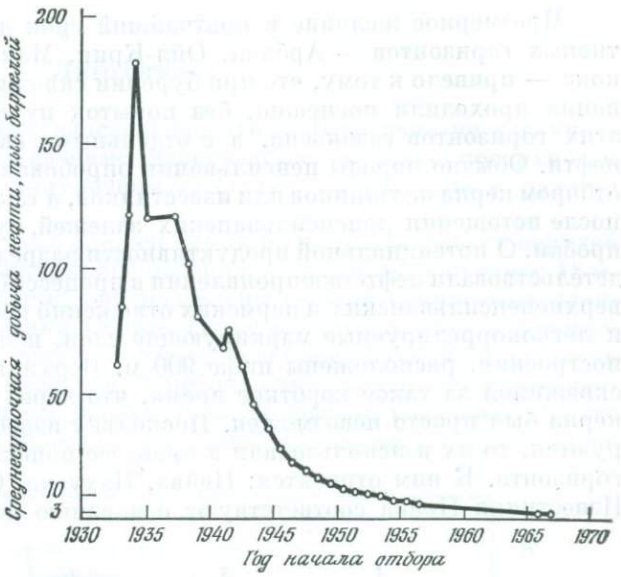
Ф и г. 16. Кривая падения давления и кривая темпа добычи по залежи Уилкокс, месторождение Оклахома-Сити.

При таком положении водой было заполнено 60% первичного коллектора. С этого момента движения вод практически не наблюдалось. Почти одновременно с этим пластовое давление в кровле песчаников Уилкокс соответствовало атмосферному давлению, и нефть, которая вытеснялась водой к сводовой части структуры, представляла собой первичную пластовую нефть с растворенным в ней газом. Однако, вследствие того что она двигалась вверх по кровле структуры, давление постепенно снижалось, газ из нее выделялся, и к тому моменту, когда вода остановилась на уровне 1590 м, ее энергией было вытеснено такое количество нефти, которого хватило для полного насыщения большей части коллектора выше указанного уровня. С 1939 г. именно эту инертную нефть и добывали, причем режим эксплуатации был гравитационным (фиг. 16).

К 1935 г. месторождение Оклахома-Сити площадью 440 км² было вторым по величине в США с пробуренными эксплуатационными скважинами в количестве 1700, добыча по которым была доведена почти до 41,1 млн. т нефти.

К 1 января 1940 г. добыча из песчаников Уилкокс достигла 47,95 млн. т нефти и 22,96 млрд. м³ газа. К этому же времени и пластовое давление понизилось до атмосферного. Вследствие естественного изменения режима пласта от водонапорного на гравитационный удалось дополнительно получить

25,8 млн. т нефти (фиг. 16). Суммарный отбор по залежи Уилкокс составил 73,6 млн. т. Наиболее высокий уровень суточной добычи достигнут в августе 1933 г.— 29 152,8 т (фиг. 17). В это же время по 451 скважине за месяц



Ф и г. 17. Кривая падения добычи по залежи Уилкокс, месторождение Оклахома-Сити.

Суточная добыча нефти в зависимости от времени ввода в эксплуатацию 1 января 1968 г.

зафиксирован максимальный отбор нефти—874 585,7 т. В 1968 г. добыча упала до 471 т/сутки.

Около 70 скважин, пробуренных после 1 января 1940 г. на площадях, оставленных вследствие прорыва к скважинам пластовых вод, давали 54,8—68,5 т/сутки. Проведенные в последующие годы наблюдения подтвердили предварительные прогнозы о режиме коллекторов. Кстати, именно эти скважины давали основной объем текущей добычи.

В табл. 4 приведены основные параметры по месторождению Оклахома-Сити.

Таблица 4

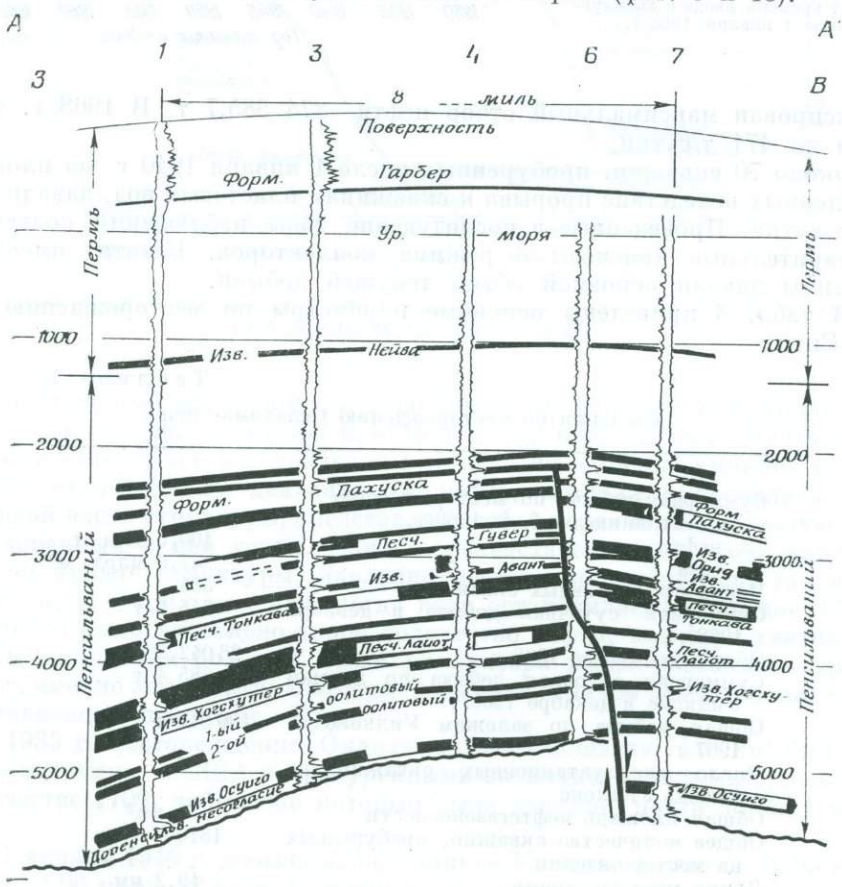
Сведения по месторождению Оклахома-Сити

Суммарная добыча по месторождению по состоянию на 1. 1. 1969 г.	
нефти	100,5 млн. т
газа	47,6 млрд. м³
Число продуктивных скважин	384
Суммарная суточная добыча в декабре 1968 г.	745,9 т
Общая добыча за 1968 г.	26 042,9 т
Суммарная суточная добыча по залежи Уилкокс в декабре 1968 г.	385,4 т
Общая добыча по залежам Уилкокс за 1967 г.	150 015 т
Число эксплуатационных скважин на залежь Уилкокс	187
Общая площадь нефтегазоносности	55 км²
Общее количество скважин, пробуренных на месторождении	1810
Длина месторождения	19,2 км
Ширина месторождения	7,2 км
Площадь месторождения	82,8 км²

ПРОДУКТИВНЫЕ ГОРИЗОНТЫ ПЕНСИЛЬВАНИЯ

История разведки

Чрезмерное желание в кратчайший срок достигнуть основных продуктивных горизонтов — Арбакл, Ойл-Крик, Мак-Лиш, Тьюлин-Крик и Уилкокс — привело к тому, что при бурении скважин почти весь разрез пенсильвания проходили поспешно, без попыток их опробования. Большая часть этих горизонтов газоносна, а с отдельными связаны значительные объемы нефти. Обычно породы пенсильвания опробовались либо в процессе бурения с отбором керна песчаников или известняков, а также пластоиспытателем, либо, после истощения допенсильванских залежей, путем установления цементной пробки. О потенциальной продуктивности разреза пенсильванских пород свидетельствовали нефтегазопроявления в процессе бурения. Исследование шлама верхнепенсильванских и пермских отложений показало, что первые надежные и легкокоррелируемые маркирующие слои, используемые для структурных построений, расположены ниже 900 м. Верхняя часть разреза проходилась скважиной за такое короткое время, что через небольшие интервалы отбор керна был просто невозможен. Поскольку известняки более легко коррелируются, то их и использовали в процессе поисков в качестве маркирующего горизонта. К ним относятся: Нейва, Пахуска, Орид, Чекарборд и Осуиго. Известняки Нейва соответствуют основанию перми (фиг. 9 и 18).



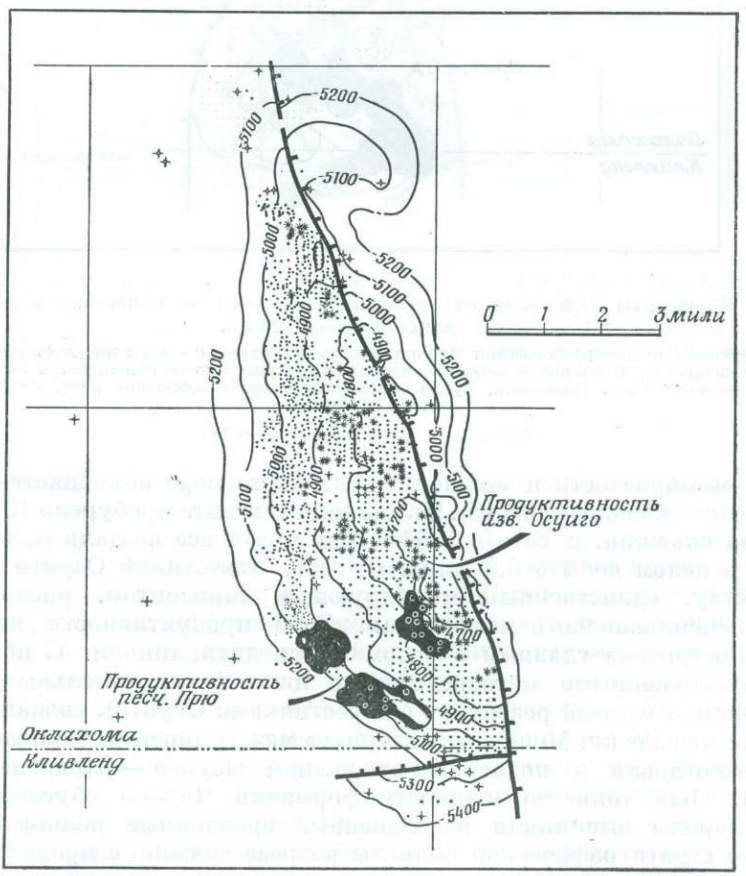
Ф и г. 18. Геологический разрез пенсильванских пород.
Положение линии разреза показано на фиг. 6 и 21.

В разрезе пенсильвания коллекторами служат как известняки, так и песчаники. Залежи преимущественно газовые, встречаются и нефтяные, но в целом их продуктивность несравнима с расположенными ниже допенсильванскими залежами.

Литология

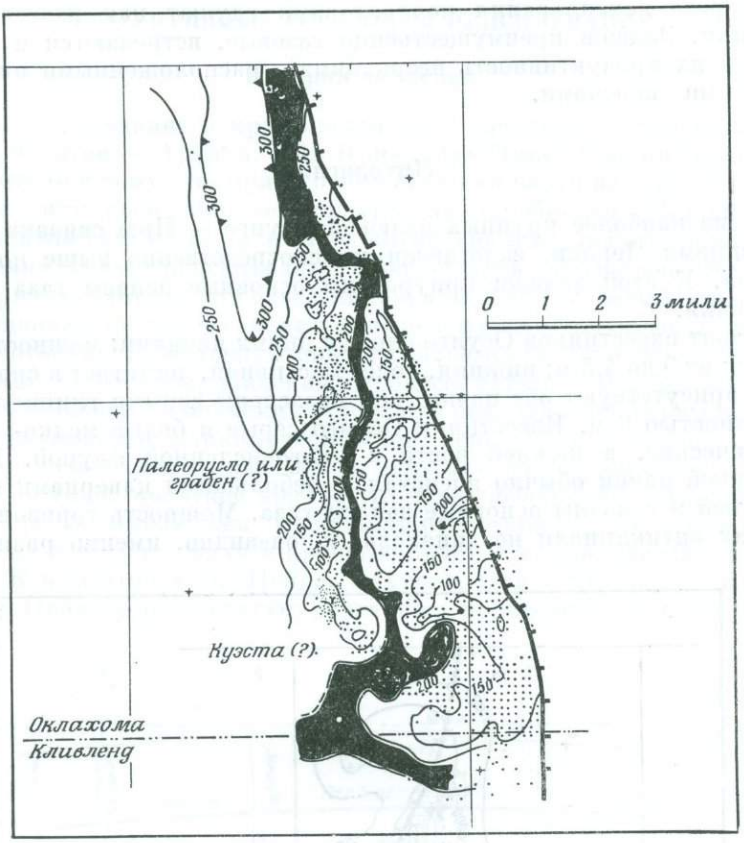
Одна из наиболее крупных залежей Осуиго — Прю связана с глинистыми сланцами Чероки, залегающими непосредственно выше поверхности несогласия. К этой залежи приурочены основные запасы газа в разрезе пенсильвания.

Горизонт известняков Осуиго сложен двумя пачками: мощность верхней колеблется от 0 до 4,5 м; нижняя, более массивная, достигает в среднем 18 м. Там, где присутствуют обе пачки, они разделены серыми глинистыми сланцами мощностью 6 м. Известняки Осуиго серые и белые мелко- и крупнокристаллические, в нижней части с многочисленной фауной. Базальная часть нижней пачки обычно ячеистая, с небольшими кавернами выщелачивания; с ней и связаны основные запасы газа. Мощность горизонта Осуиго в пределах антиклинали неодинакова, и, очевидно, именно разнообразием



Ф и г. 19. Структурная карта, построенная по кровле известняков Осуиго, и эксплуатационные скважины.

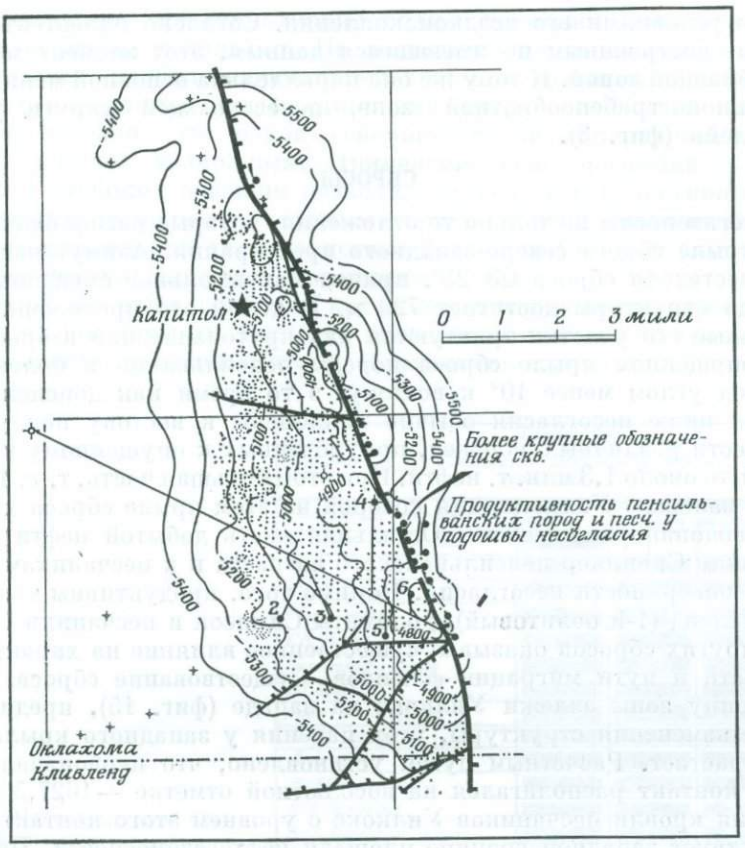
Черным цветом в юго-западной части структуры показаны залежи, связанные с песчаниками Прю. Жирные точки — скважины, эксплуатирующие залежь известняков Осуиго. Сечение изогипс через 100 футов.



Ф и г. 20. Изопахиты интервала от известняков Осуиго до поверхности предпенсильванского несогласия.

Показаны перепады мощности формации Чероки. Вдоль структуры с севера на юг (черный цвет) протягивается палеорусло. В южной и западной частях структуры с этим палеоруслом связана продуктивность песчаников Прю. Возможно, русло соответствует грабенообразной зоне. Сечение изопахит через 50 футов.

значений ее пористости и мощности в какой-то мере объясняется неравномерный дебит скважин (фиг. 19). На данном горизонте пробурено 130 эксплуатационных скважин, и хотя в 1967 г. они почти все не дали притоков, тем не менее в целом добыто 5,2 млрд. м^3 газа. Известняки Осуиго являются, по существу, единственным маркирующим горизонтом, расположенным выше допенсильванского несогласия. Зона продуктивности известняков Осуиго приурочена главным образом к оси антиклинали. С песчаниками Прю, расположенными непосредственно ниже (а на отдельных участках они составляют единый резервуар с известняками Осуиго), связаны в основном нефтяные залежи. Мощность интервала между допенсильванской поверхностью несогласия и подошвой отложений Осуиго — Прю непостоянна (фиг. 20). Непостоянство мощности формации Чероки обусловлено тем, что эти породы выполняли расчлененный эрозионный рельеф (фиг. 21). Изменение стратиграфической полноты разреза связано с продолжающимся ростом структуры, перераспределением осадков, начиная от древних допенсильванских поверхностей, вследствие дифференцированных подвижек, сопровождавшихся горизонтальными перемещениями, которые обусловливали тектоническую перестройку древних ослабленных зон, меняя их простирание.



Ф и г. 21. Структурная карта, построенная по подошве поверхности допенсильванского несогласия.

Показаны структурные элементы рельефа, смещение по сбросам и залежь, связанная с пенсильванскими породами на опущенном крыле. Линия разреза *A* — *A'* показана на фиг. 18. Сечение изогипс через 1 милю.

Палеореки, или грабены

Большинство геологов знакомо с широтным палеоруслом предвудфордской эпохи, которое разрезает Бойс-Д'Арк посредине залежи Вест-Эдмонд в 22,4 км северо-западнее города Капитол. Более молодой, наложенный русловый поток, образование которого связывают с началом пенсильванских тектонических подвижек, наследует черты древней дренажной системы. Такого же рода геологические процессы протекали и на самой структуре Оклахома-Сити, о чем свидетельствует меридионально вытянутая узкая зона, напоминающая древнее русло. Она расположена между линией контакта самой нижней части песчаников и глинистых сланцев Симпсон и восточными пределами развития песчаников Уилкокс (фиг. 4 и 20). На карте мощности интервала от известняков Осуиго до поверхности предпенсильванского несогласия (фиг. 20) можно видеть, что на западе русло врезано на 15 м ниже рельефа поверхности формации Уилкокс, а на востоке — на 24 м ниже палеорельефа формации Симпсон. Более молодое, наложенное русло, которое наследовало древнюю дренажную систему, заполнено песчаниками Прю. Большая часть залежи песчаников Прю, эксплуатируемая в южной периклинали структуры, как раз приурочена к такому руслу; полагают, что это переотложенные породы формации Симпсон. Для самой юго-западной части палеоструктуры песчаников Прю характерна куэстовая форма рельефа, что

связано с условиями его осадконакопления. Согласно палеотектоническим профилям, построенным по имеющимся данным, этот элемент может быть грабенообразной зоной. К тому же она параллельна основной меридионально направленной грабенообразной зоне, пересекающей округи Кливленд и Мак-Клейн (фиг. 3).

СБРОСЫ

Нефтегазоносны не только те отложения, которые расположены на опущенном крыле сброса северо-западного простирания. Азимут падения плоскости сместителя сброса СЗ 25°, причем максимальное смещение по нему близ свода структуры достигает 720 м. В целом это протяженный сброс, но отдельные его участки трактуются как крутопадающий взброс.

На опущенном крыле сброса породы пенсильвания и более молодые падают под углом менее 10° к востоку, в то время как допенсильванские отложения ниже несогласия обычно наклонены к востоку под углом 50°.

Из шести различных залежей, приуроченных к опущенному крылу разлома, добыто около 1,3 млн. т. нефти. При этом большая часть, т. е. 1,06 млн.т, связана с залежью Уилкокс, для которой на этом крыле сброса характерен жесткий водонапорный режим. Остальная часть добытой нефти относится к песчаникам Сквиннер пенсильванского возраста и к песчаникам, залегающим близ поверхности несогласия. Помимо того, продуктивны также песчаники Кливленд (1-й оолитовый), доломиты Симпсон и песчаники Ойл-Крик.

Ряд других сбросов оказывал существенное влияние на характер нефтегазоносности и пути миграции флюидов. Существование сброса, образующего границу зоны залежи Уилкокс на западе (фиг. 15), предполагается на основе изменения структуры, угол падения у западного крыла которой резко возрастает. Расчетным путем установлено, что первоначально водонефтяной контакт располагался на абсолютной отметке —1627,5 м. Линия пересечения кровли песчаников Уилкокс с уровнем этого контакта как раз и соответствует западной границе площади нефтегазоносности. По подошве песчаников в этой точке фиксируется увеличение угла падения по сравнению с нормальным на 5°. Такое резкое увеличение угла падения не соответствует материалам разрезов; в разрезе по падению с запада на восток приподнятым крылом сброса являются западные и соответственно опущенным — восточные участки, к которым относится и западная периферия продуктивных песчаников Уилкокс. По-видимому, данный сброс препятствовал установлению жесткого водонапорного режима, который характерен для большинства залежей, связанных с песчаниками Уилкокс, в других провинциях.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗРАСТА СТРУКТУРЫ ПУТЕМ ПАЛЕОСТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ

Большинство геологов, исследовавших месторождение Оклахома-Сити, обратили внимание на сильно сокращенную мощность отложений в районе центральной Оклахомы, причем связывали это с наличием структурной формы. Так, Мак-Ги и Клаусон [9] отмечали, что «о наличии структурной формы и выклинивании свидетельствует заметное сокращение интервала разреза вниз от кровли формации Пахуска в своде складки». Они также указывали, что «...ось «поднятия» смещается по мере увеличения глубины к востоку».

В рассматриваемом районе Оклахомы главный объем добычи приходится на залежи, связанные с малоамплитудными структурными ловушками в песчаниках формации Симпсон ордовикского возраста. Структурные ловушки установлены в основном по геологическим данным, а позднее подтверждены материалами сейсморазведки. В настоящее время сейсморазведка не в состоянии картировать структуру по отложениям, залегающим ниже формации

Вайола; известно, что структурные планы формации Вайола и формации Симпсон не всегда совпадают. По достаточно изученным месторождениям для отдельных, наиболее значительных этапов развития амплитуды роста структуры измеряются лишь единицами метров, и обычно они бывают настолько малыми, что одной сейсморазведкой закартировать ловушки не представляется возможным. Применение сейсморазведки в комплексе с бурением глубоких скважин позволило намечать перспективные для разведки участки по палеоструктурным картам. Зоны сокращенной мощности и литолого-фациальная характеристика формации Симпсон служили критериями при поисках ловушек структурного типа.

На фиг. 22 даны наиболее крупные месторождения рассматриваемой территории, для которых, согласно палеотектоническим построениям, определены основные временные этапы образования структурной ловушки. Эти

Прирост мощности □ Возраст согласно анализу мощностей ■ Сокращение мощности

Название м-ия	После-мисс.	После-хантон	От Вайолы до Уилкокса	Нижн. Симпсон
Оклахома-Сити	■	?	?	■
Мур	■	■	■	■ ■
ЮЗ Клотьер	■	■	■	■
Мур южн.	■	■	■	■
СВ Фоллс	■	■	■	■
Рулетте-Крик	■	■	■	
СЗ Нобл	■	■	■	■ ■
Нобл-Таунсайт	■	■	■	■ ■
Нобл вост.	■	■	■	■
Аламо	■	■	■	
Гиббон-Спар	■	■	■	■
ЮЗ Голдсби	■	■	■	■ ■
Вашингтон вост.	■	■	■	■ ■
Стейли зап.	■	■	■	
Стейли южн.	■	■	■	
Гринер-Пайн	■	■	■	■

Фиг. 22. Месторождение Оклахома формации Симпсон.

Метод «сокращенных мощностей» дает возможность определить амплитуду и периоды развития структуры, позволяющие установить время и объемы заполнения ловушки нефтью.

критические этапы развития следующие: нижняя Симпсон (от Ойл-Крик до Броумайд), Броумайд — Вайола, послехантонский и послемиссисипский.

Относительно простым методом выявления продуктивных структур и геологических особенностей считают построение карт мощности и профилей. Арифметическую разность между мощностью интервала разреза на структуре и за ее пределами наносят на «диаграмму роста». При таких построениях наивысшее значение должно соответствовать периодам наиболее интенсивного роста и указывать на характер структурных взаимосвязей. Этот же метод вполне приемлем и для определения возраста заложения сбросов.

Описанная методика была успешно использована на нефтяном месторождении Оклахома-Сити, которое прошло стадии подъема, эродирования и перерыв осадконакопления известной части формации Симпсон. «Кривые роста», на которых изображается процентное изменение мощности одновозрастных интервалов в скважине на структуре или на приподнятом крыле и в скважине вне структуры или на опущенном крыле, могут быть использованы при разведке участков, где не установлено перерыва в осадконакоплении. Как диаграмма, так и кривая роста дают дополнительный материал о диапазоне времени для структурных построений и для составления стратиграфического разреза. К наиболее интересным интервалам, как правило, относятся те, с которыми связано осадконакопление в периоды роста структуры и движения по разломам. На многих площадях установлено,

что время начала формирования структуры является ключевым фактором, контролирующим объем нефти. К тому же знание этого фактора позволяет прогнозировать, будет или нет структура продуктивной, а также, с каким именно горизонтом будет связана залежь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблемы, с которыми столкнулись на Оклахома-Сити, считавшиеся необычными и уникальными 40 лет назад, в настоящее время кажутся ординарными. Гигантское месторождение Оклахома-Сити почти полностью погребено под красноцветными породами. Оно было выявлено лишь благодаря наличию своеобразного «окна», сложенного песчаниками Гарбер, но ответ на вопрос, как и почему данное месторождение образовалось, смогли дать только много времени спустя. С уверенностью можно констатировать, что формирование месторождения-гиганта обязано благоприятному совпадению необходимых структурных и временных факторов, а также условий осадконакопления.

В коллекторах формаций Арбакл и Уилкокс, по-видимому, все еще остается 75 и 50% неизвлеченной нефти соответственно. Обычно это характерно для конечной стадии разработки всех нефтяных месторождений. Улучшение технологии добычи и степень потребности в нефти — вот главные факторы, от которых зависит момент наступления конечной стадии эксплуатации. На залежи Арбакл было извлечено 24% нефти. Остается неясным, сколько времени потребуется для того, чтобы восстановился в неоднородном, трещиноватом доломитовом коллекторе прежний режим. Для ответа на этот вопрос необходимо пробурить новые скважины.

Геологи не обнаружили крупных структур, но зато установили крупные залежи в литологических ловушках и много небольших залежей, связанных с ловушками структурного типа. Предполагается также наличие залежи в опущенном блоке за пределами западной границы площади нефтегазоносности формации Уилкокс, однако проблема разведки ее очень сложна, поскольку этот участок находится в самом центре города Оклахома-Сити.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Abernathy J. H.*, Engineering report on Oklahoma City zone of the Oklahoma City field, Oklahoma City Wilcox Pool Engineering Assoc., 110 p., 1943.
2. *Benner F.*, *Bartell F.*, The effect of polar impurities upon capillary a. surf. phenomena in petroleum product., Am. Petrol. Inst. Ann. Rept. Progr. 1943, 79—84, 1944.
3. *Dahlgren E.*, Oklah. City oil field in pictures, Oklah. City, J. L., Inc., 64 p., 1931.
4. *Gatewood L. E.*, Some aspects of the geologic history of Cleveland, McClain, and Oklahoma Counties, Oklahoma, Shale Shaker, **16**, № 10, 227—244, 1966.
5. *Hill H. E.*, *Rawlins E. L.*, *Bopp C. R.*, Engineering report on Oklahoma City oil field, Oklahoma, U.S. Bur. Mines Rept. Inv. 3330, 242 p., 1937.
6. *Katz D. L.*, Possibilities of secondary recovery for the Oklahoma City Wilcox sand, Am. Inst. Mining Metall. Engineers Trans., **146**, 28—53, 1942.
7. *Latham J. W.*, Petroleum geology of Arbuckle Group (Ordovician), Healdton field, Carter County, Oklahoma, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **52**, № 1, 3—20, 1968; reprinted 1970.
8. *McDonald P.*, Total recovery and statistical report, Oklahoma City district, Indian Territory Illuminating Oil Co. unpubl. rept., 1941.
9. *McGee D. A.*, *Clawson W. W.*, *Jr.*, Geology and development of Oklahoma City field, Oklah. County, Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull., **16**, № 10, 957—1020, 191932.
10. *Rister C. C.*, Oil! Titan of the southwest, Norman, Oklah. Univ. Press, 467 p., 1949.
11. *Small A. D.*, Engineering report on Wilcox zone of the Oklahoma City field, Oklahoma City Wilcox Secondary Recovery Assoc., 100 p., 1941.
12. *Small A. D.*, Engineering report on Wilcox zone of the Oklahoma City field, Oklahoma City Wilcox Pool Engineering Assoc., 110 p., 1942.
13. *Travis A.*, Oil and gas in Oklahoma County, Oklah. Geol. Surv. Bull. 40-SS, 1930.
14. *Turk L. B.*, Resume of the Oklahoma City field: a study of minor folds, ultimate production and production problems, Tulsa Geol. Soc. Digest, 11—14, 1937.
15. *Wheeler R. R.*, Tectonic features of the Southwest, Shale Shaker, **2**, № 2, p. 20, 1951.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ХИЛДТОН, США

Дж. Латхэм

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Хилдтон — одно из первых месторождений, открытых на юге штата Оклахома; оно относится к числу наиболее продуктивных месторождений штата. Хотя это месторождение и не было самым первым открытым в данном районе месторождением, с ним связано начало развертывания интенсивных геологических исследований при поисках нефти в южной части штата. После того как стало ясно, что эта территория является поистине богатейшим нефтеносным районом, в период с 1913 по 1915 г. было создано несколько полевых геологических партий, которые должны были произвести детальное картирование прослеживающихся на поверхности антиклинальных складок и изучить приуроченные к ним нефтепроявления, что привело к методическому и ускоренному развитию нефтепоисковых работ в этой части штата.

Нефть на месторождении Хилдтон добывается из двух типов залежей, открытых и введенных в разработку в разные периоды разведки месторождения. В 1913 г. начали извлекать нефть из неглубоко залегающих пенсильвано-хоксбарских (миссурийских) песчаников, из которых до последнего времени добывалось основное количество нефти месторождения. В 1960 г. после открытия промышленной нефти в подстилающих карбонатных породах ордовикского возраста значение этого и без того богатого месторождения возросло. Скопления нефти в пенсильванских и ордовикских отложениях на месторождении Хилдтон связаны с антиклинальными перегибами пластов, которые образовались в разные периоды орогенических движений, отделенные друг от друга промежутком времени от пенсильванского периода (доатокская, или уичитская, орогения) до послемиссурийского (арбаклская орогения) [1]. В результате уичитских орогенических движений образовалась резко выраженная складка, которая подверглась интенсивному размыву, однако впоследствии, в процессе арбаклских орогенических движений, она вновь претерпела возрождение.

Залежи углеводородов в более древних и молодых отложениях имеют различное происхождение, и их образование связано с разными миграционными процессами.

Связь между двумя залежами месторождения Хилдтон проявляется лишь в их близости друг к другу. Наличие же в южной части штата Оклахома структур, существовавших еще до образования залежей, в общем предопределило образование складки в вышележащих отложениях в период последующих орогенических движений. Месторождение Хилдтон — единственный пример такого рода.

---

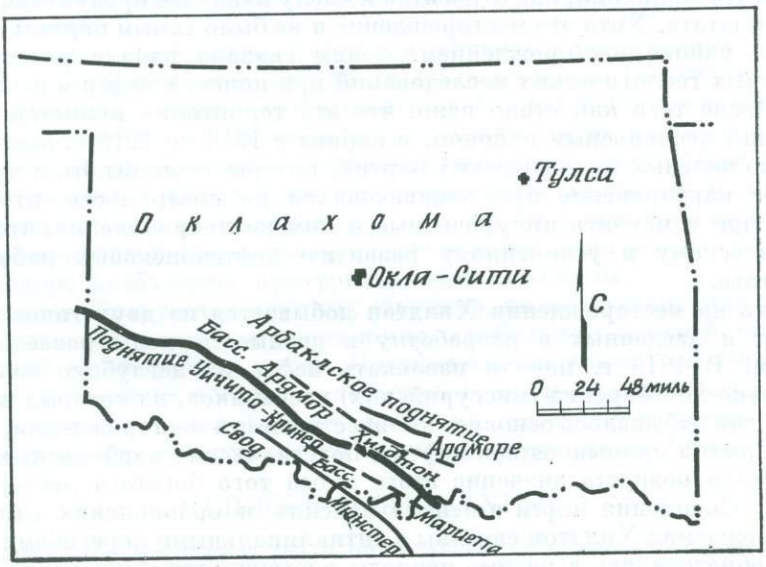
[1] Соответствуют ранним фазам герцинского тектогенеза; они проявлялись в конце палеозойской — начале мезозойской эр.— *Прим. ред.*

МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ И РЕГИОНАЛЬНОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

Почти все месторождение Хилдтон расположено в округе Картер штата Оклахома (фиг. 2).

Месторождение приурочено к так называемому Хилдтонскому поднятию. Эта антиклинальная складка, вытянутая на северо-запад, представляет собой часть антиклинория горы Уичито — Кринер-Хилс, образовавшегося в морроуское и атокское время. К другим месторождениям, приуроченным к этому обширному структурному поясу, относятся месторождения Локо и Асфальтум, а также месторождения Хьютт, Бейу и Лоун-Грув, расположенные северо-западнее и юго-восточнее месторождения Хилдтон соответственно (фиг. 2).

Основные структурные элементы, протягивающиеся параллельно поднятию Уичито — Кринер,— это свод Мюстер, синклиналь Мариетта, Ардморский бассейн и поднятие Арбакл (фиг. 1). Свод Мюстер начал развиваться в позднемиссисипское время, когда на севере стал формироваться



Ф и г. 1. Карта местоположения месторождения Хилдтон, поднятия Уичито — Кринер и связанных с ним структурных элементов.

Ардморский бассейн. Поднятие Уичито — Кринер, возникшее в раннепенсильванское (послеморроуское) [1] время послужило резко выраженной береговой линией для погружающегося Ардморского бассейна и привело к образованию в южной части района синклинали Мариетта. В течение морроуского и атокского времени в пределах приподнятых участков были размыты отложения мощностью несколько тысяч футов. В период трансгрессии атокского моря синклиналь Мариетта развивалась как бассейн, в котором отлагались осадки. В результате продолжающегося погружения в пределах всей этой территории отложились пенсильванские осадки.

Воздымание, вызванное арбаклскими горообразовательными движениями, привело к возникновению сил сжатия, в результате действия которых произошло значительное сокращение площади и омоложение древних структур. Таким образом, осадки, покрывавшие эти древние положительные элементы, в общем претерпели воздымание и смятие в складки.

Залежи в пенсильванских отложениях приурочены к одной из таких полого погружающихся антиклиналей, наложенной на антиклинорий

[1] Соответствует началу позднекаменноугольной эпохи.— *Прим. ред.*

Уичито — Кринер. Ордовикские нефтяные залежи связаны с более сложно построенной антиклинальной складкой, амплитуда которой по замкнутой изогипсе составляет 460 м. Эта структура ограничена с севера крупным нормальным сбросом с опущенным к северу блоком, а с юга — взбросом с приподнятым к югу блоком.

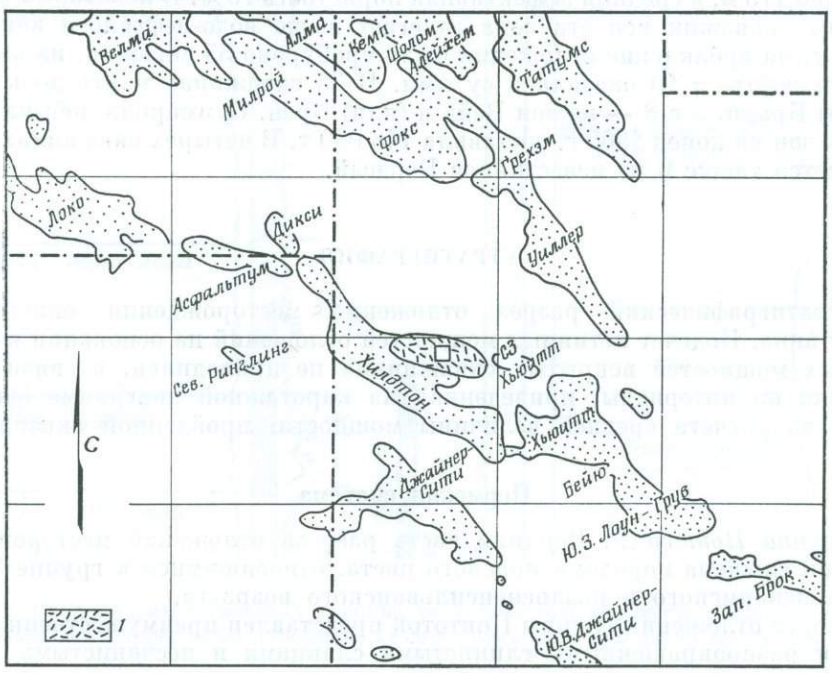
Рельеф района Хилдтон характеризуется наличием переходящих друг в друга пологих холмов, высота которых над уровнем моря составляет от 270 до 326 м.

Структура Хилдтон выражена на поверхности в виде поднятия в рельефе. Она сложена горизонтально залегающими и полого падающими пластами пород красного цвета, которые слагают часть разреза группы Понтоток позднепенсильванского и раннепермского возраста. Эта разбитая нарушениями антиклиналь окаймляется песчаниками Гарбер — самыми молодыми породами разреза.

ИСТОРИЯ ОТКРЫТИЯ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пенсильванская залежь

Открытие месторождения Хилдтон обязано Пальмеру, который еще в начале 1890 г. пробурил скважину рядом с нефтепроявлением. Скважина дала нефть с глубины 130 м. Датой открытия месторождения считается 1913 г., когда была пробурена скважина № 1-Вирт-Франклин. Несмотря на то что разработка месторождения началась в 1919 г., скважины на месторождении бурились систематически вплоть до начала 1950 г. Добыча нефти ведется из четырех песчаных тел (песчаники Хилдтон), которые слагают часть разреза отложений группы Хоксбар и имеют миссурийский возраст. На месторождении пробурено около 2600 скважин, средняя глубина которых



Ф и г. 2. Карта месторождения Хилдтон.

Показано распространение в пределах этого месторождения арбаклских отложений. Показаны также местоположения других месторождений.

1 — границы распространения арбаклских продуктивных отложений.

составляет около 300 м. Длина месторождения приблизительно равна 13 км, ширина 1,6—5 км. Площадь месторождения составляет более 28,7 км² (фиг. 2). Из залежей песчаников Хилдтон было добыто более 32 млн. т нефти. В настоящее время применяются вторичные методы эксплуатации залежи.

Ордовикская залежь

Известняки Бердсай. Из известняков Бердсай группы Симпсон несколькими скважинами добывается небольшое количество нефти.

Группа Арбакл. Несмотря на то что потенциальные возможности отложений группы Арбакл были оценены лишь недавно, добыча из этих отложений ведется почти со времени открытия месторождения. В процессе разработки месторождения с целью поисков нефти в более глубоких горизонтах было пробурено несколько скважин на допенсильванские отложения. В некоторых скважинах получили приток нефти из известняков Бердсай, однако вследствие непредвиденных пластовых условий к разработке этой залежи не приступили.

Арбаклские отложения были вскрыты несколькими глубокими скважинами. Результаты бурения этих скважин были разными. В 1924 г. из скважины № 31-Лоури, пробуренной до глубины 1248 м, из отложений Арбакл было впервые получено 4,7 т/сутки нефти с удельным весом 0,0251. Впоследствии были также получены притоки нефти из известняков Бердсай, из формации Вест-Спринг-Крик и из зон Брей и Вейд.

В настоящее время длина района распространения продуктивных арбаклских песчаников равна 5,6 км, ширина — несколько меньше 1,6 км, площадь — лишь 7,2 км². Малая площадь распространения продуктивных арбаклских отложений с превышением компенсируется зонами пористых доломитов Браун, средняя по месторождению мощность которых составляет примерно 175 м, а средняя эффективная пористость 76%. В некоторых из пробуренных скважин вся эта зона залегает выше водо-нефтяного контакта. С 1960 г. на арбаклские отложения было пробурено 55 скважин, из которых 45 дали нефть, а 10 оказались сухими. В 35 скважинах нефть добывается из зоны Браун, а в 8 — из зон Вейд и (или) Брей. Суммарная добыча нефти из трех зон на конец 1965 г. составила 148 080 т. В четырех скважинах нефть добывается также и из известняков Бердсай.

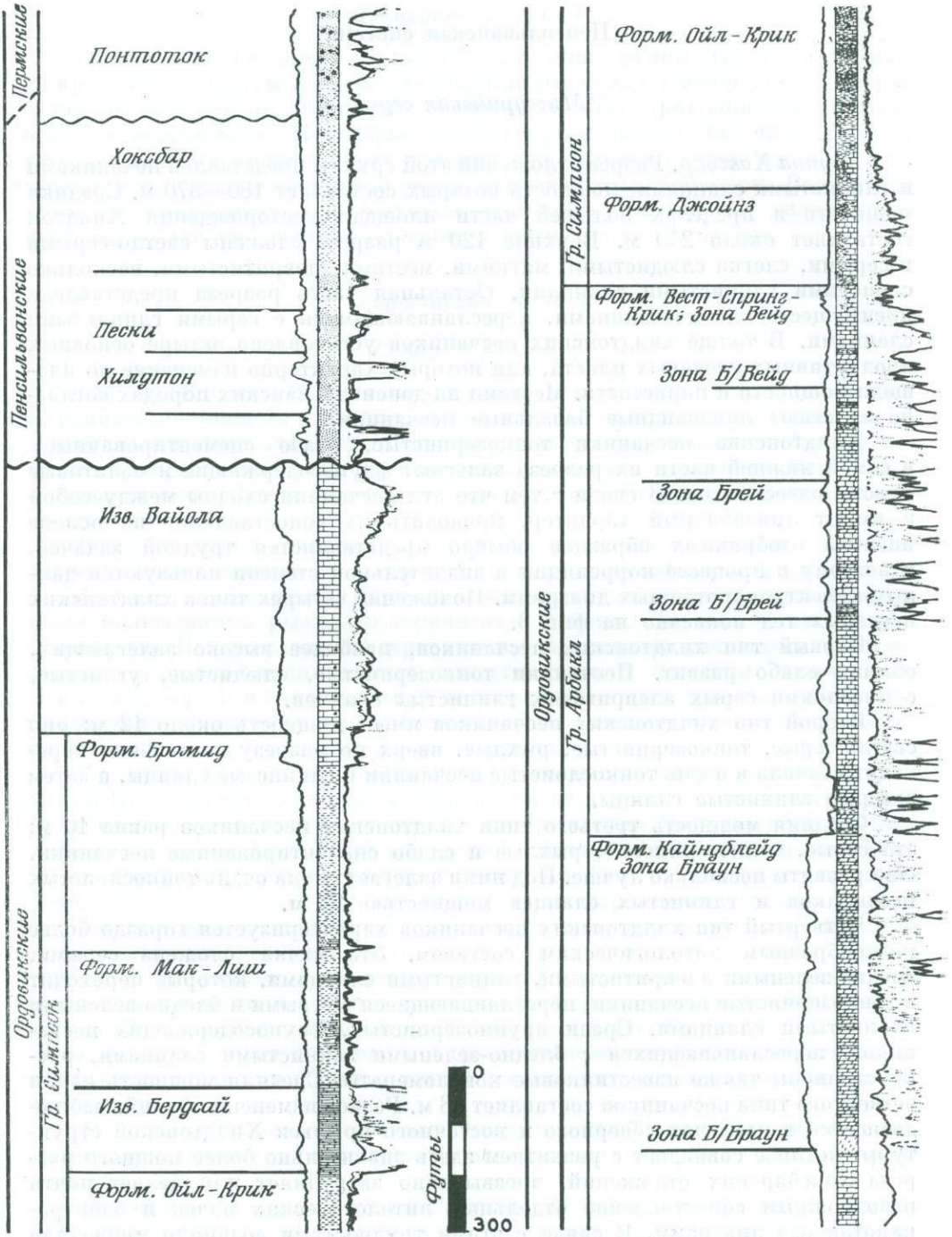
СТРАТИГРАФИЯ

Стратиграфический разрез отложений месторождения описывается сверху вниз. Подсчет истинных мощностей отложений на основании величин видимых мощностей вскрытых скважинами не приводился, в связи с чем разбивка на интервалы, приведенная на каротажной диаграмме (фиг. 3), дается из расчета средней величины мощности, пройденной скважинами.

Пермская система

Группа Понтоток. Верхняя часть разреза отложений месторождения Хилдтон сложена породами красного цвета, относящимися к группе Понтоток раннепермского и позднепенсильванского возраста.

Разрез отложений группы Понтоток представлен преимущественно красными и разноокрашенными глинистыми сланцами и песчанистыми глинистыми сланцами, а также мощным пластом конгломератовых песчаников с обломками кремня и известняка. Мощность этой толщи меняется от 150 м на своде до 610 м и более на крыльях. Породы группы Понтоток залегают на Хоксбарских пластах несогласно.



Ф и г. 3. Сводная литологическая колонка разреза отложений месторождения Хилдтон.
Нумерация четырех типов песчаников Хилдтон (пенсильванских) дается сверху вниз.

Пенсильванская система

Миссурийская серия

Группа Хоксбар. Разрез отложений этой группы представлен песчаниками и глинистыми сланцами, мощность которых составляет 180—370 м. Средняя мощность в пределах большей части площади месторождения Хилдтон составляет около 240 м. Верхние 120 м разреза сложены светло-серыми и серыми, слегка слюдистыми, мягкими, местами алевритистыми, несколько слоистыми глинистыми сланцами. Остальная часть разреза представлена преимущественно песчаниками, переслаивающимися с серыми глинистыми сланцами. В толще хилдтонских песчаников установлено четыре основных продуктивных песчаных пласта, для которых характерно изменение по площади мощности и пористости. Местами на допенсильванских породах согласно залегают линзовидные базальные песчаники.

Хилдтонские песчаники тонкозернистые, слабо сцементированные; в самой нижней части их разреза залегают фауносодержащие и оолитовые пласты известняков. В связи с тем что эти песчаники сходны между собой и имеют линзовидный характер, проводить их сопоставление на основе анализа отобранных образцов обычно представляется трудной задачей, и поэтому в процессе корреляции в значительной степени пользуются данными электрокаротажных диаграмм. Положение четырех типов хилдтонских песчаных тел показано на фиг. 3.

Первый тип хилдтонских песчаников, наиболее высоко залегающих, обычно слабо развит. Песчаники тонкозернистые, слюдистые, углистые, с прослоями серых алевритовых глинистых сланцев.

Второй тип хилдтонских песчаников имеет мощность около 12 м; они светло-серые, тонкозернистые, рыхлые, вверх по разрезу постепенно переходят сначала в очень тонкослоистые песчаники и глинистые сланцы, а затем в серые глинистые сланцы.

Средняя мощность третьего типа хилдтонских песчаников равна 10 м; это серые, тонкозернистые, рыхлые и слабо сцементированные песчаники. Они развиты несколько лучше. Под ними залегает пачка очень тонкослоистых песчаников и глинистых сланцев мощностью 12 м.

Четвертый тип хилдтонских песчаников характеризуется гораздо более разнообразным литологическим составом. Эта пачка сложена серыми, бледно-зелеными алевритистыми, глинистыми сланцами, которые переходят в тонкозернистые песчаники, переслаивающиеся с серыми и бледно-зелеными глинистыми сланцами. Среди крупнозернистых, фауносодержащих песчаников, переслаивающихся с бледно-зелеными глинистыми сланцами, распространены также известняковые конгломераты. Средняя мощность пачки четвертого типа песчаников составляет 18 м. Резкое изменение фаций, наблюдающееся в пределах северного и восточного крыльев Хилдтонской структуры, которое совпадает с развитием здесь значительно более мощного разреза хоксбарских отложений, чрезвычайно затрудняет или делает почти невозможным сопоставление отдельных литологических пачек и электрокаротажных диаграмм. В связи с этими трудностями возникло множество разных точек зрения о региональном сопоставлении хилдтонских песчаников. На крыльях структуры мощность хоксбарских отложений увеличивается примерно до 610 м, причем разрез песчаных пород в большей степени сходен с разрезом отложений, вскрытым на месторождениях, расположенных восточнее и южнее.

Десмойнская серия [1]

Группа Диз. Несмотря на то что отложения группы Диз залегают как на крыльях структуры Хилдтон, так и в примыкающих к ней районах, вопрос о том, отлагались ли эти осадки в пределах всего приподнятого участка, остается нерешенным. Некоторые геологи предполагали, что часть разреза хилдтонских песчаников имеет десмойнский возраст. Автор же полагает, что в десмойнское время данный район, вероятно, был приподнят. Вследствие этого, учитывая цели, преследуемые настоящей статьей, все хилдтонские песчаные пачки включены в описанную выше группу Хоксбар.

Ордовикская система

Серия Чамплейн

Группа Вайола. Вследствие размыва известняки Вайола, входящие в группу одноименного названия, являются самыми молодыми по возрасту — допенсильванскими породами, слагающими структуру Хилдтон. Хотя отложения данной группы частично размыты, мощность сохранившейся толщи составляет около 180 м, причем до полной мощности разреза, по-видимому, не хватает 60 м.

Верхняя часть сохранившегося в пределах месторождения Хилдтон разреза имеет мощность 76 м; она представлена сероватыми и белыми, мелоподобными и тонкокристаллическими известняками с крайне незначительными включениями рыжевато-коричневого кремня. Нижняя часть разреза мощностью 105 м сложена сероватыми, рыжевато-коричневыми, светло-серыми, тонкокристаллическими известняками с большим количеством белого кремня. Для самой верхней части разреза характерно наличие нефтепроявлений. Пористость пород обычно связана с их трещиноватостью. Нефтепроявления также приурочены к трещинам.

Формация Бромид (*группа Симпсон*). Видимая мощность отложений формации Бромид составляет 122 м, однако нигде в пределах распространения продуктивных отложений Арбакл на месторождении Хилдтон этих отложений нет. Верхние 15 м разреза сложены светло-серыми и зелеными, твердыми, плотными, местами слегка глинистыми литографическими известняками. Плотность пород этой пачки настолько характерна, что она служит как бы эталоном. Существует даже термин «бромидная плотность», которым пользуются при оценке плотности пород. Остальная толща мощностью 106 м представлена салатовыми, воскообразными, хрупкими глинистыми сланцами с редкими включениями фауносодержащих, кристаллических известняков. Песчаники формации Бромид, которые в южной части штата Оклахома являются продуктивными, в рассматриваемом районе представлены лишь очень тонкозернистыми, плотными и известковистыми серыми и белыми разностями.

Выделить в пределах месторождения формацию Тулип-Крик невозможно, поскольку здесь нет тех песчаников и известняков, которые развиты в других районах.

Формация Мак-Лиш (*группа Симпсон*). Мощность отложений формации Мак-Лиш составляет в среднем около 140 м. Верхние 75 м разреза сложены в основном зелеными и темно-зелеными восковидными, занозистыми, мягкими глинистыми сланцами, переслаивающимися с белыми и серыми крупнокристаллическими, фауносодержащими известняками, которые обычно встречаются совместно с тонкими прослоями белых, с вкраплениями фосфоритов, тонкозернистых, плотных, известковистых песчаников.

[1] Средняя часть разреза верхнекаменноугольного отдела.— *Прим. ред.*

Базальные отложения формации Мак-Лиш известны под названием «пачки известняков Бердсай». Эта пачка сложена сероватыми и белыми, не совсем плотными однородными известняками с характерными включениями чистого кальцита, с чем и связано название «бердсай» [1]. Мощность пачки меняется от 45 до 76 м. Некоторые геологи считают, что пачку Бердсай следует включать в формацию Ойл-Крик, однако автор рассматривает ее как часть формации Мак-Лиш [1].

Формация Ойл-Крик (*группа Симпсон*). Отложения этой формации мощностью 122—150 м залегают под пачкой известняков Бердсай; они представлены темно-зелеными, восковидными мягкими глинистыми сланцами, которые переслаиваются с беловатыми, темно-серыми вкраплениями, нодулярными известняками, многочисленными остатками ископаемых, среди которых имеются остракоды и бриозоны. В верхней части разреза мощностью 30 м найдена руководящая фауна *Aparchites perforata*.

Близ основания формации Ойл-Крик в разрезе наблюдается некоторое увеличение известняков, в которых иногда встречаются белые окатанные «плавающие» зерна песка. Эта часть разреза эквивалентна «базальным песчаникам Ойл-Крик», которые в других районах штата Оклахомы продуктивны.

Формация Джойнс (*группа Симпсон*). Разрез отложений формации Джойнс мощностью 45—60 м сложен сероватыми, с темно-серыми пятнами, кристаллическими и плотными однородными известняками с фауной остракод и переслаивающимися с редкими тонкими прослоями зеленых восковидных глинистых сланцев. Верхняя половина формации представлена в основном крупнокристаллическими фауносодержащими известняками, покрытыми серыми пятнами, а нижняя половина — плотными известняками с меньшим количеством фауны. В основании разреза на арбаклских песчаниках с явным угловым несогласием залегают зеленые глинистые сланцы мощностью 6 м.

Серия Канада

Группа Арбакл. Прежде полагали, что в группу Арбакл входят как отложения позднекембрийского, так и раннеордовикского возраста. Однако позднее было предложено в группу Арбакл включать лишь отложения ордовикского возраста, а верхнекембрийские отложения относить к группе Тимберд-Хилс [2]. В данной статье принято последнее подразделение.

Разрез отложений группы Арбакл сложен массивными карбонатными породами мощностью около 1525 м; они подразделяются на четыре формации. При их визуальном распознавании наличие или отсутствие тех или иных имеющих широкое распространение второстепенных литологических типов пород не имеет значения. Важность этих второстепенных литологических пород заключается не в их наличии или отсутствии, а в том, какой из этих типов является преобладающим. В связи с тем что сопоставление разрезов на месторождении целесообразно проводить путем изучения образцов и электрокаротажных диаграмм, для установления границ формации и прослеживания отдельных пачек совершенно необходимо хорошо знать рассмотренные выше принципы, которыми пользуются при расчленении разреза.

Формация Вест-Спринг-Крик (группа Арбакл). Формация Вест-Спринг-Крик — самое верхнее подразделение группы Арбакл. В пределах месторождения Хилдтон она залегает в среднем на глубине 760 м. Разрез формации представлен очень разнообразными литологическими типами осадков, образовавшимися при различных условиях осадконакопления и не распространенных в разрезе других формаций группы Арбакл. Разрез представлен преимущественно известняками, однако имеются и зоны развития тонкослоистых сахаровидных доломитов, встре-

[1] «Бердсай» означает «птичий глаз».— *Прим. перев.*

чающихся с бледно-зелеными глинистыми сланцами, ангидритами и песчаными доломитами. Повсюду встречаются маломощные зоны распространения комковатых и кремнистых сланцев. Для этих комков типично концентрическая текстура не характерна, но тем не менее они напоминают оолиты. К определенным маломощным пачкам приурочены скопления мегафауны. Средняя мощность отложений формации на месторождении Хилдтон составляет 300 м. На структуре Фокс-Грехэм мощность увеличивается до 360 м.

При более детальном расчленении формации Вест-Спринг-Крик выделяются две зоны развития доломитов, разделенные массивными однородными известняками. Отложения этих зон имеют широкое развитие, и при детальном изучении цикличного характера их распространения эти зоны можно выделить на протяжении нескольких миль по простиранию. В связи с этим во многих районах более четко сопоставляются разрезы, расположенные по простиранию, чем разрезы отдельных участков. Считают, что доломиты имеют первичное происхождение и что они образовались в мелководных условиях при интенсивном испарении.

Зона Вейд. В эту зону включается 60-метровая толща отложений формации Вест-Спринг-Крик. Она представлена сероватыми, рыжевато-коричневыми и коричневыми как смола доломитами, характеризующимися мелкой и тонкой сахаровидной текстурой. Среди этих тонкослоистых доломитов встречаются зеленые доломитовые глинистые сланцы и бледно-зеленые, не совсем плотные глинистые доломиты. Для доломитов характерно разнообразное содержание тонко- и среднезернистых кварцевых песчаников с хорошо окатанными зернами; эти кварцевые песчаники местами являются основным компонентом породы. По разрезу всей зоны встречается значительное количество ангидрита, который либо переслаивается с основной породой, либо встречается в ней хаотично. Эти сахаровидные доломиты обычно насыщены нефтью; они высокой пористости, но редко обладают значительной величиной проницаемости.

Отложения, слагающие зону Вейд, сопоставляют с «доломитами Джойнс», которые развиты в других районах. Однако, поскольку литологический состав отложений зоны Вейд весьма типичен для разреза отложений формации Вест-Спринг-Крик, с практической точки зрения было бы очень неправильно исключать зону Вейд из комплекса отложений с приблизительно одинаковыми условиями осадконакопления. Разница между отложениями зоны Вейд и залегающими выше «доломитами Джойнс» заключается не только в резко отличных условиях их образования, но и в явном отсутствии в отложениях зоны Вейд остракод, которые распространены в «доломитах Джойнс».

Отложения зоны Вейд подстилаются сероватыми, серыми и коричневыми тонкокристаллическими, плотными, массивными известняками мощностью около 60 м, среди которых встречаются пропластки глинистых сланцев, ангидритов и доломитов.

Зона Брей. Разрез отложений зоны Брей мощностью 75 м сложен песчанистыми доломитами, во многом сходными с доломитами зоны Вейд и отличающимися от них лишь тем, что среди них встречаются прослои мелкокристаллических, не совсем плотных, разноокрашенных — сероватых, кремовых, зеленовато-серых, рыжевато-коричневых, серых или коричневых. обычно мелоподобных известняков. Доломиты насыщены нефтью и в некоторых местах разрабатываются.

Нижняя часть разреза формации Вест-Спринг-Крик сложена коричневатыми, рыжевато-коричневыми, кремовыми и серыми, мелкокристаллическими, не совсем плотными массивными известняками. Встречается несколько прослоев глинистых сланцев и сахаровидных доломитов. Ангидриты, очевидно, отсутствуют. Песчаники встречаются крайне редко. При изучении керна видна полосчатая текстура пород такого же характера, какой обладают строматолитовые породы, обнажающиеся в горах Арбакл на северо-востоке.

Нижняя часть разреза мощностью 15—20 м представлена тонкослоистыми сероватыми, серыми, серовато-зелеными, очень мелкокристаллическими и сахаровидными песчанистыми доломитами, которые переслаиваются с зелеными глинистыми сланцами и мелкокристаллическими известняками. Комковатая текстура пород обычна.

Формация Кайндблейд (*группа Арбакл*). Видимая мощность разреза отложений формации Кайндблейд составляет 450 м. Этот разрез отличается однородностью слагаемых его пород и относительным отсутствием пород некарбонатного типа. Хотя разрез сложен преимущественно не очень плотными известняками с несколькими прослоями кристаллических доломитов, к западу и югу от месторождения Хилдтон в разрезе местами начинают постепенно преобладать доломиты. В других местах формация Кайндблейд почти целиком сложена мелко- и крупнокристаллическими доломитами.

Зона Браун. На месторождении Хилдтон верхняя часть разреза формации Кайндблейд мощностью 152—183 м относится к зоне Браун, которая представляет собой наиболее важную часть разреза отложений группы Арбакл. Эта зона представлена рыжевато-коричневыми, серыми и коричневыми мелко- и крупнозернистыми доломитами, в которых обычно встречаются хорошо выраженные ромбовидные кристаллы. Из этой зоны в скважине № 1-Фриман отобран керн. При изучении керна оказалось, что коллекторские свойства карбонатных пород следует оценить гораздо выше, чем предполагалось раньше. Хотя по образцам шлама можно сделать заключение о том, что пористость породы обусловлена наличием свободного пространства между зернами и пустотами, пористое пространство породы настолько велико, что для определения типа пористости недостаточно лишь изучать мелкие кусочки шлама. Пористость породы обусловлена наличием межзернового пространства, пустотами, кавернами и трещиноватостью. Вследствие сильной трещиноватости пород керноотборник застревал в скважине, поэтому при каждом опускании керноотборника удавалось отбирать не более 3 м колонки керна. Трещиноватость пород столь велика, что они напоминают несцементированную внутриформационную брекчию. Если пытались даже разбить породу, то не удавалось добиться такой же степени трещиноватости. Однако карбонатные породы, залегающие выше и ниже отложений этой зоны, характеризуются гораздо меньшей степенью трещиноватости, а трещины обычно заполнены кальцитом. Хотя керн, отобранный из скважины № 1-Фриман, характеризуется исключительно высокими коллекторскими свойствами, он не представляет собой лучшего образца породы-коллектора зоны Браун. Об этом свидетельствует величина пористости, снятая с электрокаротажной диаграммы этой скважины, которая ниже величины пористости пород, изученных во многих других скважинах месторождения.

Автор раньше рассматривал эту зону как нижнюю часть формации Вест-Спринг-Крик. Однако при более детальном изучении характера распространения отложений зоны Браун в пределах месторождения Хилдтон и в других районах южной части штата Оклахома выявлялась более тесная связь этих доломитовых фаций с отложениями формации Кайндблейд.

Остальная часть разреза формации Кайндблейд представлена обычно сероватыми, рыжевато-коричневыми и серыми тонкокристаллическими доломитами. Повсюду развиты псевдооолитовые или комковатые известняки. Местами известняки слегка кремнистые, а в основании формации залегает несколько пластов оолитового спикуловидного кремня.

Формация Кул-Крик (группа Арбакл). Отложения формации Кул-Крик на месторождении Хилдтон вскрыты только в трех скважинах. Кровля этой формации в скважине № 1-Ратклиф залегает на глубине 1717 м. Вскрытая мощность отложений составила 335 м. Эта толща, характеризующаяся заметным преобладанием белого оолитового кремня

и кварцевых песчаников, легче всего выявляется в разрезе группы Арбакл; ее мощность в пределах большей части юго-западного района штата Оклахома составляет приблизительно 370 м.

Формация Кул-Крик представлена переслаивающимися сероватыми, рыжевато-коричневыми, серыми мелко- и среднезернистыми известняками и доломитами.

Типичными породами, имеющими второстепенное значение, являются оолитовые кремни, оолитовые и песчанистые известняки и конгломератовые песчаники. Обычно присутствие «плавающих» зерен кварцевых песчаников и небольшого количества бледно-зеленых глинистых сланцев.

В скважине № 1-Ратклиф из отложений этой формации было получено немного нефти, однако глубина залегания продуктивных отложений и их ограниченная пористость не дали возможности произвести их разработку.

Формация Маккензи-Хилс (группа Арбакл). Отложения формации Маккензи-Хилс вскрыты только скважиной № 1-Ратклиф, где они имеют видимую мощность 320 м. Они представлены преимущественно коричневыми, серыми, мелкокристаллическими известняками, переслаивающимися с тонкими прослоями мелко- и среднезернистых гранулярной структуры доломитов.

По всему разрезу имеются маломощные скопления остракод и внутриформационных известняковых конгломератов.

В верхней части разреза мощностью 150 м развиты кремни и песчаники, однако в меньших по сравнению с отложениями формации Кул-Крик количествах.

В разрезе нижней части формации Маккензи мощностью несколько сотен футов имеется глауконит. Это единственная часть разреза группы Арбакл, где встречен глауконит, который рассеян в виде крохотных кусочков в мелкокристаллических известняках.

Кембрийская система

Серия Кроикс

Формация Сигнал-Маунтин (группа Тимберд-Хилс). Мощность разреза отложений этой формации, вскрытой в скважине № 1-Ратклиф, составляет 580 м. Увеличенная мощность отложений, установленная в этой скважине, очевидно, связана с наличием сброса и увеличением крутизны угла падения пород. В противоположность породам формации Маккензи-Хилс, известняки рассматриваемой формации имеют преимущественно мелкокристаллический характер и более темный цвет. Кремния нет, а оолиты встречаются в очень незначительном количестве. Наблюдается увеличение содержания внутриплатформенного конгломерата и глауконита, однако количество глауконита не столь велико, как в соответствующих по положению в разрезе породах, обнажающихся в горах Арбакл и залегающих повсюду на глубине в южной части штата Оклахома. Местами в разрезе встречаются маломощные прослои темных зеленовато-серых глинистых сланцев.

Формация Форт-Силл (группа Тимберд-Хилс). Породы этой формации — самые древние из пород, вскрытых на месторождении Хилдтон. Их увеличенная мощность также объясняется наличием сбросов с крутыми углами падения пластов.

Породы формации Форт-Силл характеризуются большей плотностью и более светлой окраской, чем породы формации Сигнал-Маунтин, однако в остальном они очень сходны. Местами в разрезе залегают конгломераты, сложенные известняковой галькой, встречаются тонкие прослои бледно-зеленых глинистых сланцев и мелкие вкрапления глауконита.

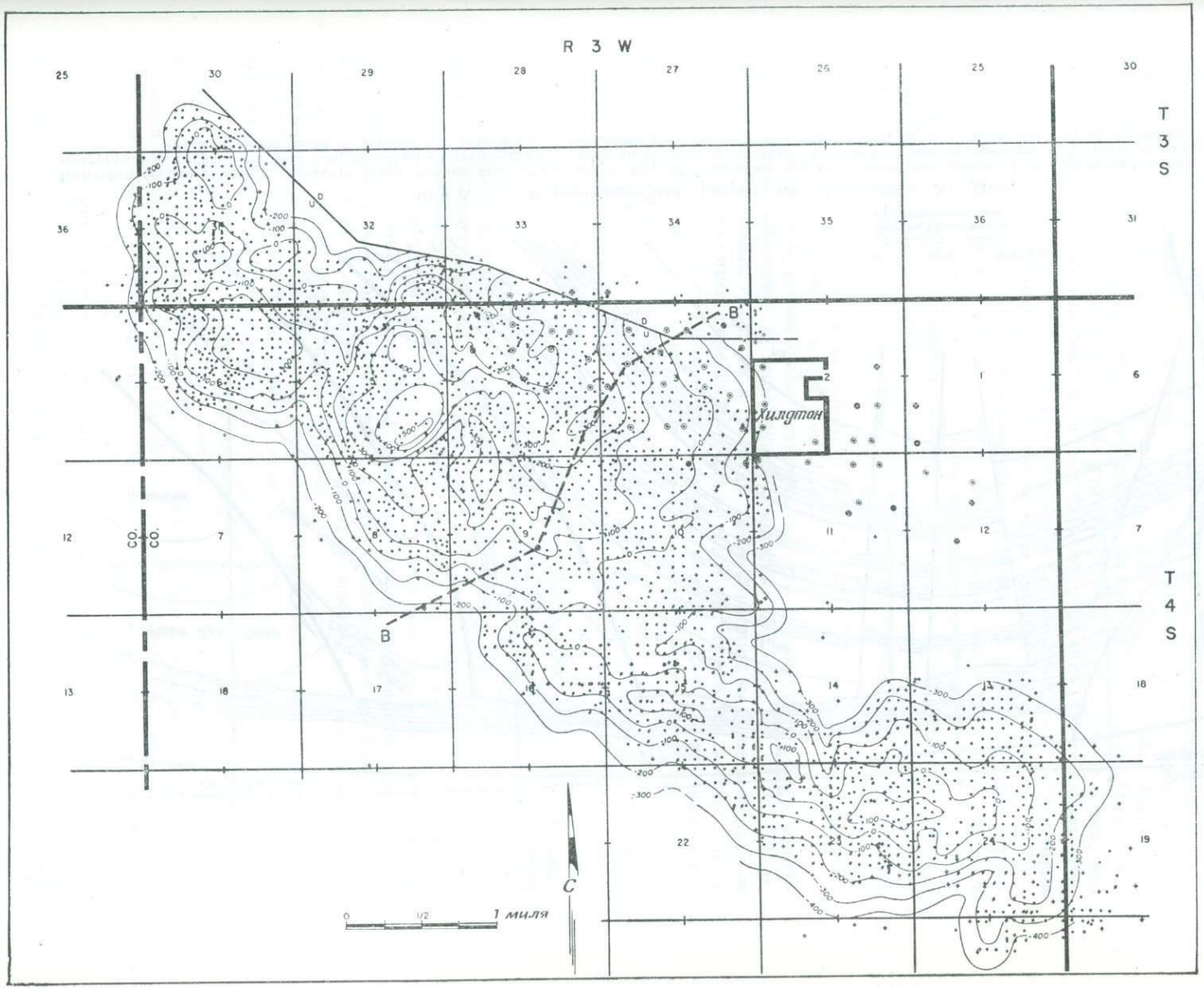
ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

Месторождение Хилдтон приурочено к двум антиклинальным складкам, образовавшимся в различные фазы орогенических движений. Скопления углеводородов в песчаниках Хоксбар мелководного происхождения установлены в пределах антиклинали северо-западного простирания, которая сформировалась в позднепенсильванское время (фиг. 4). С севера месторождение ограничено крутопадающими сбросами, амплитуда которых составляет около 610 м (фиг. 5). Несмотря на то что четыре основных типа песчаников развиты в пределах большей части месторождения, вследствие их линзовидного характера (см. в настоящей статье «Стратиграфия»), а также из-за отсутствия надлежащих данных бурения скважин сопоставление их на некоторых участках месторождения представляется делом весьма сомнительным. Поэтому трудно непрерывно прослеживать горизонты, по которым ведется картирование. На фиг. 4 приведена структурная карта по кровле первых песчаников Хилдтон, которая отражает структуру по всем песчаникам Хилдтон. Амплитуда складки по замкнутой изогипсе в продуктивной зоне составляет около 180 м, причем самая повышенная часть структуры приурочена к северо-западной и центральной частям структуры.

Структурный план по нижезалегающим допенсильванским отложениям в общем параллелен структурному плану по хоксбарским отложениям, по которым выделяется пологая складка; он представлен двумя более резко выраженными и более нарушенными антиклинальными складками, которые отделены друг от друга взбросами. Южная часть структуры представляет собой приподнятый блок, который, после того как в раннепенсильванское время (движения уичито — кринер) подвергся складчатости и был разбит нарушениями, сильно размыт. В результате были размыты и арбаклские отложения мощностью свыше 600 м, вследствие чего обнажилась древняя эрозионная поверхность, сложенная породами формации Кул-Крик. В пределах южной части складки, которая приурочена к опущенному блоку, арбаклские отложения не были размыты. Здесь в результате эрозии была уничтожена часть разреза вплоть до отложений формации Ойл-Крик. Из этой части допенсильванского комплекса отложений на месторождении Хилдтон из арбаклских доломитов добывается нефть.

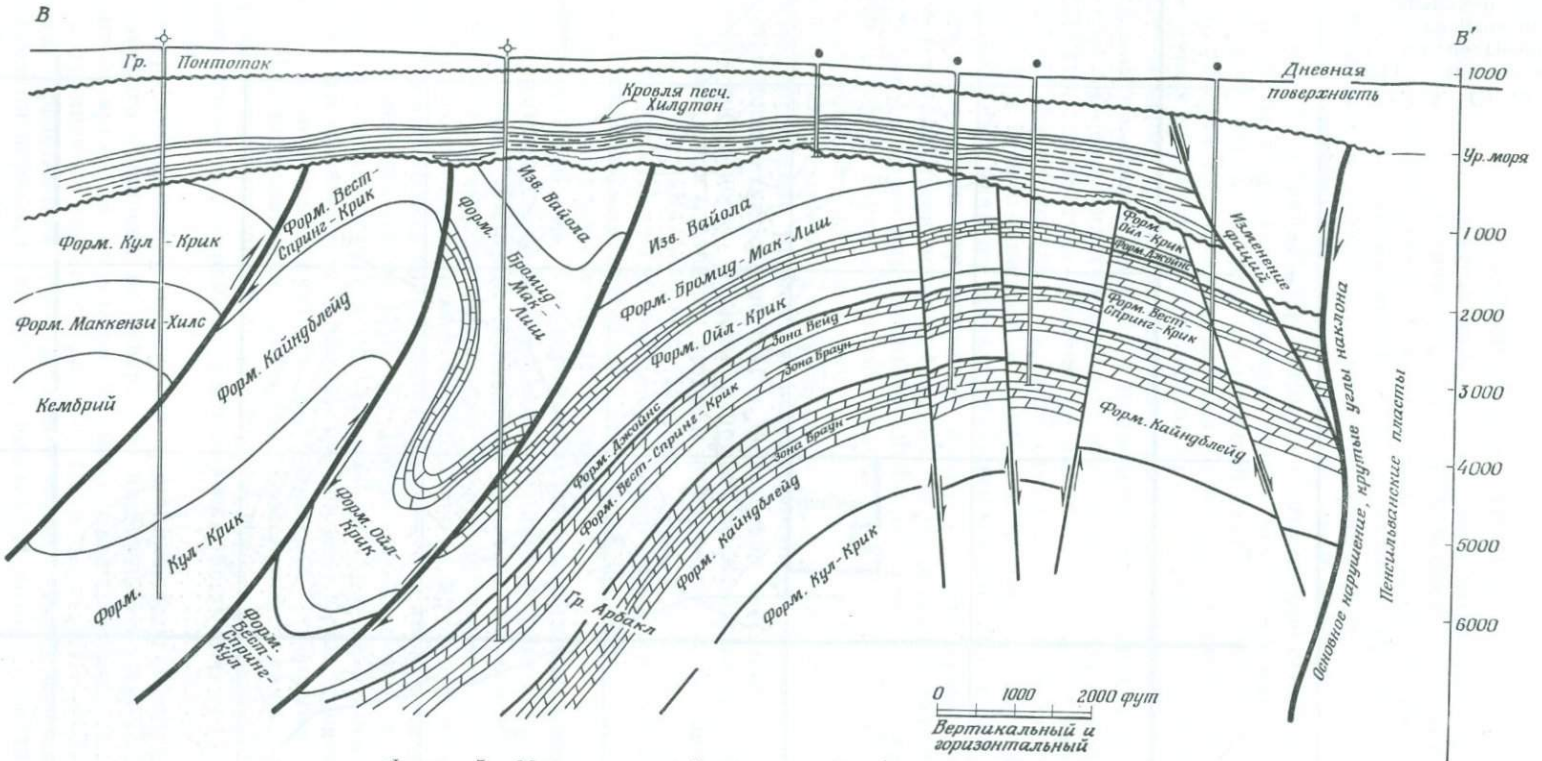
Структура Хилдтон, к которой приурочено месторождение, представляет собой вытянутую на северо-запад антиклинальную складку, проходящую через город Хилдтон. Амплитуда складки по замкнутой изогипсе составляет 460 м, амплитуда складки по продуктивному пласту — 213 м. Вследствие того что антиклиналь подвергалась складчатости и была частично размыта, она претерпела значительный наклон. Это хорошо видно на широтном разрезе месторождения (фиг. 7). Несмотря на то что эта антиклиналь погружается к юго-востоку, более глубокой эрозии подверглось ее восточное окончание, где обнажаются породы формации Ойл-Крик. Эрозия в пределах западного окончания структуры не затронула отложения известняков Вайола. Допенсильванская эрозионная поверхность также погружается с запада на восток; это свидетельствует о том, что самый приподнятый элемент антиклинального пояса раньше располагался восточнее его современного положения.

С севера антиклиналь ограничена крутопадающим сбросом, опущенная часть которого обращена на север. Это нарушение возникло в раннепенсильванское время, а подвижки по нему продолжались на протяжении всего миссурийского времени (фиг. 5). Первоначально считалось, что это нарушение представляет собой обычный сброс, однако бурение показало, что местами он переходит во взброс, амплитуда которого составляет около 610 м. Амплитуда общего смещения пластов по системе сопутствующих сбросов составляет более 3000 м, при этом пласты Спрингер, развитые в Ардморском бассейне, залегают против пластов арбаклских отложений.



Ф и г. 4. Структурная карта месторождения Хилдтон, построенная по кровле хилдтонской продуктивной зоны.

Отметки изогипс даны от уровня моря. Сечение изогипс через 100 футов. *B* — *B'* — линия разреза, приведенного на фиг. 5.



Ф и г. 5. Меридиональный разрез месторождения Хилдтон.

Показана весьма сложная структура допенсильванских отложений и крупная пологая складка выше залегающих пенсильванских отложений. Все четыре типа продуктивных песчаников Хилдтон, несмотря на линзовидный характер, развиты в пределах большей части месторождения. Трудность в корреляции этих отложений в северной части месторождения связана с изменениями фаций и наличием нарушений. B—B′—линия разреза, показанная на фиг. 4.

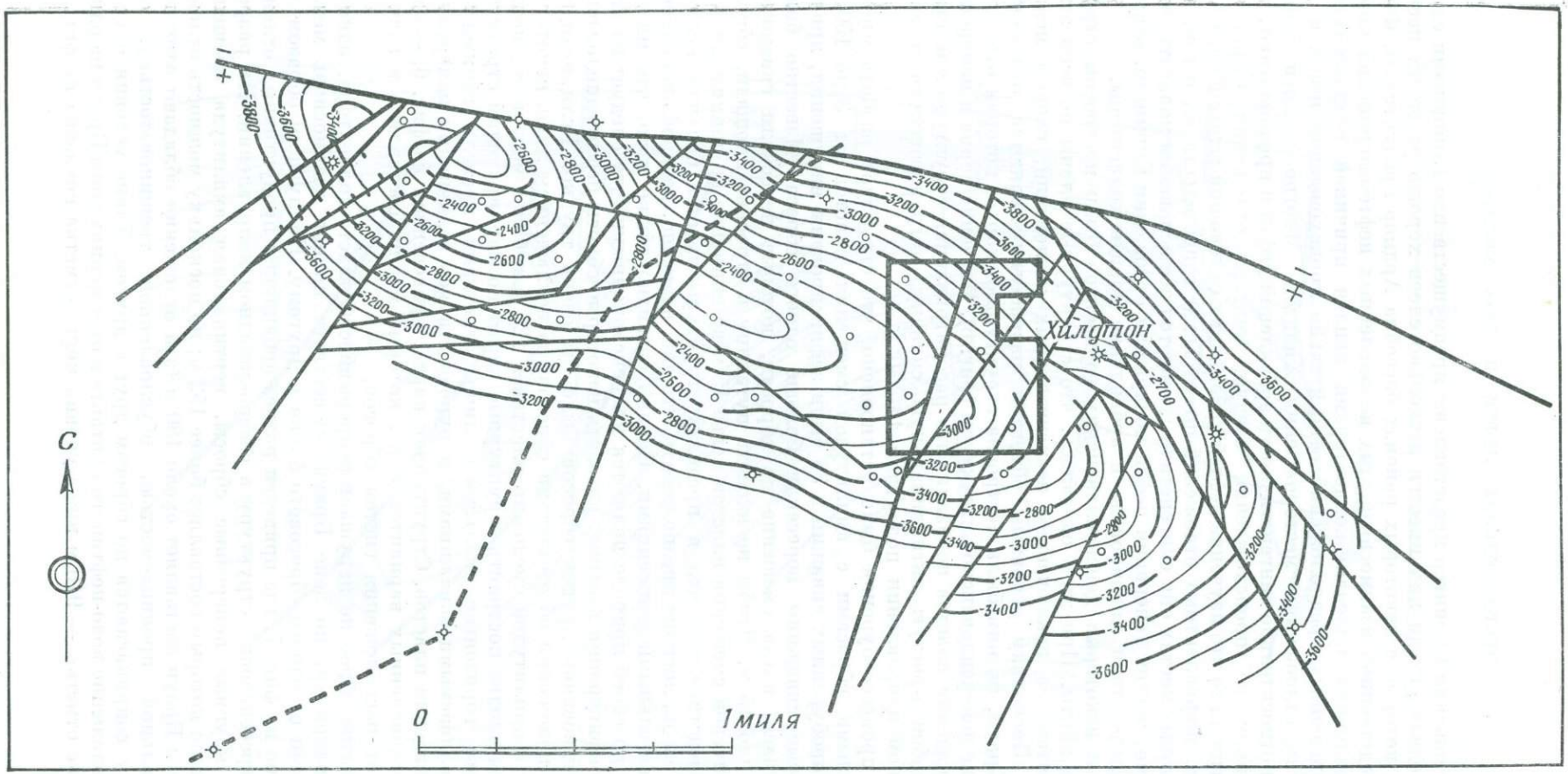
Отложения Спрингер представлены преимущественно глинистыми сланцами, однако среди них имеется несколько слоев хорошо развитых песчаников, которые в некоторых районах бассейна Ардмор продуктивны. Факт непосредственной взаимосвязи этих великолепных нефтематеринских пород с арбаклскими породами-коллекторами явился причиной возникновения многочисленных предположений относительно происхождения нефти в арбаклских отложениях месторождения Хилдтон. Многие геологи сомневаются относительно сингенетичности арбаклской нефти и предполагают, что источником ее происхождения следует считать отложения Спрингер. Несмотря на то что изучение нефтей арбаклских отложений штата Оклахома, а также эквивалентных отложений штата Техас свидетельствуют о том, что в некоторых местах они сингенетичны, имеются все основания полагать, что, вероятно, местом генерации нефти послужили отложения Спрингер, откуда она впоследствии мигрировала в арбаклские породы-коллекторы.

Для некоторых допенсильванских горизонтов были построены структурные карты. При этом оказалось, что структурные планы по всем этим горизонтам, за исключением незначительных отклонений, сходны между собой. Поскольку основным объектом разработки являются отложения зоны Браун, по ним была построена структурная карта, которая отражает строение допенсильванской структуры (фиг. 6). Изучение керна и измерения углов падения пластов показали, что рассматриваемая структура представляет собой простую антиклинальную складку, погружающуюся в юго-восточном направлении под углом 15—30°.

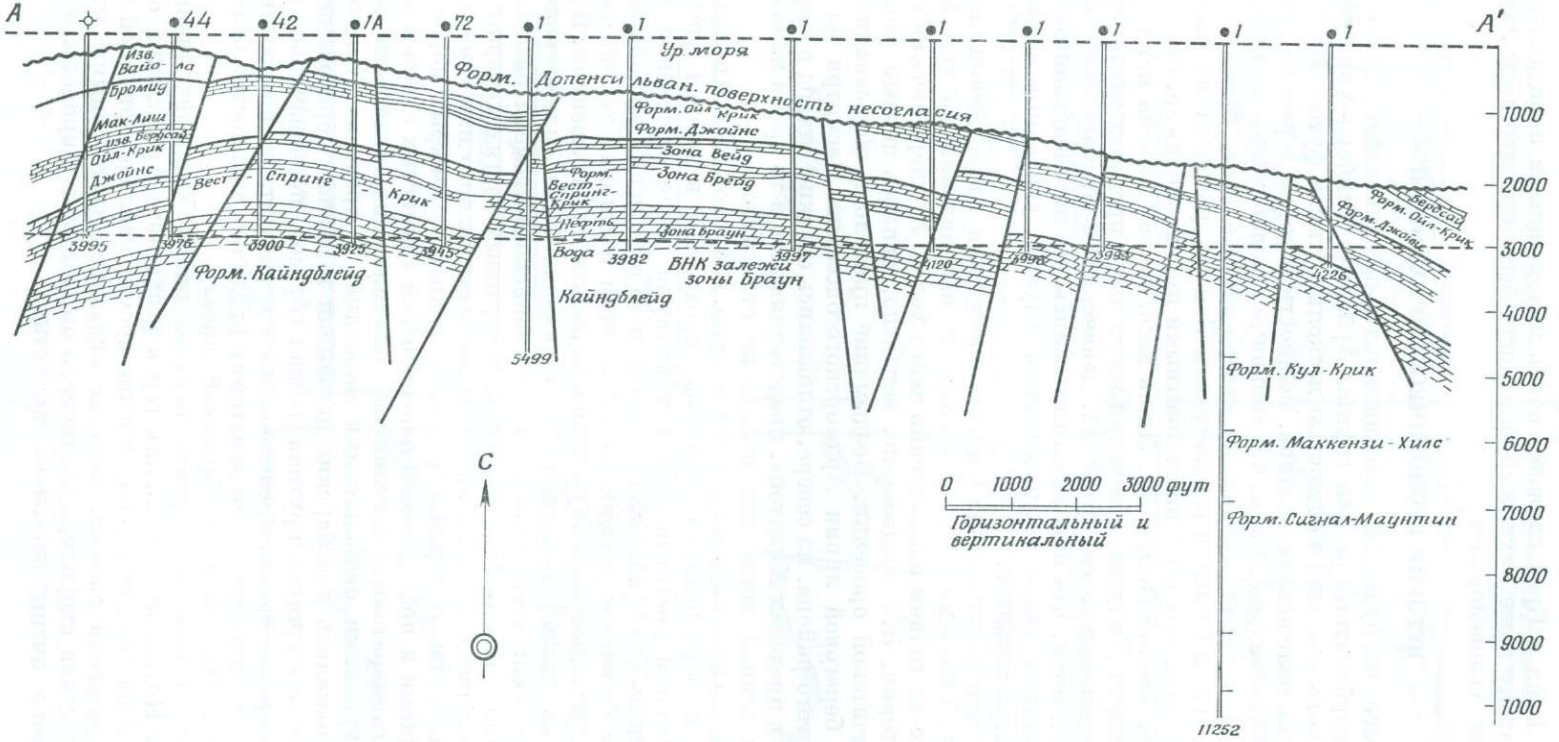
В процессе бурения было установлено, что структура разбита многочисленными сбросами с амплитудой смещения пластов от 3 до 150 м. Из 55 пробуренных скважин в 36 были зафиксированы нарушения, причем некоторые скважины пересекли больше одного сброса. Известно более 58 случаев, когда смещение по сбросам, которые пересекли скважины, превысило 15 м. Чтобы не вносить путаницу в строение площади, сбросы с амплитудой смещения пластов менее 15 м во внимание не принимались.

Вследствие того что в пределах структуры имеется большое количество сбросов, логично предположить, что она, вероятно, раздроблена сбросообразовательными движениями. Однако очевидно также и то, что многие сбросы по своей природе являются компенсационными, что следует из анализа конфигурации изогипс; рисовать некоторые сбросы без предположения о существовании других сбросов было бы очень трудно. Если исходить из предположения об отсутствии сбросов, за исключением лишь некоторых из них с амплитудой смещения пластов в 120 м и более метров, то можно было бы вполне построить структурные карты по маркирующим стратиграфическим горизонтам, пользуясь лишь отметками кровель горизонтов, устанавливаемыми скважинами, и руководствуясь величинами измеренных углов падения пластов. Структурная карта, приведенная на фиг. 6, — одна из многочисленных вариантов карт, которые можно составлять в зависимости от расположения систем сбросов.

Обычно сброс не нарушает непрерывности пласта-коллектора, однако, судя, например, по зоне Браун, существует полная взаимосвязь между флюидами от одного сбросового блока к другому. Наилучшим образом это показано на фиг. 7, где приведен разрез арбаклских продуктивных отложений, пересекающих структуру в северо-западном направлении. На разрезе видны крупные поперечные сбросы, вертикальная амплитуда смещения пластов по которым составляет более 152 м; но поскольку мощность отложений зоны Браун составляет около 180 м (эти отложения обладают отличной вертикальной проницаемостью, обусловленной трещиноватостью), они повсюду соприкасаются по сбросам друг с другом. Такие условия обусловили положение водо-нефтяного контакта в отложениях зоны Браун на одной и той же отметке — 910 м ниже уровня моря (отметка показана на фиг. 7).



Ф и г. 6. Структурная карта месторождения Хилдтон, составленная по кровле отложений зоны Браун.
Отметки изогипс даны от уровня моря. Пунктир — линия разреза, показанного на фиг. 5. Сечение изогипс через 100 футов.



Ф и г. 7. Северо-западный разрез месторождения Хилдтон.

Показано строение месторождения по арбакленским отложениям и роль нарушений, секущих продуктивную часть разреза.

Однако зоны Вейд и Брей сложены очень маломощными породами-коллекторами, и поэтому даже мелкие сбросы могут быть препятствием латеральной миграции углеводородов.

ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

В процессе погружения геосинклинали в раннепалеозойское время отложились карбонатные осадки группы Арбакл и Тимберд-Хилс кембрийско-ордовикского возраста мощностью несколько тысяч футов. Погружение сопровождалось отложением осадков, мощность которых в районе Хилдтона достигла приблизительно 2130 м, что сравнимо с мощностью этих отложений, обнажающихся в горах Арбакл на северо-востоке (фиг. 8).

Породы группы Симпсон и известняки Вайола, развитые на рассматриваемой территории, сходны с эквивалентными им отложениями, слагающими другие районы южной Оклахомы. Лишь песчаников Симпсон нет в разрезе отложений района Хилдтон. Несмотря на то что в пределах месторождения нет верхнеордовикских, силурийских, девонских и миссисипских отложений, предполагается, что они здесь отлагались, но впоследствии были размыты. Основанием этого предположения служат указанные отложения, развитые северо-западнее.

В конце кенийского этапа [1] осадконакопления вдоль линии, протягивающейся от Хилдтона в северо-западном направлении до гор Уичито, а также в юго-восточном направлении через холмы Кринер, началось воздымание территории. Это воздымание, вероятно, явилось первым импульсом движений уичитской орогении. Воздымание привело к образованию резко выраженной береговой линии Ардморского бассейна. Несмотря на то что недалеко от этого района, на севере, отложились осадки Годдард и Спрингер, считают, что в пределах Хилдтона, представлявшего в то время положительный участок земной коры, эти осадки не отлагались.

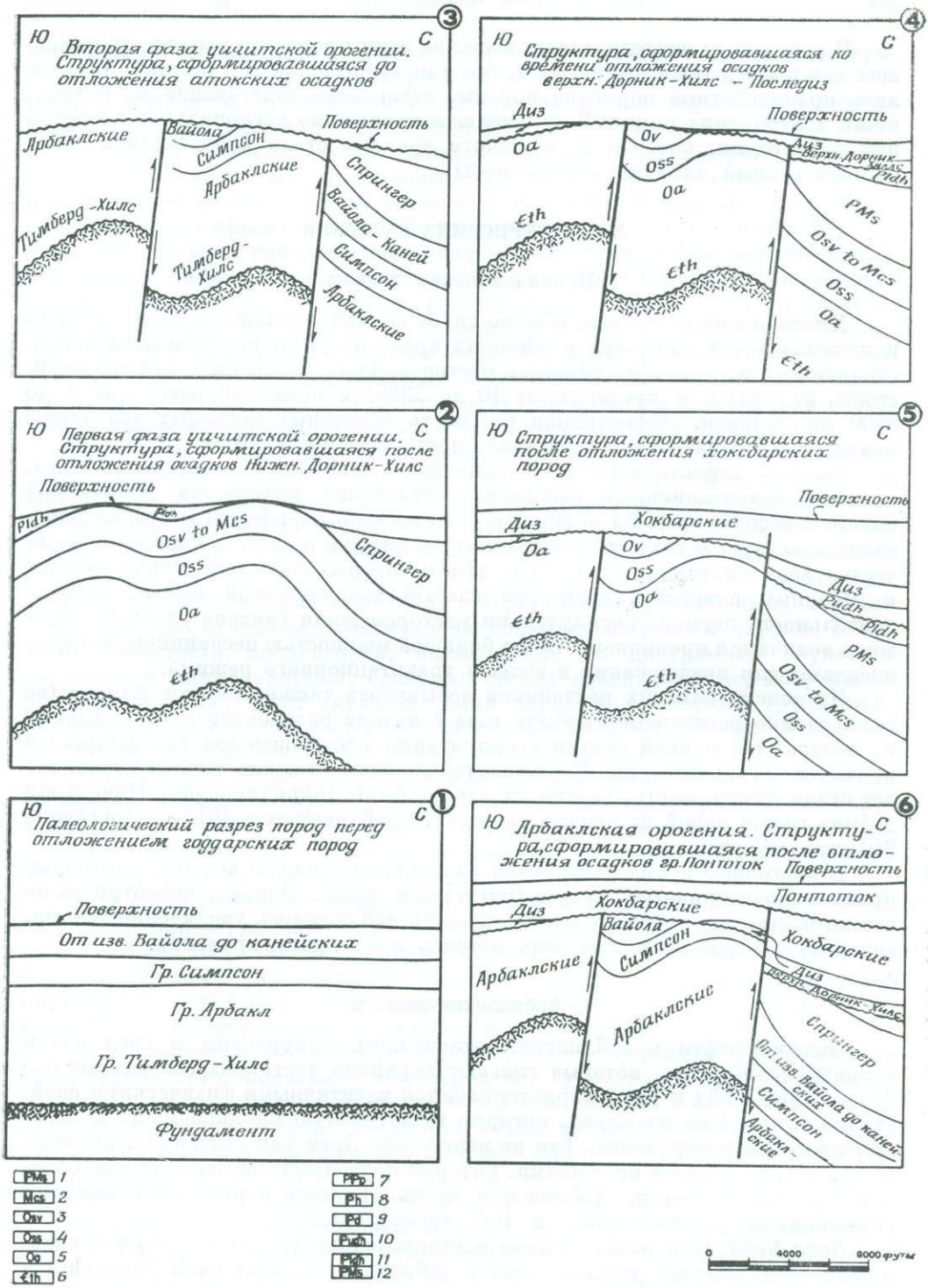
Ярко выраженное воздымание территории, сопровождаемое складчатыми движениями и образованием надвигов, проходило в период уичитского горообразования и достигло своего максимума после отложения осадков нижнего Дорник-Хилс (морроуское время) и до отложения осадков верхнего Дорник-Хилс (атокское время). Вслед за этим обширная территория подверглась эрозии; одновременно начались подвижки по нарушениям. В результате процессов эрозии антиклинальная складка была сильно размыта.

На протяжении всего атокского и десмойнского времени рассматриваемый район был приподнятым участком, в бортовых частях которого происходило накопление осадков. Лишь в конце десмойнского или в начале миссурийского времени этот район оказался полностью покрыт морем. Вслед за образованиями и последующей переработкой глинистых сланцев и линзовидных конгломератовых песчаников, окаймлявших подножия хребтов, сложенных крепкими ордовикскими породами, в пределах Хилдтонского поднятия отложились хоксбарские песчаники и глины. Образование вдоль северного крыла поднятия крутопадающих сбросов, первоначально возникших в спрингерское время, продолжалось в период отложения осадков Диз и Хоксбар, что фиксируется по заметному различию мощностей отложений, развитых по обеим сторонам сбросовой зоны.

После отложения хоксбарских осадков район Хилдтона вновь начал воздыматься. Поднятие Арбаклских гор в результате Арбаклских орогенических движений (позднепенсильванское время) явилось причиной возникновения напряжений сжатия, которые оказались достаточными для того, чтобы Хилдтонская структура претерпела омоложение в процессе образования обширного антиклинального поднятия.

---

[1] Середина нижнекаменноугольной эпохи.— *Прим. ред.*



Ф и г. 8. Палеогеологические разрезы района Хилдтона.

На карте 1 показано строение площади на самом раннем этапе ее развития, на карте 6 — на самом позднем. *Миссисипские*: *1* — группа Спрингер; *2* — Каней-Сикамоур. *Ордовикские*: *3* — Силван-Вайола; *4* — группа Симпсон; *5* — группа Арбакл. *Кембрийские*: *6* — группа Тимберд-Хилс. *Пермские*: *7* — группа Пантоток. *Пенсильванские*: *8* — группа Хоксбар; *9* — группа Диз; *10* — верхний Дорник-Хилс; *11* — нижний Дорник-Хилс; *12* — группа Спрингер.

В результате последовавших вслед за этим процессов эрозии, протекавших как в пределах всего региона, так и на его отдельных участках, отложились красноцветные пермские породы, несогласно залегающие на поверхности хоксбарских пород. В дальнейшем произошло региональное воздымание территории, которая с пермского времени стала представлять собой положительный элемент земной коры.

ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ

Пенсильванская залежь

Хилдтонские песчаники обычно слабо сцементированы, а их пористость и проницаемость меняются в широких пределах. При исследовании керна, отобранного на одном из участков месторождения, оказалось, что его пористость находится в пределах от 10 до 33%, а проницаемость — от 0 до 3800 миллидарси. Эффективная мощность отдельных песчаных тел также меняется в значительных пределах, достигая иногда 30 м.

Залежь характеризуется в основном режимом растворенного газа, а также гравитационным режимом. Увеличение количества добываемой вместе с нефтью воды на отдельных участках по периферии месторождения свидетельствует о том, что происходит вторжение в залежь какого-то количества воды, а также о том, что для некоторых залежей, приуроченных к песчаным пластам, характерен слабый водонапорный режим. Однако длительность периода эксплуатации месторождения связана главным образом с величиной проницаемости и с большой мощностью песчаников, которые идеальны для поддержания в залежи гравитационного режима.

Из пенсильванских песчаников добывалось также большое количество газа, однако регистрация добычи газа с начала разработки месторождения не велась. На ранней стадии эксплуатации месторождения газ добывался примерно из 50 скважин. Большинство из этих скважин спустя несколько лет стали давать нефть, другие же вскоре были ликвидированы. Начальная добыча газа в одной из первых скважин, пробуренных в 1913 г., составила 840 тыс. м^3/сутки.

В настоящее время разработка хилдтонской залежи ведется с помощью применения вторичных методов (нагнетание воды). Однако, несмотря на то что на некоторых участках месторождения наблюдалось увеличение добычи, говорить об эффективности этих методов пока преждевременно.

Арбаклские залежи

Залежи нефти в арбаклских отложениях приурочены к трем зонам развития доломитов, которые слагают верхнюю часть разреза мощностью 490 м. Зоны Вейд и Брей характеризуются идентичными физическими свойствами слагающих их пород, которые имеют малую проницаемость и ограниченное распространение. Тем не менее зона Брей как резервуар, по-видимому, обладает всеми качествами, которые позволяют добывать из нее большое количество нефти. Добываемая нефть является сернистой с высоким содержанием растворенного в ней сероводорода.

Зона Вейд. При разбуривании месторождения Хилдтон в четырех скважинах был получен приток газа с небольшим количеством конденсата из отложений зоны Вейд.

В связи с тем что породы, слагающие эту зону, отличаются неоднородностью, вопрос о величине сконцентрированных в них запасов углеводородов остается невыясненным. Это связано не только с низкими дебитами скважин, но также с величиной пористости, высчитанной по каротажным диаграммам. Зоны развития доломитов легко выделяются на диаграмме индукционного

каротажа по уменьшению сопротивления и по увеличению значений на кривой ПС. На диаграмме микрокаротажа резко выделяются зоны со значительной величиной проницаемости, зато по диаграмме звукового каротажа видно, что пористость пород составляет 10—18%. Однако поскольку в зонах Вейд и Брей развиты также глинистые сланцы и ангидриты, трудность точного отделения одних типов пород от других заставляет подвергать сомнению определение эффективной пористости пород с помощью звукового каротажа, а иногда и признавать совершенную ненадежность этого метода. В связи с тем что эти зоны сложены маломощными пластами, сопоставление между различными типами пород (определенных по шламу) по характеру электрокаротажных диаграмм является весьма сложным. Учитывая, что до определения эффективной пористости необходимо установить тип породы-коллектора, следует надлежащим образом оценить характер доломитовых пачек, для чего сначала следует произвести несколько вычислений пористости с помощью каротажа, после чего эти результаты наносить на график, по которому определяют литологический состав породы-коллектора.

Зона Брей. Отложения зоны Брей эксплуатируются восемью скважинами. Сведения о литологии пород этой зоны, полученные различными методами до бурения скважин, отличаются от их фактической характеристики, установленной после вскрытия разреза скважинами (то же отмечалось и для зоны Вейд). Ежесуточный дебит скважин № 1-Кларк из отложений зоны Брей составил 57,6 т через 16/64″ штуцер. Ежесуточный дебит скважины № 2-Кларк составил лишь 0,137 т. В результате бурения обеих скважин оказалось, что отложения рассматриваемой зоны насыщены нефтью. Величины пористости коллекторов, вычисленные по диаграммам звукового каротажа и микрокаротажа, сравнимы между собой. Данные, полученные при бурении этих двух скважин, были первыми примерами трудностей, связанных с определением продуктивности зон Вейд и Брей при проведении электрокаротажных диаграмм ограниченного объема.

Зона Браун. Зона Браун — самая продуктивная пачка арбаклской толщи, из которой добывается наибольшее количество нефти. После получения притока нефти в скважине № 1-Браун существование продуктивной зоны было установлено бурением ряда скважин. Мощность нефтенасыщенных отложений зоны оказалась равной 213 м.

При опробовании отложений зоны Брей испытателем пласта, спущенным на колонне бурильных труб, ежесуточный дебит скважины № 1-Бриллхарт составил 348 т нефти и 71 тыс. м³ газа через 5/8″ штуцер. Этот дебит был характерным для скважин, эксплуатирующих отложения зоны Брей по всему месторождению; он объясняется отличными коллекторскими свойствами пород, описанными в разделе «Стратиграфия».

В настоящее время залежь характеризуется режимом растворенного газа. Кроме того, полагают, что, вероятно, существует и активный водонапорный режим. Однако, в связи с тем что падение давления в залежи незначительно, правильно определить объем притока пластовых вод пока не представляется возможным. Подсчет запасов углеводородов также не производился, но тем не менее ожидается, что эту залежь в арбаклских отложениях можно будет отнести к разряду крупных.

Несмотря на то что мощность нефтенасыщенной зоны составляет около 100—120 м, решено прострелять скважины вблизи водо-нефтяного контакта. По мере того как скважины начнут обводняться, эти перфорационные отверстия будут закрыты для того, чтобы можно было прострелять более верхние интервалы. Подобная процедура будет повторяться до тех пор, пока зона не будет полностью обводнена. При выборе такого метода разработки залежи исходят из следующей предпосылки: несмотря на то что в пределах зоны наблюдается отличная взаимосвязь между отдельными участками залежи по трещинам в вертикальном направлении, существует все же

несколько пропластков (выделяемых на диаграммах) с пониженной проницаемостью. Эти пропластки могут послужить временными барьерами, препятствующими продвижению нефти вверх, и по мере истощения залежи вторгающаяся вода на некоторых участках может перекрыть нефтяные залежи, что очень затруднит или же сделает невозможным их разработку.

ДАННЫЕ ПО ЗАЛЕЖАМ

Данные по залежам в отложениях групп Хоксбар и Арбакл приведены соответственно в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Сведения о залежи, приуроченной к отложениям хоксбарской группы месторождения Хилдтон

	Хилдтонские песчаники			
	первые	вторые	третьи	четвертые
Установленная площадь, км²	3,7 (общая площадь)			
Глубина залегания, м	183—335	213—366	244—427	274—488
Средняя мощность продуктивной части, м	Для всех четырех типов песчаников = 22			
Средняя пористость, %	23	23	23	23
Средняя проницаемость, миллидарси	515	900	800	82
Средняя водонасыщенность, %	19	18	23	27
Удельный вес нефти, г/см³	0,8654	0,8871	0,8708	0,8762
Начальное давление на забое скважины, кг/см²	18,9	18,9	18,9	18,9
Температура на забое скважины, °С	26,6	26,6	26,6	26,6
Режим залежи	Растворенного газа и гравитационный. На некоторых участках наблюдается вторжение воды в песчаники 2,3 и 4			
Начальные геологические запасы нефти, млн. т	92,3			
Начальные извлекаемые запасы нефти, млн. т	64,1			
Суммарная добыча на 1968 г.	34,2			

Таблица 2

Сведения о залежах в арбаклских отложениях месторождения Хилдтон

	Зона Вейд	Зона Брей	Зона Браун
Установленная площадь, км²	2,5	1,2	5,6
Глубина залегания поверхностей, ограничивающих залежи сверху и снизу:			
самая большая глубина, отметка от уровня моря, м		1156 (—886)	1188 (—910)
самая малая глубина, отметка от уровня моря, м		817 (—540)	978 (—814)
Общая средняя мощность продуктивной части, м			
общая	61	83	176
эффективная	7	9	76
Средняя пористость, %	13	14	10
Средняя проницаемость, миллидарси	0,1	0,1	1500 (макс.); 150 (ср.)

Продолжение табл. 2

	Зона Вейд	Зона Брей	Зона Браун
Режим	Расширяющегося газа	Растворенного газа	Растворенного газа
Водо-нефтяной контакт, м	—	—	910 (ниже уровня моря)
Удельный вес нефти, г/см³	газ	0,8348	0,9340
Давление на забое скважины, кг/см²	115,3	114,0	123,1
Температура на забое скважины, °С	33,3	35,5	37,7

БУРЕНИЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

С целью предохранения от загрязнения песчаных пластов, отложенных в пресных водах при бурении скважин опускают предохранительную обсадную колонну на глубину около 150 м. Если же бурение ведется в непосредственной близости от старых разрабатываемых участков с небольшой глубиной залегания продуктивных горизонтов, предохранительную колонну предпочитают опускать на всю глубину скважины, чтобы она прошла продуктивную часть разреза.

При бурении отложений, залегающих выше арбаклского разреза, пользуются естественной глиной, однако при прохождении продуктивных зон, используется раствор из химических реагентов. Наличие в разрезе отложений зон Вейд и Брей ангидрита вызывает необходимость готовить специальные промывочные жидкости, чтобы воспрепятствовать вспучиванию раствора, в результате чего происходит уменьшение его удельного веса, что может привести к выбросу.

Обычно эксплуатационную колонну опускают до самой нижней продуктивной зоны. В случае необходимости после прострела колонны производят обработку пласта. При освоении скважин, вскрывших отложения как зоны Вейд, так и зоны Брей, проводят обработку пласта кислотой; правда, пласты зоны Брей лишь в некоторых случаях потребовали такой обработки, обычно же в эксплуатирующих эти отложения скважинах получены естественные притоки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При открытии неглубоко залегающих продуктивных пенсильванских отложений на месторождении Хилдтон были учтены данные нефтепроявлений. Во внимание принималось также наличие антиклинальной складки, выраженной по поверхностным отложениям.

Месторождение Хилдтон представляет собой яркий пример того, что залежи углеводородов могут быть обнаружены в пределах сложно построенных структур погребенного типа. Условия залегания доморроуских отложений по отношению к более молодым, наблюдаемые на месторождении Хилдтон, типичны для многих месторождений южной Оклахомы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

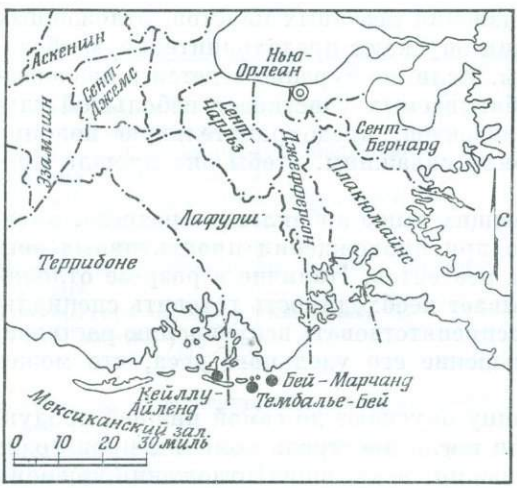
1. *Decker C. E., Merritt C. A.*, The stratigraphy and physical characteristics of the Simpson Group, Oklahoma Geol. Survey Bull. 55, 112 p., 1931.
2. *Harlton B. H.*, Symposium on the Arbuckle, Tulsa Geol. Soc. Digest, 32, p. 38, 1964.
3. *Riggs C. H., et al.*, Petroleum engineering study of Healdton oil field, Carter County, Oklahoma, U.S. Bur. Mines Rept. Inv. 4917, 76 p., 1953.
4. *Tomlinson C. W., McBee W., Jr.*, Pennsylvanian sediments and orogenies of Ardmore district, Oklahoma, *in* Petroleum geology of southern Oklahoma, 2, Am. Assoc. Petroleum geology of southern Oklahoma, 2, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 3—52, 1959.

СОЛЕНОСНЫЙ КОМПЛЕКС БЕЙ-МАРЧАНД — ТЕМБАЛЬЕ-БЕЙ—КЕЙЛЛУ-АЙЛЕНД, ЛУИЗИАНА

М. Фрей, У. Гримс

ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ

Нефтеносная провинция Галф-Кос вот уже на протяжении нескольких десятилетий является одной из крупнейших в США. Поскольку в геоморфологическом отношении она считается закрытой, то в конце 20-х и в начале 30-х годов начали вариометрическую съемку и сейсморазведку методом преломленных волн, а затем приступили к гравиметрической съемке и сейсморазведке методом отраженных волн (МОВ). Разведку начали с низменных и заболоченных районов и шли по направлению к морю; в настоящее время основные геолого-геофизические исследования сконцентрированы вдоль береговой линии и в водах залива на глубине от 90 до 120 м. Соляной комплекс Бей-Марчанд — Тембалье-Бей — Кейллу-Айленд считают одной из крупнейших форм соляной тектоники в регионе Южная Луизиана — прибрежная часть Луизианы в округах Лафурше и Террибоне. Как показано на фиг. 1, месторождения, связанные с этим комплексом, расположены в 104 км юг-юго-западнее Нового Орлеана.



Ф и г. 1. Обзорная карта района зоны Бей-Марчанд — Тембалье-Бей — Кейллу-Айленд, Луизиана.

Формирование такой протяженной солянокупольной структуры, состоящей из серии локальных куполов, обусловлено последующим интенсивным накоплением пластичных силикатных кластических пород, отлагавшихся, как правило, в течение регрессивного цикла, приуроченного по времени к прогибанию третичного шельфа в сторону моря.

ИСТОРИЯ РАЗВЕДКИ

Кейллу-Айленд (фиг. 1). Начальный этап геофизических исследований завершился тем, что в 1928 г. по материалам вариометрической съемки и сейсморазведки был обнаружен купол Кейллу-Айленд. Однако прошло 5 лет, пока фирма «Тексако» не доказала промышленную нефтеносность купола. После серии непродуктивных и приконтурных скважин в июле 1933 г. было закончено бурение скважины № 8-Стейт с забоем 1794,3 м, при опробовании которой получили промышленный приток нефти. На бурение и испытание скважины затратили 79 дней; теперь при современном уровне техники на те же операции потребовалось бы меньше недели. Из этой

первой на месторождении скважины до ее ликвидации в 1953 г. было получено 445 250 т нефти.

Тембалье-Бей. В 30-х годах по материалам гравиразведки были оконтурены многочисленные соляные купола с отрицательными аномалиями. Куполу Тембалье-Бей, обнаруженному в 1936 г., соответствовал крупный минимум силы тяжести. В 1937 г. наличие купола подтвердилось по материалам КМПВ [1]. Качество материала сейсморазведки позволило с уверенностью говорить о наличии купола в районе Ист-Тембалье-Айленда и судить о морфологии северо-восточной части структуры. На юго-западной части купола сейсморазведка оказалась малоэффективной, так как к этому району приурочено погребенное палеорусло реки Миссисипи. Ширина русла равна 6,4 км, и оно выполнено рыхлыми, несцементированными осадками, которые в сейсмогеологическом отношении являются неблагоприятными. Оно образовалось в эпоху плейстоценового оледенения, когда уровень моря был на 90—120 м ниже современного, и сейчас протягивается на многие километры по территории южной части Луизианы.

Такие палеорусла глубиной до нескольких сотен метров и шириной до 1,6 км и более известны в районе побережья и в неглубоководных участках Мексиканского залива. Бурение первой продуктивной скважины № 3 на куполе Тембалье-Бей закончилось 6 апреля 1937 г. При опробовании интервала разреза 2086,5—2087,7 м 25 января 1938 г. был получен приток нефти дебитом 41,6 т/сутки. Отметка забоя скважины 2618,4 м; кровля соли вскрыта скважиной на отметке 2322,3 м.

Бей-Марчанд. Купол Бей-Марчанд установлен по материалам гравиразведки в 1927 г.; по данным сейсморазведки КМПВ он соответствовал участку с резкой сменой граничных скоростей. Пробуренные первоначально две поисковые скважины оказались непродуктивными. Первая из них (1930 г.) была заложена на северном крыле купола, вторая (1941 г.) — в своде купола. Неглубокая скважина, пробуренная в том же 1941 г., дала незначительные притоки газа, но была разрушена ураганом, разразившимся тем летом. Интерес к этому району понизился. С 1937 по 1946 г. рядом компаний на северном крыле купола были пробурены еще 9 скважин, оказавшихся безрезультатными.

С 1947 по 1948 г. в данном районе проводилась сейсморазведка МОВ на площади 109,9 км². После ликвидации по геологическим причинам скважины Калко *А*-1, которая в кровле купола вскрыла соль на глубине 632,7 м, одновременно в гипсометрически приподнятых участках восточного и западного крыльев купола были пробурены скважины *В*-1 и *С*-1, опробованные в начале 1949 г. При опробовании 3 марта 1949 г. интервала 860,9—867,6 м в скважине *В*-1 получили промышленный приток нефти.

Перешеек между Кейллу-Айленд и Тембалье-Бей. На протяжении ряда лет геологи интересовались перешейком между куполами Кейллу-Айленд и Тембалье-Бей, поскольку тут могла быть развита соподчиненная соляно-купольная структура. В районе перешейка было пробурено две непродуктивные скважины — в 1947 и 1948 гг. В 1954 г. к западу от купола Тембалье-Бей пробурили еще две непродуктивные скважины. 9 декабря 1956 г. в пробуренной на перспективном участке «Кинг» скважине № 1 при опробовании двух горизонтов получили промышленные притоки нефти. В дальнейшем было пробурено еще 42 продуктивные и 5 сухих скважин.

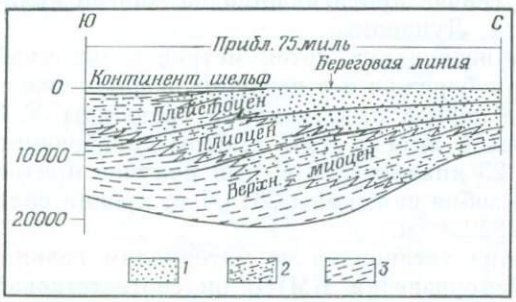
Последующие разведочные работы. В процессе разработки нефтяных месторождений были уточнены первоначальные данные и получена новая информация о конфигурации соляных ядер. Эта информация в совокупности с повышением разрешающей способности методов сейсморазведки путем использования станций с автоматической промежуточной магнитной записью

[1] Корреляционный метод преломленных волн.— *Прим. перев.*

и более усложненной вычислительной техники позволила детально изучить геологическое строение зоны. Установлено, что линейный характер гравитационной аномалии, как показано на фиг. 7, обусловлен наличием соляного перешейка между куполами Бей-Марчанд и Кейллу-Айленд.

СТРАТИГРАФИЯ ЮЖНОЙ ЛУИЗИАНЫ

Район Галф-Коста на территории Южной Луизианы представляет собой впадину, в которой накопились породы огромной мощности. Так, разрез терригенных обломочных пород третичного возраста вдоль побережья Луизианы — один из крупнейших в мире. Здесь отложения миоцена и более молодые отложения, представляющие крупнейшие дельтовые образования мира [4, стр. 80], достигают мощности более 12 000 м. Положение береговой линии неоднократно менялось в зависимости от скорости осадконакопления



Ф и г. 2. Схематический разрез южной Луизианы

Показан характер литолого-фациальной изменчивости осадков геосинклинали Галф-Кост. *1* — фации массивных песчаников; *2* — промежуточные фации; *3* — фации массивных глинистых сланцев.

и прогибания. Прогибание шло преимущественно в сторону моря, что приводило к формированию континентального шельфа. Таким образом, седиментация была регрессивной.

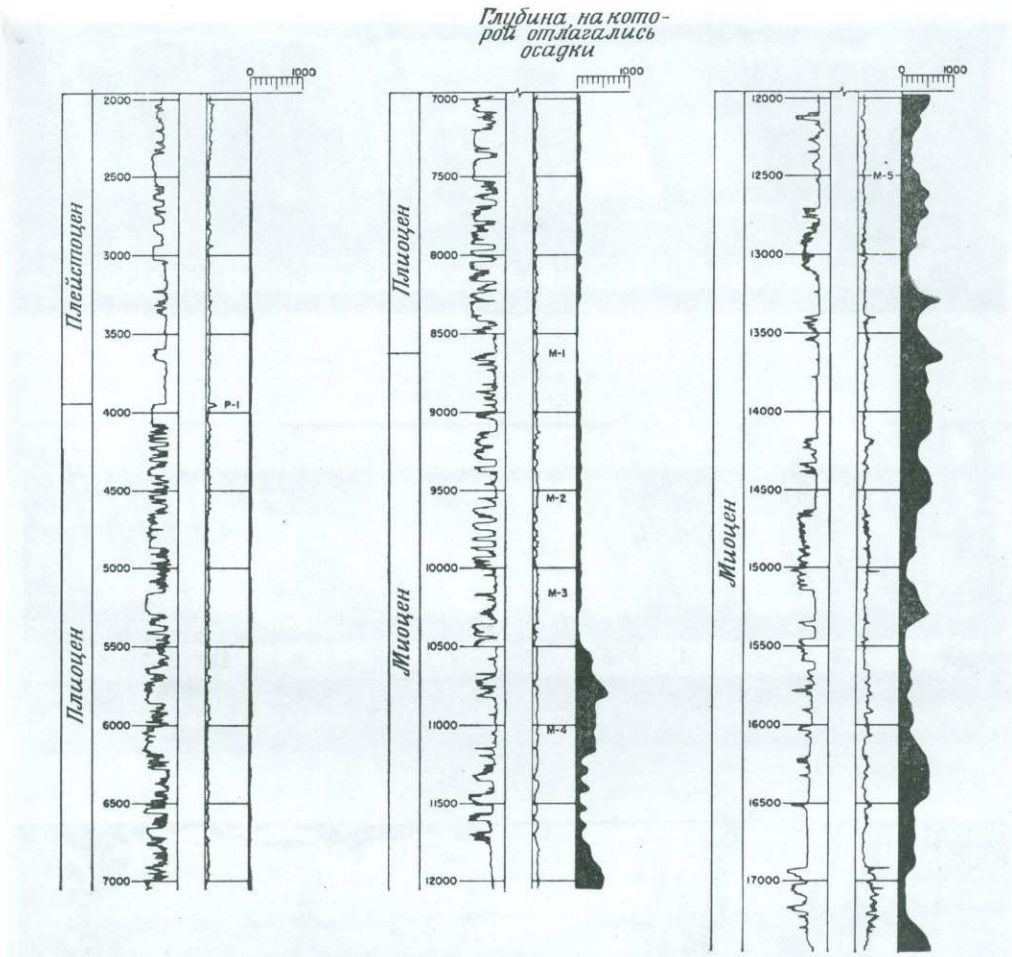
На фиг. 2 дан региональный схематический разрез, ориентированный вкрест простирания геосинклинали Галф-Кост. Стрелкой, указывающей на современное положение береговой линии, отмечается также приблизительное положение комплекса Бей-Марчанд — Тембалье-Бей — Кейллу-Айленд. Показан также характер смещения депоцентров и литофаций от древних к более молодым стратиграфическим подразделениям разреза по направлению к заливу. Заметное сокращение мощности комплексов осадков в южном направлении на фиг. 2 обусловлено, вероятно, удаленностью этого района от источника сноса. В каждом биостратиграфическом комплексе выделены три типа литофаций.

1. Фации массивных песчаников на 50—75% сложены песчаниками с соподчиненными прослоями маломощных пластов глинистых сланцев. Эти фации отлагались в прибрежной, внутриеритовой и континентальной обстановке; однако, судя по фауне морского происхождения в глинистых сланцах, здесь были кратковременные морские трансгрессии.

2. Промежуточные фации сложены переслаивающимися песчаниками и глинистыми сланцами морского генезиса. Содержание песчаников колеблется от 10 до 50%. Эти породы формировались на различных глубинах в районе шельфа, но преимущественно в неритовой области. Полагают, что для этой зоны региональная корреляция по электрокаротажным данным и палеонтологическим реперам весьма надежная.

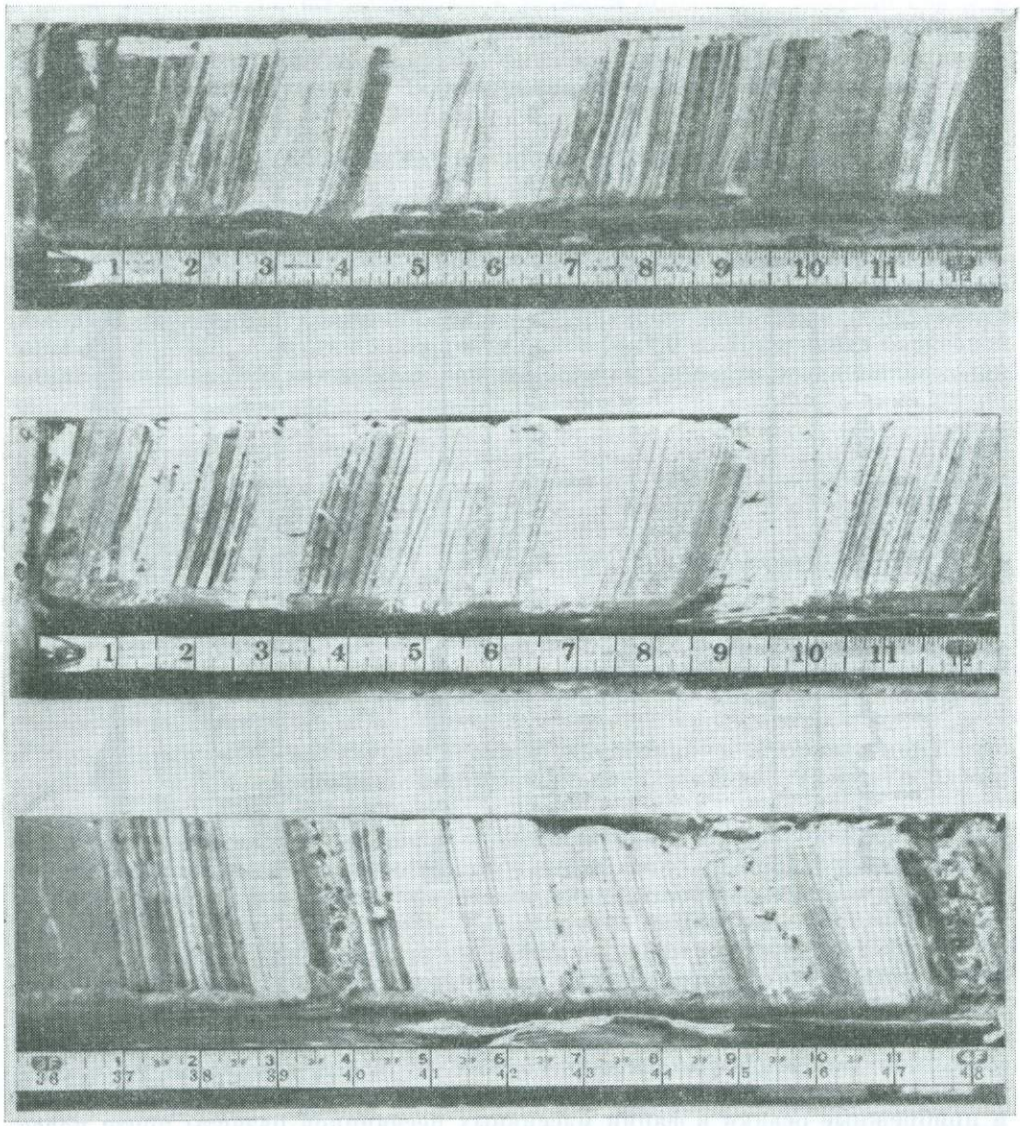
3. Фации массивных глинистых сланцев, содержащих менее 10% песчаников, отлагались во вненеритовой и батиальной обстановке. Фации представлены в основном темными глинистыми сланцами морского происхождения, обычно переслаивающимися с маломощными «блуждающими» пластами песчаника, причем там, где с ними связаны залежи углеводородов, последние находятся под большим давлением и незначительны по своему объему.

В пределах отдельных комплексов разреза характер литофаций изменяется от континентальных песчаников с прослоями аргиллита до переслаивающихся песчаников и глинистых сланцев, развитых южнее, затем пере-



Ф и г. 3. Сводный стратиграфический разрез месторождений Кейллу-Айленд — Тембалье-Бей — Бей-Марчанд, округи Террибоне и Лафурш, Луизиана.
Слева — кривая ПС, справа — глубина бассейна, в котором отлагались осадки.

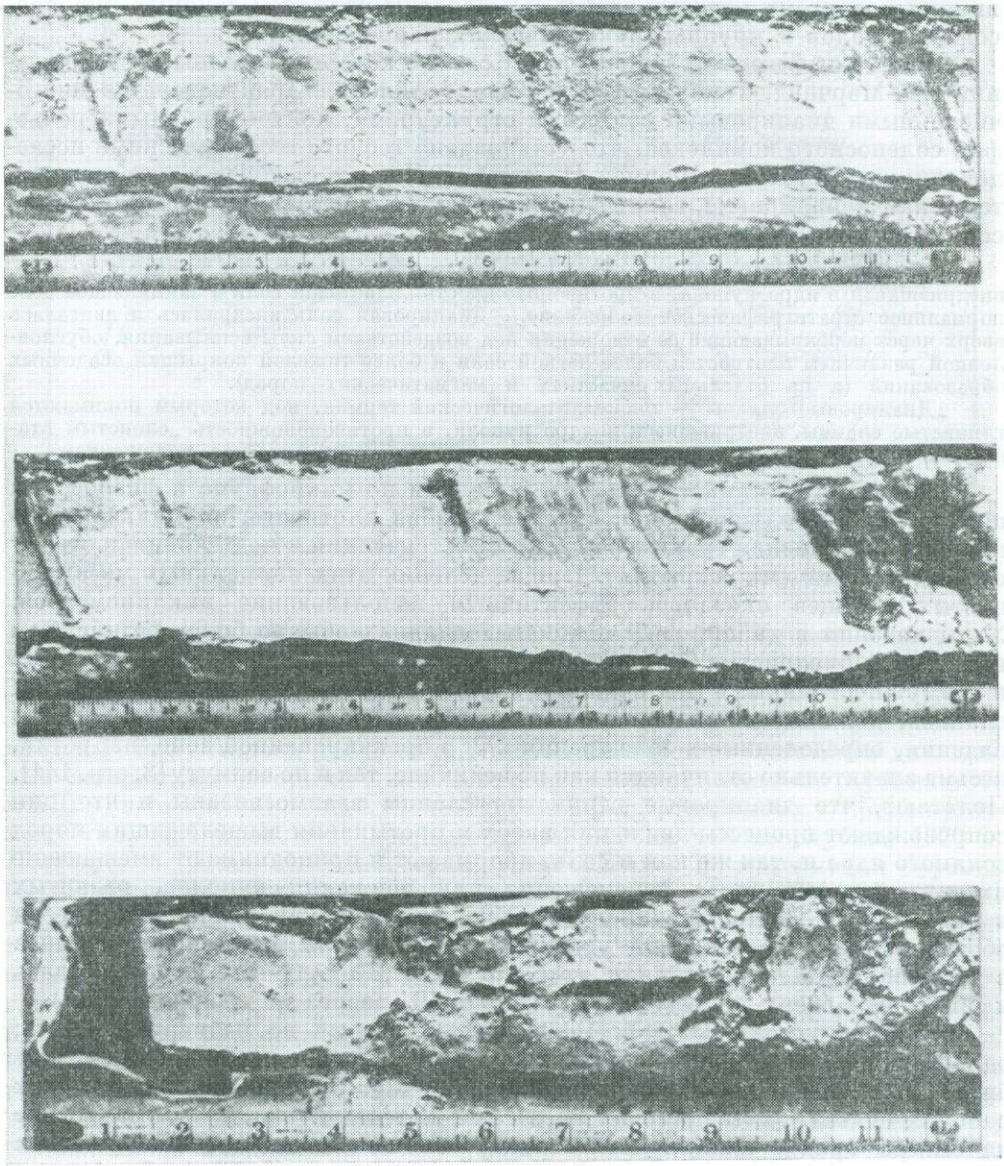
ходящих в глинистые сланцы морского происхождения. Континентальные и прибрежные осадки в фации массивных песчаников развиты почти повсеместно и занимают относительно большую часть всего разреза. Основная часть разреза представлена породами промежуточной фации и фацией глинистых сланцев. Эта его часть как раз и представляет наибольший интерес, так как с ней связано большинство ловушек с залежами углеводородов. Запасы углеводородов на месторождениях Бей-Марчанд — Тембалье-Бей — Кейллу-Айленд приурочены к отложениям миоцена, плиоцена и плейстоцена. Подсчитано, что 90% известных запасов связано с промежуточными фациями верхнего миоцена, 9% — с породами плиоцена и 1% — с породами плейстоцена. На фиг. 3 показана каротажная диаграмма скважины № 1 (пробурена на западном крыле купола Кейллу-Айленд), разрез которой типичен для всей рассматриваемой зоны. Масштаб на правой стороне диаграммы показывает расчетную глубину вод, в которых эти осадки отлагались. Разрез плейстоцена и плиоцена до глубины порядка 2550 м представлен с основном массивными песчаниками, переслаивающимися с глинистыми сланцами мелководного происхождения. Миоцен представлен благоприятным в нефтегазоносном отношении разрезом, сложенным переслаивающимися песчани-



Ф и г. 4. Образцы керна миоценовых пород Бей-Марчанд; отчетливо видна слоистость песчаников и алевритов.

Анализ керна миоценовых песчаников с глубины 2400 м на месторождении Бей-Марчанд: песчаники коричневато-серые, пропитанные нефтью, тонкозернистые, со средней степенью отсортированности, с прожилками светло-серых, сильноглинистых, очень мелкозернистых песчаников, переходящих в алевриты. Пористость песчаников колеблется от 21 до 29%, проницаемость (определена для воздуха) 48—1000 миллидарси.

ками и глубоководными морскими глинистыми сланцами. Эта промежуточная фация прослеживается до глубин свыше 6000 м. На фиг. 4 и 5 представлены фотографии керна нефтеносных песчаников верхнего миоцена месторождения Бей-Марчанд. Керн, поднятый с меньшей глубины (2400 м), представлен чрезвычайно тонкозернистыми песчаниками, переслаивающимися с сильноглинистыми алевритами, в то время как керн с большей глубины (3300 м) представлен массивными мелкозернистыми, слегка глинистыми песчаниками.



Ф и г. 5. Керн массивных миоценовых песчаников месторождения Бей-Марчанд.
Анализ керна миоценовых песчаников с глубины 3300 м: песчаники светло-серые, пропитанные нефтью, мелкозернистые, слабоглинистые, хорошо отсортированные, слабослоистые, пористость — 29—32%, проницаемость (определена для воздуха) 600—1600 миллидарси.

ТЕКТОНИКА

В региональном плане территория Южной Луизианы — это моноклиналь, наклоненная к югу, причем с глубиной наклон возрастает. Если в верхних горизонтах разреза угол падения моноклинали равен 9 м на 1,6 км, то в породах промежуточной фации и фации глинистых сланцев, залегающих в середине разреза, он возрастает до 90 м на 1,6 км; в более же глубоких фациях глинистых сланцев угол наклона превышает 240 м на 1,6 км. Все эти расчеты обобщены, углы наклона от одного структурного элемента про-

винции к другому непостоянны и обусловлены наличием соляных куполов, соляных валов и крупных тектонических нарушений.

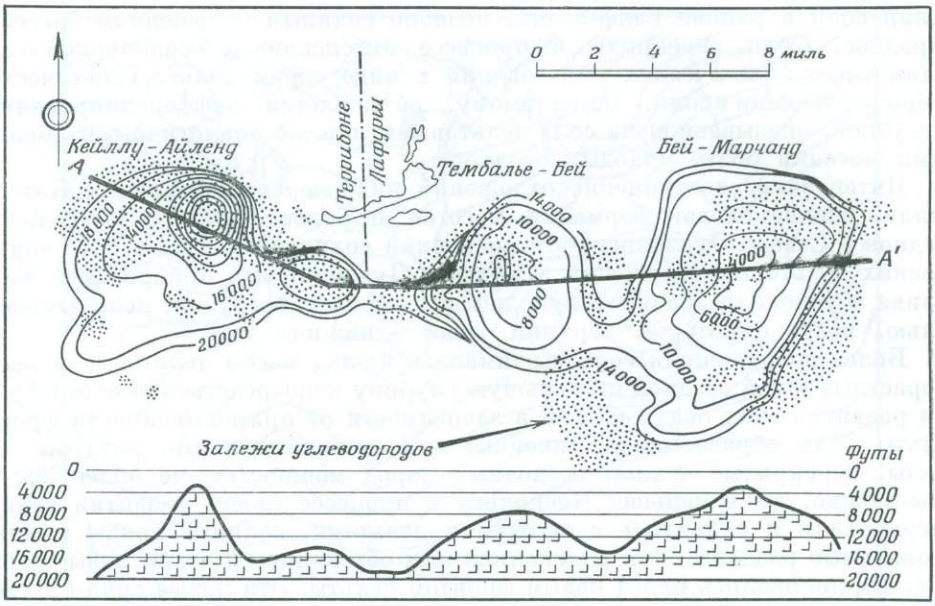
Более погруженный район Галф-Коста, с которым связаны месторождения Бей-Марчанд, Тембалье-Бей и Кейллу-Айленд, характеризуется многочисленными диапировыми соляными структурами, контролируемыми рельефом соленосного комплекса, что установлено геолого-геофизическими исследованиями. Атуотер и Формен [1, стр. 2594] дали следующее определение терминам «диапировые глинистые сланцы» (diapiric shale) и «диапировая соль» (diapiric salt):

«„Диапировая соль"— это литологический термин, и под ним понимается соль, внедрившаяся в ядро купола, в противоположность „пластовой соли", занимающей свое нормальное стратиграфическое положение... Диапировая соль внедрялась и двигалась вверх через перекрывающие ее отложения под воздействием силы всплывания, обусловленной различием плотностей более легкой соли и более тяжелой покрышки осадочных образований (а на отдельных участках и магматических пород).

„Диапировые сланцы"— также литологический термин, под которым понимаются глинистые сланцы, внедрившиеся в ядро купола, в противоположность „слоистым глинистым сланцам", занимающим свое нормальное стратиграфическое положение».

Диапировые глинистые сланцы выделяли по микрофауне и физическим параметрам (небольшое сопротивление, слабая плотность, аномально высокое давление, низкая граничная скорость и тенденция к подтеканию к стволу скважины в момент вскрытия). При выделении этих аномальных масс глинистых сланцев оказалось эффективным использование инклинометров. Углы падения в диапировых глинистых сланцах обычно более резкие, чем в нормально слоистых породах, залегающих выше, причем величина их и азимут постоянны. Углы наклона, зафиксированные в кровле диапировых сланцев, должны, по-видимому, соответствовать большим глубинам. Углы падения, определенные в зоне трения или в брекчированной зоне, напротив, весьма значительно отличаются как по величине, так и по азимуту [3, стр. 141]. Полагают, что диапировые глинистые сланцы взаимосвязаны и что они сопровождают процессы движения вверх и протыкания вышележащих пород соляного ядра и, так же как и соль, прорывают и приподнимают вмещающие их породы. Амплитуда перемещения или движения куполов, развитых в районе Галф-Коста, неодинаковы. Так, на основании палеонтологически обоснованных сопоставлений установлено, что масса диапировых сланцев в юго-восточной периклинали месторождения Кейллу-Айленд внедрилась и поднялась вверх на 1500—1800 м (фиг. 10, разрез по линии B — B').

Соляные купола Южной Луизианы отличаются по размеру и форме; однако типичны округлые, слегка удлиненные, с крутыми склонами и разбитые сложной системой разрывных нарушений. Соляные массы в других районах сначала, по-видимому, имели вид линейных, вытянутых на многие километры гряд с шипами или структурами протыкания, формирующими отдельные соляные купола вдоль этих гряд. Согласно полученным в результате глубокого бурения в зоне Бей-Марчанд — Тембалье-Бей — Кейллу-Айленд данным, отдельные купола связаны с общей соляной грядой. На фиг. 6 дана структурная карта, составленная по кровле соляных куполов, причем хорошо виден линейный характер всего соляного комплекса. На разрезе по линии A — A' (фиг. 6) видны глубинные поднятия соли, поднявшиеся по обе стороны гряды до отметки свыше 5400 м, осложненные вздутиями соли второстепенного значения. Соляная гряда широтного простирания протягивается приблизительно на 44,8 км восточнее, в районе Бей-Марчанда, ширина ее превышает 17,6 км. Купол Бей-Марчанд считается одним из крупнейших соляных куполов Луизианы в провинции Галф-Кост. На глубине 6000 м соляной комплекс занимает площадь 362,6 км^2, и до указанной выше отметки объем соли составляет 828,8 км^3. Если учесть, что соль развита в пределах глубины от 6000 до 12 000 м, как предполагают, то ее суммарный объем можно считать равным 2902,8 км^3. Купола Бей-Мар-



Ф и г. 6. Структурная карта, построенная по кровле соли, и продольный разрез. Сечение изогипс через 2000 футов. Темным цветом показаны залежи углеводородов, приуроченные к соляному массиву.

чанд и Кейллу-Айленд представляют собой неглубоко залегающие диапировые складки, на которых соль вскрывается соответственно на глубинах 360 и 510 м, в то время как на куполе Тембалье-Бей, относимому к промежуточному типу диапиров, соль вскрывается не меньше чем на глубине 1920 м. Наиболее глубокое залегание соли, установленное по материалам бурения (4890 м), зафиксировано на юго-западном крыле купола Кейллу-Айленд. Глубокое бурение в межкупольных мульдах или в понижениях в теле соляной гряды доказало высокую перспективность этих обширных структурных элементов. История геологического развития куполов вдоль единой соляной гряды неодинакова; наиболее сложной с точки зрения стратиграфии и тектоники историей развития характеризуется, по-видимому, купол Бей-Марчанд. Палеотектонический анализ показал, что наряду с периодами интенсивного роста были и периоды относительно спокойного развития. Генезис же таких соляных гряд, как Бей-Марчанд — Тембалье-Бей — Кейллу-Айленд, не совсем ясен. Предполагают, что солянокупольные структуры начинали формироваться на участках, где мощность перекрывающих осадков достигала не менее 300 м. Данный вывод основан на изучении характера изменения мощности осадков, залегающих выше соляных поднятий. Не вызывает сомнений, что только в пределах развития соленосных осадков (за исключением орогенических поясов), перекрытых впоследствии мощным чехлом силикатных обломочных осадков, господствовали условия, способствующие образованию различных типов соляных раздувов, куполов и гряд. В таких эвапоритовых бассейнах, как Мичиган и Виллистон, мощные пласты соли погребены под многометровой толщей пород. Однако в пределах рассматриваемой территории эвапориты перекрыты различными широко развитыми отложениями кратонного или платформенного типа. В таких бассейнах соль ничем не отличается от перекрывающих и подстилающих ее слоев и заметного увеличения или сокращения мощности на сводах или крыльях складок не отмечается. В таких бассейнах структуры выщелачивания по периферии — единственный косвенный признак наличия соли. Напротив, отло-

жения соли в районе Галф-Коста, подобно соляным отложениям бассейна Парадокс, были перекрыты в процессе интенсивного осадконакопления силикатных кластических образований в виде серии дельт. Генетическая природа течения соли, по-видимому, объясняется дифференцированной нагрузкой, оказываемой на соль дельтовыми или же аналогичными локальными массами более молодых осадков.

Интенсивное поступление отложений нижнеюрской формации Коттон-Валли, нижнемеловой формации Хосстон и более молодых мезозойских осадков в Северо-Луизианско-Миссисипский соляной бассейн и снос кайнозойских дельтовых отложений в Южную Луизиану и в прибрежную часть залива обусловили значительную дифференциацию нагрузки, испытываемой солью, возраст которой верхний триас — нижняя юра.

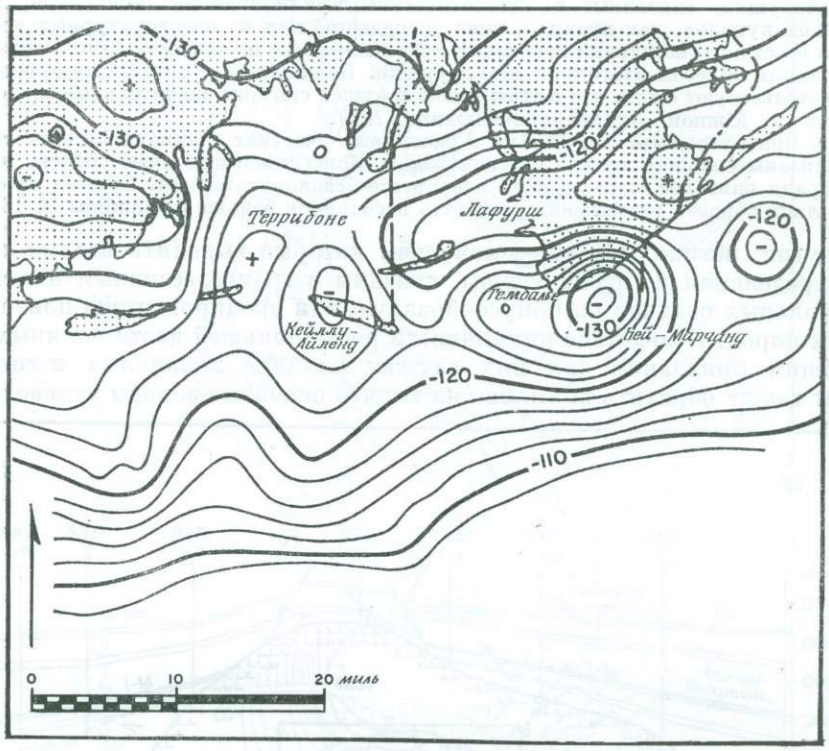
Более погруженная соль выжималась из-под массы дельтовых и одновозрастных с ней осадков на меньшую глубину непосредственно перед фронтом развития этих осадков. Там в зависимости от прямолинейности фронта дельты соль образовывала линейные или антиклинальные раздувы или гряды, перекрытые чехлом осадочных пород мощностью не более 300 м, а возможно, даже меньше. Поскольку в процессе своего развития дельты мигрировали и сливались с соседними дельтами, соляные гряды и антиклинальные раздувы соли облекались или обтекались и затем новые серии гряд формировались перед новым фронтом дельты. Эти новые гряды в свою очередь проходили те же этапы захоронения, роста и развития. Эвинг и Антойн [2, стр. 498] указывали, что «...уступ Сигсби представляет собой фронтальную цепочку диапиров с соляными ядрами и что, по-видимому, эта цепочка способствует образованию гряд, параллельных самому уступу».

Первоначальный рельеф поверхности гребня соляной гряды был, очевидно, неровным, отдельные участки гребня поднимались выше других. Поскольку осадки продолжали накапливаться выше этой гряды, более гипсометрически высокие приосевые участки росли быстрее, так как давление, оказываемое породами в соседних опущенных участках гряды, было больше и соль мигрировала в зону с наименьшей мощностью перекрывающих ее пород. Именно в такой «неустойчивой» (cannibalistic) обстановке и происходило формирование в пределах гряды линейных серий диапировых куполов, разделенных обширными седловинами.

Такое развитие характерно и для гряды Бей-Марчанд. На разрезах (фиг. 8, 10 и 11) показано, что рост куполов проходил одновременно с накоплением пород, вскрываемых скважинами. О начальном этапе роста можно составить представление лишь по данным сейсморазведки.

На фиг. 7 приведена региональная гравиметрическая карта аномалий силы тяжести в редукции Буге, на которой изображена линейная зона крупного минимума, соответствующего гряде, и отдельные замкнутые отрицательные аномалии силы тяжести. Последние соответствуют (что подтверждено бурением) соляным диапирам. Согласно данным гравиразведки и бурения, установлено, что гряда простирается далее к востоку, пересекает купола Гранд-Айл-16 и Гранд-Айл-18 и следует на запад — к куполу Лейк-Пелто; таким образом, общая протяженность соляной гряды достигает 96 км.

Большая часть куполов Южной Луизианы развивалась периодически или стадийно, о чем свидетельствуют изменения положения их сводовой части, образование трансгрессивных, локальных стратиграфических несогласий и усложненная тектоника. Детальный палеотектонический анализ позволил проследить характер миграции сводовой части куполов и установить наличие так называемых «реликтовых структур». В отдельные этапы надкупольные структурные формы изменялись или полностью уничтожались в процессе движения соли, концентрировавшейся в различных участках купола. Эти первичные поднятия в историческом плане и явились ловушками, с которыми связаны основные запасы углеводородов соляных куполов.



Ф и г. 7. Карта гравитационного поля зоны Бей-Марчанд — Тембалье-Бей — Кейллу Айленд.

Крупные отрицательные аномалии вызваны соляными массами. Сечение изоаномалий через 2 миллигала.

Такие крупные купола, как Бей-Марчанд, характеризуются и более сложной тектоникой и более сложными стратиграфическими взаимоотношениями.

В районе Галф-Коста установлено несколько систем разрывных нарушений (гравитационного или сбросового типа), для которых обычен конседиментационный характер (сбросы нарастания). Эти сбросы оказали существенное влияние на стратиграфию, тектонику и нефтегазоносность. В большинстве случаев плоскость сместителя у сбросов наклонена к югу, протяженность нарушений достигает 80 км, а амплитуда смещения превышает 1500 м. Сбросы, у которых сместитель наклонен к северу, на территории Галф-Коста встречаются реже, но там, где они развиты, влияние их на осадконакопление, тектонику и нефтегазоносность то же, что и в районах их интенсивного развития. Примером крупного сброса, падающего к северу, может служить сброс, протягивающийся на 19,2 км от западной окраины месторождения Тембалье-Бей до северной границы месторождения Кейллу-Айленд (фиг. 9).

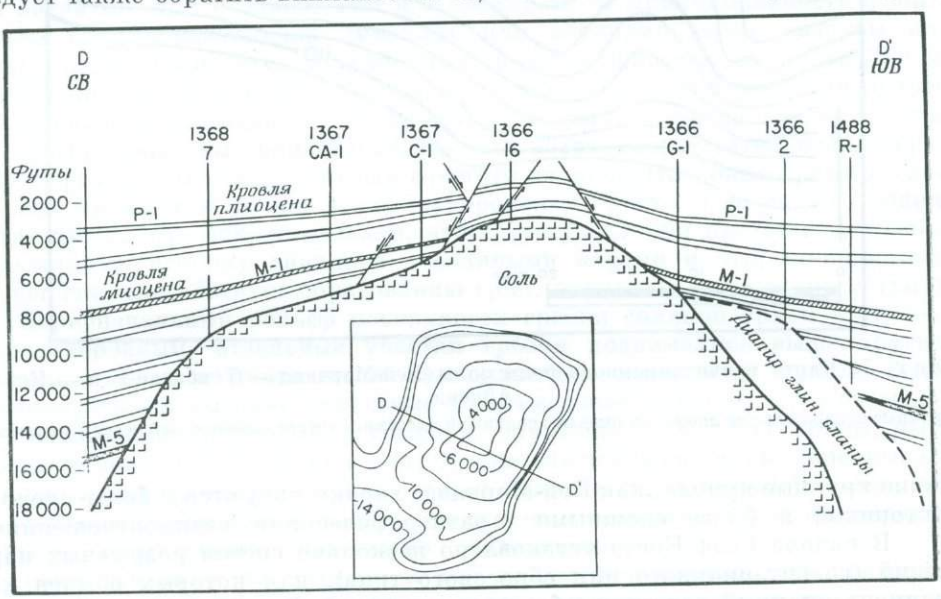
Ловушки. С комплексом Бей-Марчанд — Тембалье-Бей — Кейллу-Айленд связано пять типов ловушек с залежами углеводородов. Все они видны на геологическом разрезе, проведенном по линии $D - D'$ (фиг. 8).

1. Приповерхностная ловушка обычно находится непосредственно над сводом соляного купола, где пласты полого погружаются по всем направлениям (скважина № 16).
2. Структура притыкания к соли образуется там, где массы соли в процессе внедрения срезают и смещают породы (скважины *C*-1 и *G*-1).
3. Структуры притыкания к глинистым сланцам образуются на тех участках, где глубоководные морские глинистые сланцы прорывают перекрывающие породы в том же плане, как и внедряющаяся соль. Глинистые сланцы приобретают способность к протыканию и движутся совместно в процессе внедрения соляной массы (скважина *R*-1).

4. Ловушки, связанные с литологическим выклиниванием песчаников, развиты на крыльях куполов, как правило, вниз по падению или во внеструктурных условиях. Вверх по восстанию песчаники переходят в эквивалентные по возрасту глинистые сланцы, образуя таким образом благоприятные ловушки. Полученные в результате бурения данные свидетельствуют о том, что с этим типом ловушек связаны значительные запасы углеводородов в Южной Луизиане (скважина *R*-1).

5. С приразломными ловушками в различных участках солянокупольных структур также связаны большие запасы углеводородов. Конседиментационные сбросы, как правило, играли наиболее важную роль в процессе осадконакопления. Обычно на опущенных крыльях сбросов растяжения мощность песчаников больше (скважины № 16 и *C*-1).

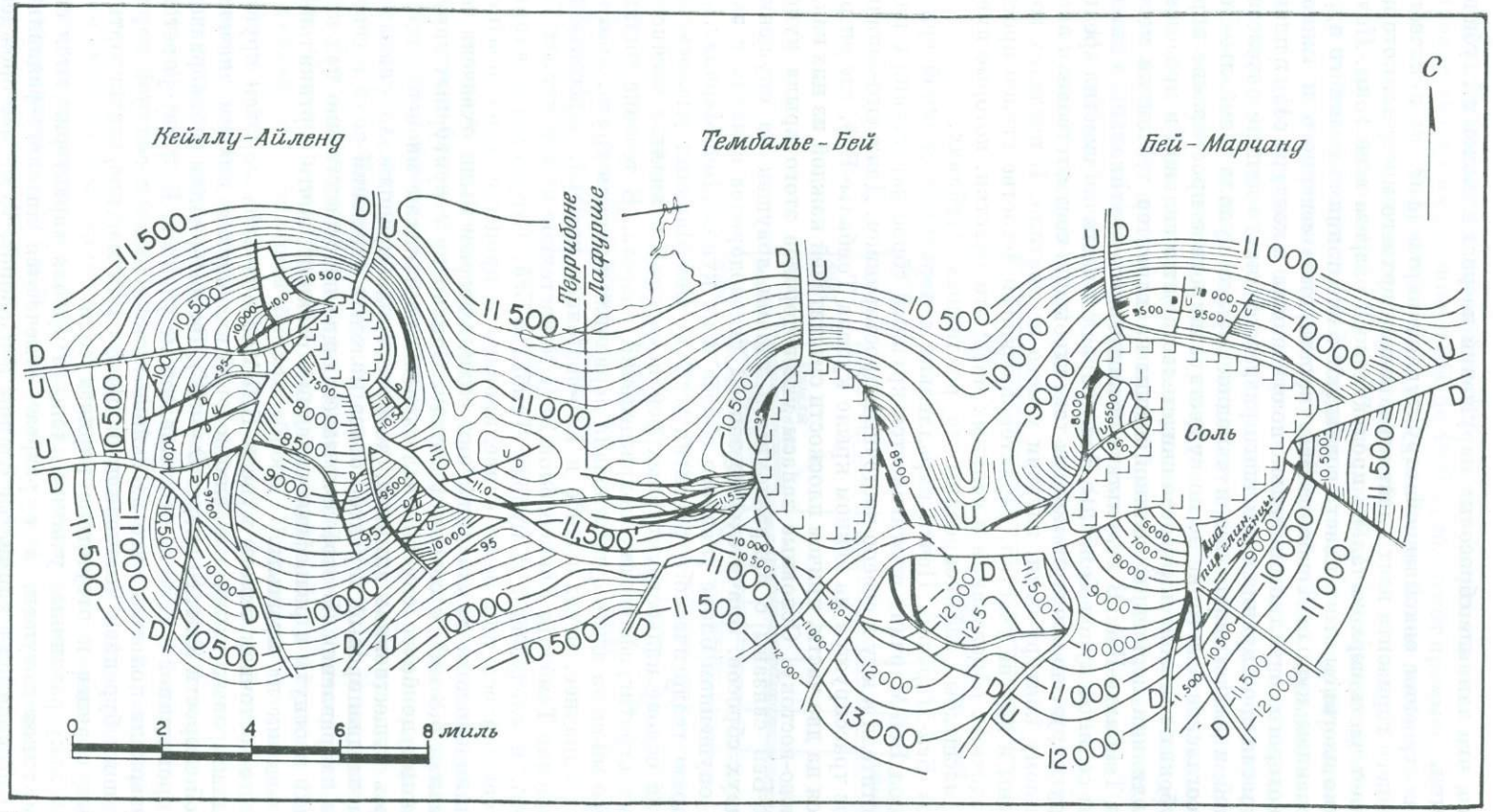
Другие, нетипичные виды ловушек, которые выделить весьма трудно, да и определения их разноречивы, связаны с трансгрессивным налеганием более молодых осадков на конусообразную или эродированную поверхность древних пород. Вследствие цикличности роста большей части соляных куполов общим признаком для них служит наличие локальных несогласий. Следует также обратить внимание на то, что основные запасы углеводородов



Фиг. 8. Разрез месторождения Бей-Марчанд.
Видна диапировая масса глинистых сланцев и многообразные типы ловушек. Вертикальный масштаб неискаженный.

связаны с участком «Кинг», расположенным между куполами Кейллу-Айленд и Тембалье-Бей, и с участками между куполами Тембалье-Бей и Бей-Марчанд, лежащими непосредственно над глубоко погребенной частью соляной гряды, который в начальный этап развития зоны был, по-видимому, синклинальным.

Структурная карта (фиг. 9). Строение залегающих непосредственно на соли пород в значительной степени осложнено наличием трех крупных диапировых складок, связанных с соляным комплексом. Залегающие неглубоко над солью породы верхней части разреза обычно бывают полого изогнутыми над поверхностью соли, и в результате разрывных нарушений здесь образуется грабен. Над соляными массами и на крыльях куполов установлена также серия радиальных сбросов. Большая их часть вниз по разрезу затухает либо за счет компенсированного смещения по другим сбросам, либо вследствие примыкания к соляному массиву. Амплитуда большинства радиальных сбросов уменьшается по мере удаления от куполов, а за пределами внешних очертаний куполов они затухают. На структурных картах, построенных по промежуточным или по более глубоким горизонтам, можно



Ф и г. 9. Структурная карта, построенная по кровле песчаников верхнего миоцена, на которой показаны разрывные нарушения, связанные с соляной массой.

Сечение изогипс через 100 футов. Площадь Кин расположена в районе перешейка между куполами Кейллу-Айленд и Тембалье-Бей.

проследить, что влияние сбросовых нарушений на рост куполов с глубиной уменьшается.

Для построения описываемой структурной карты (фиг. 9) в качестве маркирующего горизонта взят пласт песчаников верхнего миоцена, который представляет часть первоначально продуктивного разреза всей зоны. Почти повсеместно изогипсы этого пласта совпадают с очертаниями соляного ядра, за исключением купола Тембалье-Бей, простирание северного и южного крыльев которого почти тангенциально по отношению к контуру соли в плане. Это несогласие простирания осадочного разреза соляного купола возрастает с глубиной и захватывает уже и западное крыло купола Тембалье-Бей. Такое несогласное залегание и, по существу, широтное простирание пород более глубоких горизонтов разреза свидетельствуют о сильном и продолжительном влиянии первичной соляной гряды на характер тектоники месторождения Тембалье-Бей. В результате последующего вертикального движения гряды соляной купол Тембалье-Бей прорвал и частично сместил «реликтовую структуру», но изогнуть породы так, чтобы они соответствовали вновь образованному контуру соли, энергии у него не хватило. В пределах зоны установлены и другие участки, характеризующиеся несоответствием простирания осадочных образований и соляных масс; эти участки, которые имеют большие масштабы, зафиксированы на различных глубинах.

Купол Бей-Марчанд. Почти параллельно с первичной соляной грядой через купол Бей-Марчанд протягивается крупный сброс нарастания с падением сместителя к югу и северо-восточным простиранием. Даже юго-западнее этот сброс трассируется на южном крыле купола Тембалье-Бей, где он разветвляется на две части, причем плоскости сместителей каждой из них наклонены к юго-востоку. Основные запасы углеводородов этого крыла купола Тембалье-Бей связаны с приразломными типами ловушек на опущенных блоках двух сбросов. Значительные запасы углеводородов связаны с залежами на опущенном блоке главного сброса и на куполе Бей-Марчанд.

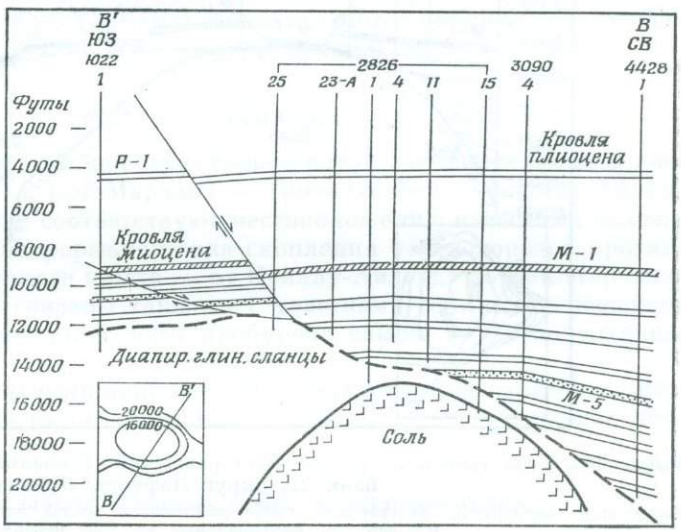
Историю геологического развития купола Бей-Марчанд удалось проследить на основе палеоструктурных реконструкций и анализа мощностей различных стратиграфических подразделений разреза. В течение нижнего и верхнего миоцена здесь существовала первичная крупная гряда, протягивающаяся западнее, через южное и юго-восточное крылья, пересекающая месторождение Тембалье Южное, блок 21 (юго-восточное крыло купола Тембалье-Бей), и следующая к куполу Тембалье-Бей. Структурное влияние гряды уменьшилось или было снивелировано в процессе более позднего, миоцен-плиоценового, цикла движения соли, которым была охвачена площадь, равная 4,8 км^2, к северу и западу. Однако на структурных картах, составленных по более глубоко залегающим песчаникам миоцена, все же отразилось существенное влияние, которое гряда продолжала оказывать, несмотря на диапировый характер более молодых движений соли в северо-западном направлении. В этой зоне залегающие непосредственно над куполом осадки изогнуты в рельефные складки с резкими, почти вертикальными углами падения на крыльях.

На юго-восточном склоне купола Бей-Марчанд зафиксирован крупный массив диапировых глинистых сланцев, отличающихся низким значением граничной скорости (фиг. 8, разрез D — D'). По материалам сейсморазведки КМПВ, проведенной в 1950 г., его выделить не удалось. При интерпретации этого материала полагали, что на склоне купола имеется соляной карниз. Последующим бурением установили наличие здесь массива «низкосортных» глинистых сланцев и отсутствие карниза соли.

Поскольку различные участки площади купола характеризуются своеобразием типов ловушек, а в разрезе отмечаются литолого-фациальные переходы песчаников в глинистые сланцы и наоборот, то на месторождении Бей-Марчанд выделено несколько сотен изолированных продуктивных

пластов. Установлено, что свыше 125 изолированных и отдельных песчаных тел, залегающих на глубине от 360 до 4800 м, содержат промышленные залежи углеводородов. В дальнейшем, при бурении на более глубокие горизонты, следует ожидать открытия новых залежей.

Купол Тембалье-Бей. Купол Тембалье-Бей находится приблизительно в 12,8 км западнее купола Бей-Марчанд и связан с той же первичной грядой. Степень дислоцированности этого участка несколько меньше, чем на Бей-Марчанд. На северном крыле купола установлен меридиональный сброс, плоскость сместителя которого наклонена к западу; далее к югу он пересекает весь купол и на этом участке меняет простирание на широтное, причем сместитель наклонен уже к северу и сброс становится параллельным соляной гряде. Этот сброс, достигнув юго-восточного крыла купола Кейллу-Айленд, разветвляется на два разлома меньшей амплитуды, протягивающихся к югу и западу. Этим сбросом отчетливо экранируется соляной массив Тембалье-Бей. На разрезе по линии B — B' (фиг. 10) по восточному крылу Кейллу-Айленд виден сокращенный разрез отложений миоцена на приподнятом



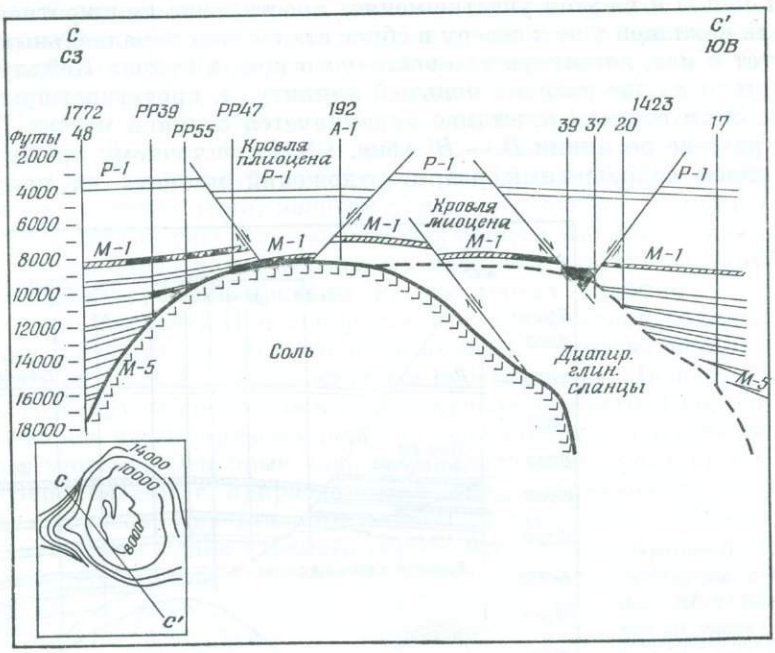
Фиг. 10. Геологический разрез месторождения Кейллу-Айленд.

Обратите внимание на увеличенную мощность разреза между пачками М-1 и М-5 на опущенном крыле и на наличие диапировых глинистых сланцев.

блоке сброса и увеличена его мощность с широким развитием песчаных тел на опущенном блоке. Мощность осадков от кровли плиоцена до кровли миоцена по обе стороны сброса почти не меняется; наибольшая амплитуда фиксируется по сбросу в интервале от кровли миоцена до маркирующего горизонта песчаника М-5. Мощность этого интервала (от М-1 до М-5) на приподнятом крыле сброса достигает 600 м, а на опущенном крыле она в три раза больше — 1800 м. Основная доля запасов месторождений Кейллу-Айленд и Тембалье-Бей связана с опущенным блоком сброса. Исключение составляет месторождение Тембалье южное, блок 21; однако в данном районе залежи углеводородов связаны, очевидно, с более сложным в тектоническом отношении сильно раздробленным участком, примыкающим непосредственно к массиву диапировых глинистых сланцев, и в какой-то мере — с перешейком между куполами Бей-Марчанд и Тембалье-Бей. Полагают, что формирование залежей улгеводородов в блоке 21 связано с поперечными сбросами, с выклиниванием вверх по восстанию и со срезанием песчаников в процессе внедрения диапировых глинистых сланцев (фиг. 11, разрез по линии C — C'). На разрезах по линиям C — C' и D — D' можно видеть, что песчаники на северо-западном крыле как Тембалье-Бей, так и Бей-Марчанд экранированы солью, в то время как на юго-восточном крыле песчаники выклиниваются и там

срезание обусловлено глинистыми сланцами. Полагают, что диапировые глинистые сланцы всей своей мощностью входят в разрез восточного купола Кейллу-Айленд (фиг. 10).

Купол Кейллу-Айленд. Соляной купол Кейллу-Айленд расположен приблизительно в 16 км западнее купола Тембалье-Бей, на западной периферии соляного комплекса. Почти посредине между ними находится антиклинальное межкупольное поднятие, которое вначале называли «площадью Кинг». В межкупольной зоне соль вскрыли скважинами на глубине не менее 4800 м. Западнее этого поднятия зафиксированы резкие углы наклона.



Ф и г. 11. Геологический разрез месторождений Тембалье-Бей и Тембалье Южное, блок 21, округ Лафурш, Луизиана.

Миоценовые песчаники, залегающие выше диапировой массы глинистых сланцев, продуктивны (см. фиг. 6). Вертикальный масштаб неискаженный.

Простирание верхних горизонтов складки широтное и пологое, однако с глубиной падение возрастает. Почти на всем протяжении вдоль гряды между куполами Кейллу-Айленд и Тембалье-Бей установлены залежи углеводородов.

На небольшой глубине соляная масса Кейллу-Айленд имеет, по существу, округлую форму. Однако с глубиной она несколько вытягивается в юго-западном направлении. Изогипсы, проведенные по вышележащим породам, обычно совпадают с очертаниями соляного купола, за исключением аномального в структуре отношения участка на западном крыле. Это осложнение, по-видимому, обусловлено глубинными подвижками соляных масс, наклон которых изменялся, что вызывало изгибание вышележащих толщ отложений к юго-востоку. Между центральной, сводовой, частью купола и данным участком зафиксирована небольшая мульда. Южное и западное крылья купола разбиты сложной системой сбросов; часть их обусловила формирование ловушек, с которыми связаны непромышленные запасы углеводородов. Отдельные залежи удалены даже на 9,6 км от свода купола, что лишний раз служит доказательством роли сбросов в аккумуляции углеводородных скоплений. На приподнятом блоке юго-западного крыла купола, разбитого сбросами нарастания с падением плоскости сместителей к северо-

востоку и к юго-западу, мощность песчаников меньше по сравнению с песчаниками, залегающими на других крыльях куполов. На разрезе по линии B — B' (фиг. 10), скважина 1022 № 1, пробуренная в юго-западной части купола, вскрыла на приподнятом блоке сокращенный разрез осадков и массивные диапировые глинистые сланцы, в то время как скважины, пробуренные на северо-восточном крыле, вскрыли мощный разрез с благоприятными пластами песчаников на глубинах порядка 6000 м. На приподнятом блоке залежи незначительны и связаны в основном с ловушками тектонически экранированного типа. Глубокая скважина 1021 № 1, пробуренная в южной части этого блока, вскрыла глинистые сланцы без песчаников и с высоким пластовым давлением на отметке 4020 м и прошла еще 1200 м далее по глинистым сланцам глубоководного генезиса. Примечательно, что всего лишь в 8 км севернее в продуктивных скважинах нефтеносные горизонты представлены песчаниками с хорошими коллекторскими свойствами, залегающими ниже 6000 м. По северной периклинали нижний предел распространения благоприятных песчаных объектов комплекса не установлен. Имеются все предпосылки к тому, что при освоении бурения скважин глубиной свыше 6,4 км можно будет открыть новые крупные залежи углеводородов, благодаря которым возрастут и суммарные запасы всего комплекса.

ДОБЫЧА И ЗАПАСЫ

На фиг. 6 приведена сводная структурная карта, составленная по кровле соляного комплекса Бей-Марчанд — Тембалье-Бей — Кейллу-Айленд. Заштрихованные участки соответствуют местоположению известных залежей углеводородов. Почти непрерывная зона скопления углеводородов протягивается вдоль всего северного крыла — от Кейллу-Айленда до Бей-Марчанда. Залежи углеводородов связаны также и с участками соляных перешейков. Всего вдоль этой структурной зоны пробурено свыше 1900 продуктивных скважин.

В табл. 1 приведены величины расчетных извлекаемых запасов по каждому месторождению соляного комплекса; здесь же дан суммарный объем

Таблица 1

Сведения о добыче и запасах нефти по месторождениям

Месторождение	Всего добыто нефти по состоянию на 1. 1. 1968 г., млн. т	Запасы нефти и конденсата по состоянию на 1. 1. 1968 г., млн. т	Добыто в 1967 г., млн. т
Кейллу-Айленд (включая прибрежные участки)	44,2	68,5	4,5
Тембалье-Бей (включая прибрежные участки)	26,3	41,1	4,5
Бей-Марчанд (включая прибрежные участки)	29,4	82,2	4,2
Всего	99,9	191,8	13,2

добытой нефти (по состоянию на 1 января 1968 г.) и уровень добычи за 1967 г. Полагают, что в результате дальнейших буровых работ суммарные извлекаемые запасы соляного комплекса сильно возрастут.

Большая часть скважин на месторождениях Кейллу-Айленд и Тембалье-Бей бурилась с каботажных барж. На месторождении Бей-Марчанд, расположенном непосредственно у береговой линии залива в Южной Луизиане, где глубина моря равна 6—15 м, большинство скважин бурилось наклонным способом с единой платформы. С каждой платформы бурилось от 4 до 25 сква-

жин-сателлитов, причем среднее отклонение забоя скважин от центра платформы достигало 750 м, а в некоторых случаях — превышало 1,6 км.

Залежи углеводородов установлены в диапазоне глубин от 360 до 6000 м. Типичным коллектором служат мелкозернистые, хорошо отсортированные, слабо сцементированные песчаники, переслаивающиеся иногда с светло-серыми до черных морскими глинистыми сланцами. Пористость колеблется в пределах от 15 до 33%, проницаемость для воздуха изменяется от 0,5 до 2430 миллидарси и плотность песчаных зерен характеризуется величинами 2,62—2,98 г/см^3. Согласно расчетам, из продуктивных пластов песчаника можно извлекать от 192 м^3/га/м до 1536 м^3/га/м нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Соляные купола Бей-Марчанд — Тембалье-Бей — Кейллу-Айленд представляют собой локальные диапиры или шипы на поверхности первичной меридионально ориентированной соляной гряды. Гряда протягивается на 44,8 км и занимает площадь более 362,6 км^2. По данным гравиразведки и бурения, эта гряда протягивается далее к востоку до куполов Гранд-Айл-16 и Гранд-Айл-18, а к западу — до купола Лейк-Пелто. Таким образом, общая протяженность гряды превышает 96 км. Детальным палеотектоническим анализом установлено, что купола всей зоны развивались периодически или стадийно. Циклический характер роста обусловил смещение во времени сводовых частей куполов, способствовал формированию локальных стратиграфических несогласий и приводил к усложненной тектонике.

В пределах соляной гряды разрывные нарушения представлены в основном сбросами гравитационного типа. Крупные сбросы растяжения конседиментационного типа оказали значительное влияние на характер осадконакопления, тектонику и нефтегазоносность района.

К северному крылу зоны почти на всем ее протяжении от Кейллу-Айленда до Бей-Марчанда приурочены залежи углеводородов. Глубоким бурением доказана высокая перспективность всей первичной соляной гряды, объединяющей рассмотренные купола.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

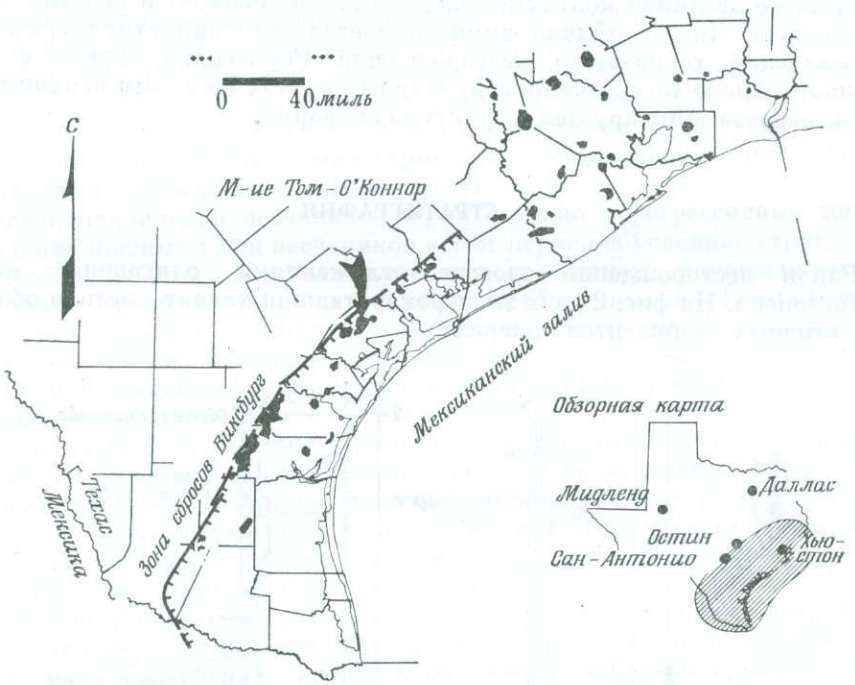
1. *Atwater G. I., Forman M., Jr.*, Nature of growth of southern Louisiana salt domes and its effect on petroleum accumulation, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **43**, 2593—2622, 1959.
2. *Ewing M., Antoine J.*, New seismic data concerning sediments and diapiric structures in Sigsbed Deep and upper continental slope, Gulf of Mexico, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **50**, 479—504, 1966.
3. *Gilreath J. A.*, Electric-log characteristics of diapiric shale, *in* J. Braunstein and G. D. O'Brien, eds., Diapirism and Diapirs, Am. Assoc. Petroleum Geologists Mem. 8, 137—144, 1968.
4. *Limes L. L., Stipe J. C.*, Occurrence of Miocene oil in South Louisiana, Gulf Coast Assoc. Geol. Socs. Trans., **9**, 77—90, 1959.
5. Oil and Gas Journal, Where are the reserves? **66**, Feb. 5, 162—163, 1968.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ТОМ-О'КОННОР, ОКРУГ РЕФЬЮДЖИО, ТЕХАС

Г. Миллс

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Том-О'Коннор, расположенное в 240 км юго-западнее Хьюстона в техасской части Галф-Коста и в 48 км от побережья Мексиканского залива, связано с третичным бассейном Примексиканской впадины (фиг. 1). Продуктивны отложения плиоцена, миоцена и олигоцена, в которых



Ф и г. 1. Гигантские месторождения провинции Галф-Кост, Техас.
Показаны месторождения, связанные с третичными осадками, содержащие свыше 13,7 млн. т нефти или 28 млрд. м³ газа.

под действием гравитационных сил вдоль зоны разрывных нарушений Виксбург сформировались складки.

Месторождение открыто в октябре 1934 г. после проведения испытания в скважине Куинтана № 1-А Томас-О'Коннор, пробуренной, как оказалось в дальнейшем, на юго-восточной окраине месторождения. Скважина была заложена по материалам гравиразведки, которой был охвачен весь район Галф-Коста. Помимо этого, при заложении скважины принимали во внимание простирание перспективной в нефтегазоносном отношении зоны, где уже были обнаружены месторождения Рефьюджио в 16 км запад-юго-западнее, Грета — в 6,4 км северо-западнее и Мак-Фаддин — в 22,4 км северо-восточнее.

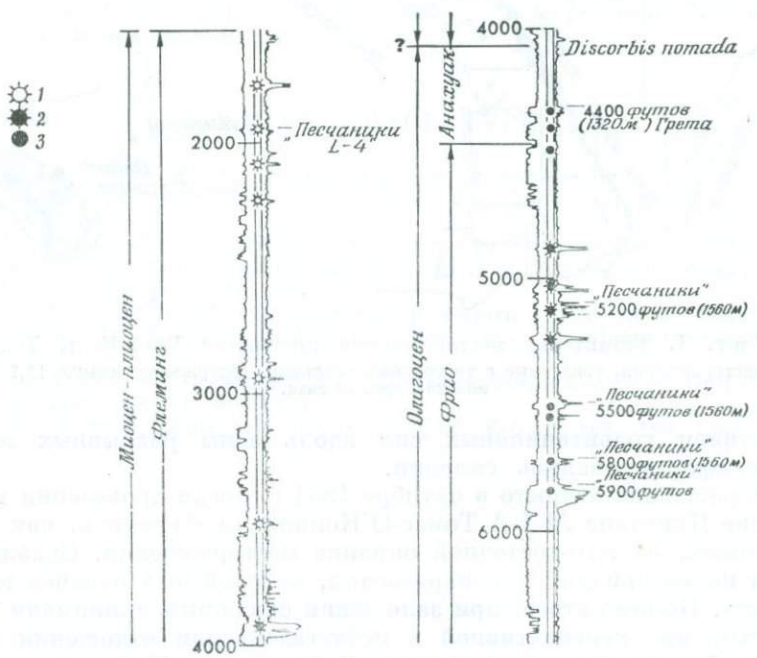
К началу 1936 г. на месторождении добыли свыше 137 000 т нефти и его тали считать гигантом. В настоящее время оно самое крупное в тренде Фрио». На антиклинальной складке шириной 4,8 км и длиной 16 км, в пределах которой площадь продуктивности составляет 60 км², было пробурено 902 скважины. Суммарные извлекаемые запасы подсчитаны в следующем объеме: для нефти 68,5 млн. т, для газа 28 млрд. м³ и для газоконденсата 2,05 млн. т. По состоянию на 1 января 1968 г. на месторождении добыто 41,2 млн. т нефти, 21,7 млрд. м³ газа и 1,5 млн. т газоконденсата.

РЕЛЬЕФ

Дневная поверхность в районе исследований представляет собой слабо расчлененную прибрежную равнину, величина наклона которой в сторону залива не превышает нескольких сантиметров на 1,6 км. В рельефе местности нет отчетливо выраженного локального поднятия, однако на геологической карте по линии контакта между глинами Бьюмонт и подстилающими «песчаниками Лисси» обычно вырисовывается широкий структурный нос, охватывающий территорию месторождений Рефьюджио, Грета и Том-О'Коннор. Кроме того, уже на структурных картах по самым верхним горизонтам разреза фиксируется структурная форма.

СТРАТИГРАФИЯ

Район месторождений сложен отложениями олигоцена, миоцена и плейстоцена. На фиг. 2 дана электрокаротажная характеристика основных продуктивных горизонтов разреза.



Ф и г. 2. Типичный разрез месторождения Том-О'Коннор.
Даны стратиграфия и продуктивные горизонты.
1 — газ; *2* — газоконденсат; *3* — нефть.

Олигоцен

Формация Виксбург. Отложения формации Виксбург, не показанные на фиг. 2,— наиболее древние породы, вскрытые скважинами на площади месторождения Том-О'Коннор. Вскрытая здесь мощность не превышает нескольких десятков метров; породы в целом характеризуются плохими коллекторскими свойствами, поскольку представлены морскими глинистыми сланцами с маломощными прослоями песчаников в кровле. Контакт осадков Виксбург с залегающей выше формацией Фрио проводится по первому появлению в разрезе *Textularia warreni.*

Формация Фрио. Отложения Виксбург согласно перекрываются отложениями формации Фрио, мощность которых в районе достигает 1050 м. Граница с вышележащей формацией Анахуак проводится на отметке 1350 м, что близко к средней части толщи массивных «песчаников Грета». Контакт приурочен к линии перехода серых «ключевых» («salt and pepper») песчаников Анахуак в песчаники с высоким содержанием розового и молочного кварца.

В разрезе в диапазоне от 1350 до 1800 м выделены 15 нефтеносных и 4 изолированных газоносных горизонтов, с которыми связано 96% всех запасов нефти и 50% запасов газа месторождения.

Почти все нефтеносные горизонты приурочены к слоям песчаников в интервале 1650—1800 м, а большая часть газоносных горизонтов — к песчаникам, залегающим немного выше или ниже отметки 1560 м. Нефть из горизонтов ниже отметки 1650 м малосернистая, светло-зеленого цвета, высококачественная, плотностью 0,8448 г/см^3.

Осадконакопление песчаников Фрио связано с регрессивным циклом; накопление мощных толщ песчаников в этот период обусловило структурную перестройку района. Доказательством регрессивного характера осадконакопления служат материалы скважин, пробуренных на Том-О'Конноре, по которым удалось воссоздать условия седиментации. Базальная часть разреза мощностью несколько десятков метров, сложенная переслаивающимися маломощными песчаниками и глинистыми сланцами центральной части неритовой зоны с фауной, обитавшей в средней части шельфа, даже вверх по разрезу постепенно переходит в массивные песчаники, мощность которых на типовой каротажной диаграмме в ее основании равна 210 м. В тонких прослоях глинистых сланцев, прослаивающих толщу массивных песчаников, микрофауны нет, но в изобилии есть устричные слои, характерные для условий обитания в заливе или лагуне. В отдельных случаях в песчаниках и глинистых сланцах встречаются прослойки лигнита. Массивные кварцевые песчаные пачки очень чистые, не загрязненные импрегнированной глиной, с высокой проницаемостью, хорошо отсортированные, легко поддающиеся уплотнению, представляют собой типичный продукт высокоэнергетической среды отмели или прибойной полосы. На отметке 1770 м к ним приурочена крупнейшая на месторождении залежь нефти (фиг. 2).

Выше 1770 м породы формации сложены в основном глинистыми сланцами, которые отлагались в лагунной обстановке. Глинистые сланцы без фауны, если не считать многочисленных устричных слоев; сланцы в основном зеленые, местами серые, а там, где они подвергались процессам окисления,— красные до коричневых. Их обычно называют «чешуйчатыми» сланцами, поскольку они хрупкие и разламываются параллельно слоистости после просушки керна. В этом интервале разреза в песчаниках и глинистых сланцах встречаются редкие прослои лигнита.

Основные залежи на месторождении связаны с горизонтами песчаников, залегающих на глубине от 1500 до 1800 м. Их мощность колеблется от 3 до 30 м; среднее значение пористости 31%; проницаемость достигает в среднем величины 1950 миллидарси, но обычно она изменяется от 500 до 2300 миллидарси. Как правило, песчаники лишены глинистого цемента,

за исключением кровли и основания, где обычен их переход во вмещающие глинистые сланцы. Эти песчаные пласты-коллекторы вытянуты в виде мощных покровов вниз по падению к юго-востоку, подобно тем массивным песчаникам, которые залегают ниже отметки 1770 м. Этот крупный водоносный пласт сыграл важную роль в процессе миграции нефти и в настоящее время благодаря энергии этого пласта на месторождении развит в основном водонапорный режим, что позволило извлечь из коллекторов до 45—75% первоначальных геологических запасов нефти.

Песчаники верхней части формации Фрио формировались в периоды более интенсивного прогибания и незначительных поднятий береговой линии, когда кратковременно господствовали условия лагуны. Там, где песчаники залегают в виде протяженных зон или изолированных пятен, их рассматривают как породы приливной дельты или конуса вымывания, приуроченные к лагуне позади барьерного острова.

Формация Анахуак. На породах Фрио залегают осадки формации Анахуак, сложенные 120-метровой толщей трансгрессивного цикла осадконакопления, представленной глинистыми сланцами средне-внешней неритовой зоны и мелководными песчаниками в кровле и основании. Кровлю формации проводят по появлению *Discorbis nomada*. На площади месторождения Том-О'Коннор в средней части формации установлены три фаунистические зоны с *Heterostegina texana*, но породы с базальной зоной *Marginulina* не отлагались так далеко вверх по региональному наклону.

Главным продуктивным горизонтом в формации Анахуак являются «песчаники Грета», залегающие на отметке 1320 м («песчаники 4400 футов»), очень рыхлые, несцементированные, алевритистые, мелкозернистые, с маломощными прослоями песчанистых известняков с остатками фауны.

Нефть, добываемая из песчаников Грета, темно-коричневая, малосернистая, высококачественная, плотностью 0,91 г/см^3, значительно тяжелее, чем нефть формации Фрио.

Миоцен-плиоцен

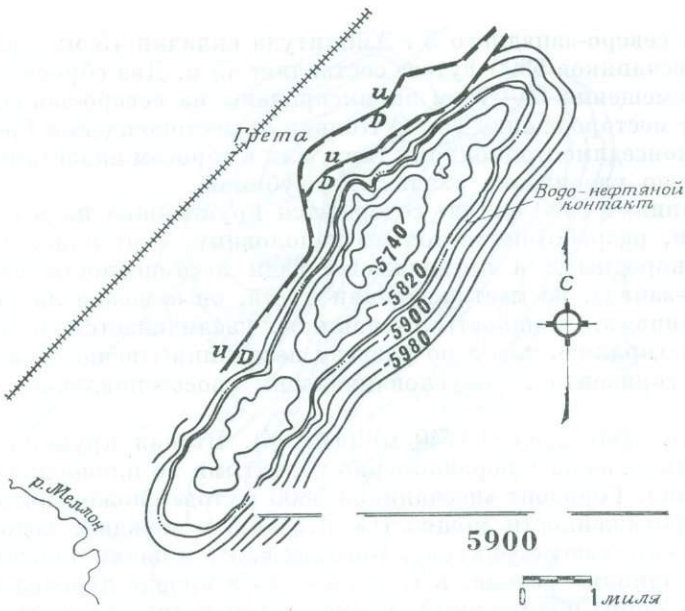
Далее вверх по разрезу залегают породы группы Флеминг, соответствующей нескольким нерасчлененным формациям. В песчаниках этой группы содержатся основные залежи газа на месторождении Том-О'Коннор. Песчаники несцементированы, мелкозернистые, обычно с тонкими прослоями проницаемых известковистых песчаников. Глинистые сланцы зеленые, местами пестрые от коричневых до красных, хрупкие и мягкие, без микрофауны, но с устричными слоями и с другими разновидностями пелеципод. Породы Флеминг соответствуют регрессивному циклу; наблюдается постепенный переход от отложений неритовой зоны к литоральной в основании и к отложениям смешанной лагунной и речной обстановки близ кровли.

Плейстоцен

Формация Лисси залегает на породах Флеминг. Разрез сложен массивными песчаниками мощностью 420 м; в песчаниках содержатся значительные запасы пресной воды, используемой для снабжения населения и для ирригационных сооружений.

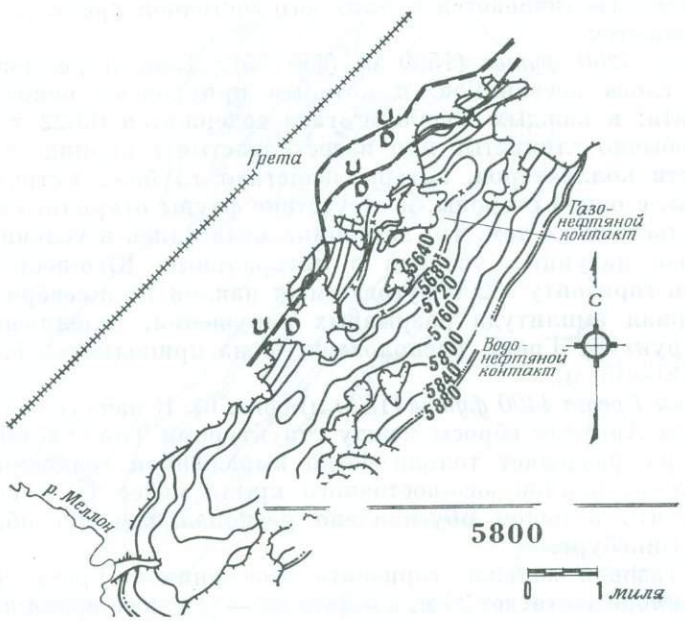
ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ОПИСАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Песчаники 5900 футов (1770 м) (фиг. 3). Структура Том-О'Коннор представляет собой вытянутую асимметричную антиклинальную складку, параллельную региональному простиранию. Угол падения юго-восточного крыла



Ф и г. 3. Структурная карта, составленная по кровле «песчаников 5900 футов» (1770 м) формации Фрио.

Амплитуда разрывных нарушений, отчленяющих месторождение Том-О'Коннор от месторождения Грета, возрастает с глубиной. Сечение изогипс через 40 футов.



Ф и г. 4. Структурная карта, составленная по кровле «песчаников 5800 футов» (1740 м) формации Фрио.

Линии и черточки — границы хаотичного распространения песчаных резервуаров формации Фрио. Сечение изогипс через 40 футов.

равен 2,5°, а северо-западного 3°. Амплитуда складки 75 м; высота залежи горизонта «песчаников 5900 футов» составляет 45 м. Два сброса с суммарной амплитудой смещения 60—75 м зафиксированы на северо-западном крыле; они отделяют месторождение Том-О'Коннор от месторождения Грета. Сбросы относятся к конседиментационному типу, или к сбросам нарастания, т. е. для них характерно увеличение размаха с глубиной.

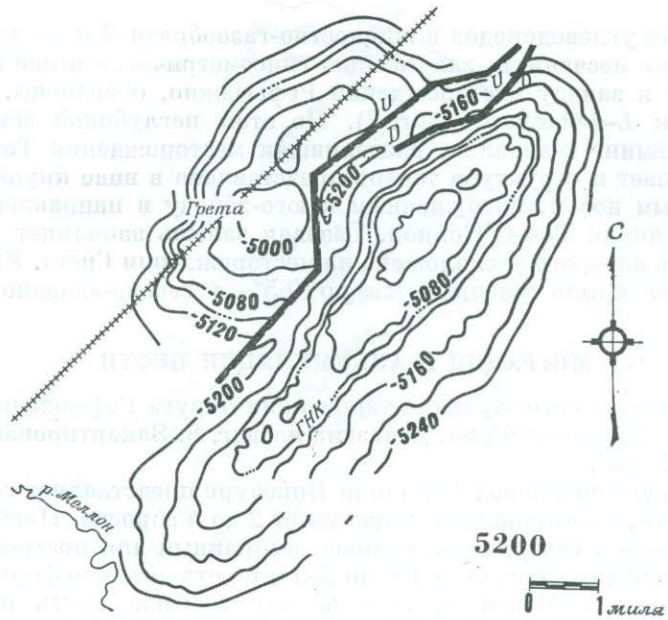
В «песчаниках 5900 футов» содержится крупнейшая на месторождении залежь нефти, разработанная только наполовину. Этот пласт сложен массивными, однородными в пределах площади нефтеносности песчаниками, но на северо-западе, на месторождении Грета, он замещен лагунными глинистыми сланцами. Мощность песчаников увеличивается к юго-востоку и как по простиранию, так и по разрезу песчаники сообщаются с крупным водоносным горизонтом, обусловливающим восстановление пластового давления.

Песчаники 5800 футов (1740 м) (фиг. 4). Вторая крупная залежь на месторождении связана с неравномерно развитыми по площади песчаниками формации Фрио. Горизонт «песчаников 5800 футов» сложен пятью пачками небольшой протяженности мощностью 1,5—4,5 м каждая, которые трансгрессивно перекрывают структуру. Контакт каждой пачки с подстилающими глинистыми сланцами резкий, в то время как в кровле переход песчаников в глинистые сланцы постепенный. Размер зерен в хорошо отсортированных песчаниках уменьшается вверх по разрезу; в основании песчаников обычно встречается лигнит, а вблизи кровли — обломки глинистого материала. Подобно «песчаникам 1770 м», для данного резервуара характерны отличные коллекторские свойства. Судя по особенностям площадного распространения песчаников и по их связи с лагунными глинами, осадконакопление происходило в условиях затопляемой приливом дельты; ниже по падению появляются признаки, свидетельствующие о смене этих условий на обстановку барьерного острова и берегового пляжа. В сторону залива мощность песчаных пачек увеличивается и близ юго-восточной границы месторождения они сливаются.

Песчаники 5200 футов (1560 м) (фиг. 5). Данный резервуар состоит из четырех слоев песчаников, к которым приурочены основные залежи газоконденсата; в каждых 28 000 м³ газа содержится 0,822 т конденсата. Песчаники обычно глинистые или известковистые с проницаемостью хуже проницаемости коллекторов, которые залегают глубже. Устричные и лигнитовые слои, с одной стороны, и отсутствие фауны открытого моря, с другой, свидетельствуют о том, что песчаники отлагались в условиях длительного перехода лагунных условий в литоральные. Юго-восточное крыло структуры по горизонту «5200 футов» имеет наклон 1°, а северо-западное — 1,8°. Суммарная амплитуда разрывных нарушений, отделяющих куполообразную структуру Грета, расположенную на приподнятом блоке, сокращается до 30—45 м.

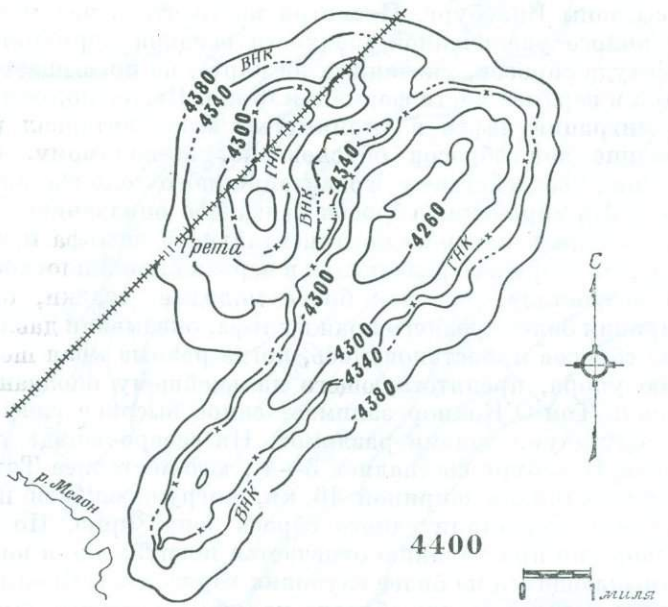
Песчаники Грета 4400 футов (1320 м) (фиг. 6). К началу осадконакопления формации Анахуак сбросы между структурами Том-О'Коннор и Грета затухают и их разделяет только четко выраженная седловина. Складка выполаживается; наклон юго-восточного крыла менее 1°, а северо-западного — 1,3°, что в целом обусловлено региональным прогибанием зоны нарушений Виксбург.

Высота газовой залежи горизонта «песчаников Грета 4400 футов» на Том-О'Конноре достигает 24 м, а нефтяной — 3 м, в то время как на месторождении Грета высота нефтяной части залежи равна 18 м. Оба месторождения имеют единый водо-нефтяной контакт, расположенный на 3 м ниже замка седловины; газо-нефтяной контакт на месторождении Том-О'Коннор соответствует замку складки. В данном случае это классический пример распределения нефти и газа, последовательно заполнявших ловушки в про-



Ф и г. 5. Структурная карта, составленная по кровле «песчаников 5200 футов» (1560 м) формации Фрио.

Показано структурное положение месторождения Грета. Чем меньше глубина, тем положе кровля структуры. Сечение изогипс через 40 футов.



Ф и г. 6. Структурная карта, составленная по кровле «песчаников Грета 4400 футов» (1320 м) формации Анахуак.

Конседиментационные сбросы в этот отрезок времени развивались слабо. Сечение изогипс через 40 футов.

цессе миграции углеводородов в жидкостно-газообразной фазе вверх по восстанию. Эти же песчаники, залегающие гипсометрически выше на расположенном далее к западу месторождении Рефьюджио, обводнены.

Песчаники L-4-Флеминг (фиг. 7). По этой неглубокой верхней части формации Флеминг седловина, разделявшая месторождения Том-О'Коннор и Грета, исчезает и структура теперь представлена в виде крупного купола со структурным носом, погруженным к юго-западу в направлении простирания антиклинали Том-О'Коннор. Газовая залежь заполняет весь купол, сводовая часть которого расположена на месторождении Грета. Угол наклона юго-восточного крыла уменьшается до 0,5°, а северо-западного — до 1°.

МИГРАЦИЯ И АККУМУЛЯЦИЯ НЕФТИ

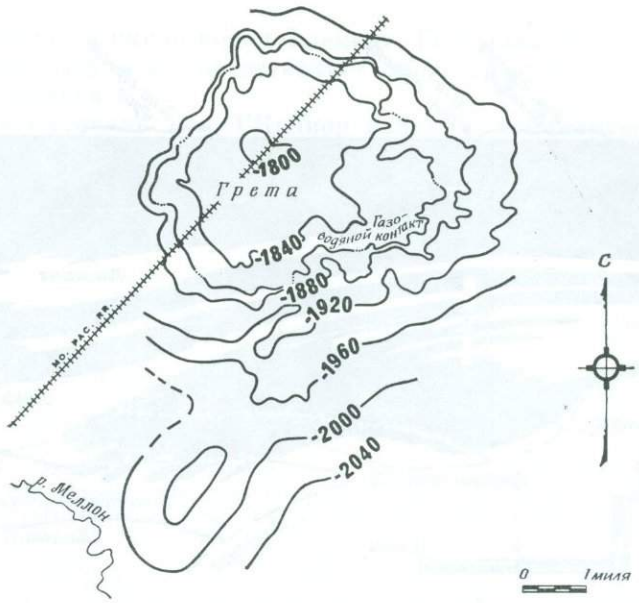
Карта современного строения территории округа Рефьюджио, построенная по кровле формации Фрио, показана на фиг. 8. Закартирована площадь, равная 1502,2 км².

Зона погружений пород формации Виксбург представляет собой полосу шириной 9,6 км, в которой трассируются от 2 до 4 сбросов. Наиболее протяженный крайний к северо-западу сброс, выбранный для построения карты, характеризуется амплитудой от 150 до 300 м по отложениям формации Фрио. По направлению к Мексиканскому заливу протяженность и амплитуда разрывных нарушений уменьшается. Здесь также все сбросы конседиментного типа, для которых характерно увеличение амплитуды с глубиной. В плане следы сбросов имеют дугообразную форму, обращенную вогнутой стороной к юго-востоку, что типично для нарушений гравитационного типа.

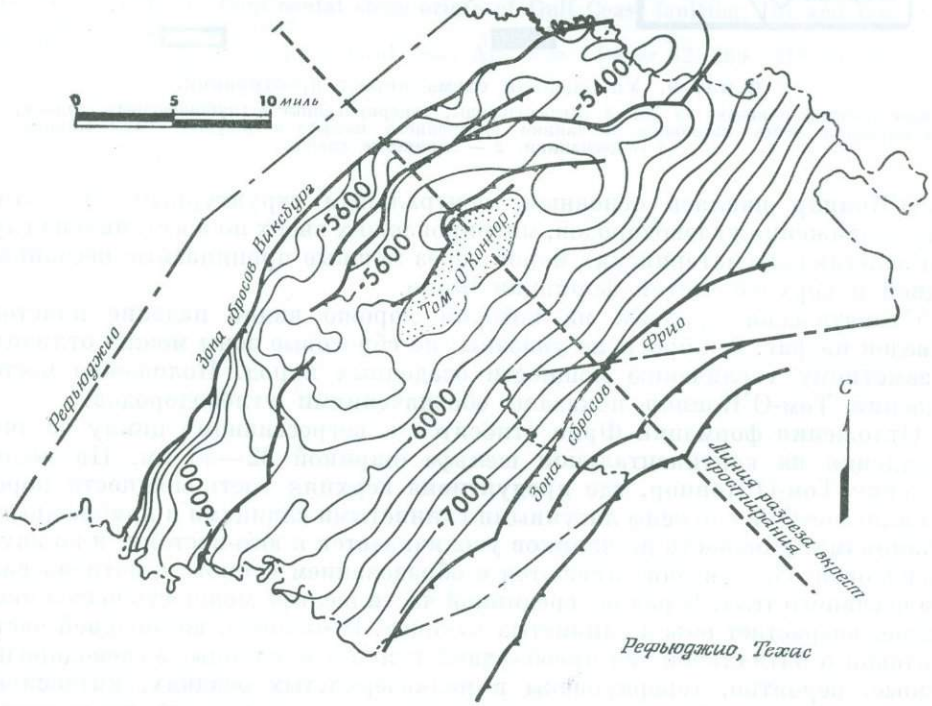
Вторая зона сбросов, зона сбросов Фрио, расположена в юго-восточной части карты (фиг. 8). Она более широкая, строение ее значительно сложнее; она состоит из большего числа сбросов, но меньшей амплитуды, чем более древние сбросы зоны Виксбург. Несмотря на то что в целом вся эта зона соответствует полосе увеличенной мощности осадков формации Фрио, тем не менее амплитуда сбросов, указанных на карте, не превышает 120 м и они не проявляются в верхней части формации Фрио. Вероятно, они не служили экраном для миграции нефти в упомянутый выше интервал разреза.

Формирование зон сбросов обусловлено, по-видимому, ступенчатым погружением под воздействием гравитационного оползания отдельных блоков. Начало формирования сбросов связано с оползанием некомпетентных глинистых осадков на краю континентального шельфа и на континентальном склоне. Этот процесс развивался в вертикальной плоскости, и интенсивность его возрастала, так как более молодые осадки, отлагавшиеся вкрест простирания более древнего края шельфа, оказывали давление сверху. Формирование сбросов приостановилось, когда размыв края шельфа привел к образованию упора, препятствующего дальнейшему оползанию.

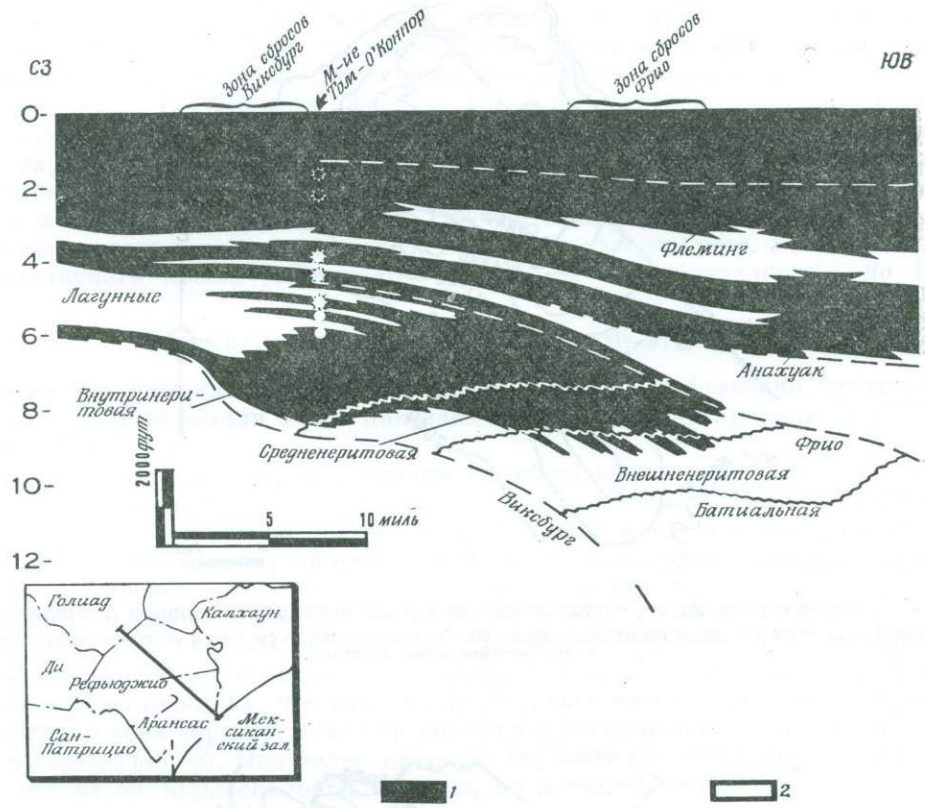
Антиклиналь Том-О'Коннор занимает самое высокое гипсометрическое положение между двумя зонами разломов. На северо-западе угол падения пород к сбросам Виксбург составляет 3—4°; юго-восточнее Том-О'Коннора фиксируется моноклиналь шириной 16 км, погружающаяся под углом 2° вплоть до первого малоамплитудного сброса зоны Фрио. По обе стороны от Том-О'Коннора по простиранию отмечается погружение в виде структурных носов, замыкающихся на более глубоких горизонтах. Своим доминирующим положением месторождение обязано наличию жесткого ядра глинистых сланцев, образовавшегося вследствие стекания глинистых масс, сползавших вдоль плоскостей сместителей сбросов, перпендикулярных простиранию. Если эти линии провести перпендикулярно дугообразному следу сброса, все они сойдутся у Том-О'Коннора; таким образом, они соответствуют путям сползания подстилающих глинистых сланцев, и на том участке, куда они все сползли, и образовалось приподнятое жесткое ядро структуры. Антиклиналь



Ф и г. 7. Структурная карта, составленная по кровле верхних песчаников *L*-4-Флеминг.
Показаны седловина и пологое погружение крыльев. Свод антиклинали смещен к месторождению Грета. Сечение изогипс через 40 футов.



Ф и г. 8. Структурная карта, составленная по кровле песчаников «5500 футов» (1650 м) формации Фрио, округ Рефьюджио.
Месторождение Том-О'Коннор занимает наиболее высокое гипсометрическое положение. Сечение изогипс через 200 футов.



Ф и г. 9. Упрощенная схема вкрест простирания.

Линия разреза показана на фиг. 8. Углеводороды, генерированные в глубоководных осадках, мигрировали через массивные песчаники внутреннего шельфа к ловушке Том-О'Коннор. *1* — песчаники; *2* — глинистые сланцы.

Том-О'Коннор явилась основным, центральным структурным элементом на пути движения углеводородов, мигрировавших вверх по восстанию из глубоко залегающих материнских пород через мощные проницаемые песчаники средней и верхней частей формации Фрио.

Схематический разрез, на котором хорошо видно падение пластов, приведен на фиг. 9. Сбросы не указаны, но сбросовые зоны можно отличить по заметному увеличению мощности осадочных пород. Положение месторождения Том-О'Коннор показано обозначениями углеводородов.

Отложения формации Фрио относятся к регрессивному циклу осадконакопления на континентальном шельфе шириной 32—40 км. На месторождении Том-О'Коннор, где продуктивна верхняя треть мощности пород формации, осадки сложены лагунными глинистыми сланцами и прибрежными песчаниками. Мощность песчаников увеличивается к юго-востоку, и во внутринеритовой области они сливаются с образованием единого, почти массивного песчаного тела. В районе срединной части шельфа мощность песчаников меньше, возрастает объем глинистых сланцев. И наконец, во внешней части неритовой и батиальной зон преобладают глинистые сланцы. Углеводороды, которые, вероятно, генерированы в мелкозернистых осадках, интенсивно отлагавшихся в глубоководных условиях, могли мигрировать через песчаники внешней зоны шельфа к ловушке Том-О'Коннор.

По-видимому, аналогичные условия для миграции углеводородов через массивные песчаники из глубоководных материнских пород существовали и для трансгрессивно налегающих отложений формации Анахуак и базальной

части регрессивного цикла пород Флеминг. Газ залежей средней — верхней части Флеминг, вероятно, представляет собой продукт генерации местных болотистых осадков.

Итак, антиклиналь Том-О'Коннор является доминирующим структурным элементом рассматриваемого района, единственной и наиболее крупной ловушкой на путях миграции углеводородов, поступавших вверх по региональному подъему на расстояние до 24 км и двигавшихся на неограниченное расстояние по простиранию по обе стороны месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

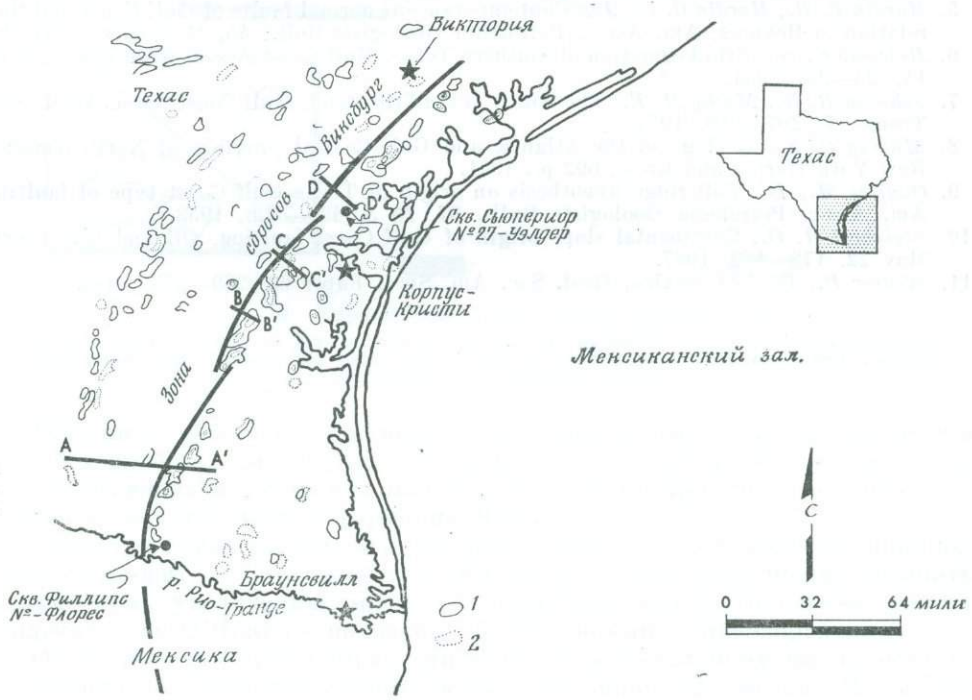
1. *Bornhauser M.*, Gulf Coast tectonics, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **42**, № 2, 339—370, 1958.
2. *Boyd D. R., Dyer B. F.*, Frio barrier bar system of south Texas, Gulf Coast Assoc. Geol. Soc. Trans., **14**, 309—322, 1964.
3. *Burke R. A.*, Summary of oil occurrence in Anahuac and Frio Formations of Texas and Louisiana, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **42**, № 12, 2935—2950, 1958.
4. *Cloos E.*, Experimental analysis of Gulf Coast fracture patterns, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **52**, № 3, 420—444, 1968.
5. *Hardin F. R., Hardin G. C., Jr.*, Contemporaneous normal faults of Gulf Coast and their relation to flexures, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **45**, № 2, 238—248, 1961.
6. *Holcomb C. W.*, Frio Formation of southern Texas, Gulf Coast Assoc. Geol. Socs. Trans., **14**, 23—33, 1964.
7. *Johnson R. B., Mathy H. E.*, The South Texas Frio trend, Gulf Coast Assoc. Geol. Socs. Trans., **7**, 207—218, 1957.
8. *Murray G. E.*, Geology of the Atlantic and Gulf Coastal province of North America, New York Harper and Bros., 692 p., 1961.
9. *Quarles M., Jr.*, Salt-ridge hypothesis on origin of Texas Gulf Coast type of faulting, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **37**, № 3, 489—508, 1953.
10. *Steinhoff R. O.*, Continental slope origin of Gulf Coast faulting, Oil and Gas Journ., May 22, 178—182, 1967.
11. *Weaver P.*, Gulf of Mexico, Geol. Soc. Am. Spec. Paper 62, 269—278, 1955.

ЗОНА РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ ВИКСБУРГ, ТЕХАС

Т. Стенли

ВВЕДЕНИЕ

Если подходить с экономической точки зрения к оценке значимости того или иного тектонического элемента, то наиболее важным в этом аспекте объектом в Северной Америке станет зона разрывных нарушений Виксбург в районе Примексиканской впадины (фиг. 1), протягивающаяся по прибрежной равнине через южную часть Техаса и северо-восточную часть Мексики. К этой зоне, в пределах которой плоскости сместителей сбросов наклонены



Ф и г. 1. Зона нарушений Виксбург, Южный Техас, и сопредельные нефтяные и газовые месторождения.

Линии разрезов $A - A'$, $B - B'$, $C - C'$ и $D - D'$ показаны на фиг. 4—7.
1 — месторождение нефти; *2* — месторождение газа.

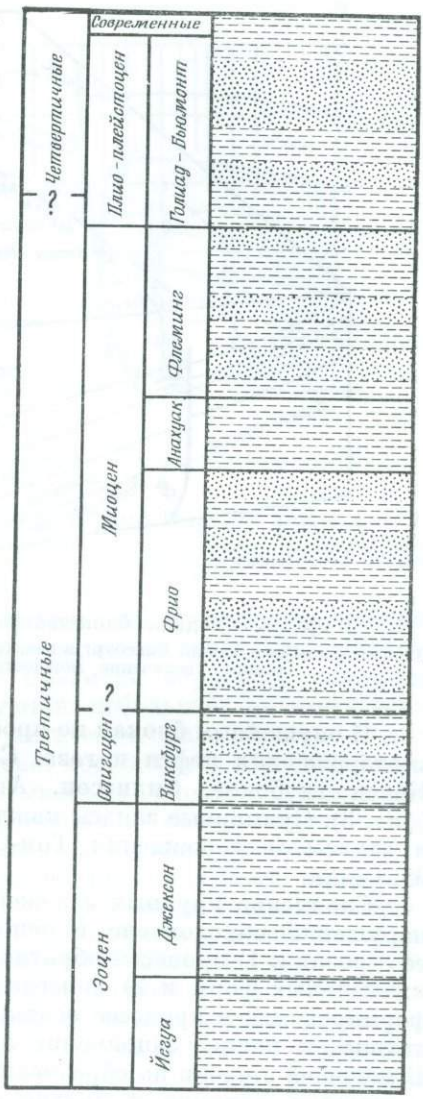
в сторону залива, приурочены залежи, связанные с ловушками в отложениях олигоцена и миоцена, содержащие свыше 411 млн. т нефти и 560 млрд. м^3 газа (фиг. 2).

В конце 30-х годов и послевоенного периода разведочные работы в провинции Галф-Кост, Техас, наиболее интенсивно велись как раз в зоне разрывных нарушений Виксбург. Несмотря на то что вот уже на протяжении более 30 лет здесь ведутся интенсивные буровые работы и получен огромный геолого-геофизический материал, механизм формирования сбросов не совсем

ясен. Производить картирование сбросов и связанных с ними структурных отложений трудно, поскольку все они погребены. Альтитуда смещения по сбросам, достигающая нескольких сотен метров по нижним горизонтам, затухает вверх по разрезу, и особенности строения нижнего структурного этажа завуалированы более молодыми осадками. Поэтому анализ строения зоны сбросов был основан на изучении каротажных диаграмм и сейсмических материалов.

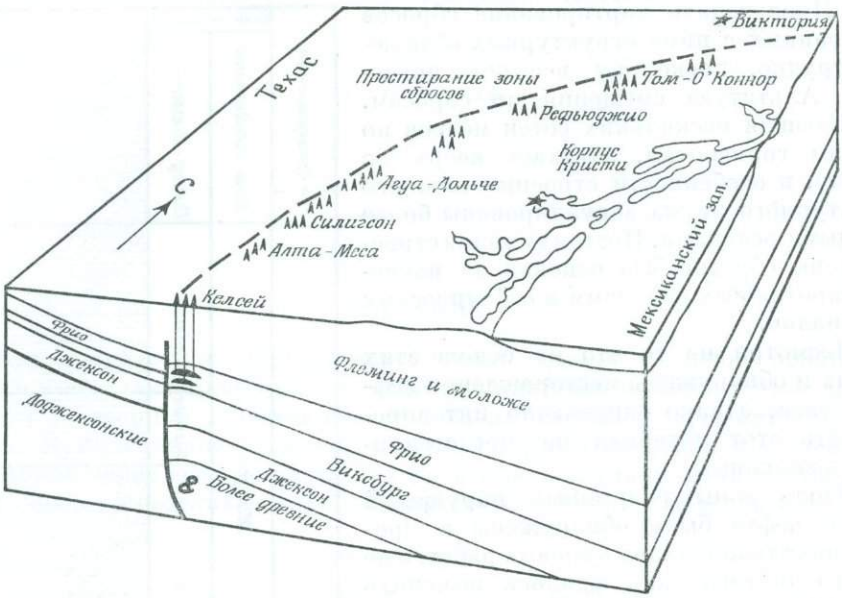
Несмотря на то что на основе этих данных и обнаружены месторождения нефти и газа, однако однозначно интерпретировать этот материал не представляется возможным.

Вдоль зоны разрывных нарушений залежи нефти были обнаружены в процессе начальной стадии буровых работ, еще задолго до того, как удалось выяснить механизм заполнения нефтью ловушки. Вначале полагали, что ловушками служат антиклинальные складки; сбросы же не были выявлены, пока бурением не обнаружили по глубоко залегающим породам крупный сброс. Основанием для такого заключения послужило изменение на коротких расстояниях мощности отдельных стратиграфических пачек. На опущенных блоках зафиксирована увеличенная мощность осадков (фиг. 3). Многие геологи это увеличение мощности связывали с наличием флексурного изгиба [2], и ряд исследователей, изучавших этот район, предложили название «флексура Виксбург» [2 и 7]. Независимо от того, с чем связано это увеличение мощности — с зоной ли разломов или с флексурой, у геологов южного Техаса долго бытовало название «флексура Виксбург», а правильное название —«зона тектонических нарушений Сэм-Фордайс-Вандербилт»— применялось редко. Однако некоторые исследователи, к числу которых относится и автор, предпочитают термин «зона разрывных нарушений Виксбург».



Ф и г. 2. Стратиграфический разрез для южной части Техаса.

При современной степени изученности максимальная амплитуда смещения по сбросам фиксируется вблизи мексиканской границы, где зафиксировано резкое увеличение мощности по другую сторону от сброса на величину, превышающую 1500 м. От этой границы рассматриваемая зона простирается далее к северо-востоку на 384 км, причем амплитудность и рельефность ее в этом направлении затухают, особенно на участках, где сбросы находятся на большом расстоянии друг от друга, и возможно даже, что они не связаны между собой. Далее к югу зона трассируется в пределах Мексики на расстоянии более 80 км. Местами зона соответствует только одному сбросу, но на других участках в пределах зоны выделяются два или более сбросов.



Фиг. 3. Сводная блок-диаграмма района Корпус-Кристи, южный Техас.
Показана зона нарушений Виксбург и связанные с ней нефтяные и газовые месторождения. Отмечается резкое увеличение мощности вкрест простирания зоны сбросов.

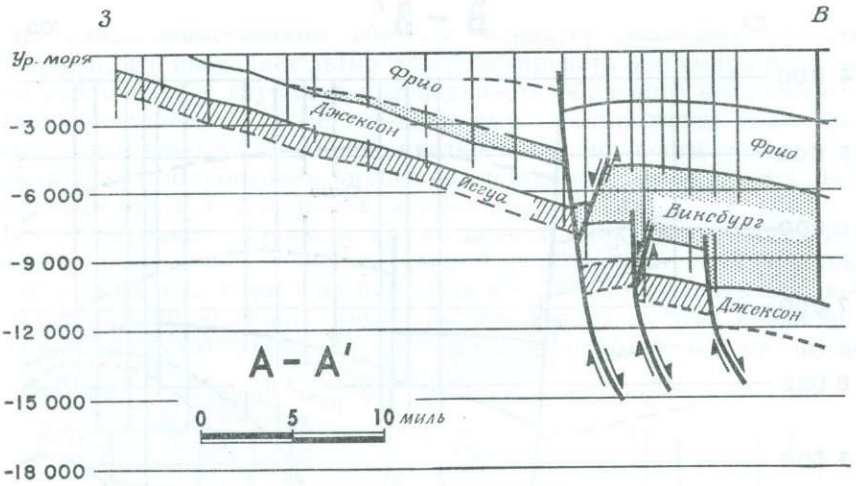
К опущенным блокам по простиранию зоны приурочены многопластовые месторождения нефти и газа. Среди них выделяются такие гиганты, как Келси глубокое, Силигсон, Агуа-Дульсе, Рефьюджио и Том-О'Коннор (фиг. 3). Суммарные запасы каждого месторождения превышают 13,7 млн. т, а запасы месторождения Том-О'Коннор оцениваются в размере свыше 68,5 млн. т.

Скопление крупных залежей углеводородов в районе зоны разрывных нарушений обусловлено в основном двумя характерными особенностями ее строения: 1) процессы обратного волочения приводили к замыканию антиклинальных форм и 2) конседиментационный характер сбросов обусловил формирование в процессе осадконакопления структурных форм, а следовательно, и раннее заполнение ловушек мигрировавшими нефтью и газом. В меньшей степени на образование таких крупных скоплений, по-видимому, оказывали влияние и другие факторы.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ

В 48 км к северу от мексиканской границы зона разрывных нарушений Виксбург состоит из трехступенчатых сбросов; между двумя смежными антитетическими сбросами зафиксирован небольшой грабен (фиг. 4). Разрез сложен терригенными обломочными породами; о конседиментационной природе образования сбросов свидетельствует увеличенная мощность разреза на опущенном блоке. Мощность одной только олигоценовой формации Виксбург возрастает с 180 до 1200 м и выше, но этот перепад мощностей гораздо меньше по сравнению с градиентом перекрывающих осадков формации Фрио и его совершенно нет у мощностей пород более молодого возраста. До настоящего времени не установлено, свойственно ли такое увеличение мощности отложений верхнеэоценовой формации Джексон.

Согласно данным бурения, самый западный сброс, показанный на фиг. 4, моложе остальных. Только по этому сбросу отмечается смещение по кровле отложений формации Фрио миоценового возраста. Породы Фрио у указан-



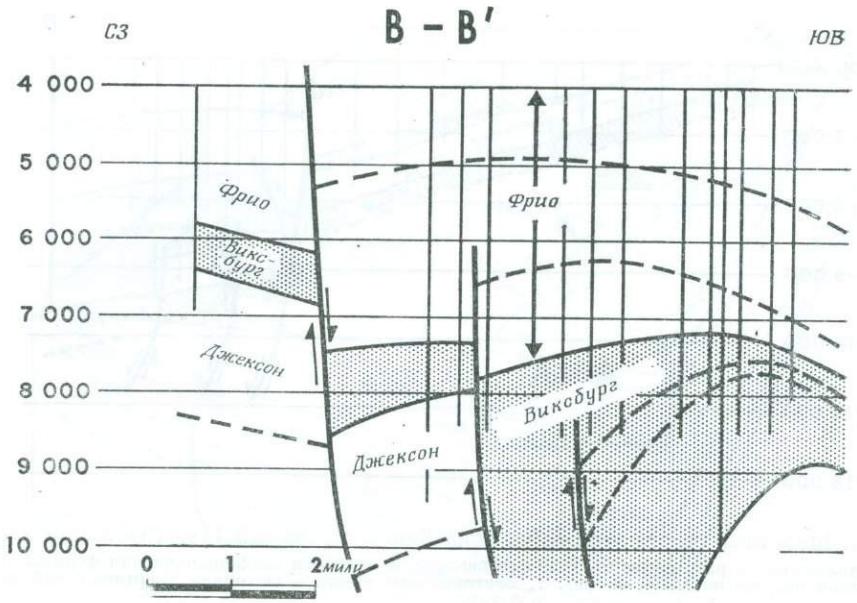
Ф и г. 4. Широтный разрез зоны нарушений Виксбург, южный Техас, по линии A — A'.
Начало движения по разрывным нарушениям связано со временем осадконакопления формации Виксбург. Линия разреза показана на фиг. 1. Вертикальные линии — скважины. Вертикальный масштаб в футах.

ного сброса образуют складку обратного волочения, а два более глубоких сброса, расположенные восточнее, на этих породах не отразились. Помимо этого, наклон плоскости сместителя или признаки обратного волочения с глубиной возрастают, а также образуются небольшие антитетические сбросы. Графическое изображение этих антитетических сбросов в виде сплошной трещины, очевидно, явно упрощено, поскольку в образцах керна, поднятого из скважин, пробуренных в описываемом районе, зафиксированы многократно повторяющиеся плоскости скольжения, по которым происходили тектонические подвижки. Скважины, показанные на фиг. 4, как и другие скважины на этом разрезе, дали промышленные притоки нефти и газа из песчаников формации Фрио на тех участках, где эти породы слагают антиклинальные складки на опущенном крыле зоны разрывных нарушений Виксбург.

Сместитель главного сброса в разрезе имеет изогнутую форму, и наклон плоскости сместителя с глубиной уменьшается. Однако в действительности элементы залегания сброса в данном районе и на других участках замерены не были, поскольку скважины закладывались с таким расчетом, чтобы миновать сброс. Скважины, подсекающие сброс, как правило, значительно удалены одна от другой и их чрезвычайно мало, что не дает необходимой информации для интерпретации формы залегания отложений в более погруженных частях тектонических блоков.

Строение древних пород более детально изучено по глубоким скважинам, заложенным далее к северу. Материалы бурения позволяют установить строение каждого из трех ступенчато погруженных блоков (фиг. 5). В каждом блоке породы изогнуты в сторону ближайшего с запада разлома, но наибольший изгиб характерен для пород формации Джексон в самом восточном блоке. Верхняя часть пород Виксбург смещением по этому сбросу не затронута, но мощность их возрастает и смещение фиксируется по отношению к центральному сбросу. Смещению по центральному сбросу подверглись и более молодые осадки, но уже в низах формации Фрио сброс затухает. Верхняя часть пород Фрио смещена по сбросу, крайнему с запада. Такое постепенное изменение величины изгиба пород к западу или вверх по восстанию привело к образованию асимметричной антиклинальной структуры, сводовая часть которой смещается к западу.

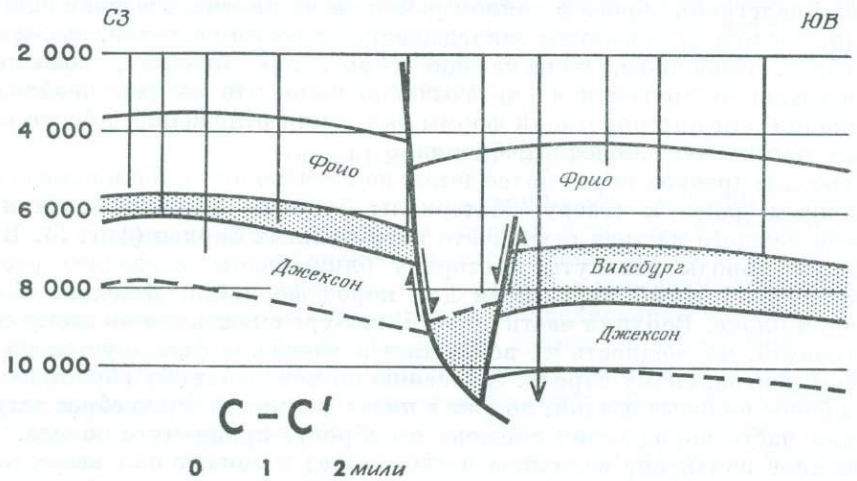
Снижение интенсивности обратного волочения вверх по разрезу обусловлено конседиментационной природой сбросов и связано с уменьшением



Ф и г. 5. Разрез зоны нарушений Виксбург, южный Техас, по линии $B - B'$.
Отмечается асимметричность опущенного блока. Линия разреза показана на фиг. 1. Вертикальные линии — скважины. Вертикальный масштаб в футах.

активности сбросов во времени. Полагают, что время образования сбросов рассматриваемого района датируется как последжексонское. Так, кровля формации Джексон в самом восточном блоке настолько изогнута к западу, что не пересечена ни одним из трех разломов зоны. Напротив, пологий изгиб залегающих на меньших глубинах пород формации Фрио обусловлен только смещением по самому западному сбросу, происшедшим после отложения пород верхней части Фрио.

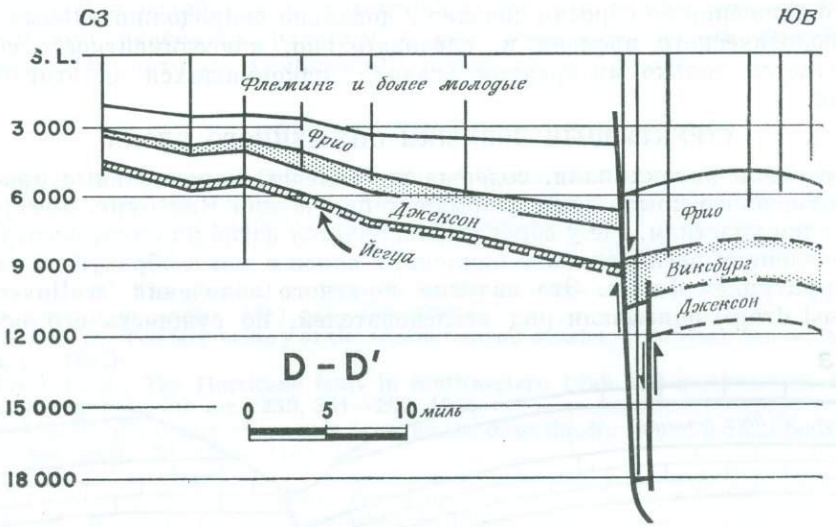
В целом амплитуда смещения по сбросам в пределах зоны уменьшается к северу. Семикратному увеличению мощности формации Виксбург на фиг. 4 соответствует лишь удвоенная мощность того же интервала разреза на фиг. 6. К тому же зона сбросов Виксбург на фиг. 6, по-видимому, пред-



Ф и г. 6. Разрез зоны нарушений Виксбург, южный Техас, по линии $C - C'$.
Линия разреза показана на фиг. 1. Вертикальные линии — скважины. Вертикальный масштаб в футах.

ставлена одним-единственным сбросом, характер движения по которому менее сложен, что позволяет легко интерпретировать особенности тектоники. Налицо увеличение с глубиной интенсивности обратного волочения. Показанный антитетический сброс, по-видимому, соответствует зоне сложных сбросов. Доказательств наличия увеличенной мощности в приподнятом блоке или в дислоцированном опущенном блоке нет. По-видимому, тектонические движения в целом имели отрицательный знак.

Многие глубокие скважины на опущенном блоке зоны достигли пород Джексон, и отдельные отложения данной формации полностью пройдены, но лишь в одной или в двух из них были вскрыты такие мощности, которые характерны для сброшенного крыла разлома. Одна из этих скважин показана на фиг. 6 (со стрелкой). В этой скважине, пробуренной на опущенном



Ф и г. 7. Разрез зоны разломов Виксбург, южный Техас, по линии $D - D'$.
Линия разреза показана на фиг. 1. На опущенном крыле пробурена глубокая скважина Сьюпериор № 7-Уэлдер. Вертикальные линии — скважины. Вертикальный масштаб в футах.

блоке, мощность формации Джексон не увеличена; накопление осадков этой формации происходило, очевидно, до образования сбросов. На других участках мощность Джексон аномально невелика, что обусловлено неполнотой разреза к моменту формирования сбросов. Такая интерпретация дана на фиг. 4. С другой стороны, установлены и разрезы формации Джексон аномально большой мощности. Так, например, расположенная в округе Сан-Патрицио скважина Сьюпериор № 27-Уэлдер (фиг. 1 и 7) вскрыла толщу глинистых сланцев формации Джексон мощностью почти 2100 м на участке, где предполагали мощность, равную всего лишь 540 м. На фиг. 7 можно видеть, что увеличение мощности формации Джексон обусловлено движением по сбросу в процессе осадконакопления. В пользу такой интерпретации свидетельствует наличие подобных условий в районе долины Рио-Гранде, где в скважине Филлипс № 1 — Флорес (фиг. 1) вскрытая мощность данной формации превышает 1560 м.

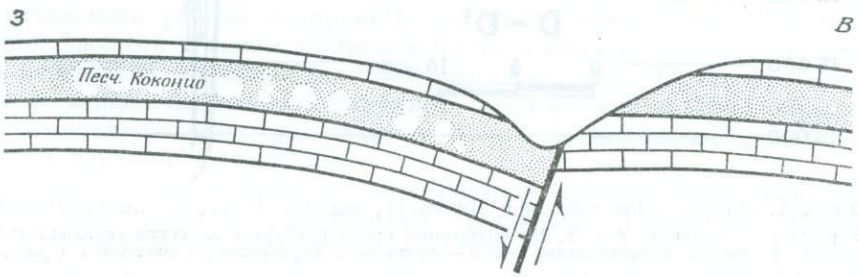
Таким образом, на различных участках территории образование сбросов не было одновременным, но вывод этот предварительный. Для окончательного решения необходимо пробурить дополнительные скважины, причем следует обратить внимание на то, что мощность формации Джексон — ненадежный фактор, поскольку глинистые сланцы в районе Галф-Коста пластичные. На отдельных участках глинистые сланцы образуют типичные купола, а иногда и прорывают вышележащие молодые осадки.

ДВИЖЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ СЕДИМЕНТАЦИИ

В результате изучения отложений в зоне нарушений Виксбург установлено, что осадки на опущенном и приподнятом крыльях по литологии не отличаются друг от друга. Вероятно, седиментация была одновременной с подвижками по сбросам, потому что нет никаких фациальных различий, которые бы свидетельствовали о существовании в рельефе дна в начале седиментации сбросового уступа. И действительно, условия осадконакопления в связи с формированием дизъюнктивных нарушений особенно не изменялись. Итак, в результате анализа изменения мощностей и условий седиментации вдоль рассматриваемой зоны можно сделать вывод, что в процессе осадконакопления оба крыла сброса испытывали движения отрицательного знака, но при этом сброшенное крыло погружалось более интенсивно. Однако движение по сбросам связано с довольно непродолжительным отрезком геологического времени и, следовательно, конседиментность сбросов определяется только интервалом осадков, накопившихся за этот отрезок времени.

СТРУКТУРНЫЕ ЛОВУШКИ ОПУЩЕННОГО БЛОКА

Купола и антиклинали, содержащие залежи, параллельные простиранию опущенного крыла зоны разрывных нарушений Виксбург, приурочены лишь к тем участкам, где у сбросов фиксируется изгиб пластов, несогласный с направлением регионального наклона, в связи с чем и образуется замкнутая структурная форма. Это явление обратного волочения («rollover» или «reversed drug») описывали ряд исследователей, но сущность его остается



Ф и г. 8. Явление обратного волочения (reversed drug) в породах пенсильванского и пермского возраста плато Колорадо.

Широтный разрез сброса Вест-Кайбоб севернее Гранд-Каньона (срисовано с фотографии автором).

не вполне ясной. Полевые данные, полученные на какой-нибудь площади, часто не совпадают с данными, полученными по другим районам, вследствие чего возрастает и число гипотез, которыми пытаются объяснить этот процесс.

Одним из характерных примеров процесса обратного волочения считают плато Колорадо, где складки приурочены к послеседиментационнным сбросам и где их можно изучить в обнажениях (фиг. 8). Впервые их описал Пуэлл [11, стр. 184] после своего путешествия по реке Колорадо. Он отмечал, что в Большом каньоне пласты смещены по сбросам и обычно «подвернуты». В 1882 г. Даттон [3, стр. 127, 132; 4, стр. 113—115, 162, 186] подтвердил это наблюдение и указал, что пласты имеют «обратный изгиб». Позднее Нобл [10, стр. 76] установил, что некоторые пласты «изгибаются вторично». После исследований, проведенных в том же районе, Гарднер [5] и Страхлер [14] назвали это явление «обратным волочением».

Несмотря на то что ряд исследователей плато Колорадо считали складку, о которой идет речь, реликтом моноклинали, Гарднер [5] утверждал, что ее формирование связано с гравитационным оползанием пород; к такому же заключению пришел и Гемблин [6], объяснивший это явление дифференци-

рованным движением по сбросу, наклон плоскости сместителя которого с глубиной уменьшается; свои выводы он обосновал результатами полевых наблюдений.

В других районах обратное волочение рассматривали как результат сложных перемещений по сбросам [9 и 13], включающих смену знака движений, своеобразную форму проявления пластических деформаций [1] или слабое выражение в вышележащих породах форм соляной тектоники [12].

Дифференцированные подвижки по сбросам в зоне Виксбург можно объяснить лишь теорией гравитационного оползания, поскольку перепад мощностей осадков связан с нисходящими движениями, наиболее резко проявляющимися на опущенном блоке разрывного нарушения. Помимо этого, зона максимального прогибания характеризуется здесь наличием антитетических сбросов и грабенов, и, судя по всем признакам, она представляет собой ослабленную в тектоническом отношении зону, в которой впоследствии развились разломы с пологими плоскостями сместителей, подобные тем, которые Гемблин [6] наблюдал в Аризоне.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Brucks E. W.*, Luling oil field, Caldwell and Guadalupe Counties, Texas, *in* Structure of typical American oil fields, **1**, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 256—281, 1929.
2. *Colle J., et al.*, Sedimentary volumes in Gulf coastal plain of United States and Mexico, Pt. IV, Volume of Mesozoic and Cenozoic sediments in western Gulf coastal plain of United States, Geol. Soc. Am. Bull., **63**, 1193—1200, 1952.
3. *Dutton C. E.*, The physical geology of the Grand Canyon district, U.S. Geol. Survey 2nd Ann. Rept., 1880—1881, 47—166, 1882a.
4. *Dutton C. E.*, Tertiary history of the Grand Canyon district, U.S. Geol. Survey Mono. 2, 264 p., 1882b.
5. *Gardner L. S.*, The Hurricane fault in southwestern Utah and northwestern Arizona, Am. Journ. Sci., 5th ser., **239**, 241—260, 1941.
6. *Hamblin W. K.*, Origin of «reverse drag» on the downthrown side of normal faults, Geol. Soc. Am. Bull., **76**, 1145—1164, 1965.
7. *Hardin F. R., Hardin G. C., Jr.*, Contemporaneous normal faults of Gult Coast and their relation to flexures, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **45**, 238—248, 1961.
8. *Honea J. W.*, Sam Fordyce-Vanderbilt fault system of southwest Texas, Gulf Coast Assoc. Geol. Socs. Trans., **6**, 51—55, 1956.
9. *Mears B., Jr.*, «Reversed drag» on high angle faults in Oak Creek Canyon, Arizona, Geol. Soc. Am. Bull., **62**, 1539—1540, 1951.
10. *Noble L. F.*, The Shinumo quadrangle, Grand Canyon district, Arizona, U.S. Geol. Survey Bull. 549, 1914.
11. *Powell J. W.*, Exploration of the Colorado River of the West, Washington, D.C., U.S. Govt. Printing Office, 291 p., 1875.
12. *Quarles M., Jr.*, Salt-ridge hypothesis on origin of Texas Gult Coast type of faulting, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **37**, 489—508, 1953.
13. *Sears J. D.*, Geology and coal resources of the Gallup-Zuni basin, New Mexico, U.S. Geol. Survey Bull. 767, 52 p., 1925.
14. *Strahler A. N.*, Geomorphology and structure of the West Kaibab fault zone and Kaibab Plateau, Geol. Soc. Am. Bull., **59**, 513—540, 1948.

ЗОНА НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ЗОЛОТОГО ПОЯСА, МЕКСИКА

Ф. Винигра О., К. Кастильо-Теджеро

ИСТОРИЯ РАЗВЕДКИ

Поиски нефти в Мексике начались в 1889 г., когда близ нефтепроявлений Сьерра-де-Фурберо, штат Веракрус, была пробурена скважина глубиной 8,5 м, из которой получили небольшое количество нефти.

Впервые значительные успехи были достигнуты в начале этого столетия при изучении районов Эбано-Пануко, расположенного западнее Тампико, и перешейка Теуантепе — южнее города Мехико. В районе Эбано-Пануко в 1904 г. из скважины Ла-Пас № 1 была получена нефть. Дебит скважины составил 205,5 т/сутки. Эта скважина считается скважиной-первооткрывательницей нефти в Мексике. Впоследствии работы развернулись севернее указанных районов, в направлении к штату Веракрус, в районе, который позднее был назван Золотым поясом (Голден-Лейн).

В мае 1908 г. здесь скважиной Сан-Диего-де-ла-Мар № 1 было открыто месторождение нефти. Дебит скважины составил 342,5 т/сутки. С открытием нефти было окончательно доказано важное значение района Золотого пояса с точки зрения перспектив его нефтегазоносности.

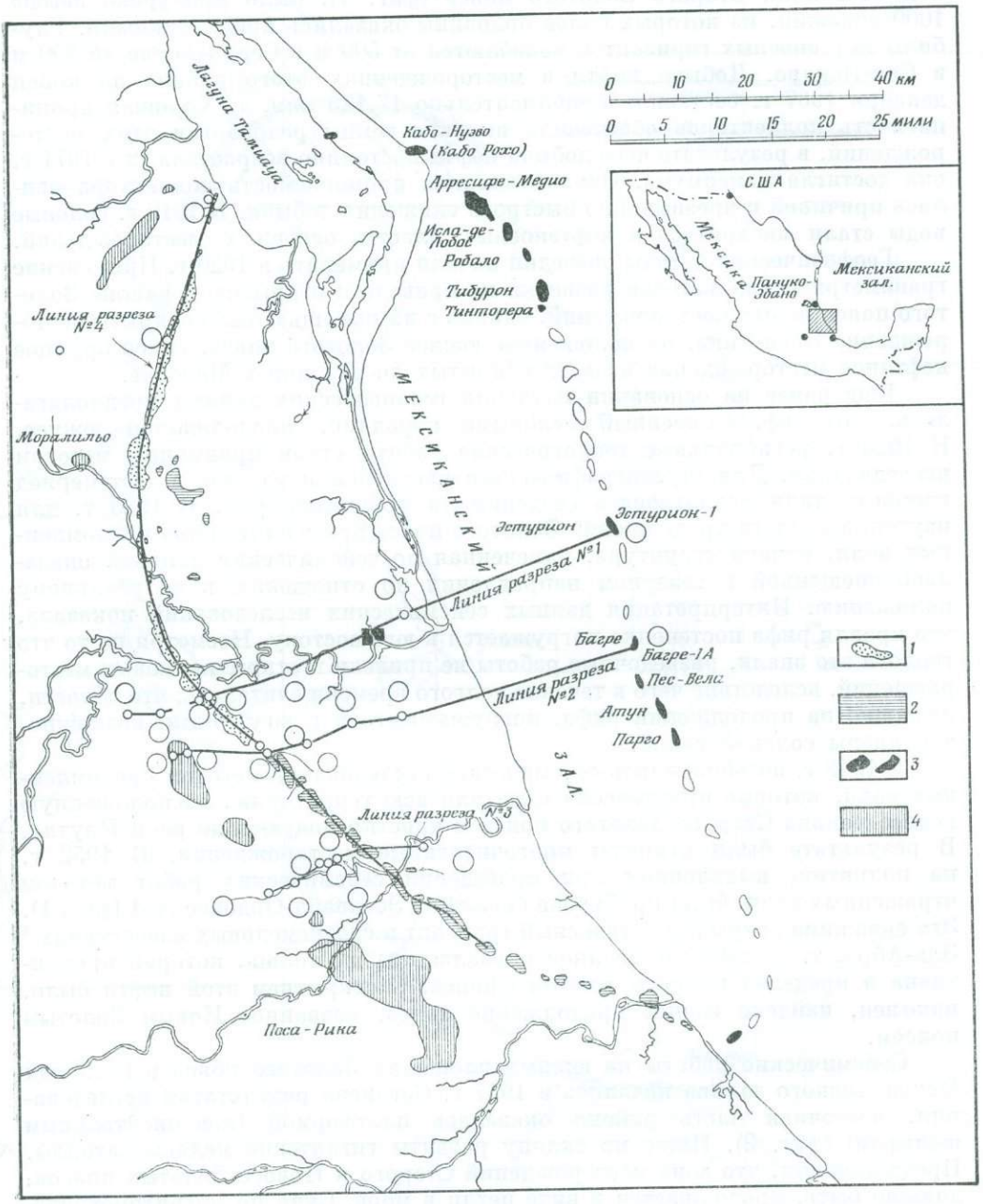
Золотой пояс, расположенный в штате Веракрус, приурочен к территории, вытянутой вдоль побережья Мексиканского залива, северо-восточнее прибрежной равнины восточной части Мексики (фиг. 1). Зона Золотого пояса представлена серией расположенных одно за другим месторождений, которые образуют дугу, вогнутая часть которой обращена на восток. Протяженность этой дуги составляет приблизительно 180 км, а средняя ширина каждого месторождения — около 2 км. Ширина месторождений меняется от 300 до 2700 м.

Этот район привлек внимание с самого начала развития разведочных работ в связи с имеющимися здесь многочисленными нефтепроявлениями. Особый интерес эта территория приобрела со времени получения нефти в районе Эбано-Пануко.

В течение раннего периода разведки здесь был пробурен ряд скважин (Диего-де-ла-Мар № 3, Хуан-Касьяно № 6, Потреро-дель-Льяно № 4), из которых были получены большие притоки нефти. Например, суточная добыча скважины Потреро-дель-Льяно составляла 13 700 т нефти в сутки, а суммарная добыча достигла 13 млн. т, что считается мировым рекордом суммарной добычи для одной скважины.

В течение последующего периода разведки, связанного с геологическим картированием территории, несмотря на ряд выявленных поверхностных структур, основой для заложения скважин служило наличие нефтепроявлений, которые протягивались в полосе, расположенной выше пояса выявленных к настоящему времени месторождений. Такой принцип ведения буровых работ привел к открытию новых месторождений.

В марте 1916 г. было закончено бурение скважины Серро-Асуль № 4 (фиг. 1 и 5), ежесуточный дебит нефти которой составил 35 620 т. Столь высокая продуктивность этой скважины, а также тех, которые были пробурены раньше, привлекли внимание всего мира к развитию мексиканской нефтяной промышленности.



Ф и г. 1. Схема расположения нефтяных месторождений Золотого пояса в юго-восточной части Мексики.

Показаны линии разрезов, воспроизведенные на фиг. 5—7.
Отдельные скважины (*A* — *V*) использованы при построении разрезов.
1 — месторождения Старого Золотого пояса; *2* — месторождения Нового Золотого пояса; *3* — месторождения Морского Золотого пояса; *4* — месторождения, приуроченные к известнякам Тамабра.

В пределах рассматриваемого продуктивного пояса, известного сейчас под названием Старого Золотого пояса (фиг. 1), было пробурено свыше 1000 скважин, из которых более половины оказались продуктивными. Глубины нефтеносных горизонтов колеблются от 500 м в Серро-Асуле до 800 м в Сан-Исидро. Добыча нефти в месторождениях этого района на конец декабря 1967 г. составила приблизительно 17,125 млн. т. Хорошая проницаемость коллекторов обеспечила высокие темпы разработки этих месторождений, в результате чего добыча нефти постоянно возрастала, и в 1971 г. она достигла максимума. Однако высокая проницаемость коллектора явилась причиной и чрезвычайно быстрого снижения добычи. В 1919 г. соленые воды стали внедряться в нефтеносные пласты основных месторождений.

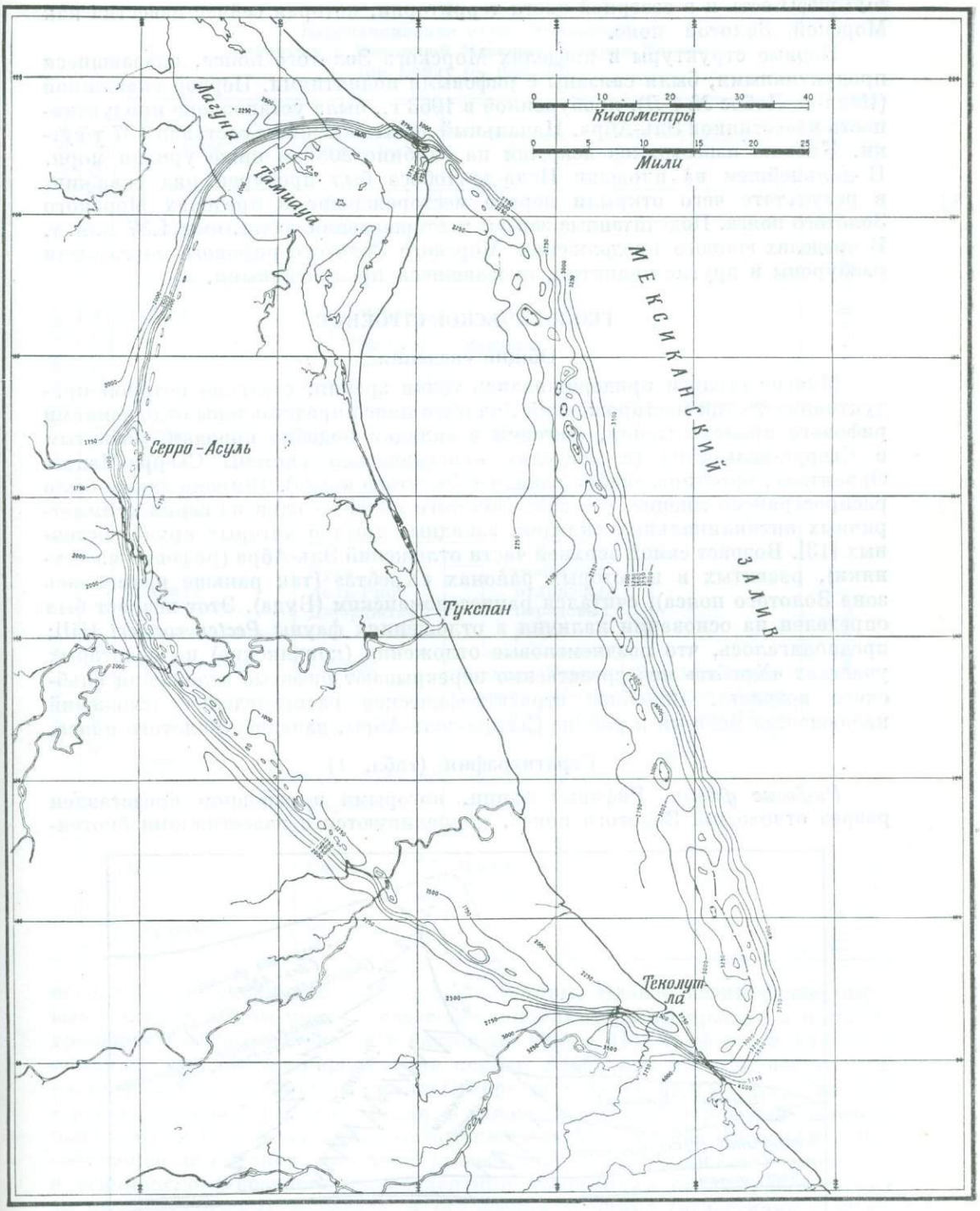
Геофизические методы разведки начали применять в 1920 г. Применение гравиметрических методов разведки не привело к открытию в районе Золотого пояса новых месторождений, однако с их помощью было открыто месторождение Поса-Рика, расположенное южнее Золотого пояса, самое крупное нефтяное месторождение из всех открытых до сих пор в Мексике.

Еще ранее на основании изучения геологических данных предполагалось, что риф, сложенный меловыми породами, продолжается южнее. К 1923 г. региональные геологические работы стали привычным методом исследования. Для стратиграфического расчленения разреза в этот период впервые стали использовать сведения по фораминиферам. В 1930 г. для изучения южного продолжения Золотого пояса применили метод преломленных волн, однако структура, намеченная по сейсмическим данным, оказалась смещенной в северном направлении по отношению к ее реальному положению. Интерпретация данных сейсмических исследований показала, что кровля рифа постепенно погружается к юго-востоку. Несмотря на то что геологи это знали, разведочные работы не привели к открытию новых месторождений, вследствие чего в течение долгого времени считалось, что области, лежащие на продолжении рифа, погружающегося к югу, были, возможно, заполнены соленой водой.

С 1948 г. возобновились сейсмические исследования методом преломленных волн, которые практически охватили всю территорию, расположенную южнее района Старого Золотого пояса и простирающуюся до реки Наутла. В результате были открыты многочисленные месторождения. В 1952 г. на поднятии, выявленном при проведении сейсмических работ методом отраженных волн, была пробурена скважина Эсеквайл-Ордонес № 1 (фиг. 1). Эта скважина вскрыла нефтеносный горизонт в среднемеловых известняках [1] Эль-Абра, т. е. нефтенасыщенной оказалась та же толща, которая продуктивна в пределах Старого Золотого пояса. С открытием этой нефти было, наконец, найдено южное продолжение пояса, названное Новым Золотым поясом.

Сейсмические работы на южных площадях Золотого пояса в пределах Мексиканского залива начались в 1957 г. Согласно результатам исследования, восточная часть района оказалась платформой (континентальным шельфом) (фиг. 2). Ниже по склону развиты гигантские меловые атоллы. Предположили, что зона месторождений Старого и Нового Золотых поясов, должно быть, продолжается в виде петли в море. Судя по магнитометрическим данным, структуры в пределах моря образуют вытянутую линию. Магнитной съемкой установлено также, что эти поднятия по существу представляют собой продолжение Золотого пояса: они протягиваются от района Нового Золотого пояса, расположенного на юге в виде выгнутой дуги, которая на севере соединяется со Старым Золотым поясом. Впервые бурение в пределах морского продолжения рифового пояса началось в 1963 г. (скважина Исла-де-Лобос № 1-*В*, фиг. 1). Вскоре подтвердилось, что среднемело-

[1] В Мексике меловая система подразделяется на три отдела.— *Прим. перев.*



Ф и г. 2. Структурная карта, составленная по кровле среднемеловых известняков Эль-Абра.
Сечение изогипс через 250 м.

вые рифы есть и в северной части территории, которая сейчас известна как Морской Золотой пояс.

Первые структуры в пределах Морского Золотого пояса, оказавшиеся продуктивными, были связаны с рифовыми поднятиями. Первой скважиной (Исла-де-Лобос № 1-*В*), пробуренной в 1963 г., была установлена продуктивность известняков Эль-Абра. Начальный дебит скважины составил 137 т/сутки. Кровлю известняков вскрыли на глубине 2087 м ниже уровня моря. В дальнейшем на площади Исла-де-Лобоса был пробурен ряд скважин, в результате чего открыли первое месторождение в пределах Морского Золотого пояса. Подсчитанные запасы месторождения составляют 1,37 млн. т. В пределах южного продолжения Морского Золотого рифового пояса были разбурены и другие поднятия, оказавшиеся продуктивными.

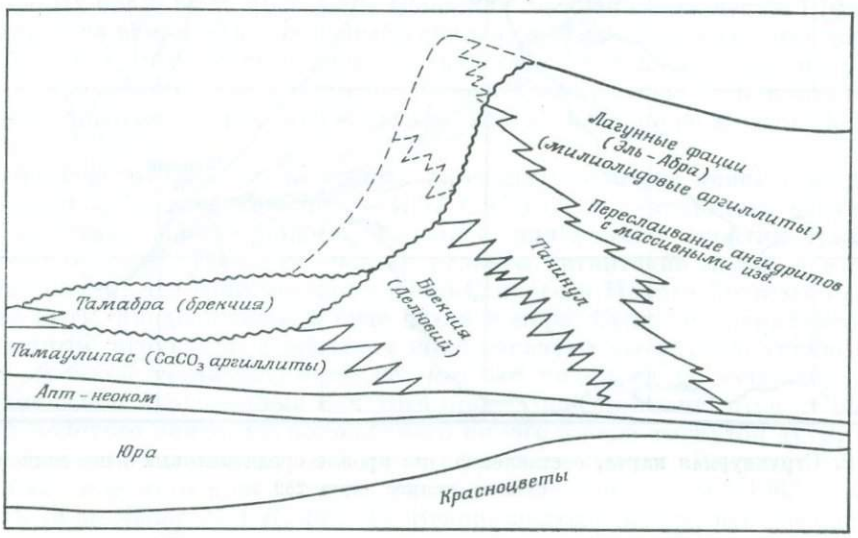
ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

Общие сведения

Многие геологи придерживались точки зрения, согласно которой продуктивные толщи месторождений Золотого пояса представлены отложениями рифового происхождения, смятыми в складки подобно породам, развитым в Сьерра-дель-Абра (в пределах орогенической системы Сьерра-Мадре-Ориенталь, простирающейся западнее Золотого пояса). Широко также было распространено мнение, что зона Золотого пояса — одна из серий асимметричных антиклинальных складок, западные крылья которых круче восточных [13]. Возраст самой верхней части отложений Эль-Абра (рифовые известняки), развитых в некоторых районах «Хребта» (так раньше называлась зона Золотого пояса), считался раннесеноманским (Буда). Этот возраст был определен на основании наличия в отложениях фауны *Pecten roemeri* Hill; предполагалось, что позднемеловые отложения (коньякские) на некоторых участках «Хребта» непосредственно перекрывают рифовые отложения альбского возраста. Подобное стратиграфическое распределение отложений наблюдается местами в районе Сьерра-дель-Абры, западнее Золотого пояса.

Стратиграфия (табл. 1)

Рифовые фации. Рифовые фации, которыми в основном представлен разрез отложений Золотого пояса, коррелируются с известняками биоген-



Ф и г. 3. Схематический разрез рифа Золотого пояса, на котором показан характер фациальных изменений.

Таблица 1

Корреляционная схема отложений, развитых в Восточной Мексике и южном Техасе (по Бойду [5, фиг. 3])

Система	Серия	Ярус	Формация (южный Техас)	Формация (Тампико — Тукспан) Мексика	Деление, принятое в Мексике
Верхний мел	Галфайнская	Навarро	Эскондидо Олнос	?	Верхний мел
		Тейлор	Сан-Мигель Анакачи Апсон	Мендес	
		Остин	Остин	Сан-Фелипе	
		Вудбайн Тускалуса	Иглфорд	Агуа-Нуэва	
Нижний мел	Комаичская	Уошито	Буда Дель-Рио Джорджтаун	Тамабрские отложения передовых рифов	Средний мел
		Фредриксберг	Эдвардс	Верхняя Тамаулипас (батиальные морские осадки)	Эль-Абра (отложения зарифовой области и лагунные фации)
		Тринити	Глен-Роз		
			Пирсол	Отейтс	
		Нуэва-Леон	Слиго	Нижняя Тамаулипас	? Нижний мел
		Дуранго	Хосстон		

ного происхождения района Сьерра-дель-Абры. Идея о взаимосвязи рифовых фаций Золотого пояса с известняками Эль-Абра выдержала испытания временем и остается в силе и в настоящее время. Под «рифовыми фациями» понимают все рифово-карбонатные породы альбского и сеноманского возраста, развитые не только в районе Сьерра-дель-Абры, но и на юге, а именно в районе Сьерра-Мадре-Ориенталя, а также на востоке в пределах Золотого пояса. Муир [13] подразделял отложения Эль-Абра на две части (фиг. 3)— собственно отложения Эль-Абра (известняки с миллиолидами) альбского и сеноманского возраста, эквивалентные отложениям от джорджтаунских до нижнеэдвардских в Техасе, и отложения Танинул (известняки с рудистами), которые, по крайней мере частично, имеют альбский возраст (эквивалентны известнякам Буда сеноманского возраста и, вероятно, части формации Джорджтаун альбского возраста в Техасе). Танинулские фации представлены известняками, для которых типична массивная слоистость, цвет от кремовато-белого до серого, субфарфоровидная структура и обилие

ископаемых остатков, таких, как *Taucasia* cf. T. *texana* (Roemer), *Pecten* sp., *Caprinula* sp., гастроподы, пелециподы, кораллы и многие другие формы.

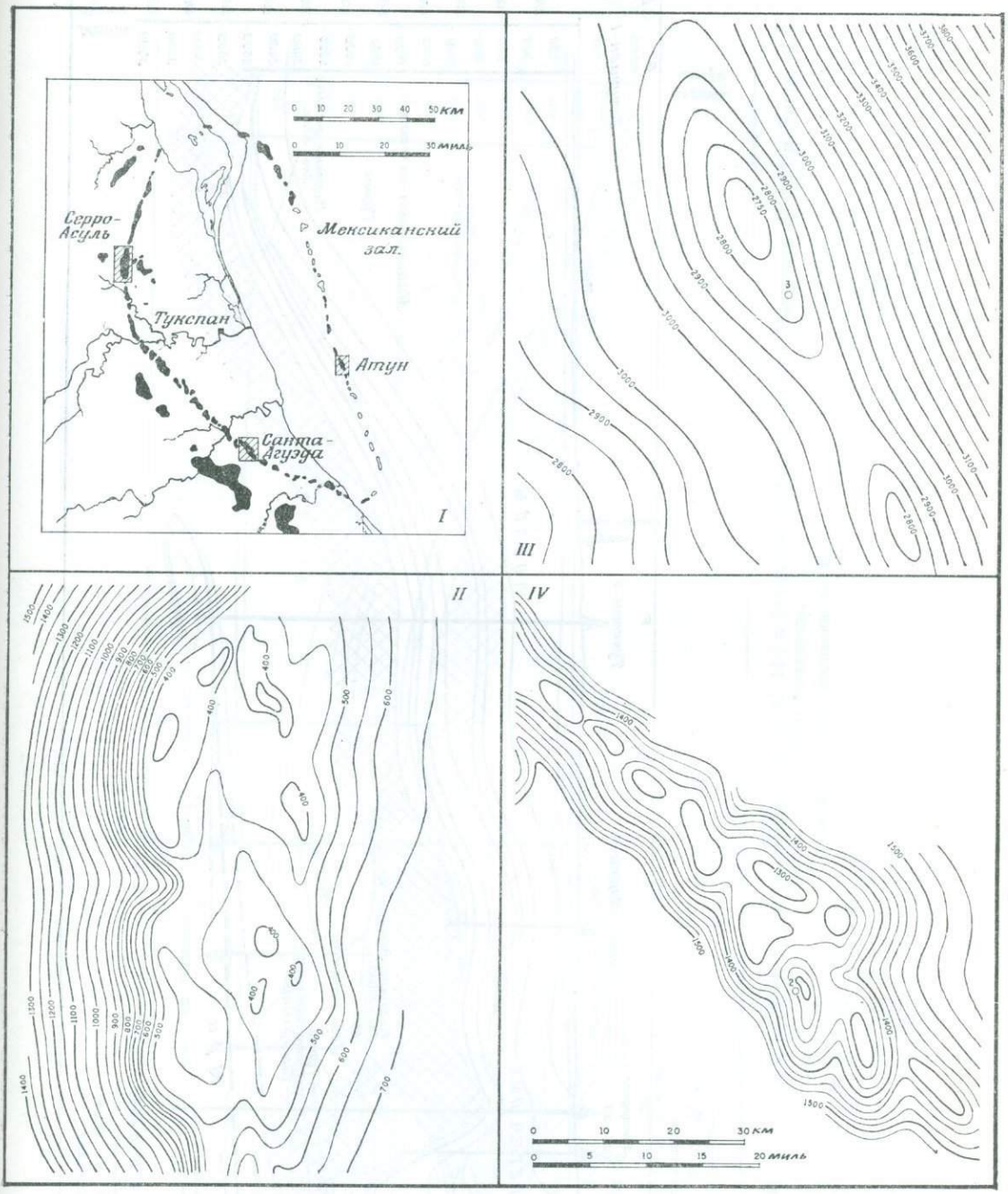
Отложения Эль-Абра — массивного типа, неслоистые. Известняки криптокристаллические от кремовых до светло-серых, с линзами или «карманами», заполненными рудистами, которые сцементированы плотной карбонатной массой. Эти породы содержат многочисленные милиолиды. В районе Сьерра-дель-Абры, как и в Золотом поясе, близ кровли формации обнаружены тонкие прослои бентонита. Близ кровли отложений Эль-Абра трещины и пустоты также заполнены бентонитом. Цвет бентонита от серовато-голубого до изумрудно-зеленого.

Возраст отложений Эль-Абра не установлен. В некоторых скважинах Золотого пояса были пройдены породы формации Сан-Фелипе (коньякского возраста), которые непосредственно залегают на отложениях Эль-Абра. Туронских отложений нет. Последнее объясняется тремя причинами: перерывом в осадконакоплении, наличием туронских отложений в самой верхней части рифа и размывом туронских отложений. Каких-либо палеонтологических сведений, подтверждающих или опровергающих любую из этих трех причин, нет. Однако наличие бентонита, определяющего основание туронской формации Агуа-Нуэва в пределах всего бассейна Тампико — Тукспан и развитого в центральной части атолла Золотого пояса, приводит к предположению, что в тех районах, где верхняя часть разреза отложений не была размыта, кровля известняков Эль-Абра, возможно, представлена рифовыми фациями туронского возраста.

Единственной скважиной, которая прошла ядро рифа, была скважина Джардин № 35 (*D* на фиг. 1 и фиг. 6), пробуренная в 1930 г. в пределах материковой части Золотого пояса, южнее Аламо и западнее Тукспана. Скважина достигла глубины 3493 м. Судя по составленной на основании данных бурения литологической колонке, самые нижние рифовые известняки залегают на глубине 2263 м. Начиная с этой глубины и до забоя скважины данных о строении разреза получено не было; лишь установили, что скважина прошла несколько пластов темно-серых тонкослоистых известняков. Если предположить, что величина 2263 м определяет собой глубину залегания подошвы рифовых отложений Эль-Абра, то тогда общая мощность рифового комплекса составит 1467 м. Подобная интерпретация полученных данных подтверждается материалами скважин, пробуренных в пределах обращенных к берегу сторон рифов или на территории лагуны, где основание лагунных отложений соответствует положению основания рифовых отложений в скважине Джардин № 35 (*D* на фиг. 1 и 5).

Территория Старого Золотого пояса, его южное продолжение в сторону реки Теколутла, а также его морское продолжение представляют собой заметно погружающийся в юго-восточном направлении платформенный участок эллиптической формы, сложенный массивными рифовыми отложениями. Весь платформенный участок окаймлен поясом структурных поднятий разной высоты (фиг. 2), которые сложены, согласно описаниям различных исследователей, породами различного литологического состава. Некоторые исследователи, описывая разрез отложений, указывают, что он представлен плотными известняками с многочисленными милиолидами, бентонитами, калькаренитами и связанными с ними типами пород. В других местах в сводовых частях поднятий были встречены конгломераты и брекчия. В породах повсеместно содержатся весьма многочисленные ископаемые остатки; в проницаемых известняках встречаются пелециподы, рудисты, а также бентонитовые микрофаунистические остатки.

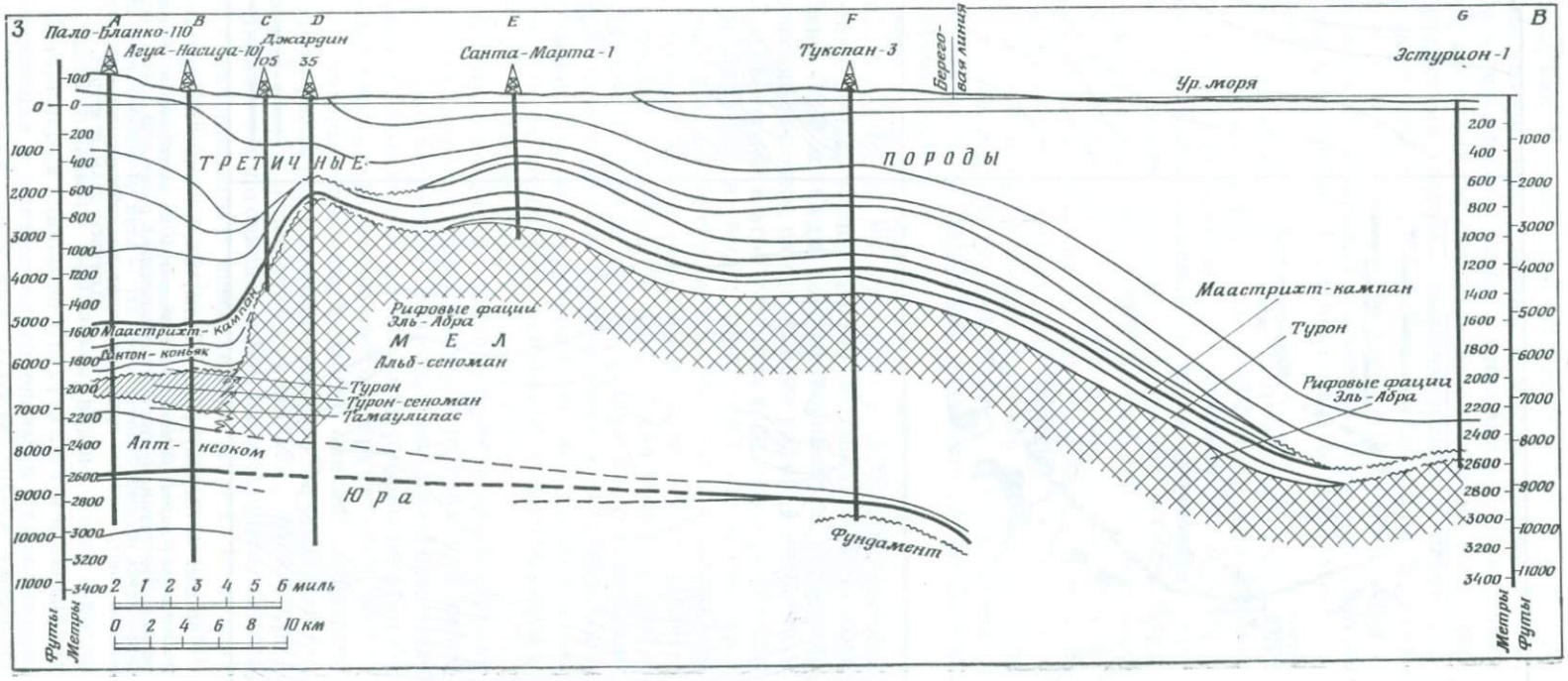
Повсюду в верхней части рифового комплекса видны следы эрозии и процессов растворения. Например, в скважине Мозутал № 1 в известняках обнаружена каверна, заполненная морскими олигоценовыми отложениями. Такой карстовый рельеф, присущий, очевидно, верхней части рифового

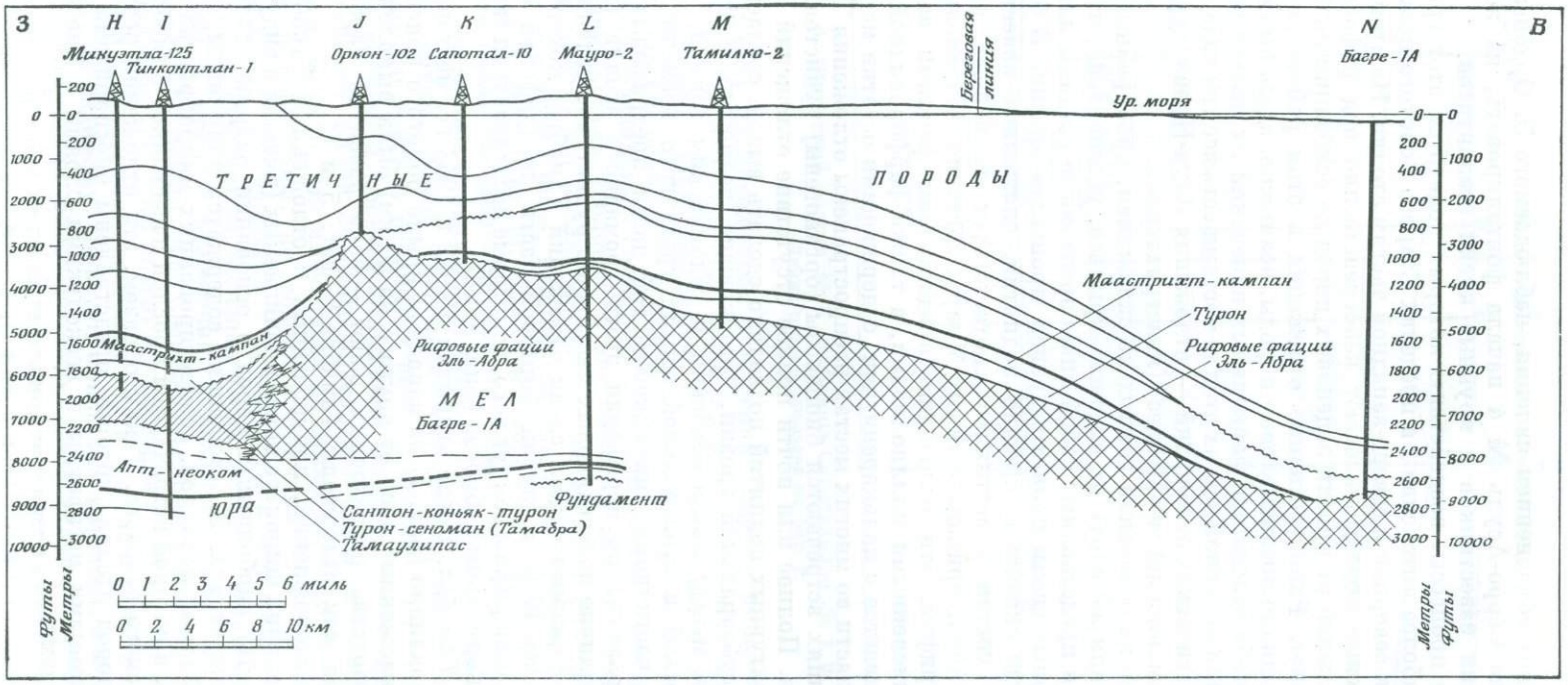


Ф и г. 4. Структурные карты, построенные по кровле известняков Эль-Абра.

I — обзорная карта (районы оконтуренные и не закрашенные черным цветом соответствуют неразбуренным структурам, выявленным сейсмической разведкой); карты расположения месторождений: *II* — Серро-Асуль (Старый Золотой пояс), *III* — Атун (Морской Золотой пояс), *IV* — Санта-Агуэда (Новый Золотой пояс) (жирные линии без цифровых обозначений — положения замыканий).

Изогипсы даны в метрах.


3
A
B
C
D
E
F
G
B
Пало-Бланко-110
Агуа-Насуда-101
Джардин
105
35
Санта-Марта-1
Тукспан-3
Береговая линия
Ур. моря
Эстурион-1
ТРЕТИЧНЫЕ
ПОРОДЫ
Маастрихт-кампан
Маастрихт-Кампан
Кантон-коньяк
Рифовые фации Эль-Абра
МЕЛ
Альб-сеноман
Турон
Турон-сеноман
Тамаулипас
Апт-неоком
Юра
Фундамент
Рифовые фации Эль-Абра
Турон
Футы
Метры
2 1 2 3 4 5 6 миль
0 2 4 6 8 10 км



Фиг. 5. Широтные № 1 и № 2 разрезы скважины Пало-Бланко № 110 и Эстурион № 1 и скважины Микуэтла № 125 и Багре № 1—А соответственно.

Линии разрезов показаны на фиг. 1.

комплекса, служит объяснением явления, наблюдаемого Э. Ордонезом: как только скважина Серро-Асуль № 4 начала фонтанировать, из нее стали вылетать обломки известняков и крупные куски сталактитов.

Эрозионные процессы, воздействию которых подвергся этот громадный атолл, были наиболее интенсивны в пределах Старого Золотого пояса, который приурочен к северной и северо-западной частям атолла. На этом участке верхнеолигоценовые породы залегают непосредственно под рифовым комплексом, а отложений от кровли эоценовых пород до основания позднемеловых в разрезе нет. Раннетретичные отложения в этом районе, вероятно, не отлагались. Однако позднемеловые породы, возможно, здесь были, но они либо размыты, либо вследствие фациальных изменений их нельзя выделить. В центральной или лагунной частях атолла местами есть все три вида глубоководных или пелагических отложений — отложения Агуа-Нуэва (туронские), Сан-Фелипе (коньякские) и Мендес (маастрихтские).

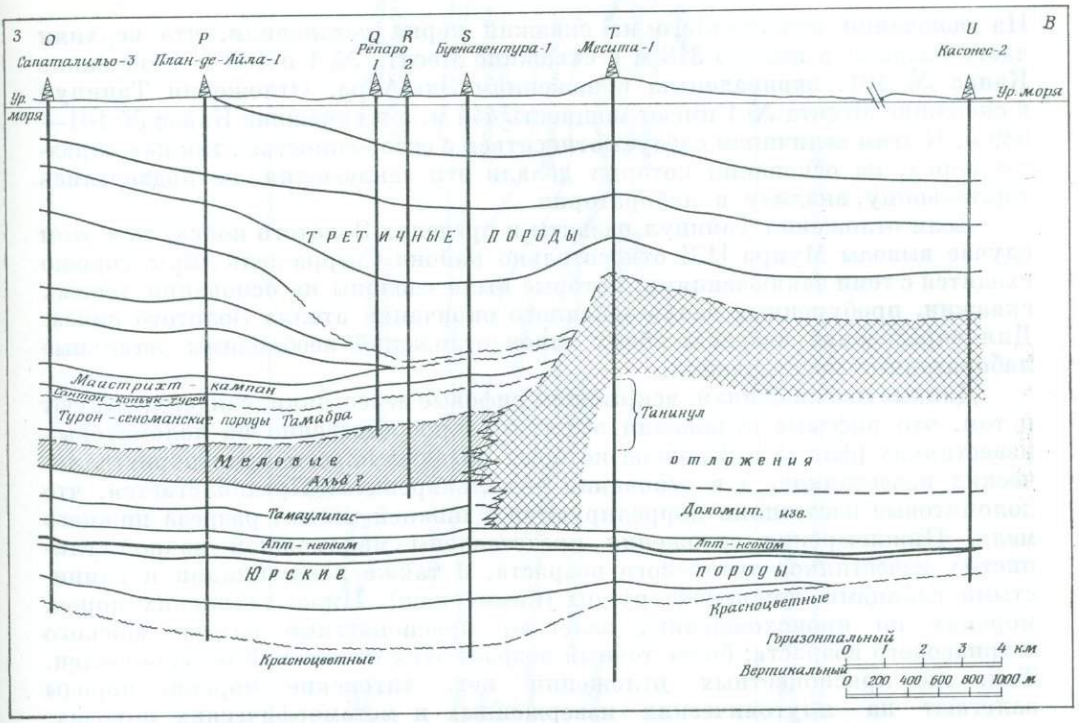
Тем не менее на основании данных по скважинам, пробуренным на вершине поднятий или же вдоль их внешних крыльев, установлено, что структурные поднятия представляют собой лишь эрозионные останцы или формы рельефа, обязанные своим происхождением процессам эрозии. В большинстве районов, где скважины прошли поднятия, сложенные известняками, литологический состав известняков соответствует типичному описанию отложений Эль-Абра, принадлежащему Муиру; согласно современной терминологии по рифам, эти отложения представлены фациями зарифовой области, многочисленными миллиолидами, а также фарфоровидной массой; все это переслаивается с калькаренитами, содержащими остатки мегафауны. В зарифовой области во многих местах распространены отложения Танинул. В этих отложениях встречаются биоценозы (органогены) рудистов, каприниды и кораллы. Полное или почти полное отсутствие отложений Танинул в пределах структурных поднятий позволило сделать вывод, согласно которому процессы субаэральной эрозии, протекавшие, возможно, в отдельные отрезки времени между позднеальбским и сеноманским веками, а также процессами морской и субаэральной эрозии третичного времени привели к полному или частичному уничтожению той части предрифовых фаций, которые были развиты по периферии этого громадного атолла (табл. 1 и фиг. 3 и 4). Наличие известняковых массивов с рудистами, пелециподами, капринидами и морскими ежами среди отложений Тамабра, которые залегают более чем на 1000 м глубже бортовой части предрифовой области, а именно в основании рифа и вокруг него, некоторые исследователи связывают с образованием нормальных сбросов (фиг. 5 и 6).

Отложения Тамабра. После открытия в 1932 и 1948 гг. месторождений Поса-Рика и Моралилло (фиг. 1) на западном крыле Золотого пояса (месторождения, расположенные одно от другого на 80 км) была выявлена новая зона для производства разведочных работ — зона развития карбонатных пород, известных как отложения Тамабра [1] (фиг. 5 и 6).

Открытие месторождений, приуроченных к отложениям Тамабра, свидетельствует о наличии широкого пояса проницаемых (имеется в виду первичная проницаемость) карбонатных пород в основании разреза, слагающего предрифовую зону атолла. В отложениях содержатся каприниды, рудисты, пелециподы и обломки кораллов, сцементированных микрокристаллической массой (микрит), в которой встречаются прослои известняков с глоботрунканидами сеноманского возраста. Таким образом, эти отложения резко отличаются от тех пород атолла, которые представлены биоспаритами с малочисленными обломками мегафауны и несколькими слоями с многочисленными миллиолидами.

---

[1] Слово «тамабра» происходит от двух слов — от «тамаулипас» и «эль-абра», что отражает смешанное происхождение пород Тамабра.



Фиг. 6. Широтный разрез № 3 скважины Сапаталильо № 1 и Касонес № 2.
Линия разреза показана на фиг. 1.

По поводу происхождения отложений Тамабра высказывались различные точки зрения. Некоторые геологи считают, что отложения Тамабра — это продолжение образовавшегося in situ рифового комплекса Золотого пояса (вдоль его западного края), который вследствие увеличения глубины моря не мог развиваться совместно с рифами атолла, растущего на востоке. По мнению других геологов, в том числе и автора, отложения Тамабра сложены обломками атолла, развитого на востоке. Эти обломки, накопившиеся у основания рифа, явились результатом процессов эрозии, которым подверглись рифы (фиг. 3). Как отмечалось выше, другие геологи предполагали, что вдоль западного окончания Золотого пояса развиты нормальные сбросы. Эти сбросы наряду с другими факторами рассматривались в качестве причины, обусловившей образование крутых обрывов на западном окончании Золотого пояса и разницу в высотах (более 1400 м) между вершиной рифа на востоке и кровлей отложений Тамабра на западе.

О генезисе рифов Золотого пояса либо мало, либо ничего не известно отчасти из-за того, что имеющиеся по этому вопросу сведения или скудны, или же недостаточны, но основная причина — не проводилось никаких аналитических исследований с точки зрения обобщения данных по всем пробуренным скважинам, большая часть которых лишь на несколько метров углублена в кровлю отложений, слагающих рифовые структуры.

Бонет [4] относил риф Сьерра-дель-Абра (обнажающийся на поверхности западнее Золотого пояса) к табулярным рифам. Он указывал на некоторые его характерные особенности, в частности на наличие рудистов. Рудисты, по-видимому, образуют линзы или карманы, которые беспорядочно распределены среди биоспаритовых известняковых пластов.

До тех пор пока не прошли полной мощности рифового комплекса двумя скважинами — Месита № 1 (*T* на фиг. 1 и фиг. 6) и Канас № 101 (*X* на фиг. 1), не было никакого представления о размерах рифового тела Золотого пояса.

На основании извлеченного из скважин керна установили, что верхняя часть разреза, а именно 318 м в скважине Месита № 1 и 185 м в скважине Канас № 101, эквивалентна обнажениям Эль-Абра. Отложения Танинул в скважине Месита № 1 имеют мощность 444 м, а в скважине Канас № 101 — 989 м. К этим величинам следует относиться с осторожностью, так как образцы пород, на основании которых делали эти заключения, не подверглись тщательному анализу в лаборатории.

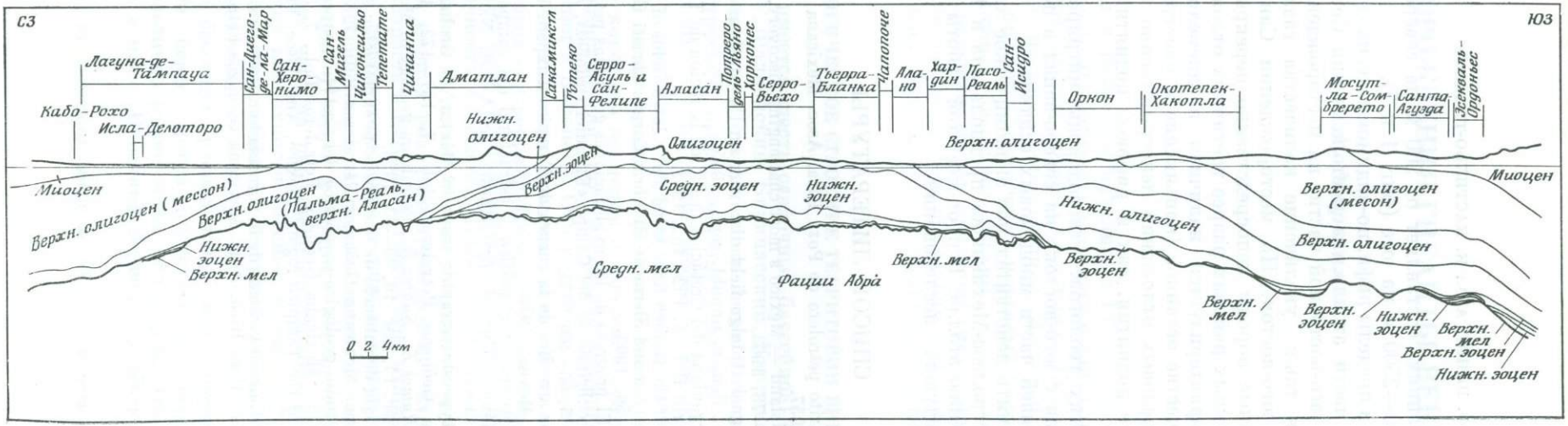
Если отложения Танинул развиты в пределах Золотого пояса, то в этом случае выводы Муира [13] относительно района Сьерра-дель-Абры хорошо сходятся с теми заключениями, которые были сделаны на основании данных скважин, пробуренных вдоль западного окончания атолла Золотого пояса. Для определения возраста обоих типов отложений необходимы детальные лабораторные исследования.

Данные по скважинам, вскрывшим рифовые известняки, свидетельствуют о том, что рифовые отложения залегают непосредственно на доломитовых известняках (фиг. 5 и 6), ниже которых развиты пласты криптокристаллических известняков, а в основании — калькарениты. Предполагается, что доломитовые известняки коррелируются с нижней частью разреза нижнего мела. Нижнеюрские отложения представлены маломощной пачкой глинистых известняков титонского возраста, а также известняками и глинистыми сланцами таманской группы (киммеридж). Ниже таманских пород, морских по происхождению, залегают красноцветные пласты юрского и триасового возраста; более точный возраст этих отложений не установлен. Там, где красноцветных отложений нет, титонские морские породы залегают на плутонических изверженных и метаморфических породах, которые, возможно, являются островным останцом или же частью большой суши, поднявшейся над уровнем Мексиканского залива и на площади которой в течение раннемелового времени (неоком) развилась рифовая платформа Золотого пояса. Впоследствии на этой платформе образовался рифовый атолл. Этот участок суши называется «Исла-де-Тукспан».

До настоящего времени детального изучения генезиса тектонического развития и геоморфологии атолла Золотого пояса не проводилось. А те данные, относящиеся к этой проблеме, которыми можно располагать, неполны, и большая их часть не опубликована. На основании этих относительно неполных данных можно сделать вывод, согласно которому после сеноманского или, возможно, туронского времени атолл Золотого пояса претерпел вертикальные подвижки, в результате чего он временно приподнялся над уровнем моря, а на некоторых участках частично или же полностью погрузился ниже уровня моря. Этот тип вертикальных движений, очевидно, продолжался с конца коньякского до конца позднеэоценового времени. Эти движения рифа и рифовой платформы, возможно, связаны с эпейрогеническими движениями, которые повлияли на осадконакопление в третичное время вдоль побережья Мексиканского залива.

Интенсивная трещиноватость атолловых известняков, возможно, связана с образованием крупных и мелких сбросов. Трещины, вероятно, явились следствием наклона известняков или же других изменений его положения в период повторяющихся вертикальных движений, которым подвергся риф с начала его образования до конца третичного времени. К концу третичного времени атолл оказался полностью погребенным под отложившимися осадками и приобрел наклон к юго-востоку.

Отложения погружаются на юго-восток под углом порядка 1°3′ от северо-западной части атолла у Сан-Диего-де-ла-Мар, до Мигель-Идальго близ побережья на юго-востоке. Основное направление наклона определилось в течение среднетретичного времени и окончательно оформилось к началу миоцена. Одновременно с наклоном пород постепенно увеличивалась мощность отложений, залегающих на рифе. Мощность осадков, отложившихся



Ф и г. 7. Разрез № 4 района Золотого пояса.

На разрезе видно, что известняки Эль-Абра перекрыты различными стратиграфическими комплексами. Линия разреза показана на фиг. 1.

на рифовых образованиях, составляет от 500 м на севере (месторождение Серро-Асуль) до 2250—2500 м на юге (фиг. 1 и 7).

Миграция нефти в пределы рифа, по-видимому, тесно связана с наклоном атолла. В северной части атолла, на месторождении Серро-Асуль, нефть тяжелее (0,920), а в юго-восточной части, на месторождении Атун,— легче (0,816). Наблюдается также увеличение количества газа в направлении с северо-запада на юго-восток. На месторождении Сан-Диего-де-ла-Мар олигоценовые осадочные породы непосредственно перекрывают отложения Эль-Абра. В более южных районах разрез третичных отложений становится более полным и характеризуется наличием позднемеловых отложений, сохранившихся в качестве останцов (коньякские и маастрихтские породы). Эти останцы позднемеловых отложений непосредственно перекрывают как структурные рифовые поднятия, так и рифовые поднятия, выделяющиеся в рельефе.

По мнению многих геологов, углеводороды мигрировали в рифовые породы в направлении с юго-востока на северо-запад в период отложения олигоценовых и большей части миоценовых осадков.

Чтобы лучше понять действительное экономическое значение Золотого пояса, компания «Петролеос-Мехиканос» предполагала в 1969 г. организовать работы по изучению атолла. В процессе этой работы намечалось обобщить данные предыдущих исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Acuña G. A.*, El distrito petrolero de Poza Rica, Asoc. Mexicana Geélogos, Petroleros Bol., **9**, 505—553, 1957.
2. *Barnetche A.*, Lobos Island — Mexico's most challenging discovery, Petroleum Management, **35**, № 13, 67—73, 1963.
3. *Basurto G., Jesus*, Miguel Hidalgo field discovery on the southeastern extension of the Golden Lane, México, Pemex, unpubl. rept., 1955.
4. *Bonet F.*, La facies urgoniana del Cretácico medio de la region de Tampico, Asoc. Mexicana Geólogos Petroleros Bol., **4**, 152—162, 1952.
5. *Boyd D. R.*, Geology of the Golden Lane trend and related fields of the Tampico embayment, *in* Peregrina Canyon and Sierra de El Abra, Corpus Christi Geol. Soc. Ann. Field Trip Guidebook, 49—56, 1963.
6. *Figueroa H., Santos*, El progreso de las exploraciones geofísicas petroleras en la Republica Mexicana y el descubrimiento del Campo «Ezequiel Ordóñez», Asoc. Mexicana Geólogos Petroleros Bol., **5**, 85—93, 1953.
7. *Flores R., José V.*, Los arrecifes de la cuenca de Tampico-Tuxpan, Unpubl. prof. thesis, ENI-Univ. Nac. Aut. México, 1955.
8. *Flores V.*, Aurelio, Estudio estratigráfico y estructural del campo petrolero de Santa Agueda, Varacruz, México, Unpubl. prof. thesis, ESIA-Inst. Nac. Petroleo, México, 1955.
9. *Guzmán E. J.*, Reef type stratigraphic traps in México, *in* Geología petrolera de México, Asoc. Mexicana Geólogos Petroleros Bol., **7**, 137—172, 1955.
10. *Guzmán E. J., López Ramos E., Suárez R.*, Petroleum geology of Mexico, 19th Internat. Geol. Cong., Algiers, sec. 14, fasc. 16, 35—63, 1953.
11. *López Ramos E.*, Geología de subsuelo de tres pozos de exploración al S-E de Poza Rica, Veracruz, México, Asoc. Mexicana Geólogos Petroleros Bol., **7**, 381—395, 1950.
12. *Mena R., Enrique*, Estudio geológico-económico del Cretácico superior y medio al este de la Faja de Oro, Asoc. Mexicana Geólogos Petroleros Bol., **7**, 327—366, 1955.
13. *Muir J. M.*, Geology of the Tampico region, Mexico, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 280 p., 1936.
14. *Sotomayor C. A.*, Distribución y causas de la porosidad en las calizas del Cretácico medio en la región de Tampico-Poza Rica, Asoc. Mexicana Geólogos Petroleros Bol., **6**, 157—206, 1954.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ-ГИГАНТЫ ВЕНЕСУЭЛЫ

А. Мартинез

Поиски нефти в Венесуэле начались в 1878 г. К концу 1966 г. в стране насчитывалось около 300 нефтяных месторождений, однако лишь несколько из них, извлекаемые запасы которых составляют 13,7 млн. т и более, можно рассматривать как месторождения-гиганты. Месторождения-гиганты составляют небольшой процент общего числа нефтяных месторождений, открытых в пределах осадочных бассейнов страны. Здесь уместно отметить, что, прежде чем месторождение будет признано гигантским, обычно требуется несколько лет разведочных работ, поскольку для такого заключения необходимо провести серьезные научные исследования, основанные на надежных данных.

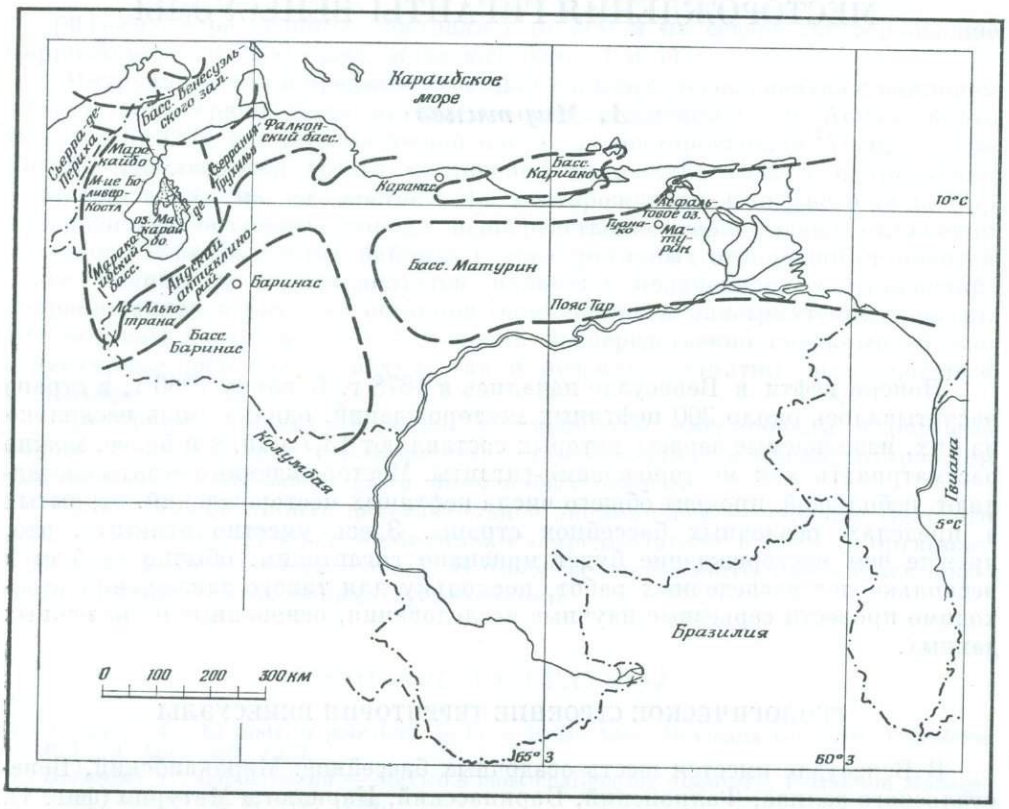
ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ТЕРРИТОРИИ ВЕНЕСУЭЛЫ

В Венесуэле имеется шесть осадочных бассейнов: Маракаибский, Венесуэльского залива, Фалконский, Баринасский, Кариако и Матурин (фиг. 1). Учитывая цели настоящей статьи, ниже автор дает лишь общее описание геологического строения нефтегазоносных районов.

Наиболее важные с точки зрения нефтегазоносности земли приурочены к Маракаибскому бассейну, который очень детально описан Миллером с соавторами [6]. Современные очертания бассейна оформились к концу миоцена вслед за коротким периодом проявления орогенических движений, которые были, возможно, связаны с каскадной орогенией Северной Америки (роданская орогения в Европе) [1]. Оси развитых в бассейне структур протягиваются обычно параллельно одному из самых ближайших крупных тектонических элементов — Сьерра-де-Периха, Сьеррания-де-Трухильо, разлому Ока или Андскому антиклинорию. В поперечном сечении отчетливо видна асимметричность бассейна. Наиболее погруженные зоны находятся на юго-западе, ближе к Андам. Отложение осадков в меловое время проходило в типичный период развития трансгрессии, сходный с ургонийским циклом того же возраста в Европе. В состав этих отложений, по всей вероятности, входят те нефтематеринские толщи, которые и послужили источником открытой в бассейне нефти. В течение эоцена условия осадконакопления в бассейне менялись. Позднее с востока распространилась трансгрессия моря, в результате чего на пенепленизированной, разбитой нарушениями и смятой в складки поверхности эоценовых пород отложились миоценовые осадки; этот этап геологической истории сыграл очень важную роль с точки зрения нефтеносности.

В пределах бассейна расположено мелководное озеро Маракайбо. Вдоль восточного берега озера протягивается месторождение Боливар-Костл, которое частично расположено под водой. Это одно из крупнейших скоплений нефти в мире. В ранний период разработки месторождения вся

[1] Проявлялась от середины миоцена до плейстоцена.— *Прим. ред.*



Ф и г. 1. Осадочные бассейны Венесуэлы.

добыча велась из миоценовых отложений. Эоценовые залежи стали эксплуатироваться в 1940 г. Самая крупная залежь приурочена к пластам довольно твердых среднезернистых песчаников под местным индексом *B*-6-*X*. В последние годы были открыты залежи в более глубоко залегающих эоценовых песчаниках — песках *C*. В 1965 и 1966 гг. были успешно опробованы залежи в некоторых пластах известняков палеоценового и мелового возраста. Месторождение Боливар-Костл представляло и еще в течение многих десятилетий будет представлять основной интерес для нефтяной промышленности Венесуэлы.

В течение короткого времени (1956—1957 гг.) были открыты по крайней мере четыре гигантских месторождения, которые приурочены к району озера Маракайбо.

Другая группа месторождений-гигантов расположена западнее города Маракайбо. В эту группу входит и месторождение Ла-Пас — третье по величине в стране. Добыча на этом месторождении ведется из трещиноватых меловых известняков, а также из изверженных и метаморфических пород фундамента. Громадные количества очень тяжелой нефти обнаружены юго-западнее Маракайбо, на месторождениях Боскан, Лос-Кларос и Урданета. Скопления нефти приурочены к литологически экранированным ловушкам, расположенным выше и ниже эоценовой поверхности несогласия и связаны с выклинивающимися вверх по восстанию пластами. Причина изменения литологии пород состоит в развитии крупных пересекающихся сбросов. Нефтяное месторождение Мене-Гранде приурочено к крупной нарушенной антиклинальной складке, расположенной восточнее месторождения Боливар-

Костл. Наибольшее количество нефти добывается из миоценовых песчаников. Продуктивны также и эоценовые отложения. На южной оконечности бассейна совершенно изолированно от других месторождений-гигантов находится месторождение Лас-Крусес.

Бассейн Матурин в поперечном разрезе асимметричен. Его южный борт полого поднимается к Гвианскому щиту, а для северного крыла характерны крутые углы падения. Явление изостатического равновесия вызвало четко выраженное параллельное смещение оси осадконакопления к югу [1]. На западе и юго-западе бассейна в разрезе отложений встречается меньше пород морского происхождения, так как сообщение с открытым морем было лишь через восточное окончание бассейна. Каждая из трансгрессий характеризовалась сменой многочисленных фаций, а перерывы в осадконакоплении привели к образованию отчетливых межформационных границ. Вследствие резких фациальных изменений по площади и тектонических движений определить действительное стратиграфическое взаимоположение толщ в разрезе дело довольно трудное. В литературе встречается более 150 названий групп, формаций, свит и фаций. Нефть, вероятно, образовалась в центральной части суббассейнов, откуда впоследствии она мигрировала в отложения, залегающие близ береговой линии; здесь она и добывается в настоящее время. Геологическое строение бассейна описывают Ренц и др. [8].

К географическому центру бассейна приурочена группа как гигантских, так и мелких месторождений. На значительном расстоянии от этой центральной группы находятся лишь два месторождения-гиганта: это Лас-Мерседес на западе и Педерналес на востоке.

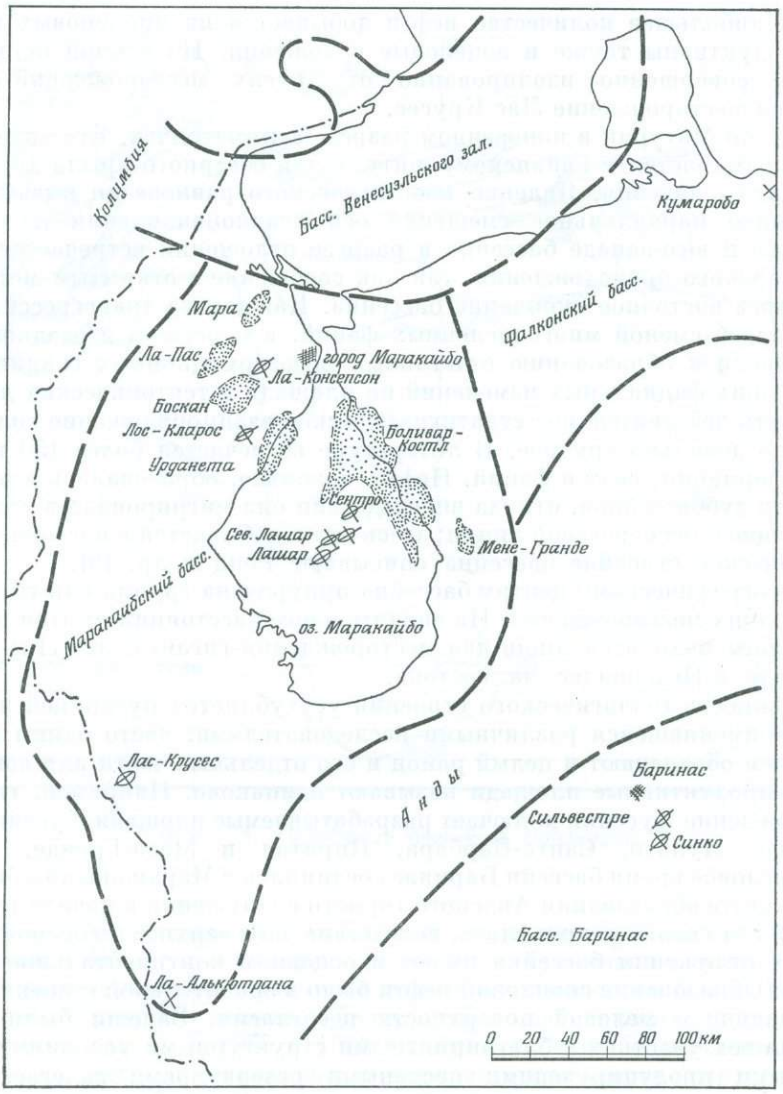
Сложность геологического строения усугубляется путаницей номенклатуры, применявшейся различными исследователями: часто одним и тем же названием обозначают и целый район и его отдельные части или совершенно разные продуктивные площади называют одинаково. Например, гигантское месторождение Хусепин включает разрабатываемые площади Хусепин, Мери, Травьесо, Мулато, Санта-Барбара, Пиритал и Мата-Гранде.

В меловое время бассейн Баринас соединялся с Маракаибским бассейном. В результате образования Андского горного сооружения в начале третичного времени эта связь прекратилась, вследствие чего верхнеолигоценовые и миоценовые отложения бассейна имеют в основном континентальное происхождение. Образование скоплений нефти было в значительной степени обусловлено наличием меловой поверхности несогласия. Залежи были открыты лишь на тех участках с благоприятными структурными условиями, где над основными продуцирующими песчаными резервуарами залегает мощная толща осадочных пород.

Стратиграфия и тектоническое строение бассейна Баринас были детально изучены лишь в течение двух последних десятилетий. Этот бассейн с точки зрения нефтеносности, по-видимому, не представляет собой большого значения. Здесь были открыты два месторождения-гиганта — Сильвестре и Синко, однако в целом результаты разведочных работ неудовлетворительны. Недалеко от месторождения Сильвестр Венесуэльской государственной нефтяной компанией (CVP) открыты новые нефтеносные площади.

В Фалконском бассейне, который хотя и является довольно крупным по размерам и весьма детально разведанным, добывается лишь незначительное количество нефти. Бассейн Кариако по показателям нефтеносности неблагоприятный.

Бассейн Венесуэльского залива практически еще не разведан. По его окраинам в пределах суши было пробурено около 10 скважин. В конце 1967 г. Государственная нефтяная компания опубликовала первую статью о геологическом строении бассейна и пригласила заинтересованные компании принять участие в сейсмических работах на морских площадях. Эта территория весьма перспективна.



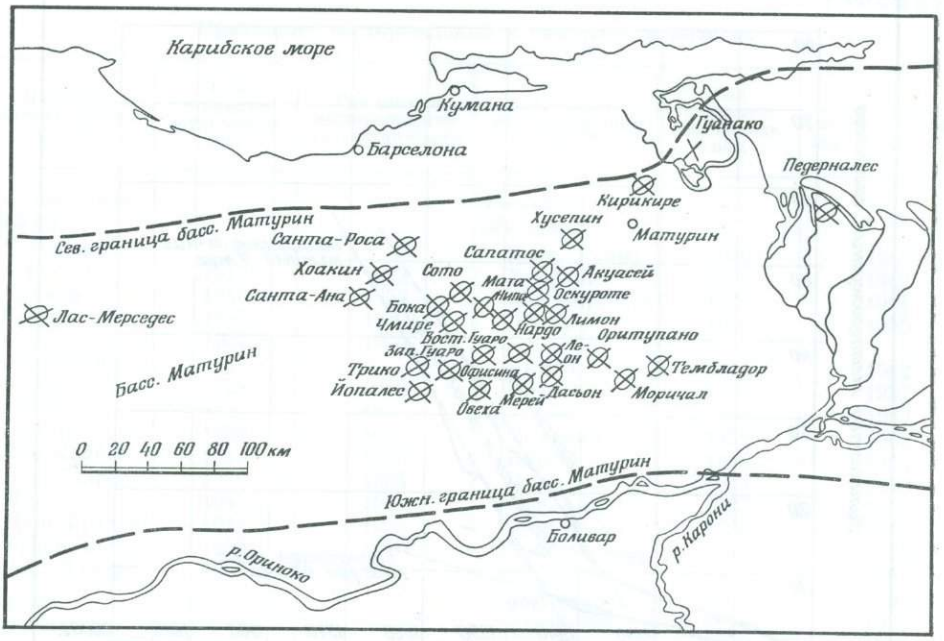
Ф и г. 2. Месторождения-гиганты западной Венесуэлы.

ДАННЫЕ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ-ГИГАНТАМ

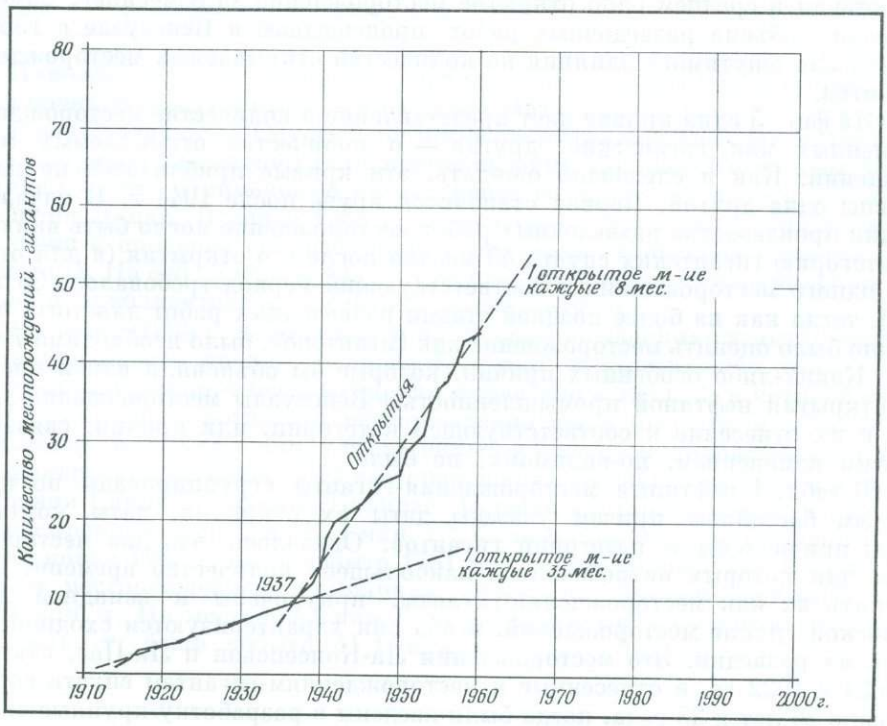
К концу 1965 г. в Венесуэле было открыто и отнесено к категории гигантских 44 нефтяных месторождения. На фиг. 2 и 3 показано местоположение нефтяных месторождений-гигантов соответственно в западной и восточной частях Венесуэлы.

Из 44 месторождений 13 расположены в Маракаибском бассейне, 2 — в бассейне Баринас и 29 — в бассейне Матурин. Половина всех месторождений-гигантов была открыта за период 1914—1945 гг. (31 год), а остальные — в течение 21 года. Четыре месторождения-гиганта открыты в 1941 и 1954 гг., а три — в 1951 и 1958 гг.

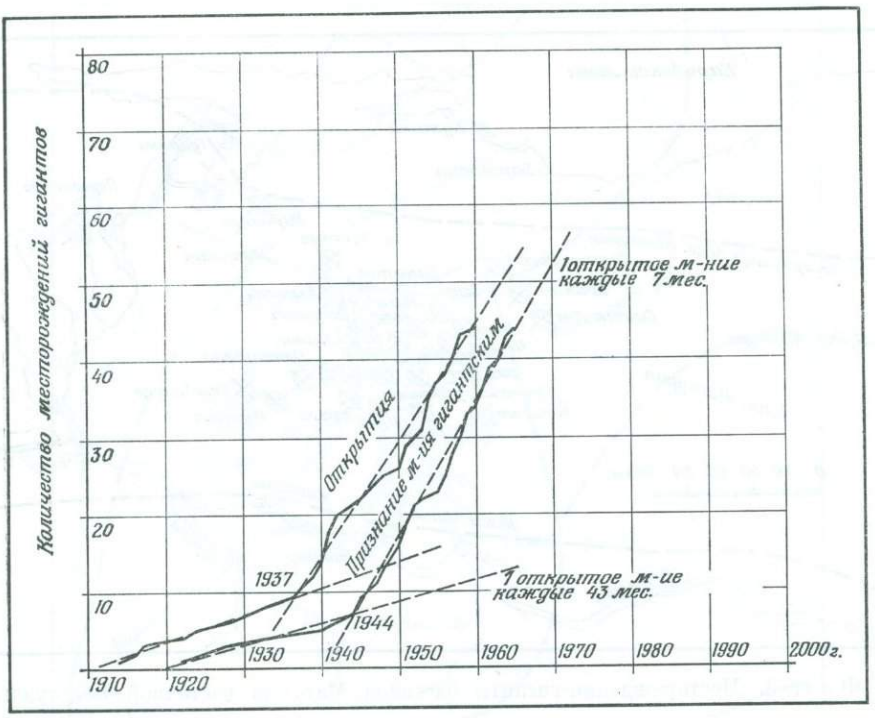
На фиг. 4 приведена кривая, отражающая темп открытий гигантских месторождений в Венесуэле. Наклон кривой резко меняется на участке после 1937 г. До этого года месторождения-гиганты открывали каждые 35 месяцев, т. е. почти раз в три года. После 1947 г. темп открытий возрос



Ф и г. 3. Месторождения-гиганты бассейна Матурин восточной Венесуэлы.



Ф и г. 4. Кривая темпа открытия месторождений-гигантов в Венесуэле.



Ф и г. 5. Кривые дат открытий в Венесуэле месторождений и дат их признания за месторождения-гиганты.

составил в среднем одно открытое месторождение за 8 месяцев. Заметное снижение объема разведочных работ, происшедшее в Венесуэле с 1958 г., не оказало ощутимого влияния на количество открываемых месторождений-гигантов.

На фиг. 5 одна кривая дает представление о количестве месторождений, оцененных как гигантские, другая — о количестве открываемых месторождений. Как и следовало ожидать, эти кривые приблизительно параллельны одна другой. Первая становится круче после 1944 г. В начальной стадии производства разведочных работ месторождение могло быть включено в категорию гигантских спустя 43 месяца после его открытия (а для открытия одного месторождения в соответствующий период требовалось 35 месяцев), тогда как на более поздней стадии разведочных работ для того, чтобы можно было оценить месторождение как гигантское, было необходимо 7 месяцев. Каких-либо особенных причин, которые бы объясняли изменение темпа открытия нефтяной промышленностью Венесуэлы месторождений-гигантов и их отнесение к соответствующей категории, или причин, связанных с этим изменением, по-видимому, не было.

В табл. 1 нефтяные месторождения-гиганты сгруппированы по нефтеносным бассейнам, причем указаны даты их открытия, даты, когда они были причислены к категории гигантов. Оказалось, что два месторождения, для которых потребовалось наибольшее количество времени, чтобы оценить их как месторождения-гиганты, приурочены к западной Маракаибской группе месторождений, и оба они характеризуются сходной историей их разведки. Это месторождения Ла-Консепсьон и Ла-Пас, открытые в 1924 и 1922 гг. и отнесенные к месторождениям-гигантам спустя соответственно 26 лет и 23 года, когда были введены в разработку крупные скопления нефти в более глубоко залегающих меловых отложениях.

Таблица 1

Признание месторождений в качестве гигантских

Название месторождения-гиганта	Год открытия месторождения	Год оценки месторождения как гигантского	Название месторождения-гиганта	Год открытия месторождения	Год оценки месторождения как гигантского
Маракаибский бассейн			*Бассейн Матурин*		
Боливар-Костл	1917	1922	Вост. Гуара	1940	1945
Боскан	1946	1952	Хусепин	1938	1942
Сентро СЛ	1957	1959	Лас-Мерседес	1941	1951
СЛ	1957	1960	Леона	1940	1955
Ла-Консепсьон	1924	1950	Лимон	1951	1962
Ла-Пас	1922	1945	Мата	1954	1957
Ламар	1958	1959	Мерей	1954	1963
Лас-Крусес	1916	1928	Моричал	1958	1965
Лос-Кларос	1960	1964	Нардо	1954	1964
Мара	1945	1948	Нипа	1945	1950
Мене-Гранде	1914	1925	Офисина	1933	1940
Урданета	1956	1959	Оритупано	1954	1962
Сев. Ламар	1958	1961	Оскуроте	1952	1958
Бассейн Баринас			Овеха	1942	1957
Сильвестре	1948	1953	Педерналес	1933	1951
Синко	1953	1956	Кирикире	1928	1934
Бассейн Матурин			Сан-Хоакин	1939	1944
Агуасей	1955	1961	Санта-Ана	1941	1947
Бока	1951	1964	Санта-Роса	1941	1948
Чимире	1948	1952	Сото	1951	1958
Дасьон	1950	1956	Тембладор	1936	1956
			Трико	1941	1957
			Зап. Гуара	1942	1947
			Йопалес	1937	1951
			Сапатос	1955	1962

Наиболее продолжительный период между открытием месторождения и его оценкой как гигантского в бассейне Матурин составляет 18 лет (месторождение Педерналес). Спустя 6 лет после открытия месторождение Кирикире было признано гигантским (для месторождения Боливар-Костл этот период составил 5 лет). Наименьшее время, менее года, потребовалось для месторождения Ламар. В конце 1965 г. период между временем открытия месторождения и временем его отнесения к категории гигантских составил 8 лет и 2 месяца. На фиг. 5 видно, что этот период отставания не изменялся на протяжении приблизительно последних пятнадцати лет.

На конец 1965 г. добыча нефти на 20 месторождениях-гигантах достигла запланированного уровня, равного 13,7 млн. т. Достижение этого уровня по годам для каждого месторождения приведено в табл. 2, в которой приведены также годы, когда эти месторождения были открыты и оценены как гигантские. Более 13,7 млн. т было добыто в 7 из 13 месторождений-гигантов в Маракаибском бассейне, в 12 месторождениях бассейна Матурин и на месторождении Синко в бассейне Баринас. Первым месторождением, на котором добыча превысила уровень 13,7 млн. т [1], было месторождение Боливар-Костл, где на конец 1967 г. было добыто 1781 млн. т. Месторождение Ла-Пас было вторым месторождением, суммарная добыча на котором составила около 97,27 млн. т. На месторождении Ламар, спустя три года после извлечения 13,7 млн. т, было добыто 41,1 млн. т.

[1] Т. е. извлекаемые запасы свыше 13,7 млн. т.— *Прим. перев.*

Таблица 2

Месторождения-гиганты, добыча на которых превысила 13,7 млн. т

Название месторождения	Год открытия	Год оценки месторождения как гигантского	Год, в котором добытое количество нефти достигло 13,7 млн. т
Боливар-Костл	1917	1922	1928
Мене-Гранде	1914	1925	1932
Кирикире	1928	1934	1938
Хусепин	1938	1942	1945
Офисина	1938	1940	1945
Лас-Крусес	1916	1928	1946
Ла-Пас	1922	1945	1948
Вост. Гуара	1940	1945	1948
Зап. Гуара	1942	1947	1951
Мара	1945	1948	1951
Нипа	1945	1950	1955
Чимире	1948	1952	1955
Боскан	1946	1952	1956
Санта-Роса	1941	1948	1959
Лас-Мерседес	1941	1951	1961
Дасьон	1950	1956	1961
Сото	1951	1958	1961
Мата	1954	1957	1961
Ламар	1958	1959	1963
Синко	1953	1953	1966

В табл. 3 автор на основании литературных данных вновь подсчитал то суммарное количество нефти, которое должно быть добыто по месторождениям-гигантам с начала их разработки, т. е. величину их начальных запасов. Знак (*) стоит у тех месторождений, добыча на которых превысила 13,7 млн.т.

Одним из крупнейших нефтяных месторождений мира с суммарными запасами в 2260,5 млн. т является Боливар-Костл. В шести других нефтяных месторождениях-гигантах Венесуэлы подсчитанные запасы превышают 68 млн. т, четыре из них расположены в Маракаибском бассейне (Ламар,

Таблица 3

Месторождения-гиганты

Название месторождения-гиганта	Запасы нефти, млн. т	Название месторождения-гиганта	Запасы нефти, млн. т
Боливар-Костл	2260,5*	Вост. Гуара	26,715*
Ламар	137,0*	Мерей	26,03
Ла-Пас	123,985*	Сан-Хоакин	25,345
Кирикире	110,97*	Лас-Мерседес (*), Сото (*)	24,66
Боскан	92,475*	Моричал	23,29
Мене-Гранде	84,255*	СЛ, Оскуроте	20,55
Офисина	83,57*	Леона	19,865
Мара	58,225*	Сильвестре	19,18
Урданета	47,95	Нардо	18,495
Нипа	46,58*	Ла-Консепсьон	17,81
Чимире	43,155*	Лас-Крусес	17,125*
Зап. Гуара	35,62*	Овеха, Сапатос, Акуасей	16,44
Санта-Роса	32,88*	Тембладор, Трико, Педерналес	15,755
Мата	31,51*		
Лос-Кларос	30,14	Лимон, Синта-Ана, Сев. Ламар	15,07
Синко	29,455*		
Хусепин	28,77*	Бока, Оритупано, Йопалес	13,7
Сентро, Дасьон (*)	27,4		

Ла-Пас, Боскан, и Мене-Гранде) и два — в бассейне Матурин (Кирикире и Офисина). В следующих четырех месторождениях-гигантах подсчитанные запасы нефти находятся в пределах от 41,1 до 68,5 млн. т (Мара в Маракаибском бассейне, Хусепин, Нипа и Чимире в бассейне Матурин). Более половины месторождений-гигантов, а именно 27, обладают запасами нефти от 13,7 до 27,4 млн. т. Самое крупное нефтяное месторождение в Фалконском бассейне, Кумаребо, содержит 8,494 млн. т нефти.

Подсчитанные запасы месторождений-гигантов Маракаибского бассейна составляют 2932,485 млн. т, т. е. в среднем на одно гигантское месторождение приходится 225,639 млн. т. Даже если бы запасы месторождения Боливар-Костл составляли лишь 68,5 млн. т, на каждое месторождение-гигант приходилось бы 56,992 млн. т.

Суммарные подсчитанные запасы двух гигантских месторождений в бассейне Баринас составляют 48,635 млн. т, т. е. в среднем на каждое из них приходится по 24,386 млн. т. Подсчитанные запасы гигантских месторождений в бассейне Матурин равны 801,45 млн. т, т. е. в среднем на каждое месторождение приходится по 27,674 млн. т.

Подсчитанные запасы всех месторождений-гигантов Венесуэлы составляют 3799,01 млн. т. В среднем по стране на каждое месторождение-гигант приходится по 86,31 млн. т. Если принять, что запасы месторождения Боливар-Костл составляют лишь 68,5 млн. т, то на каждое месторождение-гигант будет приходиться по 35,579 млн. т.

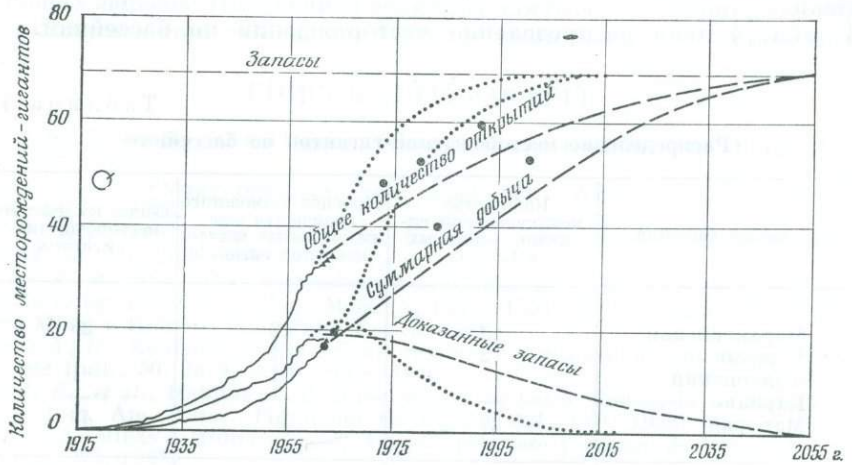
В США запасы средних по величине месторождений-гигантов составляют 33,839 млн. т [2].

АНАЛИЗ ДАННЫХ

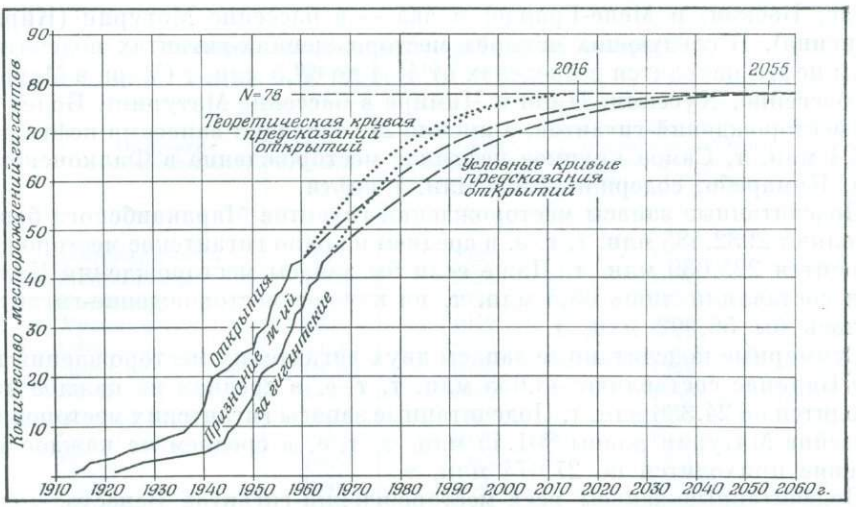
Данные по гигантским месторождениям Венесуэлы могут быть использованы для оценки потенциальных нефтяных ресурсов страны.

Мартинез [4 и 5] для подсчета величины запасов нефти Венесуэлы использовал разработанный Уиксом метод, основанный на анализе тектонического развития и осадконакопления осадочных бассейнов страны, которые связаны с процессами генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

По подсчетам Мартинеза [4] запасы нефти Венесуэлы составляют 9480,4 млн. т. Эта величина включает только запасы жидких углеводородов, сюда не входят запасы природного газа, а также твердых или почти твердых асфальтов. При подсчетах не учитывался бассейн Венесуэльского залива. На фиг. 6 показан предполагаемый условный рост открытий новых место-



Ф и г. 6. Предсказание условного суммарного количества открытий, суммарной добычи и доказанных запасов нефти в Венесуэле [4].



Ф и г. 7. Предсказание количества месторождений, даты их открытий в Венесуэле и даты их отнесения к категории месторождений-гигантов.

рождений, суммарной добычи и доказанных запасов нефти в Венесуэле. Для сравнения точечными линиями показан теоретический рост, при котором исключаются те или иные ограничения.

В изучение материалов по месторождениям-гигантам Венесуэлы входит также и изучение запасов нефти; при этом преследуются две цели. Во-первых, в результате такого комплексного изучения стало бы возможным продолжить анализ месторождений-гигантов на основе как данных об открытиях месторождений, имеющихся на конец 1965 г., и причисления их к категории гигантских, так и теоретических и условно принятых предположений об их эволюции по отношению к соответствующему последнему году добычи в будущем (2016 и 2055 гг., фиг. 7). Во-вторых, такой совместный анализ позволит оценить обоснование обоих путей исследования и послужит дополнительной проверкой их надежности.

На фиг. 7 показаны теоретические и условные кривые прогноза открытий нефтяных месторождений-гигантов в Венесуэле и оценки их в качестве гигантских.

В табл. 4 дано распределение месторождений по бассейнам.

Таблица 4

Распределение месторождений-гигантов по бассейнам

Название бассейна	Количество месторождений-гигантов, открытых в 1965 г.	Прогноз возможного количества еще не открытых месторождений-гигантов	Общее количество месторождений-гигантов
Маракаибский	13	12	25
Баринас	2	1	3
Фалконский	—	1	1
Кариако	—	—	—
Матурин	29	20	49
Всего	44	34	78

Максимальное количество месторождений-гигантов в Венесуэле с учетом прогнозируемых должно составить 78. Из 34 еще не открытых месторождений-гигантов 10, как и предполагали, должны были быть открыты к концу 1965 г.; об этом свидетельствует пересечение теоретической кривой с осью абсцисс в точке, соответствующей 1965 г. Таким образом, согласно прогнозу, может быть открыто в осадочных бассейнах Венесуэлы еще 24 месторождения-гиганта.

За последние 10 лет средняя величина запасов в нефтяных месторождениях-гигантах Венесуэлы оставалась постоянной — 41,1 млн. т, а в течение двух последних десятилетий средняя величина запасов колебалась между 41,1 и 47,5 млн. т. Поэтому маловероятно, чтобы в будущем средняя величина запасов месторождений-гигантов претерпела значительные изменения. В связи с этим можно подсчитать величину запасов, приходящихся только на месторождения-гиганты. Результаты таких подсчетов приведены

Таблица 5

Залежи нефти в целом по бассейнам и в месторождениях-гигантах

Название бассейна	Запасы нефти бассейна, млн. т	Запасы нефти, сосредоточенные в месторождениях-гигантах, млн. т	Процентное содержание запасов месторождений-гигантов от величины запасов бассейна
Маракаибский	7014,4	2932,49	42
Баринас	328,8	48,635	15
Фалконский	54,8	16,44	30
Кариако	13,7	—	—
Матурин	2068,7	801,45	39
Всего	9480,4	3799,01	40

в табл. 5, в которой общая величина запасов по бассейнам [4] сравнивается с запасами, сосредоточенными только в месторождениях-гигантах.

Как видно из табл. 5, 42% запасов нефти Маракаибского бассейна сосредоточено в нефтяных месторождениях-гигантах. Для бассейна Матурин эта величина составляет 39%. Запасы же в гигантских нефтяных месторождениях бассейнов Фалконского и Баринас составляют соответственно лишь 30 и 15% общих запасов. Полученная величина для бассейна Баринас, очевидно, свидетельствует о том, что запасы бассейна были оценены слишком оптимистически.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Hedberg H. D.*, Geology of the Eastern Venezuela basin, Geol. Soc. Am. Bull., **61**, № 11, 1173—1216, 1950.
2. *Hubbert M. K.*, Energy resources, Natl. Acad. Sci.— Natl. Research Council Publ. 1000-D, 141 p., 1962.
3. *Lahee F. H.*, Statistics on natural gas discoveries, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **42**, № 9, p. 2037, 1958.
4. *Martínez A. R.*, Téctonicas de predicción aplicables a la industria petrolera de Venezuela, 3d Cong. Geol. Venezolano Mem., **4**, 1531—1554, 1959; Caracas, Div. Geol., Ministerio Minas e Hidrocarburos Publ. Esp. 3, 1961.
5. *Martínez A. R.*, Estimation of petroleum resources — discussion, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **50**, № 9, 2001—2008, 1966.
6. *Miller J. B., et al.*, Habitat of oil in the Maracaibo basin, Venezuela, *in* Habitat of oil, a symposium, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 601—640, 1958.
7. Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Anuario petrolero y minero de Venezuela — datos de 1952, p. 374, 1957.
8. *Renz H. H., et al.*, The Eastern Venezuelan basin, in Habitat of oil, a symposium, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 551—600, 1958.

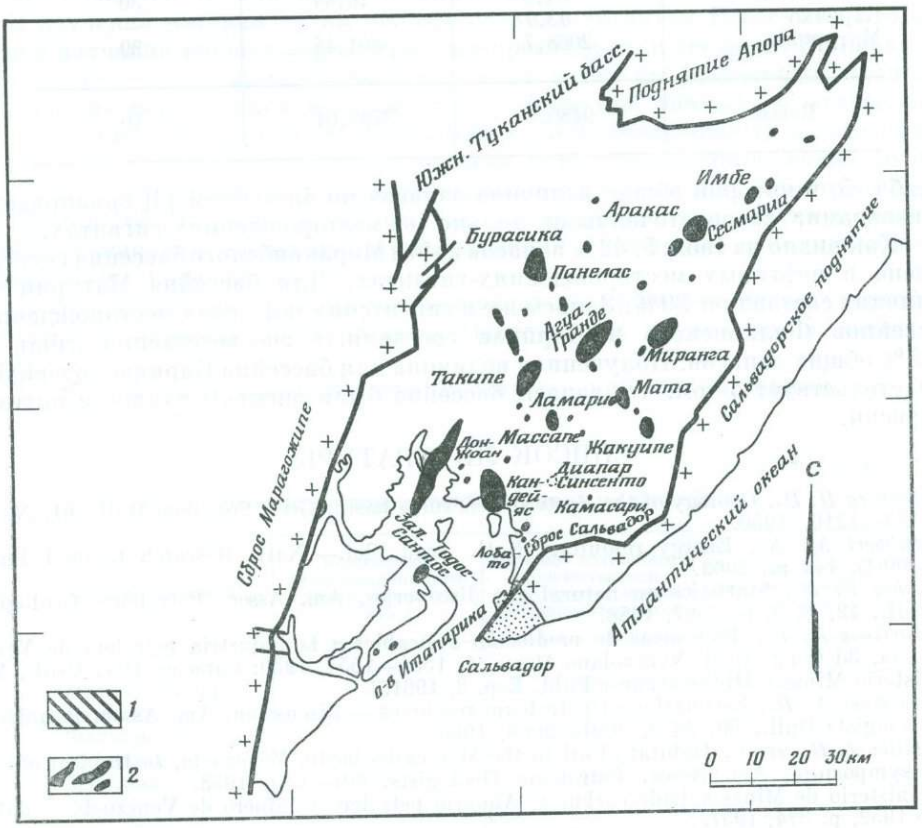
ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ БАССЕЙНА РЕКОНКАВО В БРАЗИЛИИ И ОПИСАНИЕ РАСПОЛОЖЕННЫХ В ЕГО ПРЕДЕЛАХ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Жоан-Итало-Чиньоне, Джеральдо-де-Андраде

ВВЕДЕНИЕ

Бассейн Реконкаво, расположенный на побережье Атлантического океана у города Сальвадор, штат Баия,— один из восьми прибрежных бассейнов Бразилии, выполненных преимущественно меловыми отложениями, представляющий собой основную нефтеносную провинцию Бразилии (фиг. 1) и являющийся южным продолжением бассейна Тукано. Географические границы бассейна Реконкаво приблизительно определяются поднятием Апора на севере и южным окончанием острова Итапарика на юге. С запада бассейн ограничен сбросовой системой Марагожипи, а на востоке — Сальвадорским горстом (Сальвадорское поднятие). Площадь бассейна составляет около 10 000 км².

Геологоразведочные работы в пределах бассейна начались в 1939 г. с бурения неглубокой скважины недалеко от города Сальвадор. Основанием

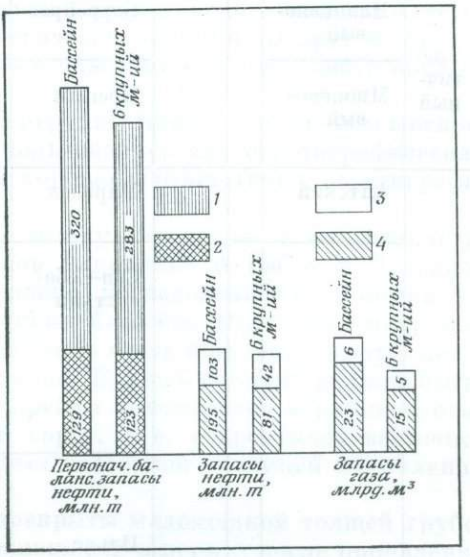


Ф и г. 1. Обзорная карта бассейна Реконкаво, Бразилия.
1 — палеозойские бассейны; *2* — меловые прибрежные бассейны.

для заложения скважины послужили имеющиеся здесь нефтепроявления. Этой скважиной было открыто небольшое месторождение Лобато. Первые геофизические работы вариометрическим методом были проведены в 1937 г. государственной организацией «Департменто-до-Фоменто-да-Продукао-Минераль».

В последующие годы геофизические и геологические изыскания проводились «Консельо-Насьональ-до-Петролео». С 1954 г., т. е. с момента начала деятельности государственной корпорации «Петробраз», отмечается активизация разведочных работ и улучшение качества геологических и геофизических исследований.

С 1939 г. было пробурено 225 скважин методом «дикой кошки», что привело к открытию 43 нефтяных и газовых месторождений, извлекаемые запасы нефти и газа которых составляли соответственно 129,054 млн. т и 28,0736 млрд. м³ (фиг. 2). Около трети извлекаемых запасов нефти из недр уже извлечены.



Ф и г. 2. Запасы нефти и газа бассейна Реконкаво.

1 — неизвлекаемое количество нефти; *2* — извлекаемое количество нефти; *3* — добытое количество нефти; *4* — запасы.

В данной статье описано геологическое строение бассейна в целом и шести расположенных в его пределах крупнейших месторождений. Месторождение Кандейяс открыто в 1941 г., Дон-Жоан — в 1947 г., Агуа-Гранде — в 1951 г., Такипе — в 1958 г. Эти месторождения были открыты в результате проведения геологической съемки. Геофизические работы привели к открытию месторождений Буракика в 1959 г. и Миранга в 1965 г. В шести рассматриваемых месторождениях сосредоточено 96% всех запасов нефти, обнаруженной в бассейне. В 1967 г. в результате проведения комплексных геолого-геофизических исследований было открыто месторождение Арасас, которое, вероятно, станет седьмым крупным нефтяным месторождением бассейна. В настоящее время в бассейне Реконкаво ежесуточно добывается примерно 19 180 т нефти.

СТРАТИГРАФИЯ

Общие сведения. Первые сведения об осадочных породах бассейна Реконкаво относятся к 1828 г., которые мы находим в работах фон Спикса и фон Мартиуса (см. в работе [17]). Хартт [11] предложил называть отложения, развитые в пределах залива Тодос-Сантос, отложениями группы Баия. Впервые номенклатура развитых в бассейне отложений была разработана Паком и Альмейдой [18]. Впоследствии она претерпела ряд изменений [20, 1, 15]. В основе принятого в настоящее время расчленения разреза отложений на стратиграфические подразделения лежит работа под названием «Изучение бассейна», выполненная коллективом геологов «Депекс-Петробраз» [4].

В табл. 1 приведена стратиграфическая колонка разреза отложений бассейна. Максимальная мощность отложений супергруппы Баия, представляющих собой основной объект поисков нефти, составляет 6500 м. Супергруппа Баия подразделяется на шесть формаций: Алианса, Сержи, Итапарика,

Таблица 1

Стратиграфическая колонка разреза отложений бассейна Реконкаво

Возраст			Группа	Формация	Литология	Мощность, м	Продуктивные пласты
Третичный	Плиоценовый			Баррейрас	Песчаники	50	
	Миоценовый			Прегиса	Зеленые глинистые сланцы, маломощные известняки	20	
Раннемеловой	Аптский			Маризал	Песчаники Конгломераты	70	
	Уэлденский	Супергруппа Баиа	Санто-Амаро	Сен-Себастьян	Песчаники Красные глинистые сланца Зеленые и угольные глинистые сланцы Песчаники	Макс. 2800	Бебедоуро песч.
				Ильяс	Глинистые сланцы, алевролиты Песчаники Известняки	Макс. 1700	Брежао песч. Альфа » Гама » Камбуки » Миранга » Сантьяго » Арасас Сан-Паоло »
				Кандейяс	Серые и зеленые глинистые сланцы Линзовидные песчаники Трещиноватые глинистые сланцы Маломощные известняки Песчаники	300 2100	1-я, 2-я и 3-я пачка песчаников 4-я трещиноватая пачка песчаников Песчаники *A*
				Итапарика	Зеленые и красновато-коричневые глинистые сланцы	Макс. 180	Песчаники *B*
Юрский (?)	Пурбекский (?)		Бротас	Сержи	Песчаники	Макс. 461	Пачки *C*, *E*, *G*
				Алианка	Красные глинистые сланцы Песчаники Красные глинистые сланцы Эвапориты	Макс. 695	

Кандейас, Ильяс и Сан-Себастьян. Происхождение этих отложений, по возрасту от позднеюрских (?) до нижнемеловых, неморское. Позднеюрские отложения (группа Бротас) представлены типичными красноцветами, объединенными в формацию Алианса. Они перекрываются покровными песчаниками формации Сержи. Нижнемеловые отложения (уэлденские) представлены в основном темно-серыми и серовато-зелеными глинистыми сланцами формаций Итапарика, Кандейяс и Ильяс и преимущественно песчанистыми образованиями формации Сан-Себастьян. Вблизи Сальвадорского поднятия отложения последних трех формаций литологически неотличимы друг от друга, поскольку они переслаиваются с мощными пластами сингенетичного конгломерата (фиг. 3).

Ископаемые остатки отложений супергруппы Баия представлены в основном остракодами, которые успешно использовались для стратиграфических расчленений разреза, так как биозоны хорошо соответствуют стратиграфическим комплексам пород.

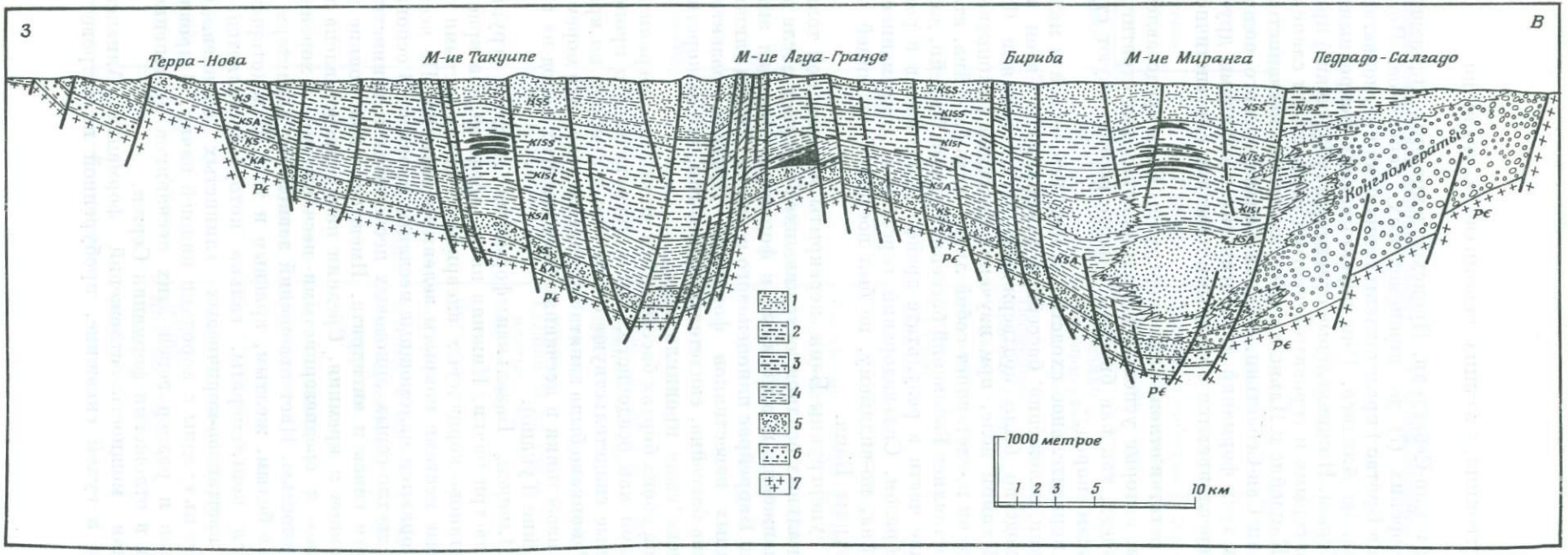
Отмечается поразительное сходство между литологией и палеонтологическими остатками отложений бассейнов Реконкаво и Габон в Западной Африке. Это сходство было подтверждено исследованиями Фонсека [6] и Виана [21]. В самом деле, при изучении бассейна Реконкаво напрашивается вывод, что он представляет собой лишь часть бассейна, вторую половину которого составляет Габонский бассейн. Единый бассейн, должно быть, разделился на две части в результате дрейфа континентов в раннемеловое время. Таким образом, Сальвадорский горст, т. е. современное восточное окончание бассейна, по-видимому, не был восточной границей накопления осадков супергруппы Баия.

Отложения супергруппы Баия перекрыты маломощной толщей грубозернистых флювиальных осадков, отложившихся в период после проявления тектонических движений и относимых к формации Маризал аптского возраста и формации Баррейрас плиоценового возраста. Толща глинистых сланцев и маломощных известняков формации Прегиса, развитая местами по южной окраине бассейна, свидетельствует о том, что за короткий отрезок времени в миоцене сюда проникло море.

Фундамент на обоих бортах бассейна Реконкаво сложен раннедокембрийскими мигматитами как осадочного, так и магматического происхождения. Имеющиеся данные свидетельствуют о том, что в кембрии по крайней мере часть бассейна Реконкаво была занята эпиконтинентальным морем, в котором образовывались известняки и песчаники (выходы этих пород на поверхность известны в бассейне Тукано).

Формация Алианса. Базальная формация Алианса группы Бротас подразделяется на три пачки. Нижняя пачка представлена красными, пурпурными до каштаново-коричневых алевритистыми слюдистыми глинистыми сланцами, которые местами покрыты зелеными пятнами. По всему разрезу циклически повторяются маломощные песчаные прослои. В основании пачки залегают линзы светло-серых аркозовых песчаников и глинистых сланцев, а также слоистого гипса и ангидрита. Имеются также тонкие пропластки плотных известняков и кремния. Средняя пачка представлена в основном аркозовыми тонко- и среднезернистыми песчаниками с хорошо развитой поперечной слоистостью. Цвет отложений зависит от характера глинистого цемента и бывает белым, желтым, красным и т. д. В некоторых песчаных телах содержатся конгломераты, галька которого является продуктом переотложения каштаново-коричневых глинистых сланцев. Отложения верхней пачки очень сходны с породами нижней пачки. В кровле залегают песчаники. Состав и размер зерен этих песчаников постепенно меняется и они переходят в отложения формации Сержи.

Максимальная мощность отложений формации Алианса, равная 695 м, отмечена в сухой скважине, пробуренной на острове Итапарика



Ф и г. 3. Схематизированный разрез бассейна Реконкаво.

1 — формация Сан-Себастьян; *2* — верхняя пачка формации Ильяс; *3* — нижняя пачка формации Ильяс; *4* — группа Санто-Амаро; *5* — формация Сержи; *6* — формация Алианса; *7* — фундамент.

(фиг. 1). Мощность этих отложений в южной части бассейна обычно больше. К юго-востоку, в направлении к району Сесмариа, мощность толщи отложений, объединяемых в рассматриваемые выше три пачки, уменьшается. Хорошие обнажения этих пород встречаются вдоль западной окраины бассейна.

Возраст отложений формации, определяемый как позднеюрский (пурбекский), вызывает сомнение. В породах этой формации, развитых в пределах бассейна Реконкаво, есть очень скудные ископаемые остатки, однако на севере, в бассейне Тукано, распространенные здесь красные глинистые сланцы изобилуют остракодами. К единственным опознанным видам остракод относятся не имеющие диагностического значения *Darwinula* sp. и *Metacypris* sp. 2, 3, 4 и 5. В северной части бассейна Тукано встречены остатки рыб и рептилий [10].

Формация Сержи. Отложения формации Сержи, приуроченные к кровле разреза, объединяемого в группу Бротас, относятся к самым благоприятным в бассейне породам, как резервуарам нефти. Они продуктивны на месторождениях Дон-Жоан, Агуа-Гранде и Буракика, а также на некоторых мелких месторождениях.

Описываемая формация подразделяется на три пачки. Верхняя представлена песчаниками. Песчаники тонкозернистые и конгломератовые, чистые и грязные, местами сцементированные кремневым и карбонатным цементом. В кровле пачки обычно встречается розовый гранат, рутил и кремний. В основании ее песчаники конгломератовидны, представлены полевым шпатом и кварцевой галькой диаметром до 70 мм. Отложения средней пачки характеризуются структурами заполнения, структурами течения, косослоистостью и отчетливой пластинчатой отдельностью. Песчаники от мелкозернистых до грубозернистых, местами конгломератовые с хорошо окатанными зернами. Обычно наличие выветрившегося полевого шпата, слюды, розового граната и опаковых (непрозрачных, темных.— *Ред.*) минералов. Нижняя пачка представлена песчаниками от красного до рыжевато-коричневого цвета. Песчаники сложены зернами от хорошо окатанных до полуугловатых и полукруглых, сцементированных хлоритовым и глинистым цементом.

Отложения формации Сержи обнажаются вдоль западной и северовосточной окраин бассейна. Они развиты на глубине в пределах всей площади бассейна, за исключением района, расположенного близ его восточной границы, где есть признаки того, что эти породы были размыты до отложения осадков формации Итапарика. В южной части бассейна мощность отложений формации Сержи несколько больше. Максимальная же мощность, равная 461 м, установлена на месторождении Дон-Жоан.

В отложениях формации Сержи была установлена лишь неруководящая фауна остракод — *Darwinula* sp. В связи с тем что эти отложения постепенно переходят к отложениям формации Алианса, полагают, что возраст отложений формации Сержи позднеюрский (?).

Формация Итапарика. Отложения формации Итапарика являются переходными от отложений группы Бротас к вышележащим.

В разрезе отложений формации Итапарика четко выделяются три весьма однородные части. В основании разреза залегают зеленовато-серые известковистые тонкослоистые глинистые сланцы и алевролиты, в которых присутствует один или два слоя глинистых сланцев коричневато-красного цвета. В кровле развит маломощный пласт известняков, которые играют роль маркирующего горизонта, прослеживающегося на обширной площади бассейна. Средняя часть разреза представлена песчаниками *B*. Они серые тонко- и мелкозернистые, глинистые. На них залегают сходные с базальными отложениями песчаники *A*. Коричневато-красные глинистые сланцы, приуроченные к кровле формации Итапарика, представляют собой прекрасный маркирующий горизонт.

Мощность формации составляет от 18 м у поднятия Апора до 180 м в южной части бассейна. Вдоль северо-восточной окраины бассейна отложений формации Итапарика нет, однако их обнаружили в бассейне Альмейда, приблизительно в 300 км южнее города Сальвадор (фиг. 1). К руководящим остракодам в отложениях формации Итапарика относятся *Cypridea kegeli* Wicher, *C. bisculturata* Moos, *C. brevicornis* Peck, *C. armata*, *C. acuta* и *C. depressa*.

Формация Кандейяс. Большая часть однообразного разреза отложений формации Кандейяс представлена известковистыми глинистыми сланцами от темно-серых до зеленых, с тонкими прослоями твердых известняков от рыжевато-коричневых до коричневых. Большинство геологов считают, что темные глинистые сланцы являются нефтематеринскими породами, которые генерировали значительное количество нефти бассейна.

Полагают, что песчаники *A*, согласно залегающие на отложениях формации Итапарика, обычно залегают в кровле формации Кандейяс. Однако на основании их литологического состава и недавно обнаруженной в них фауны на месторождении Арасас более логично было бы относить их к формации Итапарика. Песчаники *A* продуктивны на месторождениях Агуа-Гранде и Буракика, а также на ряде мелких месторождений. Другие песчаники, которые входят в формацию Кандейяс, обычно сложены тонко- и грубозернистыми плотно сцементированными зернами. Распределяются они по площади неравномерно и повсюду образуют линзообразные тела. На месторождении Кандейяс в линзовидных песчаниках содержится нефть.

Тектонические движения, проявлявшиеся одновременно с процессом осадконакопления, привели к заметному изменению мощности отложений формации Кандейяс на относительно небольших расстояниях.

Некоторые геологи считают, что в прошлом в кровле разреза формации Кандейяс существовала поверхность несогласия. Однако уверенных данных, свидетельствующих в пользу этого предположения, нет. В настоящей статье верхняя часть формации Кандейяс и нижняя пачка формации Ильяс рассматриваются как толща [9], литологическая изменчивость которой связана с различной степенью погружения сбросовых блоков в период осадконакопления. В связи с трудностью определения положения кровли формации Кандейяс толща, для которой построена карта изопахит (фиг. 4), включает также и нижнюю пачку формации Ильяс.

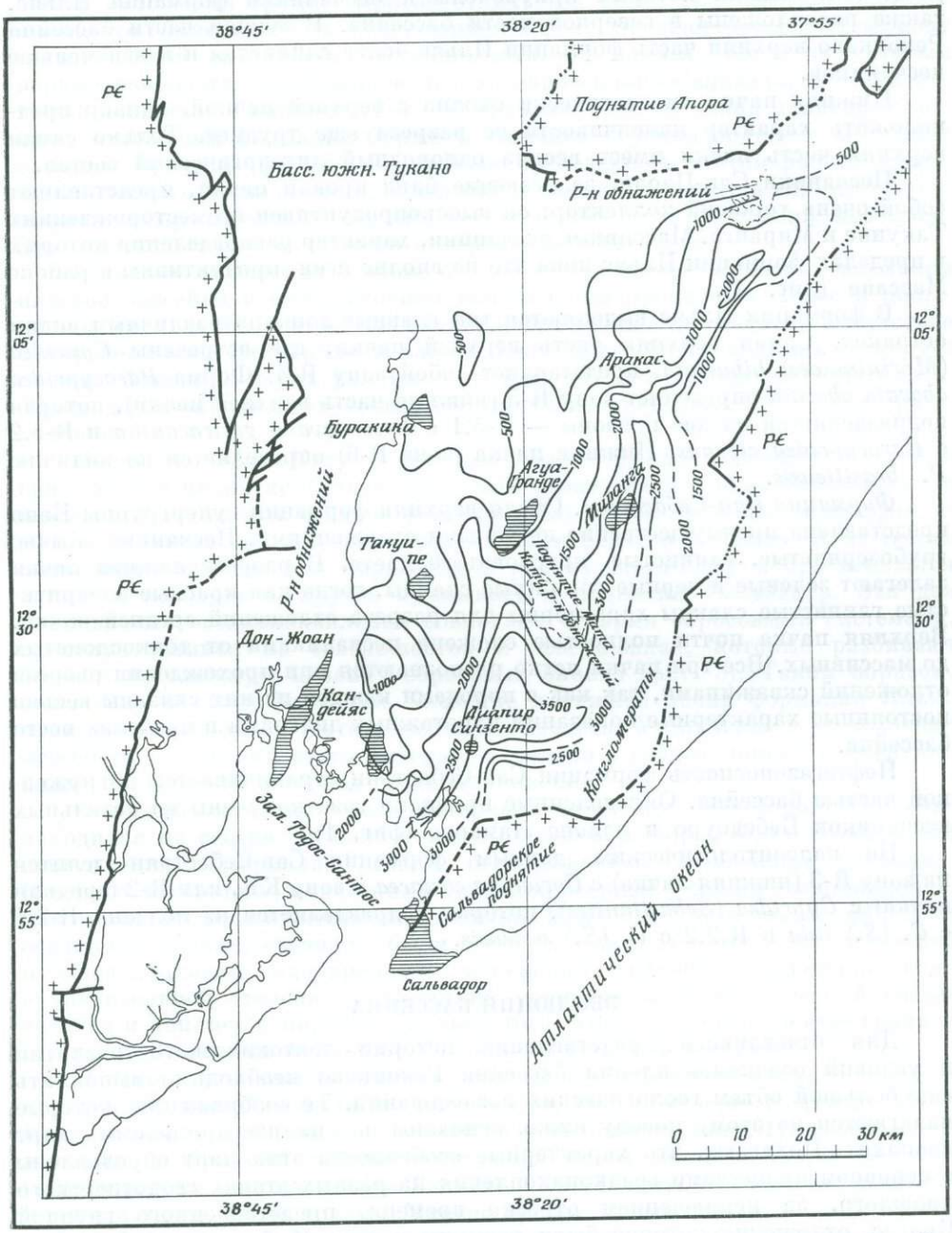
По руководящим остракодам выделяют две зоны — R-8 и R-9 (буква R означает Реконкаво). Зона R-8 характеризуется наличием *Cypridea* (*Morininoides*) *candeienses*, *C.* (*M*) *hadronodosa*, *C. sellata* и *Reconcavona imitatrix*. Зона R-9 определяется по присутствию *Metazypris* sp. 1 и *Cypridea ambigua*.

Формация Ильяс. Алевролиты и серо-зеленые глинистые сланцы с тонкими прослоями известняков, слагающие формацию Ильяс, сходны с отложениями формации Кандейяс. Однако эти две толщи можно отличить одну от другой путем сравнения в них объема песчанистого материала.

Рассматриваемая формация подразделяется на две пачки. Верхняя пачка имеет исключительно важное значение с точки зрения нефтеносности. В ней выделяются сверху вниз четыре интервала — I, II, III и IV, содержащие продуктивные песчаники [19]. К интервалу I приурочены песчаники Брежао, Альфа и Гама, продуктивные на месторождениях Миранга, Имбе и Панелас соответственно. В интервале II залегают песчаники Миранга и Камбуки, которые продуктивны на месторождениях Миранга и Такипе соответственно. Более интересный объект разведки — песчаники Сантьяго интервала III, продуктивные на месторождениях Такипе и Миранга.

Продуктивные песчаники Арасас, приуроченные к интервалу IV, названы по недавно открытому месторождению Арасас.

Каждая из описанных выше пачек (интервалы) имеет различный характер распространения по площади. Проводить сопоставление этих пачек возможно



Ф и г. 4. Изопахиты отложений нижней пачки формации Ильяс и формации Кандейяс бассейна Реконкаво.

Колебание мощностей обусловлено в основном тектоническими движениями, происходившими одновременно с осадконакоплением. Сечение изогипс через 500 м.

только в северной части бассейна, при этом следует отметить, что все месторождения, залежи которых приурочены к песчаникам формации Ильяс, также расположены в северной части бассейна. В южной части бассейна Реконкаво верхняя часть формации Ильяс более глинистая и в ней меньше песчаников.

Нижняя пачка литологически сходна с верхней пачкой, однако предположить характер изменчивости ее разреза еще труднее. Только самая верхняя часть пачки имеет весьма однородный литологический состав.

Песчаники Сан-Паоло, залегающие близ кровли пачки, представляют собой очень хороший коллектор; он высокопродуктивен на месторождениях Такуипе и Миранга. Массивные песчаники, характер распределения которых в пределах формации Ильяс пока что не вполне ясен, продуктивны в районе Массапе (фиг. 1).

В формации Ильяс выделяются три главные зоны по различным видам остракод. Самая верхняя часть верхней пачки, где встречены *Cypridea* (*Morininoides*) *bibullata*, представляет собой зону R-4. Форма *Paracypridea obovata obovata* определяет зону R-5 (нижняя часть верхней пачки), которая подразделяется на две подзоны — R-5.1 с *Reconcavana gastracantha* и R-5.2 с *Raracypridea elegans*. Нижняя пачка (зона R-6) определяется по наличию *P. brasiliensis*.

Формация Сан-Себастьян. Самая верхняя формация супергруппы Баия представлена преимущественно песчаными отложениями. Песчаники обычно грубозернистые, глинистые, красноватого цвета. В разрезе нижней пачки залегают зеленые и черные глинистые сланцы, тогда как красные алевритистые глинистые сланцы характерны для разреза отложений средней пачки. Верхняя пачка почти полностью сложена песчаниками от тонкослоистых до массивных. Все три пачки легко распознаются при прохождении разреза отложений скважинами, так как с породами каждой из них связаны весьма постоянные характерные показания каротажных диаграмм в пределах всего бассейна.

Нефтегазоносность формации Сан-Себастьян ограничивается погруженной частью бассейна. Определенные признаки газа получены из базальных песчаников Бебедоуро в районе Ламарао (фиг. 1).

По палеонтологическим данным формация Сан-Себастьян делится на зону R-3 (нижняя пачка) с *Coriacina coriacea* и зону KR, или R-2 (средняя пачка) с *Cypridea* (*Sebastianites*), которая подразделяется на подзоны R-2.1 с *C.* (*S.*) *fida* и R.2.2 с *C.* (*S.*) *sostensis*.

ЭВОЛЮЦИЯ БАССЕЙНА

Для отчетливого представления истории тектонического развития и условий осадконакопления бассейна Реконкаво необходимо выполнить еще большой объем геологических исследований. Те соображения, которые излагаются по этому поводу ниже, основаны на анализе приводимых карт изопахит. Полагают, что характерные особенности этих карт обусловлены в основном процессами осадконакопления на разных этапах геологического прошлого, за исключением отрезка времени, представленного группой Бротас, отложения которой были размыты у восточной окраины бассейна.

Самый первый период осадконакопления, представленный в разрезе отложениями группы Бротас, подразделяется на две фазы. В течение первой фазы, когда отлагались осадки формации Алианса, преобладали мелководные условия осадконакопления при полуаридном или теплом климате; в это время осадки в виде пойменных отложений покрыли очень ровную поверхность фундамента. Вторая фаза, представленная формацией Сержи, характеризуется отложением грубых континентальных терригенных осадков в пределах аллювиальной равнины.

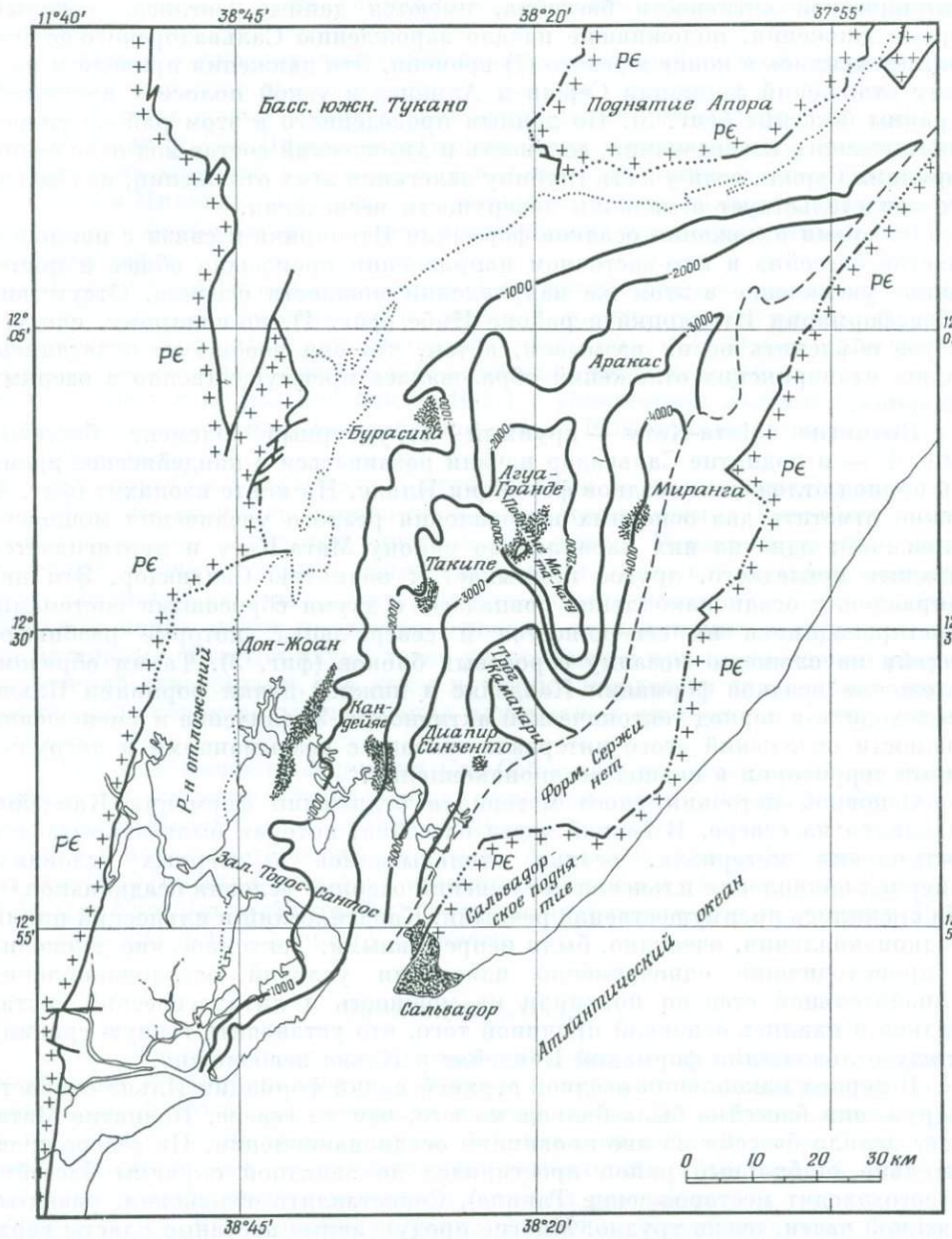
Несмотря на то что в бассейнах Реконкаво и Тукано литологический состав отложений группы Бротас отличается четко выраженным постоянством, что объясняется их образованием в фазу, предшествовавшую периоду тектонической активности бассейна, имеются данные, согласно которым первые движения, положившие начало зарождению Сальвадорского поднятия, проявились в конце юрского (?) времени. Эти движения привели к размыву отложений формации Сержи и Алианса в узкой полосе у восточной окраины бассейна (фиг. 5). По данным проведенного в этом районе гидродинамического исследования, соленость и химический состав вод отложений формации Сержи, если учесть глубину залегания этих отложений, необычен. Это свидетельствует о наличии поверхности несогласия.

Во время отложения осадков формации Итапарика в связи с наклоном пластов бассейна в юго-восточном направлении произошло общее и постепенное увеличение в этом же направлении мощности осадков. Отсутствие слоев формации Итапарика в районе Имбе (фиг. 1), по-видимому, следует скорее объяснить не их размывом, а тем, что они вообще не отлагались. Толща итапарикских отложений образовалась преимущественно в озерных условиях.

Поднятие Мата-Кату — крупный структурный элемент бассейна (фиг. 4) — и поднятие Сальвадор начали развиваться в кандейясское время и в период отложения осадков формации Ильяс. На карте изопахит (фиг. 4) можно отметить два основных направления резкого увеличения мощности отложений: одно из них параллельно району Мата-Кату и протягивается западнее последнего, другое примыкает к поднятию Сальвадор. Эти два направления осадконакопления совпадают с двумя сбросовыми системами, простирающимися на северо-восток и северо-запад, которые разбивают бессейн на сложную мозаику сбросовых блоков (фиг. 3). Таким образом, отложение осадков формации Кандейяс и нижней пачки формации Ильяс происходило в период тектонической активности. Увеличение и уменьшение мощности отложений этого интервала связано с воздыманиями и погружениями территории в период осадконакопления.

Основной источник сноса материала отложений формации Кандейяс находился на севере. В южной части бассейна, которая была закрыта для поступления материала, осадки откладывались в озерных условиях. В период накопления ильясских отложений озерные условия осадконакопления сменились преимущественно речными. Кандейясский и ильясский циклы осадконакопления, очевидно, были непрерывными. Тектонические движения и происходившие одновременно изменения условий осадконакопления в значительной степени повлияли на мощность и литологический состав осадков и явились основной причиной того, что установить точную границу между отложениями формаций Кандейяс и Ильяс невозможно.

В период накопления осадков верхней пачки формации Ильяс скорость погружения бассейна была больше на юге, чем на севере. Поднятие Мата-Кату делило бассейн на две провинции осадконакопления. На севере сравнительно стабильный район простирался до западной окраины бассейна (в него входит месторождение Такипе). Сопоставлять отложения, развитые в южной части, очень трудно. Многие продуктивные песчаные пласты верхней части формации Ильяс здесь не откладывались. Мощный разрез глинистых отложений формаций Ильяс — Кандейяс, развитый в южной провинции, послужил источником диапирового материала, выжимание которого привело к образованию структуры Синзенто. Диапировый материал проник через более чем тысячеметровую толщу вышележащих отложений формации Сан-Себастьян. В период отложения пород Сан-Себастьян дифференцированные движения прекратились, однако общее погружение бассейна продолжалось, поэтому в районе Камасари (для ориентации см. фиг. 5) сформировалась мощная толща аллювиально-озерных отложений.



Ф и г. 5. Структурная карта, составленная по кровле отложений формации Сержи.
Видна современная структура бассейна Реконкаво. Сбросы не показаны. Сечение изогипс через 1000 м.

Ускоренный рост Сальвадорского горста, который отделяет бассейн от моря, привел к накоплению вдоль восточной окраины бассейна громадных масс конгломератов. В период, прошедший от отложения пород Кандейяс до отложения пород Сан-Себастьян, конгломератовые тела переслаивались с отложениями супергруппы Баия.

Последние тектонические движения произошли после формирования формации Сан-Себастьян. Возобновились движения по некоторым древним нарушениям, а также возникли новые разломы. К концу уэлденского века наступил период полной стабилизации тектонической активности. На фиг. 5 показан современный структурный план бассейна. Вплоть до аптского времени бассейн был подвержен процессам эрозии, однако его структура теперь выражена в рельефе в виде маломощного поверхностного слоя флювиальных слоев Маризал, образовавшихся в послетектоническую фазу развития.

История осадконакопления бассейна Реконкаво завершилась в кайнозойское время. Терригенные обломочные отложения формации Баррейрас плиоценового возраста образовались в условиях прибрежной равнины. Разрез отложений формации Прегиса, выполненный единственными в бассейне морскими осадками, не представляет интереса с точки зрения нефтеносности в пределах континента. Связано это с тем, что эти отложения имеют лишь ограниченное распространение, а их мощность незначительна. Однако кратковременное наступание моря в миоценовое время может оказаться важным фактором, определяющим перспективность миоценовых отложений в пределах континентального шельфа.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение нефти и газа Агуа-Гранде

Месторождение Агуа-Гранде расположено в центральной части бассейна и приурочено к поднятию Мата-Кату (фиг. 5). Месторождение было открыто в 1951 г. Государственной корпорацией «Консельо-Насьональ-до-Петролео», которая в тот период проводила разведочные работы на нефть. Скважина-первооткрывательница была заложена в пределах антиклинальной складки, выраженной на поверхности. Начальный дебит скважины составил 95,9 т нефти в сутки. Месторождение вытянуто в северо-восточном направлении и имеет размеры 8 × 3 км. Контуры месторождения были определены в результате бурения 231 скважины, из которых 37 оказались сухими. К 1967 г. добыча нефти из месторождения Агуа-Гранде составила 47% общей добычи бассейна. Это месторождение считается из всех открытых самым высокопродуктивным.

Продуктивные отложения. Основными продуктивными отложениями являются песчаники формации Сержи, а также песчаники *А* формации Кандейяс. Нефть установлена на глубине 1050—1350 м. Меньшие скопления нефти приурочены к неглубоко залегающим песчаникам Сан-Паола формации Ильяс.

Разрез отложений формации Сержи, к которой приурочено около 63% извлекаемых запасов нефти месторождения, представлен массивными песчаниками мощностью 240 м с несколькими тонкими прослоями алевролитов и глинистых сланцев. Песчаники от тонкозернистых до конгломератовидных, от плохо до хорошо отсортированных, кварцитовые, местами аркозовые, характеризующиеся различным количеством глинистого цемента, от содержания которого непосредственно зависят пористость и проницаемость коллектора. Около 75% общей мощности формации представлено пористыми, слегка глинистыми или же чистыми песчаниками.

Ко второму по значению резервуару относятся песчаники *A*, средняя мощность которых составляет 15 м. В их толще выделяются два характерных песчаных пласта, разделенных очень тонким пропластком зеленоватых алевритистых глинистых сланцев. Верхний пласт сложен преимущественно тонко- и среднезернистыми, чистыми, хорошо отсортированными кварцевыми песчаниками. Нижний пласт сложен глинистыми, мелко- и тонкозернистыми песчаниками, пористость которых ниже по сравнению с пористостью верхнего пласта из-за высокого содержания глины. Песчаники *A*, максимальная мощность которых составляет 35 м, выклиниваются на некоторых участках в западной части месторождения.

Песчаники Сан-Паола, самый верхний продуктивный резервуар, состоят из двух песчаных пачек мощностью 10 и 40 м, разделенных глинистой пачкой. Песчаники мелко- и тонкозернистые, кварцевые, хорошо отсортированные; содержание глинистого материала составляет в среднем 6%.

Средняя пористость продуктивных песчаников составляет 17,5% для песчаников *A* и песчаников формации Сержи и 25% для песчаников Сан-Паола. Максимальная эффективная нефтенасыщенная мощность песчаников составляет 112 м.

Тектоническое строение. На структурной карте, составленной по кровле песчаников *A* (фиг. 6), видно, что месторождение Агуа-Гранде приурочено к вытянутому на северо-восток горсту.

Крупные сбросы ограничивают горст с юго-запада (сброс Мата-Кату, простирающийся в направлении СЗ 35° с амплитудой 1000 м), и с востока (сброс, простирающийся в направлении от СВ 60° до СВ 5° с амплитудой 300—400 м). Несколько сбросов, простирающихся в северо-восточном и северо-западном направлениях, ограничивают горст с северо-запада и делят его на более мелкие блоки. В районе развития сброса Мата-Кату некоторые блоки погружаются на юго-запад, но большая их часть наклонена на запад-северо-запад. В центральной части месторождения слабо выражено куполовидное поднятие, образовавшееся, очевидно, в результате волочения блока по ограничивающим его сбросам.

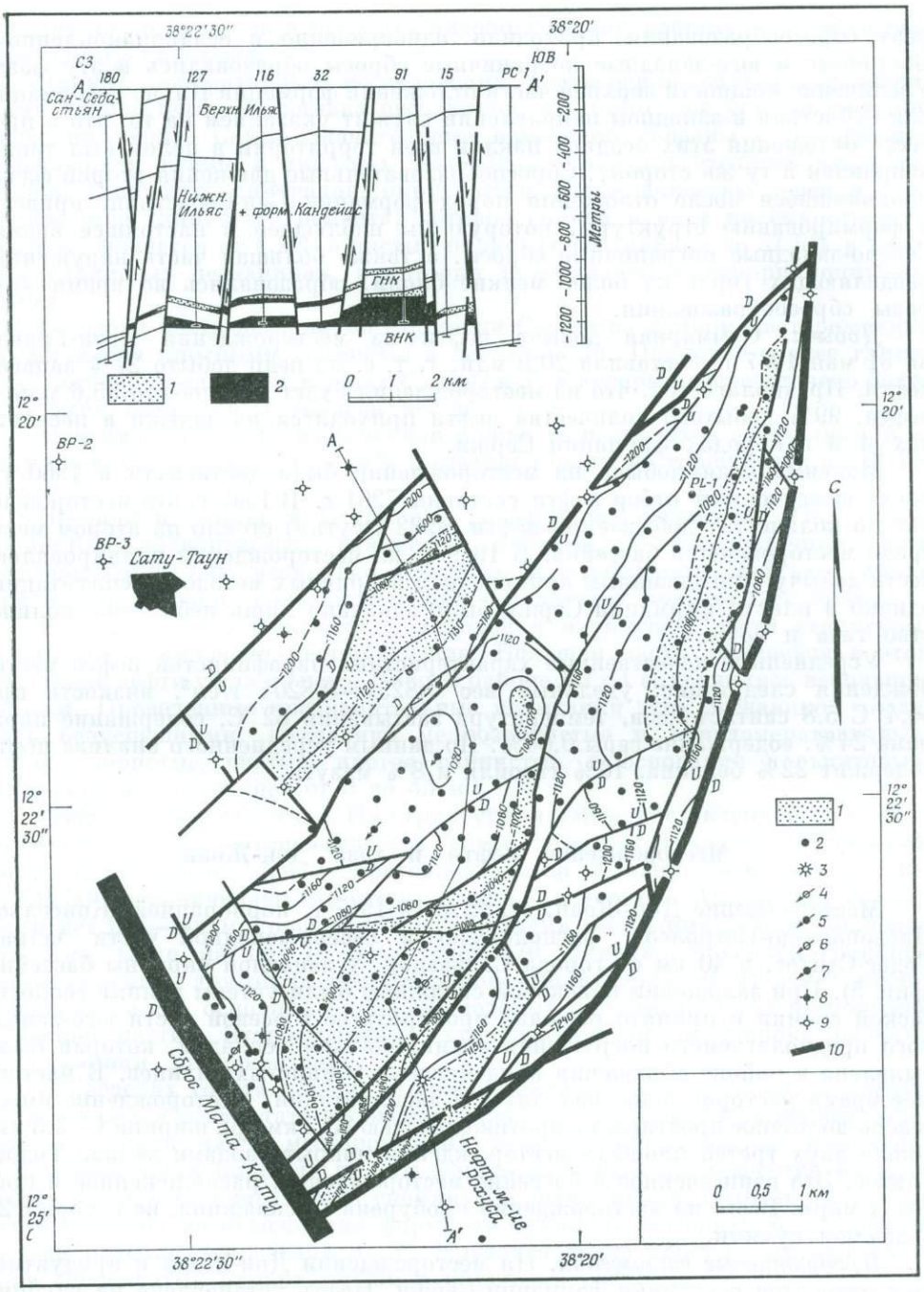
Замыкание структуры обеспечивается ограничивающими ее сбросами или же сбросами, ответвляющимися от них, а также наклоном блоков. Структурный план, построенный по кровле отложений формации Сержи, весьма близко соответствует структурному плану, построенному по основанию песчаников *A*. Поверхностная структура не везде совпадает со структурным планом на глубине, поскольку движения по сбросам, происшедшие в ильясское время, не затронули вышележащие отложения.

Залежи нефти в песчаниках Сан-Паола установлены только в пределах небольших по размерам блоках в юго-западной и северо-восточной частях месторождения; они приурочены к сбросам, образовавшимся после отложения пород формации Сан-Себастьян.

Положение водо-нефтяного контакта, установленного в залежи песчаников *A* и формации Сержи на отметке —1200 м, едино для всего месторождения. Это свидетельствует о взаимосвязи двух резервуаров по системе нарушений. Газо-нефтяной контакт в песчаниках *A* зафиксирован на отметках от —1070 до —1150 м, причем в залежи формации Сержи этот контакт отмечен также на глубине —1070 м.

Мощность нефтенасыщенной части песчаников *A* и пород формации Сержи составляет соответственно 300 и 182 м, хотя высота структуры (от гидрозамка до ее наивысшей точки) в обоих резервуарах больше.

Эволюция структурного плана. По картам изопахит видно, что вплоть до конца времени отложения осадков нижней части формации Кандейяс в рассматриваемом районе тектонические движения не проявлялись. Судя по резкому изменению мощности отложений верхней части формации Кандейяс и нижней части формации Ильяс, образование нарушений в эту раннюю



Ф и г. 6. *I* — структурная карта месторождения Агуа-Гранде, построенная по основанию песчаников *A*.

Сечение изогипс через 40 м. Здесь и далее: *U* — приподнятое крыло; *D* — опущенное крыло. *1* — газовая шапка; *2* — нефтяные скважины; *3* — газовые скважины; *4* — специальные скважины для нагнетания воды; *5* — эксплуатационные скважины, используемые для нагнетания воды; *6* — специальные скважины для нагнетания газа; *7* — эксплуатационные скважины, используемые для нагнетания газа; *8* — ликвидированные скважины; *9* — сухие скважины; *10* — сбросы.

II — разрез по линии *A* — *A'*.

Вертикальный масштаб увеличен в 4 раза. *1* — газ; *2* — нефть.

фазу сбрасообразования проходило одновременно с осадконакоплением. Восточные и юго-западные пограничные сбросы образовались в эту фазу. Увеличение мощности верхней части отложений формации Ильяс и формации Сан-Себастьян в западном направлении служит указанием на то, что в процессе отложения этих осадков наклон всей территории в целом был также направлен в ту же сторону. Сбрасообразовательные движения второй фазы, проявившиеся после отложения пород формации Сан-Себастьян, привели к формированию структуры, которую мы наблюдаем в настоящее время. Северо-западные пограничные сбросы, а также большая часть нарушений, разделяющих горст на более мелкие блоки, образовались во время этой фазы сбрасообразования.

Добыча. Суммарная добыча нефти из месторождения Агуа-Гранде на 31 мая 1967 г. составила 20,9 млн. т, т. е. из недр добыто 27% запасов нефти. Предполагается, что из месторождения будет еще добыто 35,6 млн. т нефти. 99% добытого количества нефти приходится на залежи в песчаниках *A* и в породах формации Сержи.

Максимальная добыча на месторождении была достигнута в 1960 г., когда ежесуточный отбор нефти составил 7261 т. В 1967 г. это месторождение по количеству добываемой нефти (4932 т/сутки) стояло на втором месте среди месторождений бассейна. В 1969 г. на месторождении планировалось вести добычу с интенсивным применением вторичных методов эксплуатации, однако в пласты формации Сержи было закачано лишь небольшое количество газа и воды.

Усредненные качественные характеристики парафинистой нефти месторождения следующие: удельный вес 0,8251—0,8204 г/см^3, вязкость при 54,4° С 5,8 сантистоксов, температура застывания 32 °С, содержание парафина 24%, содержание серы 0,04%. По данным усредненного анализа нефть содержит 22% бензина, 16% газойля и 8% мазута.

Месторождение нефти и газа Дон-Жоан

Месторождение Дон-Жоан, открытое в 1947 г. корпорацией «Консельо-Насьональ-до-Петролео», расположено в северо-западной части залива Тодос-Сантос, в 40 км от города Сальвадор, у западной окраины бассейна (фиг. 5). При заложении поисковой скважины были учтены данные геологической съемки и принято решение пробурить ее в осевой части юго-западного предполагаемого погружения антиклинальной складки, которая была выявлена в районе обнажения кандейясских глинистых сланцев. В настоящее время месторождение находится в эксплуатации. Месторождение имеет северо-восточное простирание протяженностью 23,5 км при ширине 1—3,5 км. Около двух третей площади месторождения покрыто водами залива Тодос-Сантос. Это единственное в бассейне месторождение, расположенное в пределах моря. Всего на месторождении пробурена 71 скважина, из которых 29 оказались сухими.

Продуктивные отложения. На месторождении Дон-Жоан к продуктивным относятся песчаники формации Сержи. Нефть установлена на глубине 160—374 м. Небольшие залежи непромышленного значения открыты в песчаниках *A* и *B*.

Формация Сержи почти целиком представлена песчаниками красноватого и беловато-серого цвета, чистыми и глинистыми тонкозернистыми и конгломератовыми с редкими маломощными прослоями красноватых и зеленоватых глинистых сланцев и коричневатых и беловатых известняков. Мощность отложений меняется от 280 м в северной части месторождения до 461 м в южной части. Верхние 192 м (нефте-газонасыщенные части) разреза подразделяются на 8 продуктивных зон, обозначенных индексами от *C* до *J*.

Каждая из зон легко выделяется по литологическому составу пород и по данным электрокаротажа.

Данные лабораторных исследований подтвердили сильную изменчивость литологического состава песчаников, что было уже установлено при изучении керна. Самые значительные изменения связаны с процентным содержанием глины и тяжелых минералов, степенью отсортированности, типами глинистых минералов, округлостью и сферичностью зерен и т. д. Содержание глинистого цемента, которое сильно влияет на емкость коллектора, меняется от 1,2% в чистых пористых песчаниках до 37,5% в плотных глинистых песчаниках, в которых преобладают монтмориллонитовые глины.

Большая часть песчаников формации Сержи на данном месторождении представлена плотными глинистыми песчаниками. Пористые, менее глинистые песчаники залегают в зонах *C*, *E*, *G* и *J*, в которых сосредоточено более 90% всех выявленных запасов нефти.

Максимальная нефтенасыщенная мощность песчаников составляет 75 м, а их пористость меняется от 18% в северной части месторождения до 22,4% в южной.

Песчаники формации Итапарика развиты не повсеместно. Они тонкозернистые, алевритистые, глинистые, плотные. В юго-восточной части месторождения они несколько пористые и насыщенные нефтью, однако при их опробовании обнадеживающих результатов получено не было.

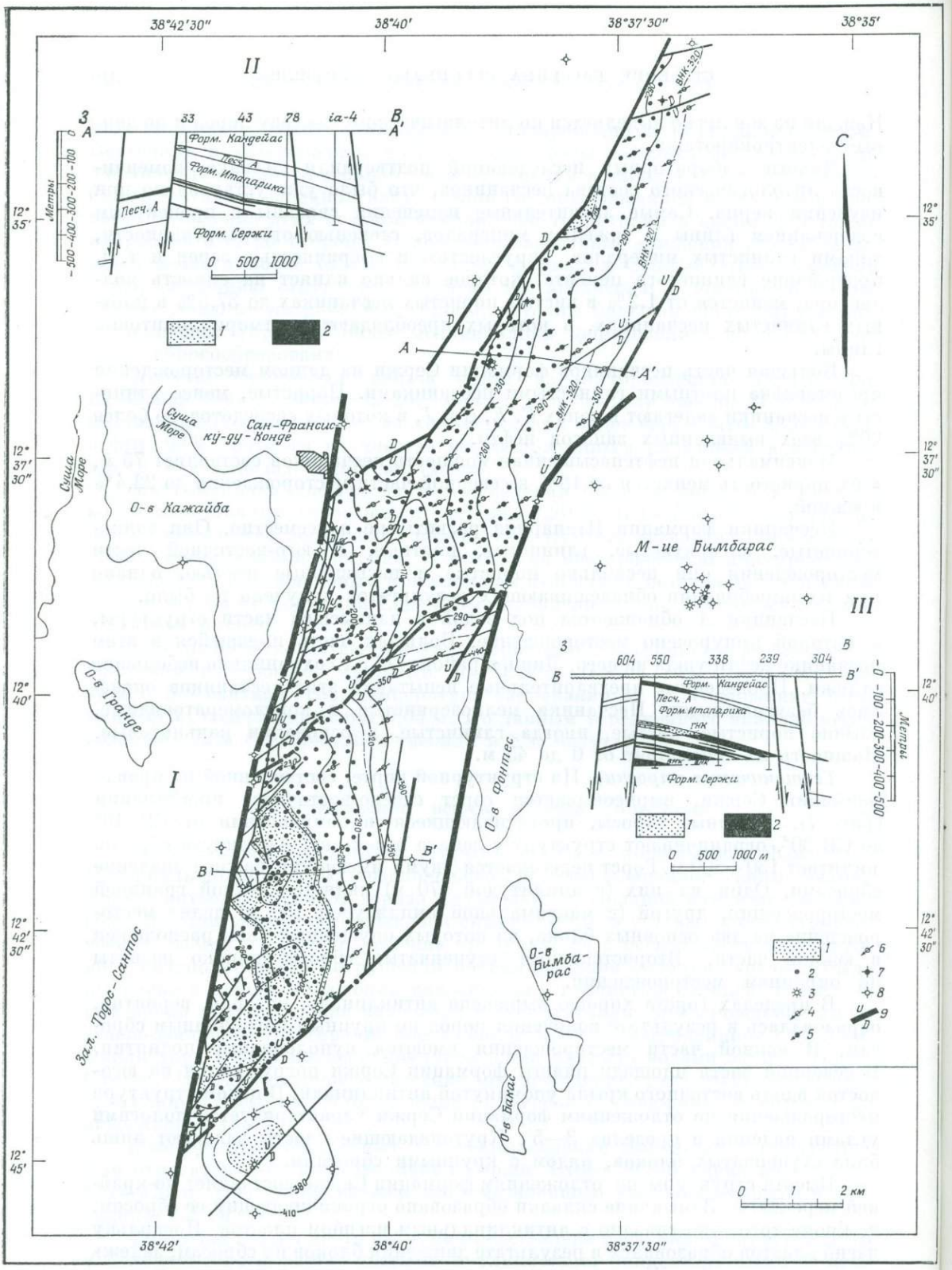
Песчаники *A* обнажаются под водой в наивысшей части структуры, к которой приурочено месторождение. Большая часть имевшейся в этом песчанике нефти ушла из него. Лишь в районе *DJx*-1 сохранились небольшие залежи. Проведенные предварительные испытания этих песчаников оказались безуспешными. Песчаники мелкозернистые и конгломератовидные, обычно пористые, чистые, иногда глинистые, в основании кальцитовые. Мощность их составляет от 0 до 45 м.

Тектоническое строение. На структурной карте, составленной по кровле формации Сержи, вырисовывается горст северо-восточного простирания (фиг. 7). Крупные сбросы, протягивающиеся в направлении от СВ 10° до СВ 30°, ограничивают структуру с запада и востока. Амплитуда сбросов достигает 150—500 м. Горст пересекается двумя имеющими важное значение сбросами. Один из них (с амплитудой 170 м) является южной границей месторождения, другой (с максимальной амплитудой 150 м) делит месторождение на два основных блока, из которых опущенный блок расположен в южной части. Второстепенные ступенчатые сбросы широко развиты по окраинам месторождения.

В пределах горста хорошо выражена антиклиналь, которая, вероятно, образовалась в результате волочения пород по крупным пограничным сбросам. В южной части месторождения имеются куполовидные поднятия. В северной части площади пласты формации Сержи погружаются на юго-восток вдоль восточного крыла упомянутой антиклинали. В целом структура месторождения по отложениям формации Сержи характеризуется пологими углами падения в пределах 3—5°. Крутопадающие пласты залегают лишь близ ступенчатых блоков, рядом с крупными сбросами.

Высота структуры по отложениям формации Сержи составляет по крайней мере 200 м. Замыкание складки образовано ограничивающим ее сбросом, и, кроме того, оно связано с антиклинальным изгибом пластов. Поскольку изгиб пластов образовался в результате движения блоков по сбросам, залежь месторождения Дон-Жоан в принципе относится к типу тектонически экранированных.

Положение водо-нефтяного контакта залежи в отложениях формации Сержи в основном обусловлено формой структуры, однако местами оно связано с изменениями свойств песчаников по площади. В северном блоке



Фиг. 7. *I* — структурная карта месторождения Дон-Жоан, составленная по кровле отложений формации Сержи.

Сечение изогипс через 30 м. *1* — газовая шапка; *2* — нефтяные скважины; *3* — газовые скважины; *4* — специальные скважины для нагнетания воды, *5* — эксплуатационные скважины, используемые для нагнетания воды; *6* — специальные скважины для нагнетания газа; *7* — ликвидированные скважины; *8* — сухие скважины; *9* — сбросы.

II — разрез по линии *A* — *A'*.

Вертикальный масштаб увеличен в 4 раза. *1* — газ; *2* — нефть.

III — разрез по линии *B* — *B'*.

Вертикальный масштаб увеличен в 4 раза. *1* — газ; *2* — нефть.

водо-нефтяной контакт находится на отметках от —320 до —332 м, тогда как в южном блоке в основном ниже —335 м, но не ниже —369 м. В пределах месторождения установлено три газо-нефтяных контакта; наивысшее положение (233 м) занимает газо-нефтяной контакт в южном блоке.

Добыча. На 31 мая 1967 г. из месторождения было извлечено 4,1 млн. т нефти, что составляет лишь 3,6% геологических запасов нефти. Предполагается, что суммарная добыча нефти на месторождении составит 33,8 млн. т. В 1967 г. суточная добыча нефти составляла 2055 т, что позволяет поставить месторождение Дон-Жоан по количеству добываемой нефти на четвертое место среди месторождений бассейна.

Месторождение Дон-Жоан характеризуется в основном низкой пластовой энергией. Вскоре после начала эксплуатации произошло резкое падение пластового давления. Только в залежи зоны, подпираемой водами мощного водоносного пласта, падение давления было несколько меньше. В остальных же зонах ряд геологических факторов неблагоприятен для эксплуатации. К этим факторам относятся линзообразный характер проницаемых песчаников, глинизация коллектора даже в наиболее продуктивных зонах и повсеместная изоляция одних участков резервуара от других нарушениями, что препятствует притоку пластовых вод.

В пределах северного блока добыча нефти ведется с применением вторичных методов, путем нагнетания в пласт соленой воды. В будущем этот метод будет применяться по всем месторождениям, что позволит увеличить добычу по крайней мере вдвое. Для улучшения условий нагнетания флюидов в пласт и увеличения добычи недавно был успешно осуществлен гидроразрыв пласта.

Усредненные качественные показатели нефти следующие: удельный вес 0,8448—0,8348 г/см³, вязкость при 54,4 °С 7,6—9,5 сантистоксов, температура застывания 29 °С, содержание парафина 15% (по весу), содержание серы 0,05%. По данным усредненного анализа нефть содержит 17% бензина, 14% газойля и 7% мазута.

Месторождение нефти и газа Миранга

Месторождение Миранга, расположенное на востоке центральной погруженной части бассейна (фиг. 5), было открыто в 1965 г. корпорацией «Петробраз». Ежесуточный дебит нефти скважины, установившей нефть в песчаниках Сантьяго, составил 82 т. Местоположение скважины было выбрано на основе результатов интерпретации материалов сейсмических исследований методом отраженных волн, с помощью которых по одному из неглубоко залегающих горизонтов была выявлена вытянутая куполовидная структура. Месторождение вытянуто на северо-восток и имеет размеры 6,5 × 5 км. На месторождении пробурено 120 скважин, из которых семь оказались сухими.

Продуктивные отложения. Месторождение Миранга является многопластовым месторождением. Залежи установлены в нескольких песчаных пластах формации Ильяс, в основном в песчаниках Сантьяго и Сан-Паола, которые залегают на глубине от 1000 до 1500 м. В этих отложениях содержится около 90% всех запасов нефти. Песчаники Сан-Паола состоят из нескольких песчаных тел мощностью 5-70 м, разделенных глинистыми прослоями. В песчаниках Сантьяго, средняя мощность которых равна 40 м, также есть тонкие глинистые прослои, приуроченные в основном к кровельной части. Меньшее значение имеют залежи нефти в песчаниках Миранга, верхний Миранга и Брежао.

Все продуктивные пласты имеют сходный литологический состав. Они сложены мелкозернистыми, тонкозернистыми, кварцевыми, хорошо отсортированными и обычно чистыми пористыми песчаниками. Результаты лабораторных анализов, выполненных Фонсека и др. [7], свидетельствуют об очень

низком содержании в песчаниках глинистого и карбонатного материалов. Процентное содержание карбонатов составляет 3%. В песчаниках верхний Миранга и Миранга, а также в некоторых песчаных телах песчаников Сан-Паола встречаются непроницаемые участки, что связано с внедрением в песчаники глинистых пластов. Пористость песчаников обычно составляет 19—25%, а общая нефтенасыщенная их мощность 70 м.

Тектоническое строение. На структурной карте, составленной по кровле песчаников Сантьяго (фиг. 8), вырисовывается четко выраженное куполовидное поднятие эллиптической формы, простирающееся в северо-восточном направлении и разбитое несколькими продольными и диагональными сбросами. Отчетливо прослеживаются две системы сбросов: одна система в направлении СВ 45°, другая — СЗ 35°. Залежи в нескольких продуктивных слоях связаны в основном с куполовидным поднятием, а иногда они контролируются простирающимися в северо-восточном направлении сбросами. Высота куполовидной структуры равна 180 м.

Протягивающийся в направлении СВ 45° сброс делит месторождение на два крупных блока. Плоскость сбрасывателя этого сброса наклонена на восток под углом 43°. Амплитуда сброса составляет 100—300 м. Этот сброс служит замыканием структуры в пределах северо-западного приподнятого блока.

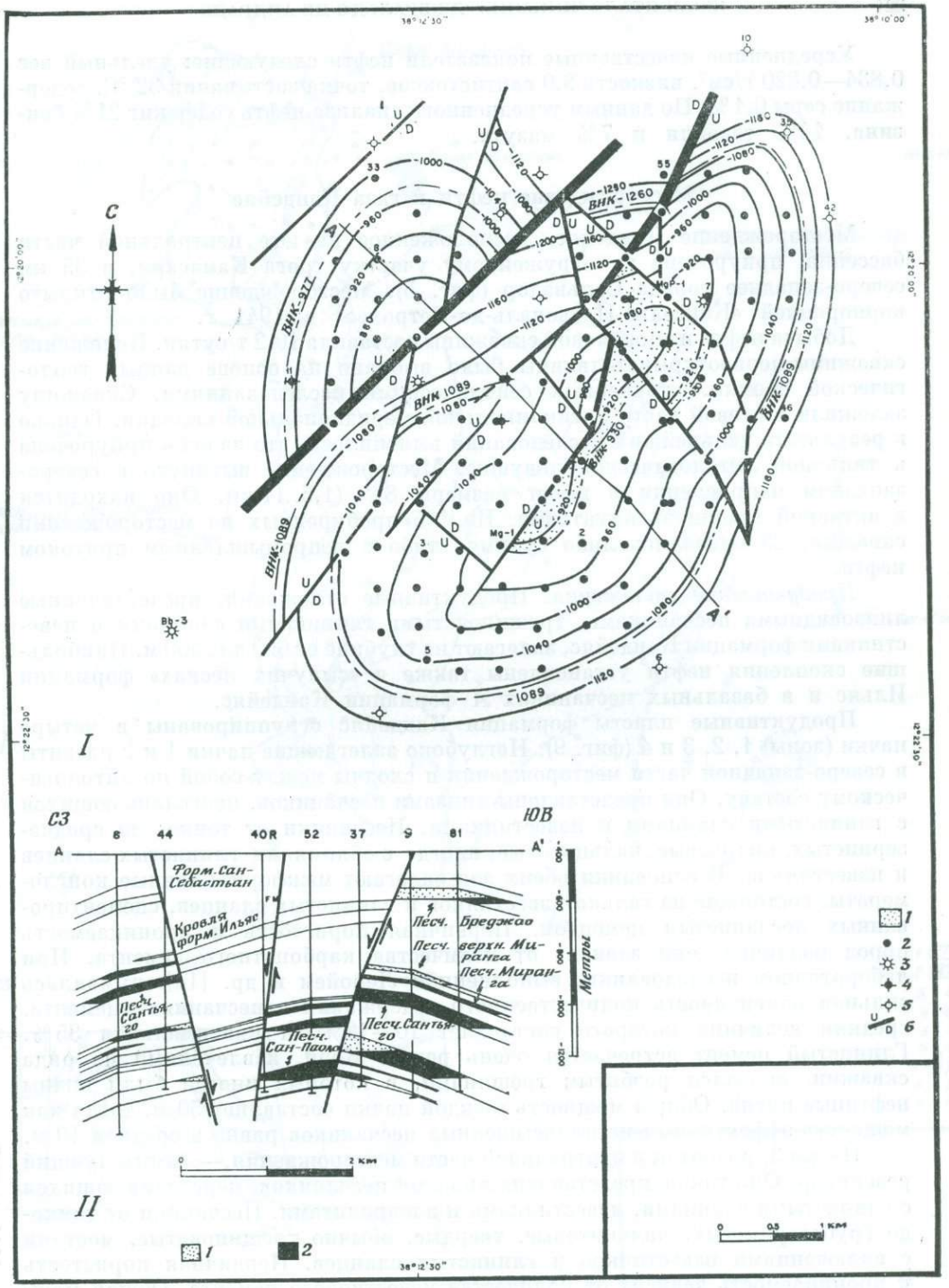
Соответствует ли структурный план более глубоко залегающих отложений формации Сержи структурному плану по вышележащим отложениям, не известно, так как до отложений Сержи была пробурена лишь одна скважина. На поверхности структура почти не вырисовывается, так как обнажающиеся песчаники Сан-Паола претерпели сильное выветривание.

На месторождении имеется несколько газовых шапок. Положение как газо-нефтяного, так и водо-нефтяного контактов в каждой толще продуктивных песчаников в основном определяется формой структуры. В пределах северо-западного приподнятого блока контакты находятся в среднем на 90 м выше, чем в пределах юго-восточного опущенного блока.

Эволюция структурного плана. Согласно данным бурения скважин, формирование современных очертаний структуры месторождения Миранга началось до отложения песчаников Миранга, когда в результате сбрасообразовательных процессов, протекавших одновременно с процессами осадконакопления, в юго-восточной части месторождения образовался поперечный горст. По карте изопахит отложений верхней пачки формации Ильяс можно судить о том, что к концу ильясского времени в восточной, южной и западной частях месторождения в отложениях Сан-Паола вполне отчетливо наметилось куполовидное поднятие, тогда как с севера структура оставалась открытой. Сбросы, образовавшиеся после отложения пород формации Сан-Себастьян, способствовали окончательному формированию структуры, причем куполовидное замыкание в северной части структуры образовалось в результате наклона в этом направлении сбросовых блоков.

Добыча. На 31 мая 1967 г. на месторождении Миранга было добыто 1,9 млн. т нефти, что составляет лишь 2,7% всех запасов нефти. Однако 29% добытого количества нефти приходится на залежи в песчаниках Сан-Паола и Сантьяго. Предполагается, что с помощью первичных методов добычи всего будет добыто 14,2 млн. т нефти.

На месторождении Миранга ежесуточно добывается 5480 т нефти; это самый высокий уровень добычи среди месторождений бассейна. Поскольку большая часть скважин вскрыла несколько продуктивных толщ песчаников, одна скважина обычно эксплуатирует два или три горизонта. В 1967 г. пластовое давление на месторождении было довольно высоким, что обеспечивало режим фонтанирования скважин. Однако уже сейчас проводятся исследования, которые позволят в будущем применить вторичные методы эксплуатации.



Ф и г. 8. *I* — структурная карта месторождения Миранга по кровле песчаников Сантьяго.

Сечение изогипс через 40 м.

1 — газовая шапка; *2* — нефтяные скважины; *3* — газовые скважины; *4* — ликвидированные скважины; *5* — сухие скважины; *6* — сбросы.

II — разрез по линии *A* — *A'*.

Вертикальный масштаб увеличен в 3 раза.

1 — газ; *2* — нефть.

Усредненные качественные показатели нефти следующие: удельный вес 0,834—0,820 г/см³, вязкость 8,0 сантистоксов, точка застывания 32 °С, содержание серы 0,1%. По данным усредненного анализа нефть содержит 21% бензина, 14% газойля и 7% мазута.

Месторождение нефти и газа Кандейяс

Месторождение Кандейяс, расположенное на юге центральной части бассейна, приурочено к погруженному участку трога Камасари, в 35 км северо-западнее города Сальвадор (фиг. 5). Месторождение было открыто корпорацией «Консельо-Насьональ-до-Петролео» в 1941 г.

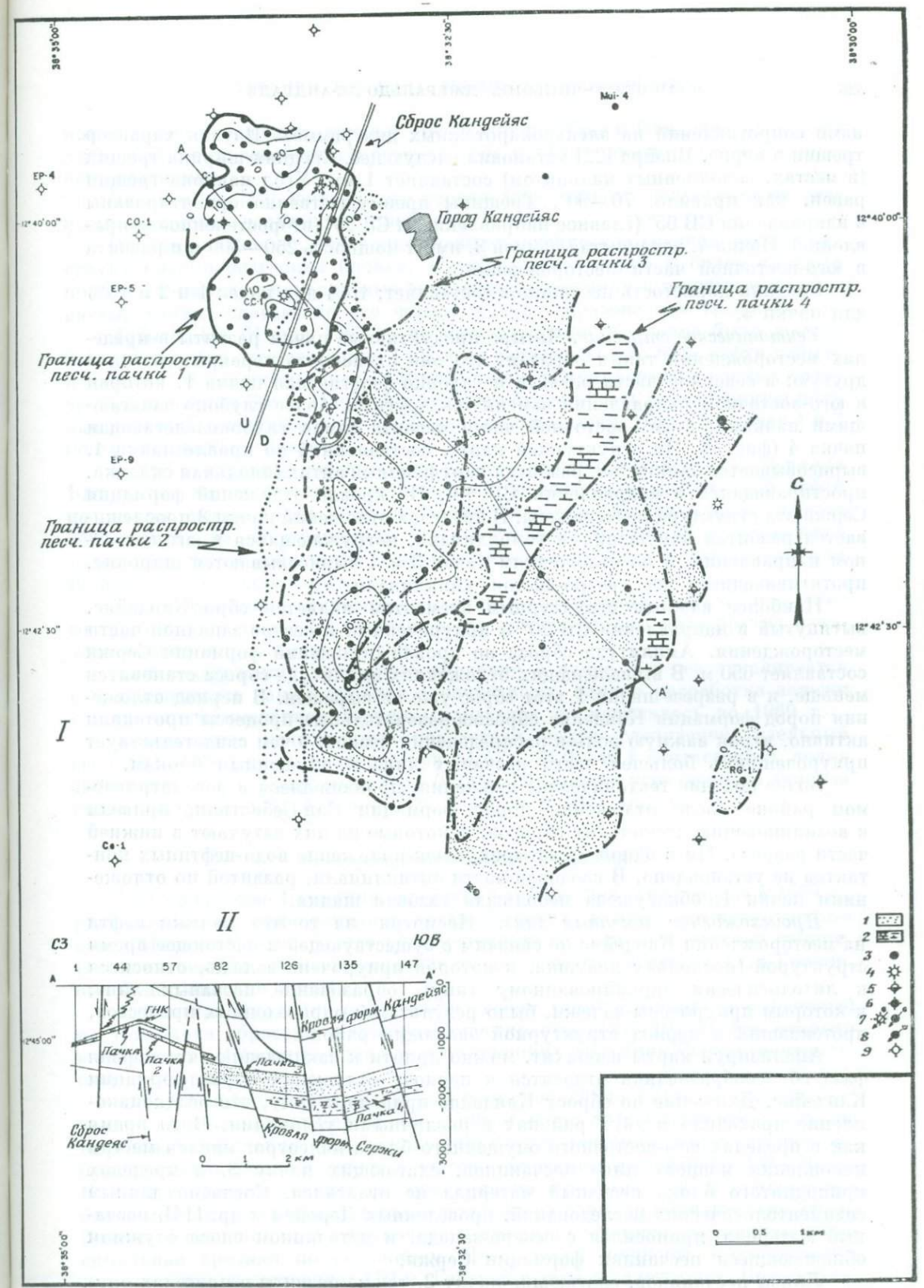
Добыча нефти из поисковой скважины составила 10,2 т/сутки. Положение скважины-первооткрывательницы было выбрано на основе данных геологической съемки, уточненных сейсмическими исследованиями. Скважину заложили в осевой части антиклинальной меридиональной складки. Однако в результате дальнейших исследований выяснилось, что залежь приурочена к типичной литологической ловушке. Месторождение вытянуто в северо-западном направлении и имеет размеры 8 × (1,5...4)км. Оно находится в активной стадии эксплуатации. Из 165 пробуренных на месторождении скважин, 29 оказались либо сухими, либо с непромышленным притоком нефти.

Продуктивные отложения. Продуктивные отложения, представленные линзовидными песчаниками, трещиноватыми глинистыми сланцами и известняками формации Кандейяс, залегают на глубине от 690 до 2400 м. Наибольшие скопления нефти установлены также в «сыпучих песках» формации Ильяс и в базальных песчаниках *А* формации Кандейяс.

Продуктивные пласты формации Кандейяс сгруппированы в четыре пачки (зоны) 1, 2, 3 и 4 (фиг. 9). Неглубоко залегающие пачки 1 и 2 развиты в северо-западной части месторождения и сходны между собой по литологическому составу. Они представлены линзами песчаников, переслаивающихся с глинистыми сланцами и известняками. Песчаники от тонко- до среднезернистых, кварцевые, кальцитовые, иногда с обломками глинистых сланцев и известняков. В основании обеих зон залегают межформационные конгломераты, состоящие из гальки известняков и глинистых сланцев, сцементированных песчанистым цементом. Первичная пористость и проницаемость пород различна; они зависят от количества карбонатного цемента. При лабораторном исследовании, выполненном Леройем и др. [14], выявилась сильная изменчивость количественного содержания в песчаниках цемента, средняя величина которого составляет 10—12%, а максимальная 35%. Глинистый цемент встречается очень редко. Керн, извлеченный из ряда скважин, оказался разбитым трещинами, в которых иногда были видны нефтяные пятна. Общая мощность каждой пачки составляет 50 м, тогда как мощность эффективных нефтенасыщенных песчаников равна в среднем 10 м.

Пачка 3, развитая в центральной части месторождения,— самый лучший резервуар. Она также представлена линзами песчаников, переслаивающихся с глинистыми сланцами, известняками и алевролитами. Песчаники от тонко- до грубозернистых, кальцитовые, твердые, обычно трещиноватые, местами с включениями известняков и глинистых сланцев. Первичная пористость и проницаемость зависят от количества известкового цемента. Общая мощность пачки составляет 350 м, а мощность эффективных нефтенасыщенных песчаников равна 100 м.

Пачка 4 представлена трещиноватыми глинистыми сланцами и известняками. В керне, непрерывно отбиравшемся из двух скважин, песчаников обнаружено не было. Глинистые сланцы темно-серые и серовато-черные, очень твердые, переходящие в серовато-коричневые криптокристаллические известняки. Эти твердые породы характеризуются очень высокими величи-



Ф и г. 9. *I* — карта распространения продуктивных зон и равной эффективной мощности нефтенасыщенных песчаников в песчаных телах формации Кандейяс месторождения Кандейяс.

Сечение изогипс через 10 и 30 м. *1* — песчаники (пачки 1—3); *2* — глинистые сланцы и известняки (пачка 4; мощность пластов, для которых характерно высокое сопротивление, равна 100 м); *3* — нефтяные скважины; *4* — газовые скважины; *5* — скважины, дающие непромышленный приток нефти; *6* — ликвидированные скважины; *7* — эксплуатационные скважины, используемые для нагнетания газа; *8* — эксплуатационные скважины, используемые для нагнетания воды; *9* — сухие скважины.

II — разрез по линии *A* — *A'*.

Вертикальный масштаб увеличен в 1,25 раза.

нами сопротивлений на электрокаротажных диаграммах. Изучая характер трещин в керне, Виэйра [22] установил следующее. Средняя ширина трещин (в местах, заполненных кальцитом) составляет 1 мм. Угол наклона трещин равен, как правило, 70—90°. Трещины преимущественно ориентированы в направлении СВ 65° (главное направление) и СЗ 25° (второстепенное направление). Пачка 4, перекрытая пачкой 3, имеет мощность 250—300 м и развита в юго-восточной части месторождения.

Средняя пористость песчаников составляет: 16% для пачек 1 и 2 и 13% для пачки 3.

Тектоническое строение. Четыре продуктивные пачки развиты в пределах месторождения таким образом, что они ступенчато перекрывают одна другую: в северной части развита неглубоко залегающая пачка 1, которая в юго-восточном направлении заменяется другими, более глубоко залегающими пачками; в юго-восточной части развита самая глубокозалегающая пачка 4 (фиг. 9). На структурной карте, составленной по кровле пачки 1, вырисовывается замкнутая, разбитая нарушениями антиклинальная складка, простирающаяся в направлении СВ 13°. По кровле отложений формации Сержи эта структура не выражена. В пределах отложений пачки 2 прослеживается разбитая нарушениями гомоклиналь, погружающаяся в юго-восточном направлении, а по отложениям пачек 3 и 4 вырисовываются широкие, протягивающиеся на северо-восток синклинали.

Наиболее важным структурным элементом является сброс Кандейяс, вытянутый в направлении СВ 20° и приуроченный к северо-западной части месторождения. Амплитуда сброса по кровле отложений формации Сержи составляет 650 м. В вышележащих отложениях амплитуда сброса становится меньше, и в разрезе пачки 1 этот сброс уже не выражен. В период отложения пород формации Кандейяс сбросообразовательные процессы протекали активно, играя важную роль в распределении песков, о чем свидетельствует приуроченность большей части песчаных линз к опущенным блокам.

Более поздние тектонические движения, проявившиеся в рассматриваемом районе после отложения пород формации Сан-Себастьян, привели к возникновению нескольких сбросов; некоторые из них затухают в нижней части разреза. Ни в одной из четырех пачек положение водо-нефтяных контактов не установлено. В сводовой части антиклинали, развитой по отложениям пачки 1, обнаружена небольшая газовая шапка.

Происхождение песчаных линз. Несмотря на то что залежи нефти на месторождении Кандейяс не связаны с существующей в настоящее время структурой (поскольку ловушка, к которой приурочена залежь, относится к литологически экранированному типу), образование песчаных линз, к которым приурочены залежи, было результатом определенных процессов, протекавших в период структурной эволюции района.

Анализируя карты изопахит, можно прийти к заключению, что первая фаза сбросообразования относится к периоду отложения пород формации Кандейяс. Движение по сбросу Кандейяс привело к тому, что осадконакопление проходило в двух районах с различными условиями. В то время как в пределах юго-восточного опущенного блока палеотрог явился местом накопления мощных линз песчаников, слагающих пачку 3, в пределах приподнятого блока песчаный материал не отлагался. Согласно данным седиментологических исследований, проведенных Леройем и др. [14], песчаный материал приносился с северо-запада, и источником сноса служили обнажающиеся песчаники формации Сержи.

Линзы песчаников, слагающие пачку 2, также развиты в пределах опущенного блока сброса Кандейяс; эти линзы образовались в период нового цикла отложения песчанистого материала, когда вследствие пониженной энергии потоков, переносивших осадки, песок осаждался ближе к источникам сноса. Во время отложения осадков, слагающих пачку 1, образовался

новый базис отложения, так как подвижки по сбросу Кандейяс прекратились, а юго-восточный тектонический трог к тому времени уже был заполнен осадками.

Лерой и др. [14] считали, что первая зона сложена мелководными речными осадками дельтового типа.

Позднее, возможно, после уплотнения кандейясских осадков, произошла структурная перестройка блоков, в результате которой в более плотных породах, таких, как кальцитовые песчаники, известняки и твердые известковистые глины, слагающие все четыре пачки, образовались трещины.

Добыча. На 31 мая 1967 г. на месторождении Кандейяс было добыто 6,4 млн. т нефти, что составило 13% всех запасов. Около 80% нефти добыто из пачки 3. Оставшиеся запасы нефти (6,3 млн. т) приурочены в равных количествах к пачкам 3 и 4. Пачка 4 в будущем будет играть более важную роль как нефтедобывающий объект по сравнению с пачкой 3. Нефть из пачек 1 и 2 почти полностью извлечена.

В 1967 г. суточная добыча нефти на месторождении Кандейяс составляла 1096 т, что выдвигает это месторождение по количеству добываемой нефти на шестое место среди месторождений бассейна. Максимальная добыча 2466 т/сутки на месторождении была достигнута в 1959 г. Из отдельных участков пачки 4 добывается разное количество нефти, что характерно для трещиноватых коллекторов.

Три скважины отличаются высокой производительностью, их дебит составляет в среднем 82,2 т/сутки, тогда как испытания ряда других скважин окончились безрезультатно.

Для поддержания пластового давления в пачке 3 в нее закачивается газ; проводилась также пробная закачка воды, однако разработка залежи с широким применением вторичных методов не начиналась до 1969 г.

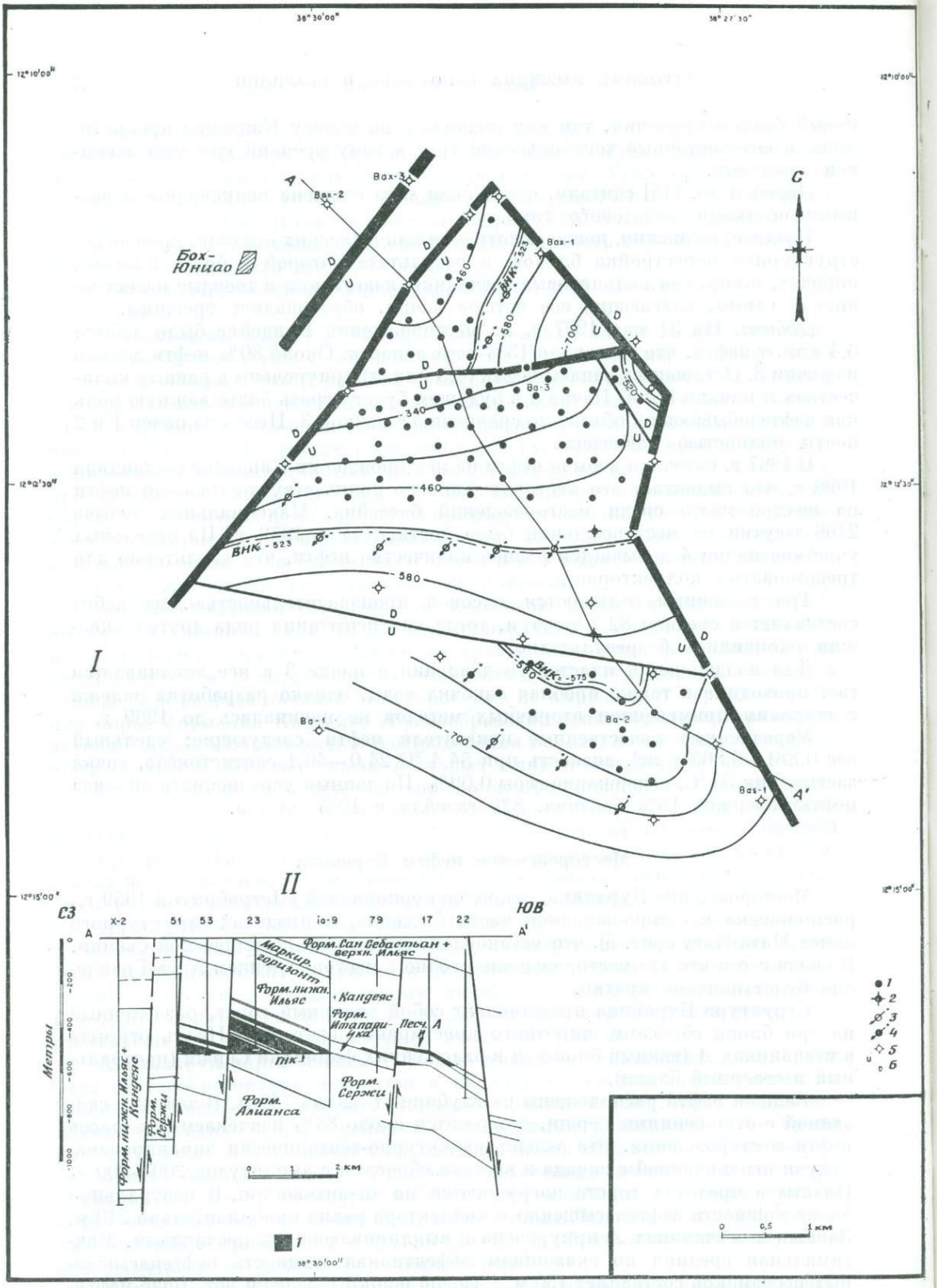
Усредненные качественные показатели нефти следующие: удельный вес 0,881—0,865 г/см^3, вязкость при 54,4 °С 24,0—46,1 сантистоксов, точка застывания 30 °С, содержание серы 0,09%. По данным усредненного анализа нефть содержит 13% бензина, 8% газойля и 10% мазута.

Месторождение нефти Буракика

Месторождение Буракика, открытое корпорацией «Петробраз» в 1959 г., расположено в северо-западной части бассейна, в пределах структурного пояса Мата-Кату (фиг. 5), что установлено по данным сейсмической съемки. В связи с тем что это месторождение сходно с месторождением Агуа-Гранде, оно будет описано кратко.

Структура Буракика представляет собой типичный горст, разделенный на три блока сбросами широтного простирания (фиг. 10). Нефть открыта в песчаниках *А* (южный блок) и в отложениях формации Сержи (центральный и северный блоки).

Залежи нефти расположены на глубине от 520 до 740 м. В залежи, связанной с отложениями Сержи, содержится около 88% извлекаемых запасов нефти месторождения. Эта залежь структурно-тектонически экранирована, будучи ограниченной с запада и востока сбросами с амплитудой 200—300 м. Пласты в пределах горста погружаются на юг-юго-восток. В центральном блоке мощность нефтенасыщенного коллектора равна приблизительно 210 м. Залежь в песчаниках *А* приурочена к выклинивающимся песчаникам. Максимальная средняя по скважинам эффективная мощность нефтенасыщенных песчаников составляет 150 м. Газовой шапки у залежи нет. Водо-нефтяной контакт в залежи, связанной с отложениями Сержи, в пределах центрального и северного блоков единый и расположен на отметке —523 м. В южном блоке водо-нефтяной контакт для залежей песчаников *А* и отложений формации Сержи общий — на отметке —575 м.



Ф и г. 10. *I* — структурная карта, составленная по кровле отложений формации Сержи месторождения Буракика.

Сечение изогипс через 60 м. *1* — нефтяные скважины; *2* — ликвидированные скважины; *3* — специальные скважины для нагнетания воды; *4* — эксплуатационные скважины, используемые для нагнетания воды; *5* — сухие скважины; *6* — сбросы.

II — разрез по линии *A* — *A'*.

Вертикальный масштаб увеличен в 5 раз.
1 — нефть.

В тектоническом развитии структуры Бурасика четко выделяются две фазы. В результате ранних тектонических движений, проявлявшихся одновременно с накоплением осадков формации Кандейяс, образовался сброс, ограничивающий структуру с запада, а также широтный сброс, ограничивающий структуру с севера. Сброс, ограничивающий структуру с востока и широтный сброс, ограничивающий структуру с юга, образовались в фазу сбрососообразования, наступившую вслед за отложением пород формации Сан-Себастьян; в течение этой фазы возобновились подвижки по сбросам древнего заложения.

На 31 мая 1967 г. суммарная добыча нефти на месторождении достигла 4,46 млн. т, что составляет лишь 7,3% от балансовых запасов. Текущие извлекаемые запасы нефти составляют 11,4 млн. т. В 1967 г. на месторождении добывалось нефти 2740 т/сутки. По уровню добычи месторождение занимает третье место среди месторождений бассейна. В 1969 г. добыча нефти из отложений Сержи будет вестись с широким применением вторичных методов. Добыча нефти из залежи песчаников *А* с 1963 г. ведется с применением законтурного заводнения.

Усредненные показатели парафинистой нефти месторождения: удельный вес 0,860—0,849 г/см³, вязкость при 54,4 °С 70 сантистоксов, температура застывания 36 °С.

Месторождение нефти и газа Такипе

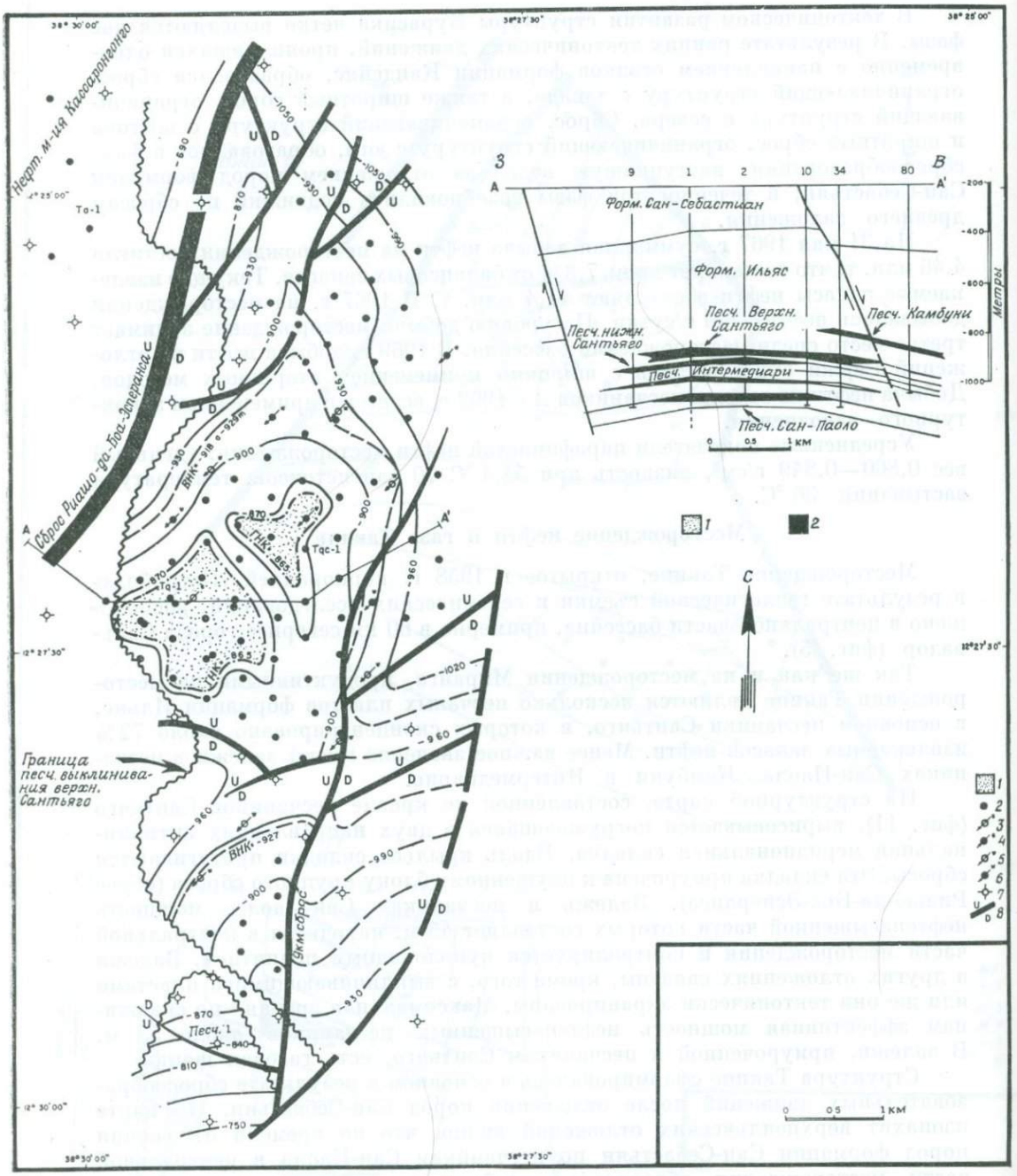
Месторождение Такипе, открытое в 1958 г. корпорацией «Петробраз» в результате геологической съемки и сейсмических исследований, расположено в центральной части бассейна, примерно в 60 км севернее города Сальвадор (фиг. 5).

Так же как и на месторождении Миранга, продуктивными на месторождении Такипе являются несколько песчаных пластов формации Ильяс, в основном песчаники Сантьяго, в которых сконцентрировано около 72% извлекаемых запасов нефти. Менее важное значение имеют залежи в песчаниках Сан-Паола, Камбуки и Интермедиарио.

На структурной карте, составленной по кровле песчаников Сантьяго (фиг. 11), вырисовывается погружающаяся в двух направлениях антиклинальная меридиональная складка. Вдоль крыльев складки протягиваются сбросы. Эта складка приурочена к опущенному блоку крупного сброса (сброс Риашо-да-Боа-Эсперанса). Залежь в песчаниках Сан-Паола, мощность нефтенасыщенной части которых составляет 45 м, находится в центральной части месторождения и контролируется куполовидным поднятием. Залежи в других отложениях связаны, кроме того, с выклинивающимися пластами или же они тектонически экранированы. Максимальная средняя по скважинам эффективная мощность нефтенасыщенных песчаников около 55 м. В залежи, приуроченной к песчаникам Сантьяго, есть газовая шапка.

Структура Такипе сформировалась в основном в результате сбрососообразовательных движений после отложения пород Сан-Себастьян. На карте изопахит верхнеильясских отложений видно, что ко времени отложения пород формации Сан-Себастьян по песчаникам Сан-Паола в центральной части месторождения образовалась небольшая куполовидная складка, открывающаяся на восток.

Суммарная добыча нефти на месторождении Такипе на 31 мая 1967 г. составила 4,5 млн. т. Текущие извлекаемые запасы нефти равны 6,8 млн. т. Ежесуточная добыча нефти в 1967 г. на месторождении составляла 1438 т. Это означает, что по количеству добываемой нефти месторождение стоит на пятом месте. В песчаник 4 Сантьяго было закачано небольшое количество газа и воды, однако до 1967 г. вторичные методы добычи на месторождении широко не применялись. Удельный вес парафинистой нефти месторождения колеблется от 0,849 до 0,829 г/см³.



Ф и г. 11. *I* — структурная карта, составленная по кровле верхней части толщи песчаников Сантьяго месторождения Такипе.

Сечение изогипс через 30 м.

1 — газовая шапка; *2* — нефтяные скважины; *3* — специальные скважины для нагнетания газа; *4* — эксплуатационные скважины, используемые для нагнетания газа; *5* — специальные скважины для нагнетания воды; *6* — эксплуатационные скважины, используемые для нагнетания воды; *7* — сухие скважины; *8* — сбросы.

II — разрез по линии *A* — *A'*.

Вертикальный масштаб увеличен в 3 раза.

1 — газ; *2* — нефть.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Оценивая как величину извлекаемых запасов нефти месторождений и количество пробуренных поисковых скважин, так и размеры бассейна, можно прийти к заключению, что бассейн Реконкаво принадлежит к числу богатых нефтегазоносных районов.

2. В шести расположенных на небольшой глубине месторождениях содержится большая часть запасов нефти. Основная добыча нефти ведется из этих месторождений. Эти крупные месторождения, образование которых связано с процессами тектонического развития территории, могут быть подразделены на три основных типа.

К *первому типу* относятся месторождения Агуа-Гранде, Дон-Жоан и Буракика. Они приурочены к горстам, развитым вдоль региональных поднятий фундамента. Образование ловушек нефти было обусловлено проявлением в бассейне ранних сбрасообразовательных движений. Продуктивными являются юрские (?) отложения формации Сержи и нижнемеловые песчаники *A*.

Ко *второму типу* принадлежат месторождения Миранга и Такипе. Оба месторождения приурочены к глубоким трогам бассейна, образование которых связано с процессами тектонического развития территории в поздний период проявления сбрасообразовательных движений. Складки, образовавшиеся в пределах опущенных блоков крупных сбросов, послужили основными ловушками для нефти. Кроме того, важную роль в процессе аккумуляции нефти сыграли также сбросы и выклинивания пластов-коллекторов. Основные продуктивные горизонты приурочены к нижнемеловым песчаникам Сантьяго и Сан-Паола.

К *третьему типу* относится месторождение Кандейяс, расположенное на западном крыле глубокого регионального трога. Залежи этого месторождения относятся к литологически-экранированному типу. Другого подобного крупного месторождения в бассейне нет. Залежи месторождения приурочены к песчаным линзам, а также трещиноватым глинистым сланцам и известнякам формации Кандейяс нижнемелового возраста.

Распределение песчаных линз в пределах площади этого месторождения было обусловлено сбрасообразовательными процессами, протекавшими одновременно с формированием пород формации Кандейяс.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Barnes B. E.*, Progress report of surface geological work in Recôncavo during 1949, Salvador, unpubl. rept., Conselho Nacional de Petróleo, 1950.
2. *Bauer E. J.*, A structural-stratigraphic analysis of the Taquipe field, Recôncavo basin, Salvador, unpubl. Petrobrás rept., Divigeo, 1962.
3. *Bauer E. J.*, Genesis of Lower Cretaceous «A» Sandstone, Recôncavo basin, Brazil, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **51**, № 1, 28—54, 1967.
4. Depex, Recôncavo baiano, Rio de Janeiro, unpubl. basin study rept., Petrobrás Explor. Dept., 1958. (revised, 1961).
5. *Figueredo N.*, Relatório semi-anual das reservas de óleo e gas da RPBA, Salvador, unpubl. Petrobrás rept., Dirpro, 1967.
6. *Fonseca J. I.*, Viagem à África (Congresso e Contatos), Rio de Janeiro, unpubl. Petrobrás rept., Divex, 1965.
7. *Fonseca J. R., Jobim L. D., Neves L. E.*, Estudo sedimentológico dos arenitos da Formacao Ilhas na Bacia do Recôncavo, Salvador, unpubl. Petrobrás rept., Direx, 1966.
8. *Fonseca J. R., Jobim L. D., Neves L. E.*, Estudo sedimentológico dos Arenito Sergi no campo de Dom João, Salvador, unpubl. Petrobrás rept., Direx, 1967.
9. *Forgotson J. M., Jr.*, Nature, usage, and definition of marker-defined vertically segregated rock units, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **41**, № 9, 2108—2113, 1957.
10. *Ghignone J. I.*, Geologia do flanco oriental do Tucano Norte (do Vaza Barris ao São Francisco), Salvador, unpubl. Petrobrás rept., Setex, 1963.
11. *Hartt C. F.*, Geology and physical geography of Brazil, Boston, Fields Osgood and Co., 620 p., 1870.

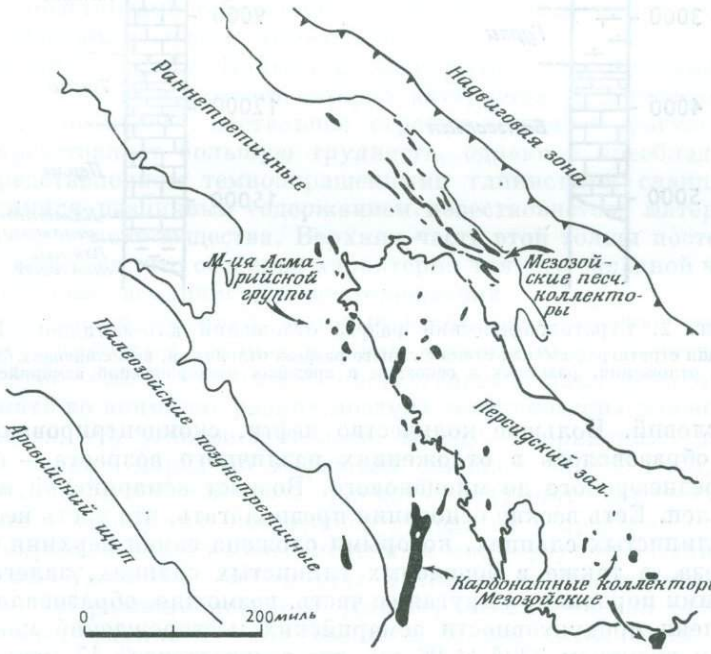
12. *Humphrey F. L.*, *Mathias D.*, *Shiguemi F.*, Petrographic study of the «A» Sandstone from well AG-156-BA, Recôncavo basin, Brazil, Salvador, unpubl. Petrobrás rept., Cenap, 1961.
13. *Jenkins C. B.*, Progress report on Água Grande, Salvador, unpubl. Petrobrás rept., Divigeo, 1960.
14. *Leroy M.*, *Fonseca J. R.*, *Delboux C. V.*, Estudo sedimentológico das areias da Formação Candeias médio, Campo de Candeias, Salvador, unpubl. Petrobrás rept., Setex, 1964.
15. *Luz A. A.*, Geologia de área norte de S. Sebastião do Passé — Estrutura do Rio Taquique, Salvador, unpubl. rept., Conselho Nacional de Petróleo, 1955.
16. *Nascimento O. S.*, *Passos L. J.*, Análise estrutural, estratigráfica e econômica do Campo de Miranga, Salvador, unpubl. Petrobrás rept., Divigeo, 1966.
17. *Oliveira A. I.*, *Leonardos O. H.*, Geologia do Brasil, 2nd ed., Rio de Janeiro, Serviço de Informação Agrícola do Ministério da Agricultura, 813 p., 1943.
18. *Pack O.*, *Almeida L. A.*, Geological developments during the year 1945, Salvador, unpubl. rept., Conselho Nacional de Petróleo, 1946.
19. *Passos L. J.*, Tentativa de uniformização da nomenclatura dos arenitos da Formação Ilhas (membro superior), Salvador, unpubl. Petrobrás rept., Direx, 1968.
20. *Taylor E. F.*, Proposed geological nomenclature for the Recôncavo, Bahia, Salvador, unpubl. rept., Conselho Nacional de Petróleo, 1947.
21. *Viana C. F.*, Estudo preliminar de Ostracodes da Série Cocobeach, Gabon, Salvador, unpubl. Petrobrás rept., Direx, 1965.
22. *Vieira L. P.*, Relatório geológico do Campo de Candeias, Salvador, unpubl. Petrobrás rept., Divigeo, 1964.

НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АСМАРИЙСКОЙ ГРУППЫ ИРАНА

С. Халл, Г. Уорман

ВВЕДЕНИЕ

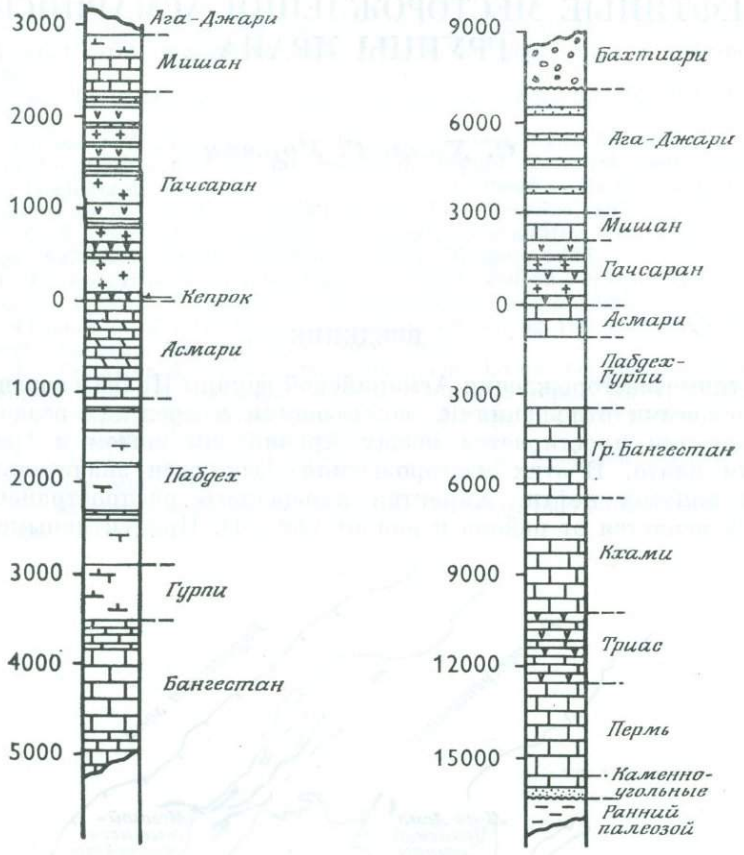
Нефтяные месторождения Асмарийской группы Ирана связаны с олигоцен-миоценовыми отложениями, залегающими в пределах осадочного бассейна, который простирается между Аравийским щитом и Центральным Иранским плато. В этих месторождениях заключен значительный объем мировых запасов нефти. Характер площадного распространения месторождений меняется от района к району (фиг. 1). Продуктивными являются



Фиг. 1. Схема расположения нефтяных месторождений в пределах района Персидского залива.

отложения от среднеюрского до миоценового возраста, представленные как карбонатными породами, так и песчаниками. Все открытые месторождения приурочены к ловушкам структурного типа, причем наблюдается смена типов структур в направлении от аравийской части Персидского залива, где развиты пологие складки, формировавшиеся с мезозойского времени, к Ирану, где вследствие проявления складчатых движений, асмарийские складки весьма четко выражены. Асмарийские структуры образовались в результате загросской орогении в самом конце третичного времени.

Размеры и высокая продуктивность асмарийских месторождений объясняются благоприятным сочетанием литолого-стратиграфических и струк-



Фиг. 2. Стратиграфический разрез отложений юго-западного Ирана.

Справа — общая стратиграфическая схема сводного разреза отложений, выполняющих бассейн; *слева* — часть разреза отложений, развитых в основном в пределах месторождений асмарийской группы.

турных условий. Большое количество нефти, сконцентрированное в этом бассейне, образовалось в отложениях различного возраста — по крайней мере от среднеюрского до миоценового. Возраст асмарийской нефти точно не установлен. Есть веские основания предполагать, что часть нефти образовалась в глинистых сланцах, которыми сложена самая верхняя часть мелового разреза, а также в эоценовых глинистых сланцах, залегающих под асмарийскими породами, а другая ее часть, возможно, образовалась раньше.

О степени продуктивности асмарийских месторождений можно судить по площади размером 3204 × 96 км, где сосредоточено 17 месторождений, в четвертой части которой извлекаемые запасы нефти превышают 685 млн. т. Запасы нефти почти во всех остальных месторождениях превышают 137 млн.т.

СТРАТИГРАФИЯ

Обобщенный разрез развитых в бассейне отложений показан в правой части фиг. 2.

Разрез осадочных отложений, представляющих собой основной интерес для нефтяной промышленности, начинается с трансгрессивно залегающих песчаников позднекаменноугольного возраста. Эти песчаники покрывают породы фундамента, строение которого в пределах Ирана плохо изучено. Известно лишь, что к породам, его слагающим, относятся нижнепалеозойские осадочные породы. Перекрывающие фундамент песчаники посте-

пенно переходят вверх по разрезу в пермские известняки мелководного происхождения мощностью до 915 м. Вслед за образованием пермских отложений начался ряд последовательных циклов осадконакопления. Для некоторых из этих циклов было характерно образование региональных поверхностей несогласия и отступания моря, что можно фиксировать по слабо выраженным угловым несогласиям и присутствию в разрезе терригенных обломочных пород или эвапоритов. Однако складкообразовательные движения были малоинтенсивны, в связи с чем сравнительно спокойный период отложения преимущественно морских осадков продолжался вплоть до раннемиоценового времени, на протяжении которого в пределах большей части территории отлагались в основном карбонатные осадки.

Самые важные с точки зрения нефтеносности отложения асмарийских нефтяных месторождений приурочены к части разреза от основания группы Бангестан до формации Гачсаран (фиг. 2, слева).

Учитывая цели настоящей статьи, будем считать, что группа Бангестан представляет собой единую толщу, сложенную карбонатными породами мощностью 620—912 м. Эта толща образована двумя переслаивающимися типами отложений: один представлен неритовыми обломочными плотными песчаниками и граувакками, другой — плотными тонкозернистыми кальцитовыми аргиллитами с большим количеством *Oligostegina*, что свидетельствует о меловом возрасте отложений.

Отложения группы Бангестан перекрыты толщей глинистых пород мощностью 620—915 м, возраст которых датируется от сантонского (поздний мел) до олигоценового. Детальное стратиграфическое расчленение этого разреза представляет большую трудность, однако в преобладающем типе пород, представленном темноокрашенными глинистыми сланцами, характеризующимися различным содержанием известковистого материала, очень много органического вещества. Верхняя часть этой толщи постепенно переходит в известняки, что особенно характерно для юго-западной части района распространения асмарийских месторождений.

Асмарийские известняки, которые несогласно залегают на различных по возрасту глинистых сланцах и эквивалентных им карбонатных породах, характеризуют собой крупный самостоятельный цикл осадконакопления. Если принять во внимание размах поздних тектонических движений, то следует отметить, что угловое несогласие между асмарийскими известняками и подстилающими породами выражено слишком слабо. Иногда, будь то в обнажениях или в скважинах, границу между ними определить нелегко.

Возраст асмарийских известняков находится в пределах от олигоценового (что определяется по многочисленным микрофаунистическим остаткам, включающим *Nummulites intermedius* d'Archiac и *Nummulites vascus* Joly и Leymerie), до раннемиоценового. Для верхнеасмарийской толщи типично богатство микрофаунистических остатков, в том числе форм *Miogypsina*, обнаруженных в основании разреза, и *Neoalveolina melo curdica* — в кровле.

По представлениям авторов, в противоположность взглядам, изложенным ими в некоторых более ранних работах, в асмарийской толще нет признаков, по которым ее можно было бы рассматривать как рифовое образование, поэтому неправильно при ее описании пользоваться терминами, которые указывали бы на рифообразующие условия. Эта толща сложена разнообразными плотными песчаниками и граувакками. Соотношение между цементирующей массой и заключенными в ней зернами меняется в пределах широких поясов, что скорее связано с общей формой бассейна, чем с развитием рифов. Процессы диагенеза в одинаковой степени охватили обширные пояса, что привело к доломитизации и ангидритизации пород. Образование доломитов — особенно важный момент, поскольку это связано с параметрами породы-коллектора. На некоторых месторождениях высокой пористостью обладают только доломиты.

На месторождениях, расположенных северо-западнее, например на месторождении Ахваз, песчаники слагают значительную часть разреза асмарийского резервуара. Эти песчаники, подобно некоторым мезозойским песчаникам, развитым на западной окраине Персидского залива, имеют широкое распространение и слагают разрез в направлении от Аравийского щита.

На месторождении Ахваз песчаники составляют 50% общей мощности асмарийской толщи, однако к северо-востоку и юго-востоку их мощность заметно уменьшается. В большинстве месторождений асмарийской группы процент песчаников, участвующих в строении породы коллектора, незначителен.

В пределах рассматриваемого района мощность асмарийской толщи составляет 305—457 м.

Карбонатные разрезы асмарийской толщи в Иране обычно принято подразделять на продуктивную и непродуктивную части. Это подразделение в какой-то степени условно и зависит от пористости, проницаемости и водонасыщенности пород.

Породы, которые считаются непродуктивными, составляют большой процент от общей мощности пород асмарийской толщи, колеблющейся в пределах площади рассматриваемого района от 25 до 75%. Пористость этих пород менее 5%, а проницаемость повсюду менее 1 дарси, обычно даже значительно меньше.

Средняя пористость продуктивных карбонатных пород меняется в пределах одного и того же месторождения от 9 до 14%, а средняя проницаемость составляет 10 миллидарси, но на некоторых участках эта величина превышает 20 миллидарси.

Там, где значительная часть резервуара сложена песчаниками, коллекторские свойства гораздо лучше: пористость составляет от 20 до 30%, а величины проницаемости обычно высокие.

К интересным фактам относится как явное отсутствие трещиноватости в песчаниках, так и своеобразие режима добычи нефти из коллекторов, представляющих смешанный тип, т. е. из песчаников и карбонатов. Так, если в породе-коллекторе имеются несцементированные песчаники, получить высокие дебиты из скважин, эксплуатирующих только лишь карбонатные пласты, не удается. Это объясняется тем, что песок забивает скважину или же разрушает арматуру.

Над асмарийской толщей залегает довольно мощный разрез, представленный четырьмя формациями. Самая нижняя — формация Гачсаран, сложена переслаивающимися ангидритами, солью, серым мергелем и несколькими прослоями известняков. Эта толща характеризуется значительной пластичностью, а ее мощность установить трудно, хотя обычно она колеблется от 610 до 1220 м. В составе формации наибольшее давление имеет пачка пород, называемых «кепрок» [1]. Они отличаются постоянством своего литологического состава и других свойств на всех месторождениях асмарийской группы. Кепрок состоит из очень плотных нодулярных (комковатых. —*Ред.*) ангидритов, переслаивающихся с тонкими прослоями глинистых сланцев, которые местами битуминозны. Встречаются также тонкие прослои известняков, содержащих несколько видов морской микрофауны. Исключительная важность кепрока состоит в том, что он непроницаем и служит в качестве барьера, сдерживающего давление флюидов.

Ниже кепрока залегают известняки и глинистые сланцы мощностью 2128 м (асмарийские и доасмарийские отложения). Степень трещиноватости этих пород настолько высока, что на многих участках между флюидами

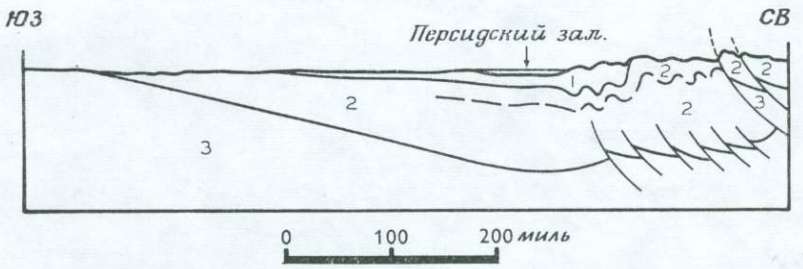
[1] Кепрок — толща карбонатно-сульфатных пород, покрывающая в виде шапки соляной купол.— *Прим. перев.*

существует непосредственная связь. В отложениях, перекрывающих кепрок, т. е. в породах формации Гачсаран, особенно в известняках, отмечены пластовые давления, величина которых имеет широкий диапазон. Местами зафиксированы аномальные давления, которые, по-видимому, связаны в основном с уплотнением и выжиманием пластичных подвижных эвапоритов. В некоторых местах величина этих давлений почти равна горному. В связи с этим в процессе прохождения скважинами этой части разреза одна из основных трудностей связана с закачкой глинистого раствора.

Выше гачсаранских отложений залегают глинистые сланцы и известняки морского происхождения, относимые к формации Мишан среднемиоценового возраста. Отложения этой формации хорошо развиты юго-восточнее пояса распространения месторождений асмарийской группы, где их мощность превышает 610 м. У северо-восточной окраины пояса эти отложения выклиниваются. Морские отложения формации Мишан постепенно переходят вверх по разрезу в мощную толщу красноцветных отложений, известных под названием формации Ага-Джари, которая представлена переслаивающимися красными глинистыми сланцами и песчаниками без морской фауны общей мощностью 1520—3050 м. В кровле отложений Ага-Джари имеется хорошо выраженное несогласие. Выше залегают отложения формации Бахтиари, которые представлены песчаниками и хорошо сцементированными грубыми конгломератами, состоящими из гальки и валунов, сложенных в основном асмарийскими и более древними известняками, источником сноса которых послужило воздымающееся горное складчатое сооружение Загрос.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

Общее строение бассейна показано на фиг. 3, где представлен схематический разрез территории от Аравийского щита до зоны крупного надвига, протягивающегося вдоль северо-восточной окраины гор Загрос. Детальное тектоническое строение горной системы Загрос очень сложно. В целом же



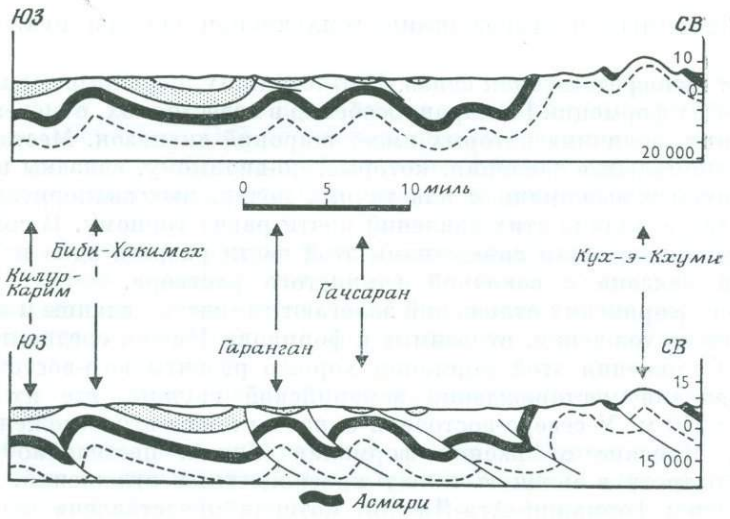
Ф и г. 3. Схематический разрез от Аравийского щита до зоны крупных надвигов вдоль юго-западной окраины гор Загрос.

1 — нижнетретичные породы; *2* — мезозойские и позднетретичные (включая иногда палеозойские) породы; *3* — фундамент.

рассматриваемый складчатый пояс состоит из двух основных элементов. На северо-востоке развита система относительно просто построенных складок с большой амплитудой, в которых обнажаются отложения формаций Асмари, Бангестан и Кхами, слагающих основные резервуары месторождений: эти складки образуют главную цепь гор Загрос.

Юго-восточнее этой группы складок простирается подножие горной системы, в пределах которой развиты аналогичные складки с такой же амплитудой, под которыми развиты более молодые третичные отложения. К этой зоне подножия приурочены асмарийские месторождения.

Амплитуда складок различна. В некоторых местах расстояние по вертикали между гребнем складки и килем, расположенным всего лишь в 8—16 км



Ф и-г. 4. Разрезы месторождений Асмарийской группы.
Вверху — надвигов нет; *внизу* — надвиги.



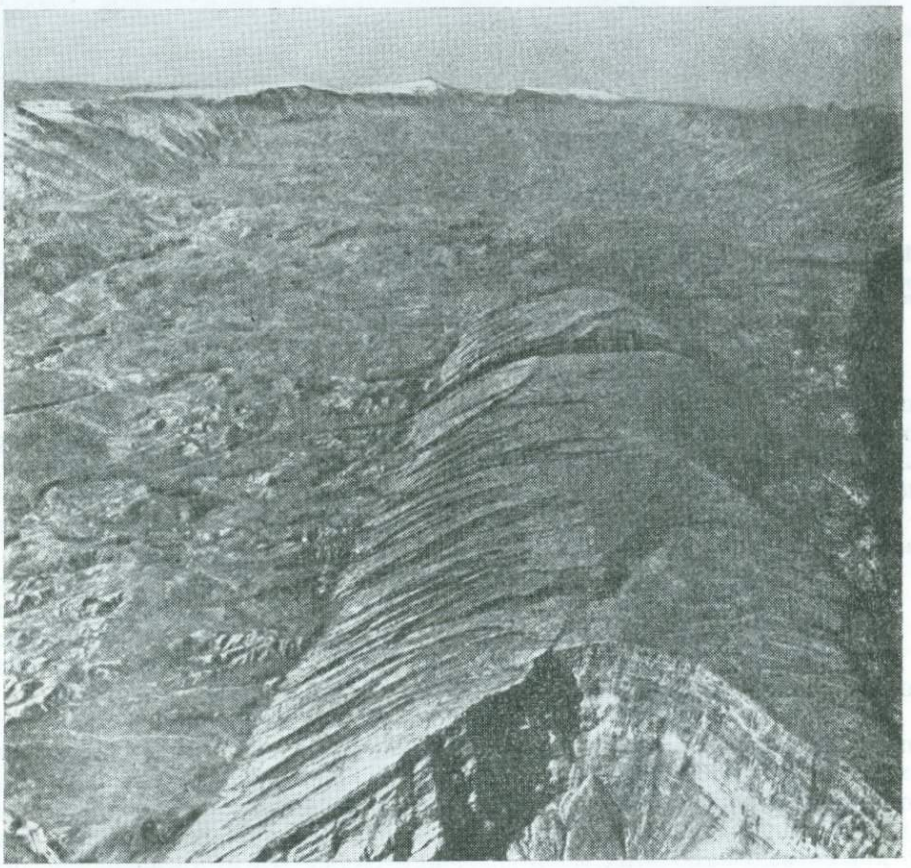
Ф и г. 5. Структура Кабир-Кух, одна из типичных крупных складок гор Загрос.
Видна лишь часть складки, длиной 160 км. Общая длина складки 208 км. Ядро складки сложено известняками группы Бангестан, которые перекрыты мягкими породами формаций Гурпи и Пабдех. Крылья складки сложены асмарийскими известняками.

от свода, составляет более 6100 м. На фиг. 4 видно, что свод структуры Кух-э-Кхами по кровле асмарийских отложений возвышается над уровнем моря приблизительно на 6100 м, тогда как кровля асмарийских отложений в расположенной лишь в 19 км к юго-западу синклинали залегает на 3050 м ниже уровня моря.

Замыкания антиклинальных складок приурочены к дальним периклиналям структур. В связи с тем что в районе расположения основных эксплуатируемых месторождений региональный наклон пластов направлен к северо-востоку, замыкания структур приурочены к их юго-восточным периклиналям. Высота большей части наиболее крупных структур (от наивысшей точки свода до замка складки) составляет от 1220 до 2135 м.

Рассматривая обобщенный разрез структуры Гачсаран, Гаранган и Биби-Хакимех (фиг. 4), можно составить представление о масштабе складчатости.

На приведенной фигуре даются два варианта строения складок; при этом следует отметить, что, как правило, лишь для наиболее пологих участков этих складок (сводов) имелись данные сейсмических исследований и бурения. По желанию при зарисовке структуры можно либо показывать, либо не показывать надвиг по глубоко залегающим отложениям. Известно, что надвиг захватывает смятые в складки отложения формации Гачсаран, а также более



Фиг. 6. Складка Кух-э-Киалан (сложенная асмарийскими известняками), примыкающая к складке Кабир-Кух.

Складка погружается на расстояние 25 км и переходит в оползень Сэдмарех.



Ф и г. 7. Складки в пределах более отдаленной тыловой части складчатого пояса.
Перевернутые складки, сложенные асмарийскими отложениями, залегают на асмарийских породах нормального залегания. Четко различаются менее устойчивые к эрозии отложения формаций Пабдех и Гурпи, а в ядре складки обнажаются известняки группы Бангестан.

плотные вышележащие породы. Вследствие того что породы формации Гачсаран деформированы, графически выразить простые разрезы, на которых были бы изображены сбросы, секущие как вышележащие, так и нижележащие плотные отложения, не представляется возможным.

На месторождении Гачсаран мощность нефтенасыщенной части разреза составляет 915 м.

На фиг. 4 показано также несовпадение структурных планов простых по своему строению складок асмарийских и более древних отложений со структурными планами, выраженными по отложениям, обнажающимся на поверхности. Эти отложения отделены друг от друга мобильной толщей эвапоритов формации Гачсаран.

При выявлении деталей строения месторождений асмарийской группы возникает ряд проблем. К одной из них относится взаимосвязь двух крупнейших месторождений — Марун и Ага-Джари. Эти месторождения перекрываются кулисообразно, а их погружающиеся периклинали отделены одна от другой узкой синклиналью; при этом расстояние по горизонтали между нефтяными залежами этих месторождений равно 915 м, тогда как разница между первоначальными отметками водо-нефтяных контактов составляла около 1525 м.

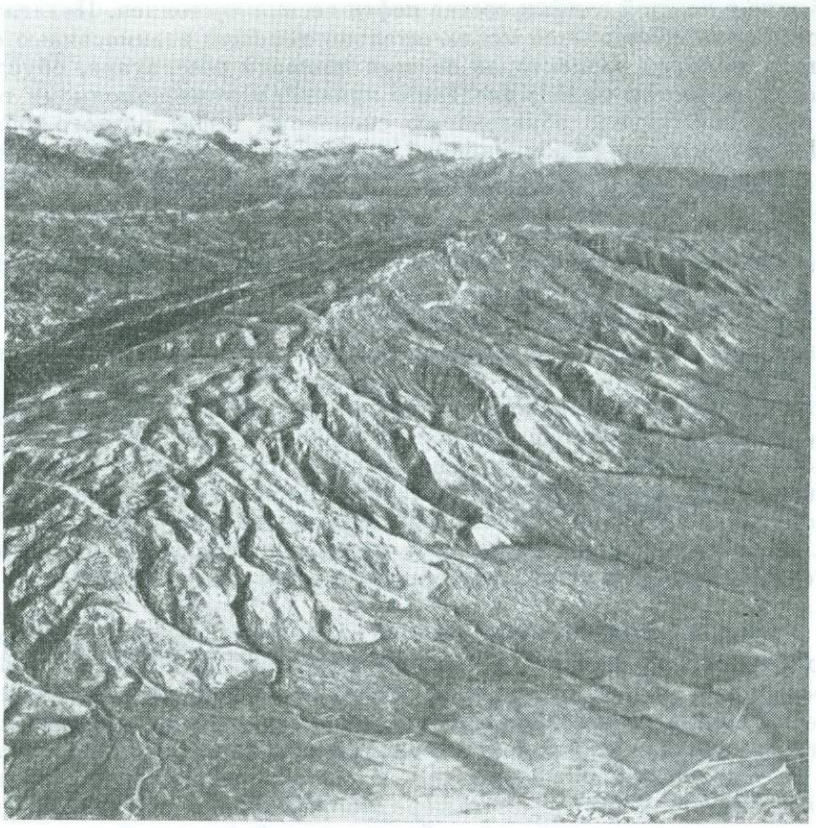
На фиг. 5—7 приведены аэрофотоснимки типичных складок гор Загрос. На фиг. 5 показана складка Кабир-Кух, одна из крупнейших, длиной 208 км.

На фотографии видна часть этой складки длиной более 160 км. В ядре складки залегают известняки группы Бангестан, перекрытые мягкими, подверженными слабой эрозии отложениями формации Гурпи и Пабдех. Асмарийские отложения слагают утюгообразные крылья складки.

На фиг. 6 показана складка асмарийских отложений, известная под названием Кух-э-Киалан. О размерах складки свидетельствует мощность асмарийских и эоценовых известняков, равная 305 м. Эта складка погружается на расстоянии 48 км, достигая района, где она проходит под оползнем Сайдмарех [3]. Этот своеобразный оползень представляет собой асмарийские породы, простирающиеся на протяжении почти 104 км, которые когда-то слагали крылья складки Кабир-Кух, а затем сползли в виде единой массы грунта и бесформенных известняковых блоков, оказавшись в 24 км от места своего первоначального залегания.

На фиг. 7 показаны складки, приуроченные к более отдаленной тыловой части складчатого пояса, где они расположены весьма тесно. Здесь имеется резко выраженная синклиналь. Перевернутые складки, сложенные асмарийскими отложениями, залегают на асмарийских породах нормального напластования. Четко различаются менее устойчивые к размыву отложения формаций Пабдех и Гурпи, а в ядре складки обнажаются известняки группы Бангестан.

На фиг. 8 показаны горы Асмари, представляющие собой типичную, но несколько меньшую по размерам антиклиналь асмарийского типа. Горы как бы панцирем покрыты асмарийскими известняками. Судя по районам,



Фиг. 8. Горы Асмари, сложенные асмарийскими известняками.
Асмарийские породы окаймляются выходами перемятых пород формации Гачсаран.

где есть размытые участки, а также по углублениям в рельефе в пределах юго-западного крыла, эрозия, как только разрушаются наиболее устойчивые известняки, вскоре начинает захватывать все более глубоко залегающие породы вплоть до глинистых сланцев формации Пабдех. Обрамлением асмарийских известняков служат обнажающиеся перемятые и умеренно размытые породы формации Гачсаран.

НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ

Нефть в типичных месторождениях асмарийской группы обычно приурочена к крупным структурам, заполненным до гидрозамка. Нефть, как правило, асфальтового основания. Ее удельный вес в пределах пояса основных месторождений меняется от 0,876 до 0,834 г/см^3. Удельный вес нефти месторождений более северных районов ниже этой величины. На юго-западе, где размер залежей меньше, удельный вес достигает 0,934 г/см^3. К структуре Кух-э-Мунд, расположенной на юго-восточном окончании пояса месторождений асмарийской группы, приурочена крупная залежь нефти с удельным весом 0,993 г/см^3. Содержание в нефти серы колеблется от значения несколько меньшего 1% до значения, приблизительно равного 3,5%.

В изменении состава попутного газа какой-либо закономерности не отмечается. Некоторые из месторождений содержат как очень крупные, так и небольшие первичные газовые шапки. На других месторождениях нефть недонасыщена газом и иногда настолько, что разница между пластовым давлением и давлением насыщения составляет 281 кг/см^2.

Обычно в каждой залежи состав нефти весьма постоянен. Полагают, что это постоянство объясняется исключительно хорошей взаимосвязью отдельных участков пород-коллекторов по всей площади резервуара, обусловленной трещиноватостью пород; последнее привело к конвекционному течению нефти и препятствовало образованию скоплений нефти разного удельного веса. На месторождениях асмарийской группы в целом не отмечено образования зон закирования или каких-либо других сходных тяжелых базальных скоплений.

В связи с развитием системы трещин величина давлений на отдельных участках залежи постоянна, и, следовательно, в процессе разработки продвижение поверхностей водо- и газо-нефтяных контактов также отличается относительным постоянством. Изменение режима добычи по всему месторождению, как правило, почти сразу же сопровождается изменением пластового давления.

Повсеместно в пределах всей водонапорной системы асмарийской группы месторождений наблюдается следующий градиент давления: вблизи горных сооружений давление в системе выше гидростатического, а на территории, примыкающей к Персидскому заливу, оно приблизительно равно гидростатическому. Наличие такого перепада давления приводит к тому, что уровни поверхности водо-нефтяных контактов на разных крыльях одного и того же месторождения различны: на некоторых месторождениях эта разница составляет 150 м.

К одной из интересных особенностей некоторых нефтяных залежей относится хорошая сообщаемость трещин в толще глинистых сланцев и мергелей мощностью 610—915 м, отделяющей асмарийские породы от вышележащих отложений группы Бангестан. Там, где такая взаимосвязь между трещинами существует, состав и тип нефти преимущественно идентичны, а поверхности раздела между флюидами в залежах различных отложений продвигаются с одинаковой скоростью по мере отбора нефти из асмарийской залежи.

В отложениях асмарийской и бангестанской формаций имеются также залежи, среди которых нефть одной залежи отличается от нефти другой по удельному весу и другим свойствам. Такие залежи приурочены к обособлен-

ным резервуарам и в этом случае при отборе нефти из одной залежи изменения давления в другой не наблюдается.

Несмотря на то что пористость и проницаемость известняков обычно бывает низкой, дебиты скважин, эксплуатирующих асмарийские залежи, высокие, что связано с трещиноватостью коллектора.

На месторождении Ага-Джари дебит около 40 эксплуатационных скважин постоянно поддерживаестя на уровне 137 тыс. т/сутки, что составляет среднюю величину отбора для многих месторождений. Ежесуточный дебит некоторых скважин равен 10,9 тыс. т. Благодаря большой мощности нефтенасыщенной части разреза такой дебит в некоторых скважинах поддерживается многие годы. Имеется, например, более 15 асмарийских скважин, каждая из которых дала более 137 млн. т нефти.

Коэффициент продуктивности на всех месторождениях разный — от минимальной величины, равной 0,27 т/сутки на 10,07 кг/см^2 на месторождении Лали до максимальной — 1068,6 т/сутки на 0,7 кг/см^2 на месторождении Гачсаран. Коэффициент отбора по многим скважинам на разных месторождениях превышает 137 т/сутки на 0,07 кг/см^2*.

На апрель 1968 г. суммарная добыча нефти несколько превысила 1,130 млрд. т.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате многолетних детальных стратиграфических исследований и изучения тектоники геологическое строение рассматриваемой территории стало гораздо яснее, однако еще больше предстоит выяснить. Особенно это касается вопросов миграции и аккумуляции нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. British Petroleum Co. Ltd., Geological maps and sections of southwest Persia, 20th Internat. Geol. Cong. Proc., Mexico, 1956.
2. *Falcon N. L.*, Position of oilfields of southwest Iran with respect to relevant sedimentary basins, *in* Habitat of oil, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1279—1293, 1958.
3. *Harrison J. V., Falcon N. L.*, Gravity collapse structures and mountain ranges as exemplified in southwestern Iran, Geol. Soc. London Quart. Journ., **92**, № 365, pt. 1, 91—102, 1936.
4. *Harrison J. V., Falcon N. L.*, The Saidmarreh landslip, southwest Iran, Geog. Journ., **89**, № 1, 42—47, 1937.
5. *James G. A., Wynd J. G.*, Stratigraphic nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **49**, № 12, 2182—2245, 1965.
6. *Kent P. E., Slinger F. G. P., Thomas A. N.*, Stratigraphical exploration surveys in southwest Persia, 3d World Petroleum Cong. Proc., The Hague, sec. 1, 141—161, 1951.
7. *Lees G. M.*, The geology of the oilfield belt of Iran and Iraq, *in* Science of petroleum, ed. 1, Oxford Univ. Press, **1**, 140—148, 1938.
8. *Lees G. M.*, Persia, *in* Science of petroleum, Oxford Univ. Press, **6**, pt. 1, 73—83, 1953.
9. *O'Brien C. A. E.*, Tectonic problems of the oilfield belt of southwest Iran, 18th Internat. Geol. Cong., London, pt. 6, 45—58, 1948.
10. *Slinger F. C. P., Crichton J. G.*, The geology and development of the Gachsaran field, southwest Iran, 5th World Petroleum Cong. Proc., New York, sec. 1, 349—375, 1959.

* В данном случае под коэффициентом отбора понимается количество отбираемой из пласта нефти на единицу падения давления.—*Прим. перев.*

МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ АМАЛЬ, ЛИВИЯ

Дж. Робертс

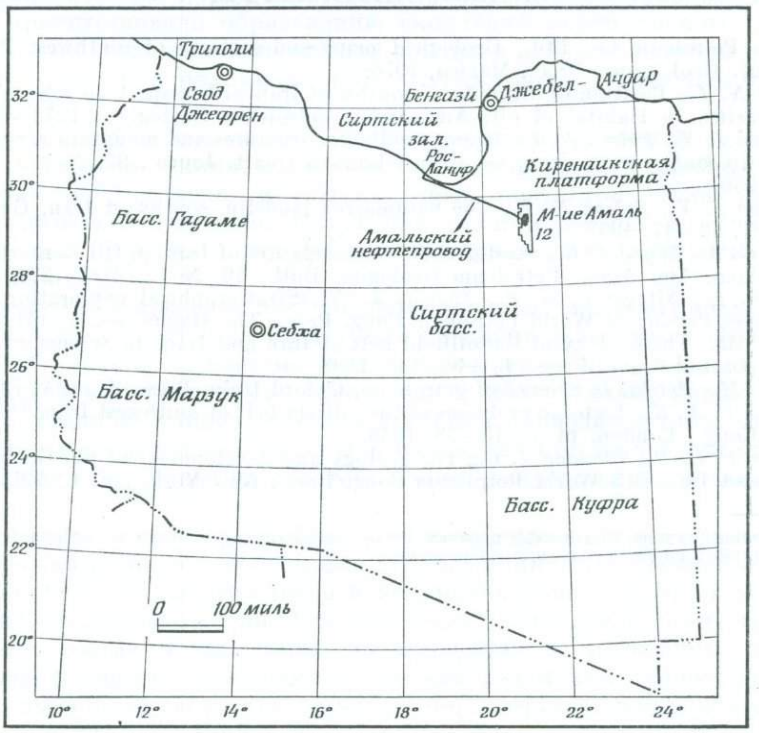
ВВЕДЕНИЕ

Бурное развитие нефтяной промышленности Ливии начинается с 1955 г., после того как Ливийское правительство выдало разным компаниям лицензии на право проводить геологоразведочные работы в пределах выделенных им концессий. В настоящее время на территории, равной приблизительно 0,607 млн. км², ведут работы 34 различные организации.

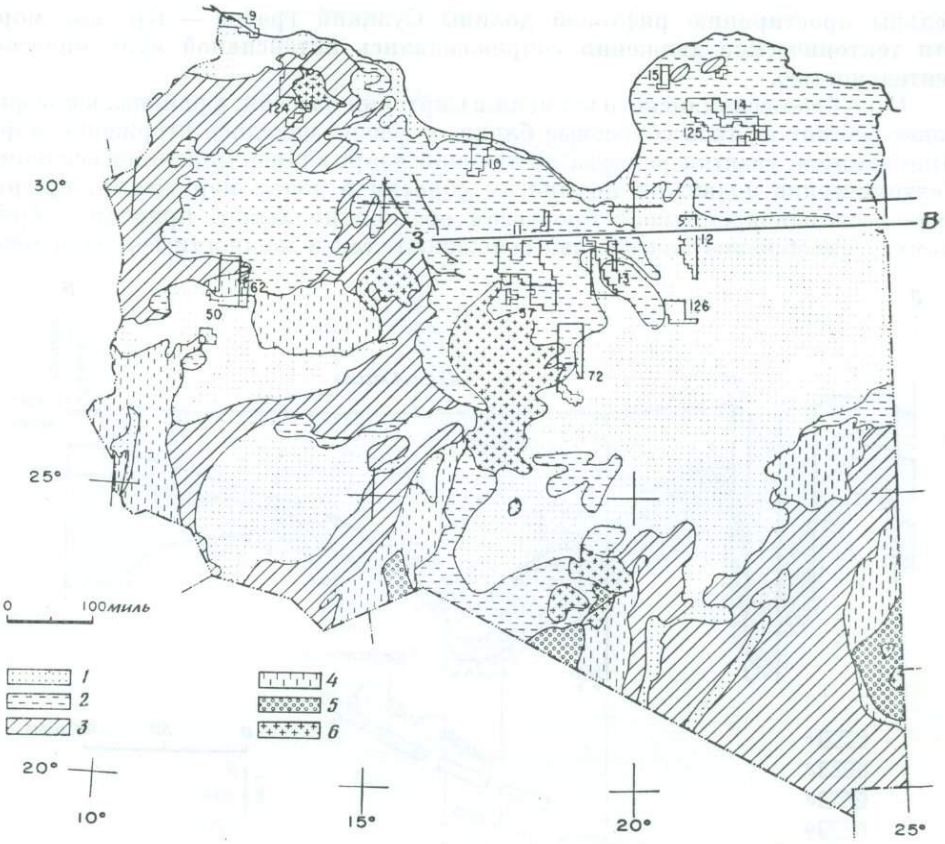
РЕГИОНАЛЬНОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ТЕРРИТОРИИ

Месторождение Амаль находится в Сиртском бассейне (фиг. 1), где имеется ряд богатейших нефтяных месторождений Ливии. Нефть залегает на глубине от 4000 до 150 м и выше. Коллекторы представлены как карбонатными и песчанистыми породами, так и трещиноватыми гранитами от раннекембрийского до олигоценового возраста.

Расположенные на юге поднятия фундамента (фиг. 2) уже с кембрийского времени играли роль относительно положительных элементов земной коры.



Ф и г. 1. Основные геологические провинции Ливии.
Показаны месторождение Амаль и проложенный от него по территории Ливии нефтепровод.



Ф и г. 2. Схематическая геологическая карта Ливии [3].

Показана линия разреза (З — В), приведенного на фиг. 3.
1 — четвертичные породы; *2* — третичные породы; *3* — мезозойские породы; *4* — палеозойские породы; *5* — докембрийские породы; *6* — вулканические породы.

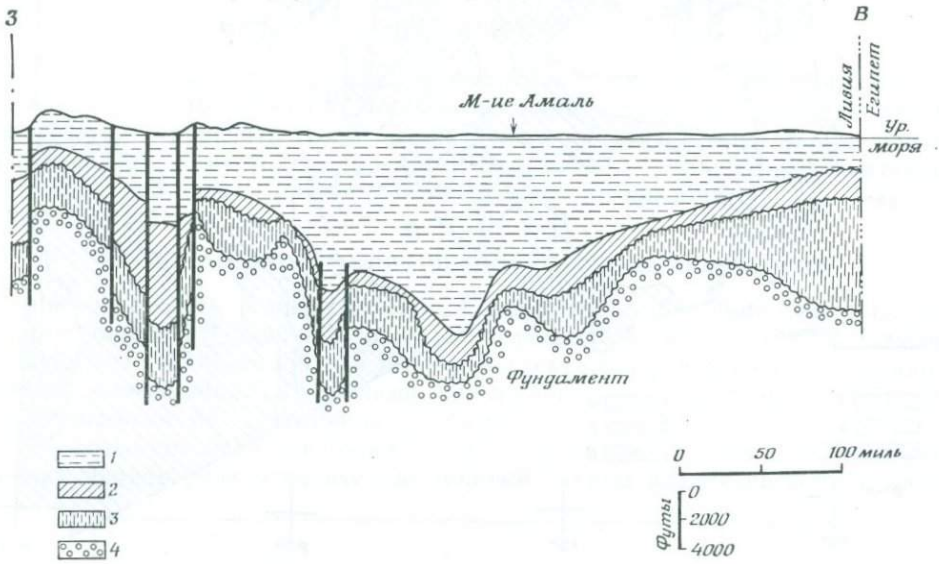
Территория, простирающаяся между огромной сушей-массой на юге и открытым морем на севере, непрерывно подвергалась колебательным движениям. В конце каменноугольного времени в результате регионального воздымания произошло отступание моря к северу, вследствие чего в период герцинской орогении начались процессы размыва. В пределах восточной части Ливии обнаружены морские палеозойские отложения, возраст которых определяется от ордовикского до пермского. Морские палеозойские отложения в Сиртском бассейне к настоящему времени установлены лишь в северо-западном и северо-восточном районах.

Вслед за воздыманием в период герцинской орогении последовал процесс осадконакопления, который продолжался от пермского до настоящего времени. Общая картина распределения моря и суши почти не менялась вплоть до середины мелового периода. В это время в западной и северной частях Ливии преобладали морские условия осадконакопления, тогда как на востоке и юге отлагались преимущественно континентальные осадки.

После герцинских орогенических движений и вплоть до мелового времени центральная и восточная части Ливии подверглись интенсивным тектоническим деформациям. Раскалывание фундамента на блоки привело к образованию сложной системы горстов и грабенов, в пределах которой сбросы протягиваются в направлениях либо северо-восточном, либо северо-западном. Некоторые из сбросов параллельны поясам развития палеозойских пород северо-восточного простирания, другие, более позднего заложения, парал-

лельны простиранию рифтовой долины Суэцкий грабен — Красное море. Эти тектонические движения сопровождались интенсивной вулканической деятельностью.

С альбско-сеноманского времени в Сиртский бассейн, в районы, в которых ранее формировались сбросовые блоки, с севера началось вторжение моря. Приподнятые участки рельефа постепенно покрывались морскими осадками. Тектонические подвижки по многим сбросам и зонам нарушений, продолжавшиеся одновременно с процессом осадконакопления, привели к большому разнообразию как состава отложений, так и мощности верхнемеловой



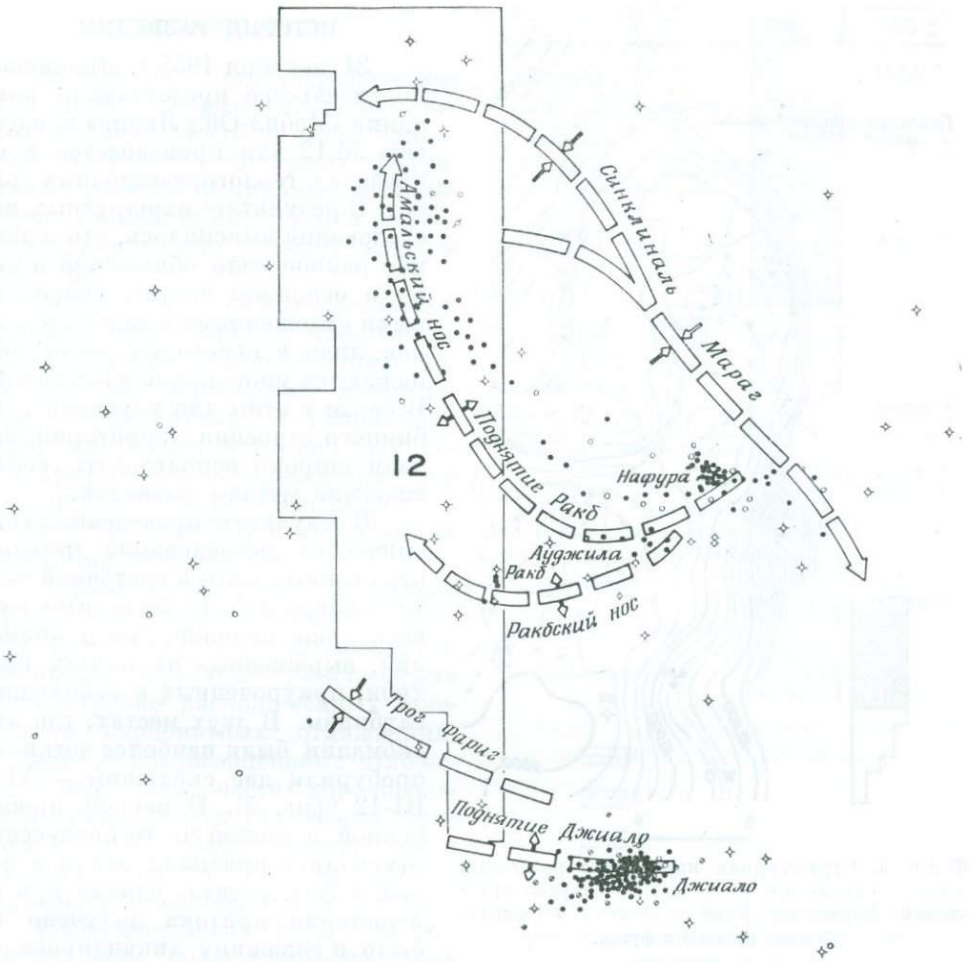
Ф и г. 3. Схематический широтный разрез Сиртского бассейна.
1 — третичные породы; *2* — мезозойские породы; *3* — палеозойские породы; *4* — докембрийские породы.

толщи. Последний сбросовый блок оказался под морскими водами в самом конце позднемелового времени (фиг. 3). В целом характерные черты строения Сиртского бассейна начали оформляться к среднеплиоценовому времени. Смена фаций и центров осадконакопления происходит в северном направлении, поэтому палеоценовые и более молодые осадки развиты в северной части, в пределах моря.

Крайне восточная часть Ливии оставалась сравнительно стабильной в течение позднемелового и третичного времени. Эта часть территории известна под названием Киренаикской платформы (фиг. 1).

ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

Месторождение Амаль (в пределах концессии № 12) приурочено к вытянутому в северо-западном направлении структурному носу, связанному с крупным поднятием Ракб (фиг. 4). Амальский нос погружается к северо-западу, пересекая северный участок центральной части концессии № 12. Полагают, что гранитные породы, слагающие поднятие Ракб, послужили источником сноса отложений амальской формации, которые накопились на крыльях массива изверженных пород в преимущественно континентальных условиях. Район Амаль продолжал оставаться активно развивающимся участком земной коры в период трансгрессивных движений в меловое время. Из осадков, отложившихся в меловое время, образовались как нефтемате-



Ф и г. 4. Основные тектонические элементы месторождения Амаль.

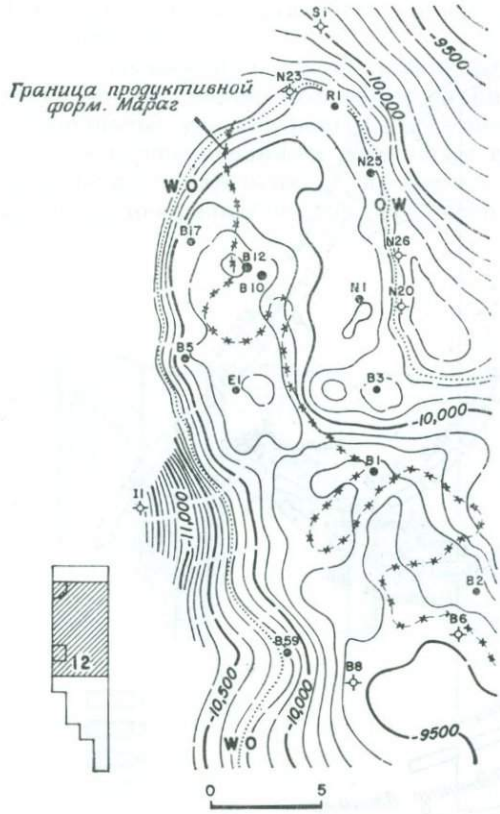
ринские породы, так и кепроки. В течение времени ранний палеоцен — средний эоцен тектонические движения, проявлявшиеся в пределах центральной части Сиртского бассейна, были очень слабыми.

К раннеэоценовому времени Амальский нос вновь стал представлять собой положительный структурный элемент (фиг. 4).

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

Месторождение Амаль расположено на восточном борту Сиртского бассейна. На фиг. 4 показаны основные тектонические элементы, развитые в пределах Амальского района. Наиболее ярко выражен структурный элемент — поднятие Ракб, с которым связаны Ракбский и Амальский структурные носы. В южной части района расположено поднятие Джиало. Эти два структурных элемента оказали важное влияние на процесс и условия осадконакопления в период всей истории развития бассейна в пределах большей части его территории. Поднятие Ракб продолжало быть хорошо выраженным структурным элементом по крайней мере от мезозоя до олигоцена.

В южной части бассейна находится трог Фариг, который отделяет нос Ракб от поднятия Джиало. Севернее поднятия Ракб простирается обширный пониженный участок земной коры, известный под названием мульды Мараг.



Ф и г. 5. Структурная карта месторождения Амаль, связанная по подошве разреза отложений формации Ракб мелового возраста. Сечение изогипс в футах.

ИСТОРИЯ РАЗВЕДКИ

31 декабря 1955 г. Ливийское правительство предоставило компании «Мобил-Ойл Ливия» концессию № 12 для производства в ее пределах геологоразведочных работ. В результате маршрутных исследований выяснилось, что в данном районе мало обнажений и что он в основном покрыт современными отложениями в виде галечников; лишь в некоторых местах обнажаются миоценовые известняки. В связи с этим для изучения глубинного строения территории начали широко использовать геофизические методы разведки.

В результате проведенных сейсмических исследований методом отраженных волн в восточной части концессии № 12 было выявлено несколько положительных аномалий, выраженных на картах изохрон, приуроченных к небольшим глубинам. В двух местах, где эти аномалии были наиболее четкими, пробурили две скважины — А1 и В1-12 (фиг. 5). В первой, пробуренной в южной части концессии, отмечались признаки нефти в породах фундамента, однако при ее испытании притока получено не было и скважину ликвидировали. Поисковая скважина В1-12 (фиг. 5), которая сейчас находится в южной части месторождения Амаль, вскрыла разрез третичных и меловых пород. В ноябре 1959 г. из этой скважины из отложений формации Амаль был получен приток нефти, равный 301 т/сутки через $1^1/_8$″штуцер.

После установления нефти первыми скважинами было решено пробурить на отложения формации Амаль несколько поисковых скважин. Разбуривались неглубоко залегающие структуры, установленные ранее сейсмическими методами.

В процессе дальнейших геофизических исследований довольно надежно был закартирован горизонт в толще меловых отложений, залегающий непосредственно над породами формации Амаль. В результате данных сейсмических исследований методами отраженных волн и пробуренных скважин было установлено, что месторождение Амаль имеет большие размеры.

К середине 1964 г. на площади месторождения Амаль было пробурено 13 скважин, в 10 из которых получили приток нефти из отложений формации Амаль. В двух скважинах, В10-12 и В12-12 (фиг. 5), пробуренных в центральной части месторождения, были установлены новые залежи: скважина В10-12 в эоценовых и скважина В12-12 в верхнепалеоценовых отложениях.

На этой стадии разведки площадь продуктивной части месторождения составляла 242,8 км^2.

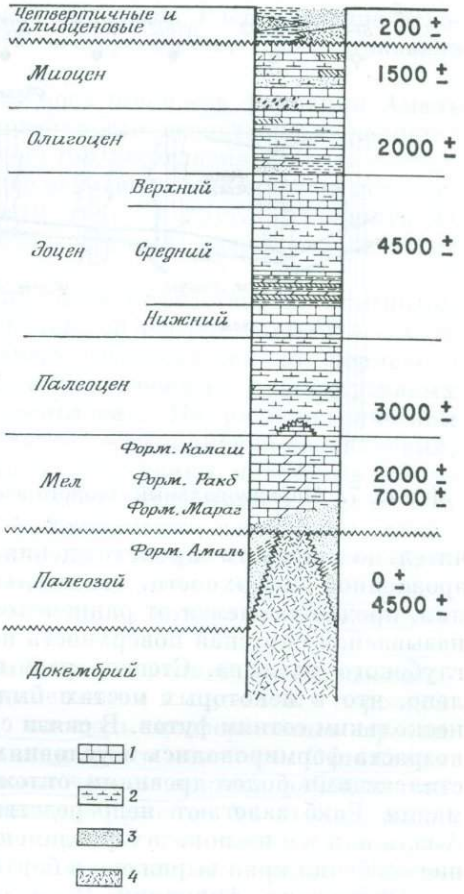
СТРАТИГРАФИЯ

Детальное стратиграфическое расчленение разреза отложений месторождения Амаль не везде одинаково. В пределах обширных продуктивных участков и крупных тектонических элементов выделяются разные стратиграфические подразделения (фиг. 6).

Миоцен-олигоценовые отложения. Верхняя часть разреза миоценовых отложений сложена переслаивающимися фауносодержащими известняками, аргиллитами и глинистыми сланцами. Толща олигоценовых пород представлена мощными пластами песчаников, переслаивающихся с глинистыми сланцами и несколькими прослоями известняков.

Эоценовые отложения. В кровле разреза эоценовых отложений залегает пачка глинистых сланцев, которые являются нефтематеринскими для более глубоко расположенных залежей в карбонатных отложениях. В разрезе среднеэоценовых отложений в нескольких местах хорошо развиты нуммулитовые отложения барового происхождения, отличающиеся высокой пористостью; эти осадки отложились в мелководных условиях.

Нижнеэоценовая толща на юге представлена более глубоководными осадками, для которых характерны изменение литологического состава и их переход в пористые нуммулитовые карбонаты, в которых в восточной части месторождения увеличивается содержание доломита и ангидрита.



Ф и г. 6. Сводный стратиграфический разрез отложений Сиртского бассейна.

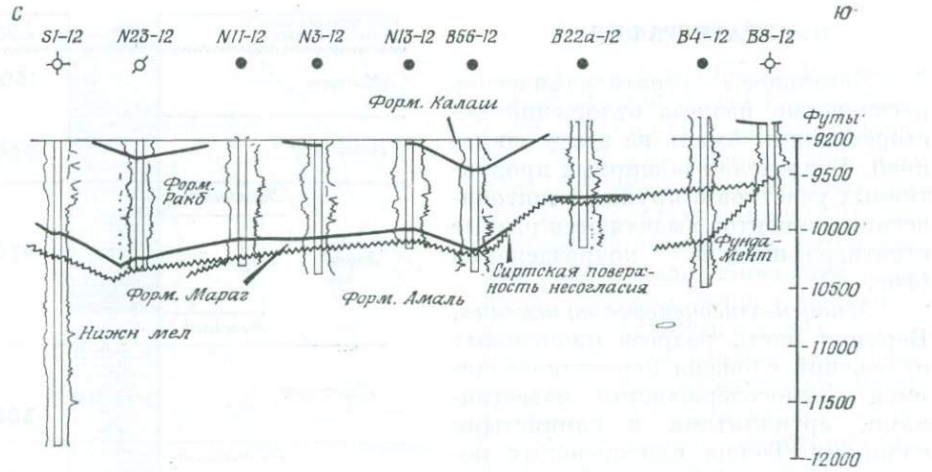
Мощность в футах.

1 — известняки; *2* — глинистые сланцы; *3* — песчаники; *4* — граниты и метаморфические породы.

Палеоценовые отложения. Разрез палеоценовых отложений подразделяется на верхнюю и нижнюю части. Верхнепалеоценовые отложения образовались в шельфолагунных условиях; они представлены базальной пачкой доломитов-ангидритов, выше которой залегают карбонатные породы с остатками ископаемых. Эти карбонатные породы в свою очередь перекрыты глинистыми сланцами. Последние, прослеживаемые на большом расстоянии, свидетельствуют о том, что в позднепалеоценовое время установился стабильный режим осадконакопления.

Мощность нижнепалеоценовых отложений, отлагавшихся преимущественно в условиях шельфа и лагун, увеличивается от района, лежащего севернее Амальского структурного носа, в сторону внутренней части Сиртского бассейна. Мощность же как верхней, так и нижней пачки палеоценового возраста в восточной части территории значительно уменьшается, и это уменьшение доходит до того, что отличить эти пачки одну от другой становится невозможным.

Меловые отложения. Разрез третичных и верхнемеловых отложений представляет собой непрерывную толщу, которая сложена породами исклю-



Фиг. 7. Меридиональный геолого-электрический разрез месторождения Амаль.

чительно морского происхождения. Эти породы залегают выше крупной эрозионной поверхности, свидетельствующей о перерыве в осадконакоплении, продолжавшемся от раннемелового до позднемелового времени: это так называемая сиртская поверхность несогласия, которая явилась результатом глубокого размыва. Степень размыва определить трудно, однако установлено, что в некоторых местах были размыты породы мощностью, равной нескольким сотням футов. В связи с тем что породы формации Ракб мелового возраста формировались в условиях наступающего моря, их контакт с подстилающими более древними отложениями несогласный и отложения формации Ракб залегают непосредственно на отложениях формаций Мараг, Амаль или же на породах фундамента. Несогласное трансгрессивное залегание особенно ярко выражено в бортовой части главного структурного пояса.

Отложения формации Ракб считают нефтематеринскими для нефти месторождения Амаль. Непосредственная связь между нефтематеринскими породами и породами-коллекторами представляет собой пример существования идеальных условий для миграции нефти на небольшое расстояние и образования крупных залежей.

Отложения формации Мараг позднемелового возраста (кампанского) представлены морскими кластическими осадками трансгрессивного типа, залегающими под отложениями формации Ракб в северо-восточной части месторождения Амаль. Обычно считается, что формация Мараг сложена песчаниками, хотя в составе этой формации есть несколько литологических типов пород. В кровле формации залегают жеодовидные и кристаллические песчанистые доломиты, которые переходят вниз по разрезу в доломитовые песчаники, а еще ниже — в глауконитовые песчаники, обычно содержащие разное количество глинистого цемента. Степень отвердения и цементации песчаников меняется в широких пределах.

На участке *N* месторождения Амаль (фиг. 5, 7 и 8) в основании формации Мараг залегают базальные конгломераты, состоящие из обломков кварца. Обломки представлены породами, слагающими подстилающую формацию Амаль.

Отложения Мараг местами трансгрессивно прилегают к породам, слагающим Амальский нос, а на крайнем юге они приурочены к пониженным участкам древней эрозионной поверхности (сиртской). Для отложений Мараг характерно заметное изменение мощности на небольших расстояниях. В песчаниках этой формации обычно содержится большое количество глины, заполняющей поры, а в ряде мест многочисленные интервалы разреза

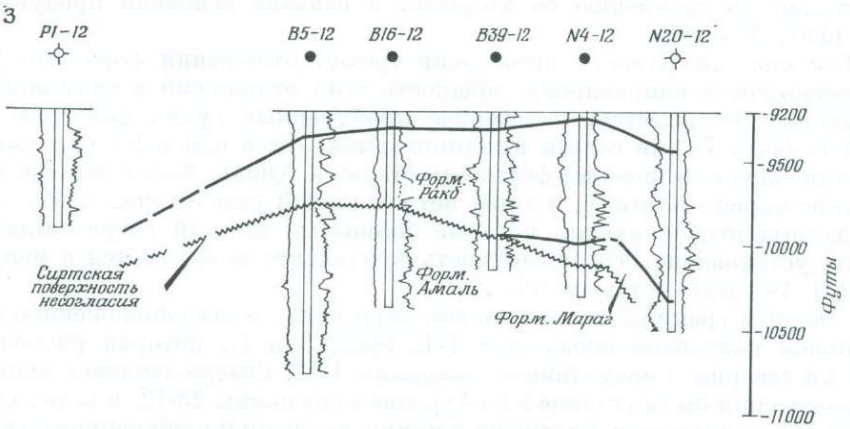
представлены глинистыми и алевритистыми породами. Распределение отложений формации Мараг в северной части месторождения Амаль показано на фиг. 5.

В погруженных участках Амальского носа мощность формации Амаль увеличивается; здесь кроме сиртской поверхности несогласия появляется еще и герцинская. Между двумя поверхностями несогласия развита выклинивающаяся толща песчаников. Там, где две разновозрастные толщи песчаников залегают в непосредственной близости друг от друга, различить их чрезвычайно трудно, так как они слагают единый разрез кластических отложений.

Палеозойские породы. Формация Амаль обычно представлена плотными, твердыми, кварцевыми, местами полевошпатовыми песчаниками. На основе радиометрических исследований их возраст определяется от пермского до кембрийско-ордовикского. Выше толщи изверженных и экструзивных пород отмечена амальская поверхность несогласия. По радиометрическим исследованиям возраст самых древних интрузий — кембрийско-ордовикский. Некоторые изверженные пермские породы образуют дайки, пластовые интрузии или лавовые потоки на поверхности отложений формации Амаль или внутри их. Отложения Амаль залегают на фундаменте, сложенном гранитами и вулканическими породами. Считается, что породы фундамента образовали ядро суши-массы, сложенной изверженными и осадочными породами, и что они были источником сноса материала, из которого образовались отложения Амаль.

Скорость процесса осадконакопления была умеренной, но неравномерной, с чередованием морских условий седиментации и отдельных периодов воздыманий районов источников сноса; площадь подверженных эрозии районов развития изверженных пород также немного менялась. Отложения формации Амаль развиты повсюду, за исключением южных районов, где они срезаны эрозией. К северу, в направлении погружения Амальского носа, мощность этих отложений увеличивается, причем под сиртской поверхностью несогласия появляются все более и более молодые отложения. Максимальная мощность формации Амаль составляет более 915 м.

На основании структурных особенностей отложений, степени и типа их цементации, а также литологических особенностей породы-коллектора формация Амаль подразделена на шесть пачек. Основные различия минералогического состава пород определяются при петрографическом анализе. К основному различию петрографического состава относится содержание полевого шпата. Если в состав пород входит полевой шпат, он обычно пере-



Ф и г. 8. Широтный разрез месторождения Амаль по данным вертикального электрозондирования.

ходит в каолинит и серицит-иллит. Присутствие этих глинистых минералов препятствует выпадению кремния, который может выделяться из раствора в результате химических изменений водной среды и заполнить пустоты между зернами кварца.

Фундамент. Принято считать, что фундамент в пределах месторождения Амаль сложен вулканическими породами кислого и промежуточного составов, возраст которых определяется от пермского до кембрийско-ордовикского. Породы фундамента, вскрытые несколькими скважинами, представлены гранитами и риолитовыми вулканическими породами.

Нефтегазоносность

Скопления углеводородов на месторождении Амаль приурочены к литологическим и структурным ловушкам. Месторождение протягивается меридионально на протяжении 48 км при ширине, равной 16 км. Площадь выявленной продуктивной зоны составляет более 405 км². На 1 марта 1968 г. на месторождении было пробурено 85 скважин, пять из которых оказались сухими.

Нефть месторождения Амаль парафинового основания, с удельным весом 0,849 г/см³, недонасыщена газом, с точкой застывания около 65°.

Основные запасы нефти месторождения установлены в формациях Амаль и Мараг. Породы Амаль хорошими коллекторскими свойствами не обладают, однако поскольку они развиты на обширной площади и для них характерна большая мощность нефтенасыщенной их части, к ним и приурочены крупные скопления нефти. Продуктивные пачки в формации Амаль залегают хаотично как по площади, так и по разрезу. Согласно каротажным диаграммам, эти продуктивные интервалы выделить точно не представляется возможным. Значительное количество нефти добывается из трещиноватой части формации. Трещины обычно ориентированы в направлении приблизительно параллельно погружающейся оси Амальского носа. Предполагается, что трещины образовались в результате напряжений растяжения, которые возникли в процессе формирования поднятия Ракб и связанного с ним Амальского носа. В пределах всего месторождения водо-нефтяной контакт находится на одном уровне, однако на некоторых участках его положение в залежах отложений Амаль установить чрезвычайно трудно. Это связано с тем, что в разрезе обычно плотных пород встречаются мощные переходные или непродуктивные зоны. На тех участках, где отложения Мараг трансгрессивно перекрывают отложения Амаль, с первыми из них, характеризующимися повышенной проницаемостью и более высокими другими коллекторскими свойствами по сравнению со вторыми, и связана основная продуктивная зона (фиг. 7 и 8).

Так как поверхность несогласия срезает отложения формации Амаль в юго-восточном направлении, мощность этих отложений в сводовой части структуры уменьшается, а севернее пробуренных сухих скважин 136-12 и 138-12 (фиг. 7) они совсем выклиниваются. Ни в одной из этих скважин не установлены отложения формаций Мараг и Амаль, базальные же вулканические породы плотные, и в них нет скоплений углеводородов. На основании данных этих скважин, которые полностью прошли разрез отложений Амаль, установлено, что поверхность фундамента погружается в направлении СЗ 10° под углом в $5^1/_2°$.

Северная граница месторождения определяется местоположением непродуктивной поисковой скважиной 1-12 (фиг. 5 и 7), которая расположена в 5,6 км севернее продуктивной скважины 1-12. Северо-западное окончание месторождения было установлено бурением скважины 23-12, в которой отложения Амаль оказались плотными и приуроченными к пониженному участку. Западная граница месторождения в общем совпадает с выявленной в результате геофизических исследований зоной перехода от структуры к погружаю-

щемуся в западном направлении трогу (фиг. 8). В 1968 г. в этом районе велось бурение. В восточной части месторождения отложения формации Амаль приурочены к структурно погруженному участку, что было установлено бурением скважин 20-12 и 26-12 (фиг. 5 и 8), положение которых определяет восточную границу месторождения. Из эоценовых и палеоценовых отложений промышленных притоков нефти не получено, хотя при испытаниях скважин В10-12 и В12-12, пробуренных в своде северной части месторождения (фиг. 5) в этих отложениях была установлена нефть.

Общее количество нефти, добытой на месторождении Амаль на 1.1.1968 г., составило 13,7 млн. т. Ежесуточная добыча на тот же период составила 26 тыс. т.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

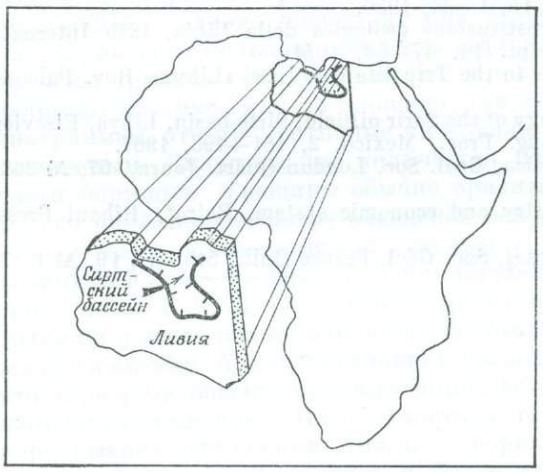
1. *Burollet P. F., et al.*, [Libya] *in* Lexique Stratigraphique International, IV, Afrique, Paris, Centre Natl. Recherche Sci., 4a, Libya, 1—62, 1960.
2. *Colley B. B.*, Libya — Petroleum Cong., Frankfurt, sec. 1, paper 43, 10 p., 1963 (Printed in Frankfurt, 1964).
3. *Conant L. C., Goudarzi G. H.*, Geologic map of Kingdom of Libya, U.S. Geol. Survey Misc. Inv. Map I-350-A, 1964.
4. *Conant L. C., Goudarzi G. H.*, Stratigraphic and tectonic framework of Libya, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **51**, № 5, 719—730, 1967.
5. *Desio A.*, Bibliografia geologica Italiana dell'Africa sino al 1948 incluso, Rome, Ufficio Studi Ministero dell'Africa Italiana, 15, 1—34, 1950.
6. *Desio A.*, Cenno riassuntivo sulla costituzione geologica della Libia, 18th Internat. Geol. Cong. Rept., Great Britain, pt. 14, 47—53, 1951.
7. *Desio A., et al.*, Stratigraphic studies in the Tripolitanian Jebel (Libya), Rev. Paleontologia e Stratigrafia, Mem. 9, 1963.
8. *Gillespie I., Sanford R. M.*, The geology of the Sarir oilfield, Sirte basin, Libya, Elsevier Pub. Co., 7th World Petroleum Cong. Proc., Mexico, **2**, 181—193, 1967.
9. *Gregory J. W.*, The geology of Cyrenaica, Geol. Soc. London Quart. Journ., **67**, № 268, 572—615, 1911.
10. *Kubban A. A.*, Libya, its oil industry and economic system, Beirut, Rihani Press, 274 p., 1964.
11. *Lelubre M.*, Geologie du Fezzan oriental, Soc. Géol. France Bull., 5th ser., **19**, № 1—3, 251—261, 1949.

НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ САРИР, ЛИВИЯ

Р. Санфорд

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Сарир расположено в пределах концессии 65 в Сиртском бассейне Ливии (фиг. 1). Оно является собственностью банкира Ханта и «Бритиш-Петролеум-компани». Месторождение характеризуется водонапорным режимом и низким газовым фактором. Нефть месторождения парафинового основания, бессернистая, со средним удельным весом 0,839 г/см³. Геологические запасы нефти месторождения составляют 1,5—1,8 млрд. т. В результате применения первичных методов эксплуатации предполагается извлечь 25% запасов нефти, т. е. 0,4 млрд. т. Применение на некоторых участках месторождения вторичных методов эксплуатации, а также совершенствование на других его участках первичных методов позволит извлечь еще 18—25% нефти, т. е. 0,3—0,4 млрд. т. Таким образом, суммарная добыча нефти на месторождении должна достичь 0,6—0,8 млрд. т.

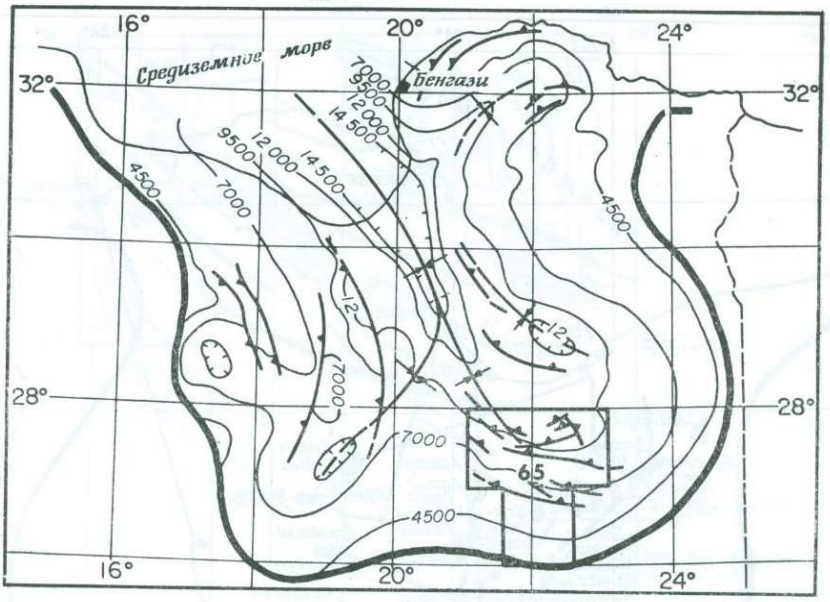


Ф и г. 1. Местоположение Сиртского бассейна; схема.

Сиртский бассейн (фиг. 2) выполнен в основном верхнемезозойскими и третичными отложениями, залегающими на древнем фундаменте и размытой поверхности палеозойских пород [3]. Протягивающийся в северо-западном направлении трог неоднократно претерпевал погружения, которые сопровождались подвижками по сбросам. В третичное время, когда бассейн продолжал погружаться, несколько регионально выраженных поясов развития горстов и грабенов, которые начали формироваться в сеноманский век (средний мел), продолжали активно развиваться.

В среднемеловое время во многих районах Африки наступил длительный перерыв в осадконакоплении. Этот период в разрезе представлен так называемыми песчаниками Континентал Интеркалэри (Континентале Интеркалейри) [1], по возрасту от ранне- до среднемелового. Возможно, что на месторождении Сарир этот возраст имеют развитые здесь песчаники мощностью более 610 м, которые трансгрессивно залегают на поверхности более древних пород; они переработаны морями, вторгавшимися в пределы описываемой

[1] В советской геологической литературе эта пачка известна под названием «промежуточная континентальная толща». — *Прим. перев.*



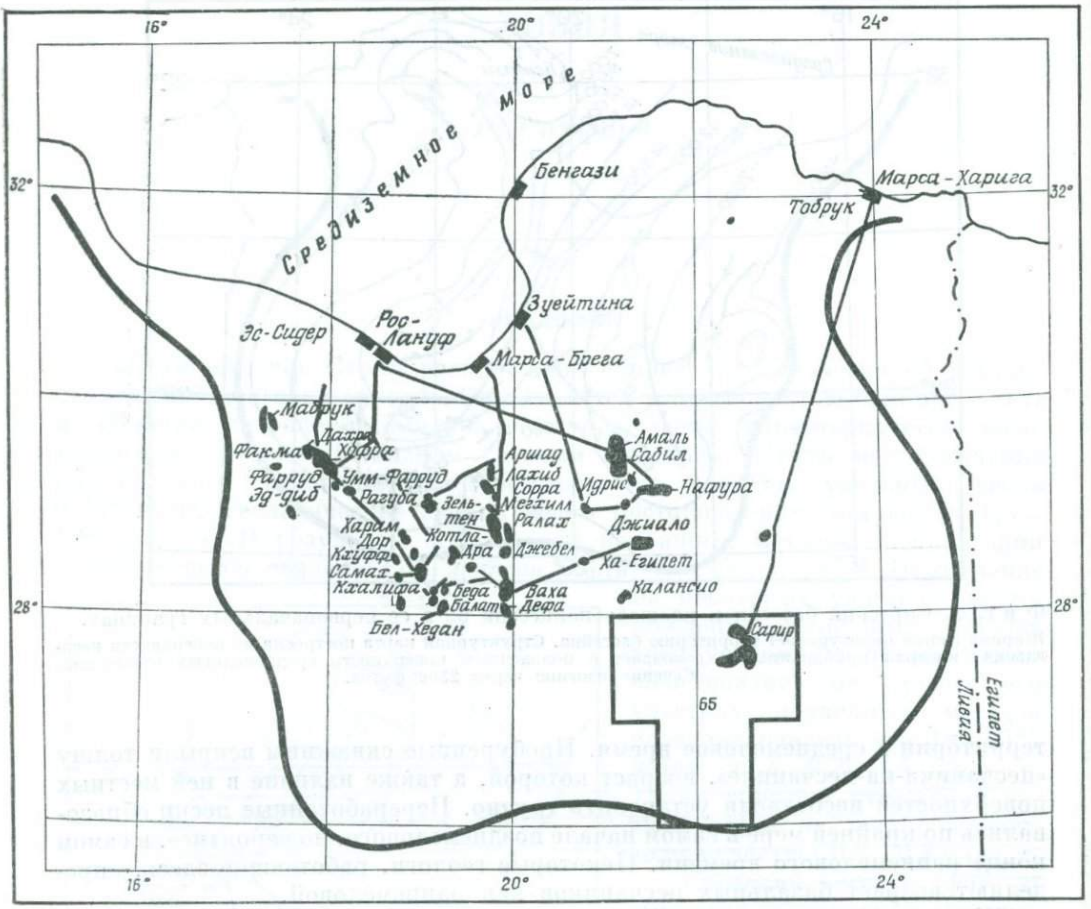
Ф и г. 2. Сиртский бассейн и площадь концессии 65 в ее первоначальных границах.
Жирная линия оконтуривает территорию бассейна. Структурная карта построена по поверхности несогласия, которая приблизительно совпадает с положением поверхности среднемеловых отложений. Сечение изогипс через 2500 футов.

территории в среднемеловое время. Пробуренные скважины вскрыли толщу «песчаника-на-песчанике», возраст которой, а также наличие в ней местных поверхностей несогласия установить трудно. Переработанные пески образовались по крайней мере в самом начале позднемелового, но вероятнее, в самом конце раннемелового времени. Некоторые геологи, работавшие здесь, определяют возраст базальных песчаников как раннемеловой.

Нефть на месторождении Сарир установлена именно в этих песчаниках приблизительно среднемелового возраста, которые залегают непосредственно на фундаменте, и перекрываются мощной толщей меловых и третичных глинистых сланцев морского происхождения и известняков. Залежи нефти находятся примерно на глубине 2745 м и либо приурочены к широкой структуре, либо являются комбинированными, т. е. контролируются как антиклинальной складкой, так и нарушениями. Площадь разбуренной части месторождения составляет около 250 км². Максимальная мощность нефтенасыщенного коллектора составляет 100 м. Площадь месторождения, ограниченная водонефтяным контактом, вероятно, равна более 530 км².

На месторождении пробурено около 100 скважин, из которых 90 подсоединены к напорному трубопроводу, однако обычно ежемесячно добыча ведется менее чем из 55 скважин. Остальные скважины в этот начальный период эксплуатации месторождения используются как нагнетательные или же служат для наблюдения за уровнем нагнетаемого флюида. Ежесуточная добыча нефти в 1967 г. всех скважин составляла 1370 т. Добыча отдельных скважин может достигать 3800—4100 т/сутки, что и было в период их открытого неконтролируемого фонтанирования в 1965 г.

Месторождение вступило в эксплуатацию в 1966 г. с суточной добычей 13 700 т. Постепенно добыча нефти возрастала и в 1967 г. она составляла около 45 210 т/сутки. Какова возможность наращивания добычи, не известно, однако, если будет достигнута оптимальная стабилизация пластового давления, ежесуточную добычу, вероятно, можно будет поддерживать на уровне 95 900 т.



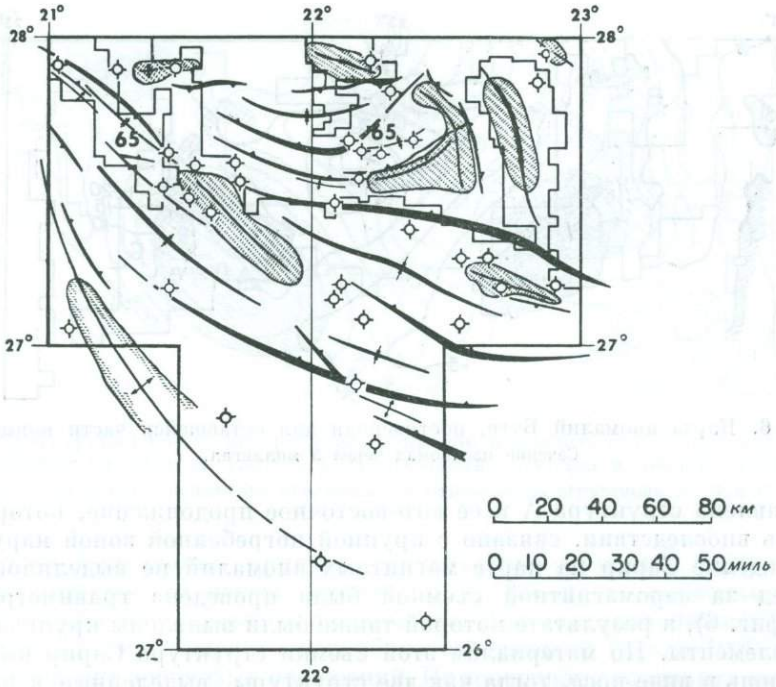
Ф и г. 3. Схема расположения нефтяных месторождений Сиртского бассейна и нефтепроводов, по которым нефть поступает в морские порты.

В Сиртском бассейне расположены основные нефтяные месторождения Ливии (фиг. 3). Месторождения приурочены к горстовым поднятиям или же к приподнятым сторонам сбросов, ограничивающих регионально выраженные тектонические элементы бассейна. Местами скопления нефти связаны со складками в чехле осадочных пород или же они контролируются сбросами, пересекающими эти основные тектонические элементы.

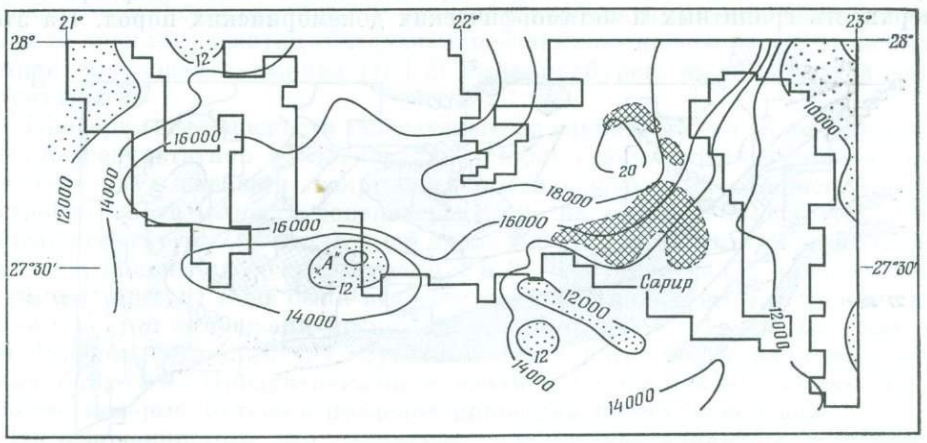
ИСТОРИЯ РАЗВЕДКИ

Разведочные работы на нефть в пределах концессии 65 в Сиртском бассейне были начаты в 1957 г. В результате проведения региональных аэромагнитных, гравиметрических и сейсмических исследований было решено отказаться от дальнейшего развертывания работ на большой территории и сосредоточить их главным образом в северной части концессии.

Открытие месторождения Сарир, несомненно, полностью обязано геофизическим методам разведки (фиг. 5). Крупные поднятия и погруженные участки, их структурные планы по разным стратиграфическим уровням первоначально были установлены путем применения различных геофизических методов разведки. Позднее при картировании были также использованы данные поисковых скважин, вскрывших кровли маркирующих горизонтов. В результате проведения аэромагнитной съемки в юго-западной части района

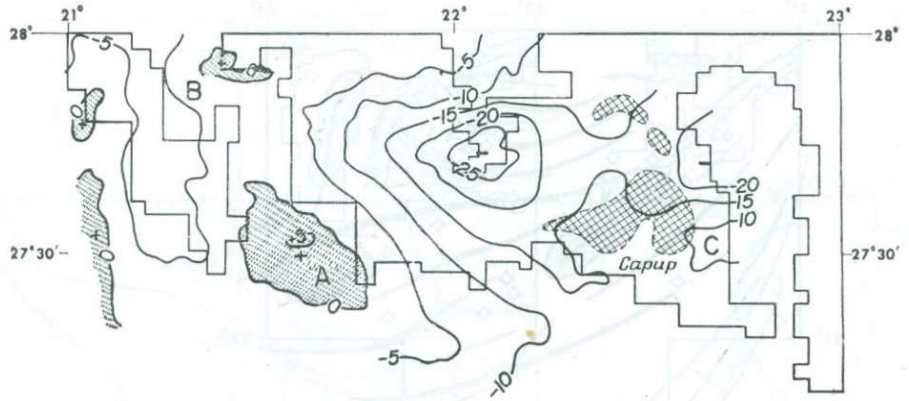


Ф и г. 4. Тектонические направления в пределах концессии 65, выявленные геофизическими методами.



Ф и г. 5. Карта глубины залегания фундамента в пределах оставшейся части концессии по данным аэромагнитной съемки.

Сечение изогипс через 2000 футов. Глубина в футах.

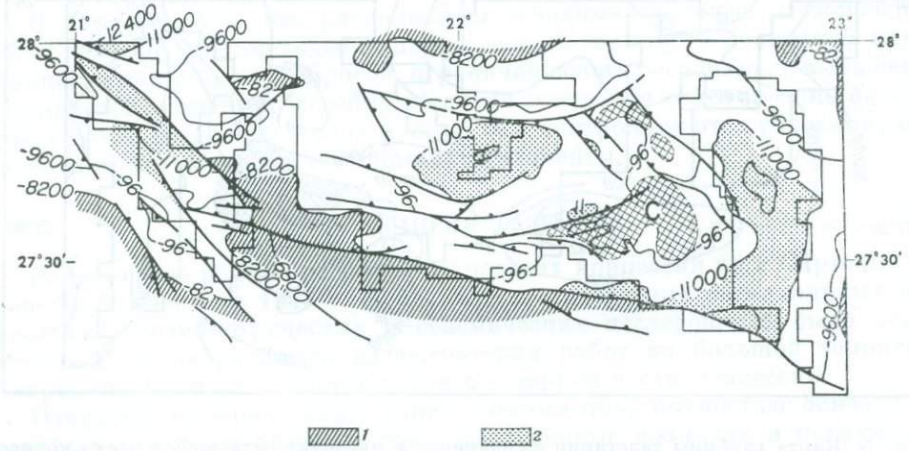


Ф и г. 6. Карта аномалий Буге, построенная для оставшейся части концессии.
Сечение изоаномал через 5 миллигал.

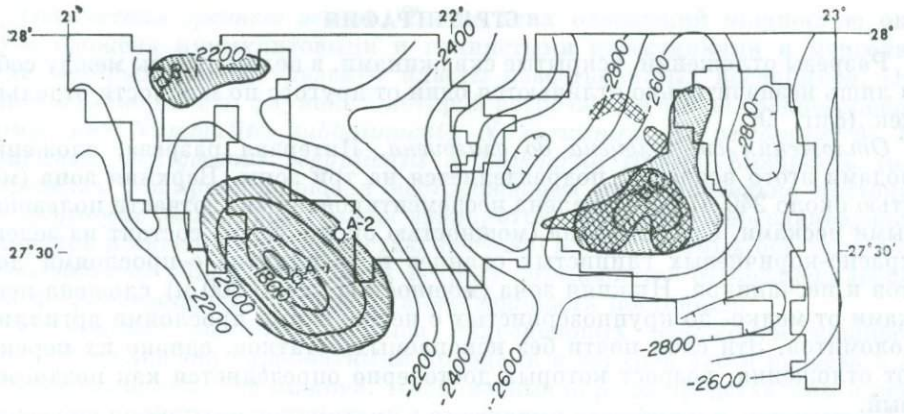
была выявлена структура А и ее юго-восточное продолжение, которое, как оказалось впоследствии, связано с крупной погребенной зоной нарушений. Месторождение Сарир на карте магнитных аномалий не выделялось.

Вслед за аэромагнитной съемкой была проведена гравиметрическая съемка (фиг. 6), в результате которой также были выявлены крупные структурные элементы. По материалам этой съемки структура Сарир вырисовывалась лишь в виде носа, тогда как две структуры, выделенные в западной части концессии, были выражены гораздо лучше. Позднее этим двум структурам были присвоены индексы *A* и *B*. Структура *A* оконтуривается изоаномалой с нулевым значением. Структурный нос, который в то время в восточной части концессии выделяли неуверенно, был назван структурой *C*. Позднее оказалось, что именно к этой структуре приурочено месторождение Сарир.

В конце 1960 и начале 1961 гг. были проведены сейсмические исследования методами отраженных и преломленных волн. На фиг. 7 показана карта глубины залегания поверхности фундамента, построенная на основании результатов исследований методом преломленных волн (картировалась поверхность гранитных и метаморфических докембрийских пород. На этой



Ф и г. 7. Карта поверхности фундамента, построенная для оставшейся части концессии по данным сейсмических исследований методом преломленных волн.
Сечение изогипс через 1400 футов. Район заштрихованный — структура *C*, к которой приурочено месторождение Сарир.
1 — приподнятые участки; *2* — погруженные участки.



Ф и г. 8. Структурная карта, построенная по кровле эоценовых отложений по состоянию изученности на декабрь 1961 г. (Месторождение открыто в декабре 1961 г.).
А-1, В-1 и С-1 — поисковые скважины, пробуренные на структурах *A*, *B* и *C*.

карте также выделяются крупные структурные элементы. Структура *C*, к которой приурочено месторождение Сарир (на карте показана сеткой), четко выделяется как структура фундамента. При картировании поверхности фундамента удалось выделить неглубоко залегающий (около 1000 м) отражающий горизонт эоценовых отложений. По эоценовому горизонту амплитуда Сарирской складки находится в пределах всего лишь первых сотен метров, тогда как по поверхности фундамента она достигает 600 м.

В связи с этим встала необходимость закартировать один или два более глубоко залегающих отражающих горизонта, что и было сделано.

В начале 1962 г. было завершено картирование неглубоко залегающего отражающего горизонта в третичных отложениях, а также глубоко залегающего преломляющего горизонта в теле фундамента. Поднятия, выделенные как по отражающему, так и по преломляющему горизонту, в целом совпали. Бурение первой поисковой скважины (А-1-65), заложенной в самой высокой части структуры, было завершено в 1961 г. Вскрытый на глубине 2268 м горизонт оказался сложенным в основном карбонатными породами без нефти. В то время о развитии «базальных песчаников» ничего известно не было. Вторая поисковая скважина (В-1-2) была пробурена в пониженной части структуры.

Проверка нефтеносности залегающего на глубине 4108 м горизонта также была безрезультатной. На основании данных сейсмических съемок и бурения этих двух скважин, вскрывших кровлю эоценовых отложений, была построена карта «кровли эоцена» (фиг. 8), на которой выделяется очень большая структура *C* с амплитудой около 100 м. Эта структура расположена глубже по сравнению со структурами *A* и *B*. В связи с тем что ни в структуре *A*, ни в структуре *B* не были вскрыты песчаные коллекторы, встал вопрос, каковы в этом отношении возможности структуры *C*. Ответ был получен при бурении скважины С-1, суточный дебит которой составил несколько тысяч баррелей. Продуктивными оказались песчаники мощностью 150 м и более, которые до того в пределах концессии известны не были.

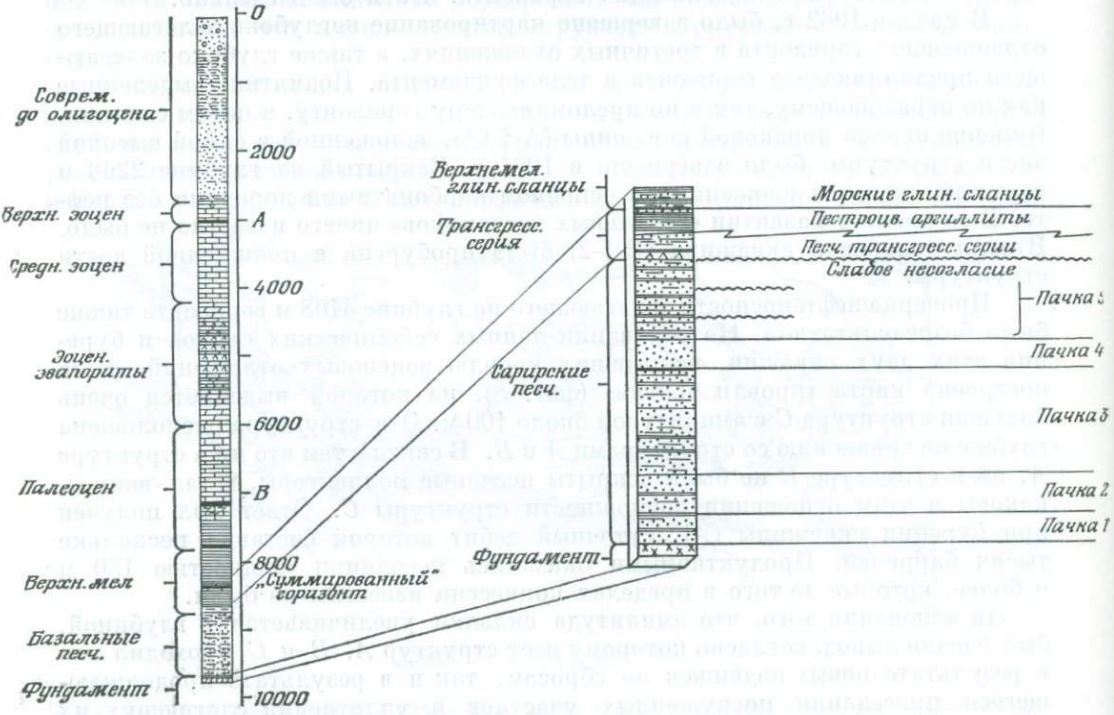
На основании того, что амплитуда складки увеличивается с глубиной, был сделан вывод, согласно которому рост структур *A*, *B* и *C* проходил как в результате новых подвижек по сбросам, так и в результате продолжающегося проседания погруженных участков и уплотнения слагающих их пород. На основании данных бурения двух сухих скважин и скважины-первооткрывательницы стали более ясными стратиграфия и литология отложений, развитых в исследуемом районе (фиг. 9).

СТРАТИГРАФИЯ

Разрезы отложений, вскрытые скважинами, в целом сходны между собой, они лишь незначительно отличаются один от другого по мощности отдельных пачек (фиг. 9).

Отложения от голоцена до олигоцена. Интервал разреза, сложенный породами этого возраста, подразделяется на три зоны. Верхняя зона (мощностью около 240 м) представлена несцементированными, отчасти полевошпатовыми песками. Средняя зона (мощностью около 300 м) состоит из зеленых и красно-коричневых глинистых сланцев и аргиллитов с прослоями доломитов и песчаников. Нижняя зона (мощностью около 300 м) сложена песчаниками от мелко- до крупнозернистых с несколькими прослоями аргиллитов и доломитов. Эти слои почти без ископаемых остатков, однако их перекрывают отложения, возраст которых достоверно определяется как позднеэоценовый.

Отложения верхнего эоцена. Верхнеэоценовые отложения представлены толщей переслаивающихся известняков, доломитов, мергелей и глинистых сланцев мощностью 75—100 м; литологический состав и мощность этой толщи заметно меняется от района к району. Наблюдается переход от менее мощных, преимущественно известковистых глинистых сланцев, развитых в западной части месторождения, к более мощным толщам, представленным в основном известняками, которые развиты в восточной части месторождения. Этот меняющийся разрез отложений представляет собой в какой-то степени переходную толщу от залегающих ниже ее среднеэоценовых известняков к развитым выше обломочным послеэоценовым отложениям континентального происхождения. Возраст толщи определяется по наличию эоценовых форм *Numulites* и *N. striatus*.



Ф и г. 9. Стратиграфическая колонка разреза отложений месторождения Сарир (слева) и детальная литологическая колонка сарирских песчаников (справа).

Глубина в футах.

Отложения среднего эоцена. Толща этих отложений мощностью около 370 м сложена нуммулитовыми и глинистыми известняками и мергелями, среди которых местами развиты пласты известковистых песчаников. Отложения обычно богаты фауной, в которой встречаются такие среднеэоценовые формы, как *Nummulites subbeaumonti*, *N. curvispira*, *N. perforatus*, *N. bactchisariensis*, *Dictyoconus aegyptiensis* и *Lockhartia tipperi*. Мощность толщи в пределах обширной площади месторождения приблизительно постоянна.

Эоценовые эвапориты. Толща эвапоритов состоит из переслаивающихся доломитов и ангидритов мощностью 490—560 м. Ископаемых остатков в этих отложениях не обнаружено, и их возраст определяется от позднепалеоценового до раннеэоценового. Здесь также мощность постоянна.

Отложения палеоцена. Толща палеоценовых отложений мощностью 490—580 м сложена карбонатными породами в верхней части разреза и глинистыми сланцами — в нижней. Карбонатные породы представлены в основном весьма пористыми доломитами с прослоями известняков, глинистых сланцев и несколькими пропластками ангидритов. Доломиты в основном вторичного происхождения. В процессе бурения первых скважин при прохождении доломитовых пластов наблюдалась потеря циркуляции, что приводило к увеличению сроков бурения.

В некоторых известняковых прослоях содержится палеоценовая фауна, включающая такие формы, как *Muscellanea miscella*, *Alveolina ovoidea* и *Operculina patelensis*. В развитых в нижней части разреза темно-серых до черных глинистых сланцах морского происхождения содержатся фаунистические остатки, среди которых встречаются *Globorotalia pseudobulloides* и *G. trinidadensis*.

Контакт между палеоценовыми и верхнемеловыми отложениями, приуроченный к средней толще глинистых сланцев, был установлен в одной из скважин, из которой был поднят керн. Этот контакт устанавливается также и по данным гамма-каротажа: на диаграмме против контакта выделяется пик.

Считается, что между верхнемеловыми и палеоценовыми отложениями существует поверхность несогласия, о чем, по-видимому, свидетельствует высокий уровень гамма-излучения. Таким образом, в настоящее время граница между разновозрастными толщами устанавливается по легко выделяемому пику на гамма-каротажной диаграмме. Мощность палеоценовых отложений меняется очень неравномерно. Наблюдается общее увеличение мощности с юго-востока на север и запад. Местами мощность увеличивается и на крыльях структуры.

Отложения верхнего мела. Разрез верхнемеловых отложений в целом подразделяется на верхнюю толщу морских глинистых сланцев и нижнюю песчанистую толщу, отделяемую от верхней поверхности несогласия. Эта нижняя толща — сарирские песчаники — залегает непосредственно на фундаменте и представляет собой резервуар, к которому приурочены скопления нефти. Между описанными двумя толщами залегает третья, сложенная отложениями переходного типа мощностью несколько сотен футов (фиг. 9).

Верхняя толща состоит в основном из темно-серых и черных морских глинистых сланцев с прослоями известняков и песчаников, которые залегают преимущественно в нижней части разреза. Мощность толщи 230—300 м. Известняки обычно сероватые, глауконитовые, тонкокристаллические и плотные, а песчаники — мелкозернистые, глауконитовые, непроницаемые.

Найденная в этих отложениях фауна, представлена такими позднемеловыми формами, как *Rugoglobigerina macrocephala*, *Pseugoqümbelina costulata*, *Reussella aegyptica* и *Globotruncana* sp. Самые молодые формы определяют маастрихтский возраст отложений.

Средняя, или переходная, толща отложений мощностью несколько сотен футов представлена красными, зелеными, пурпурными и пестроцветными

ангидритовыми глинистыми сланцами с прослоями песчаников. Глинистые сланцы сильно отличаются от серо-черных глинистых сланцев верхней толщи. Песчаники плохо отсортированные, от тонко- до грубозернистых, с прослоями ангидрита и непроницаемые. Местами встречаются пласты пористых песчаников, из которых добываются углеводороды.

Переходная толща залегает на нижней толще (на сарирских песчаниках) несогласно. Свидетельством несогласного залегания служит окраска глинистых сланцев, наличие многочисленных трансгрессивно-регрессивных пачек отложений и эвапоритовых пластов, а также постепенный переход от песчаников к алевролитам и глинистым сланцам.

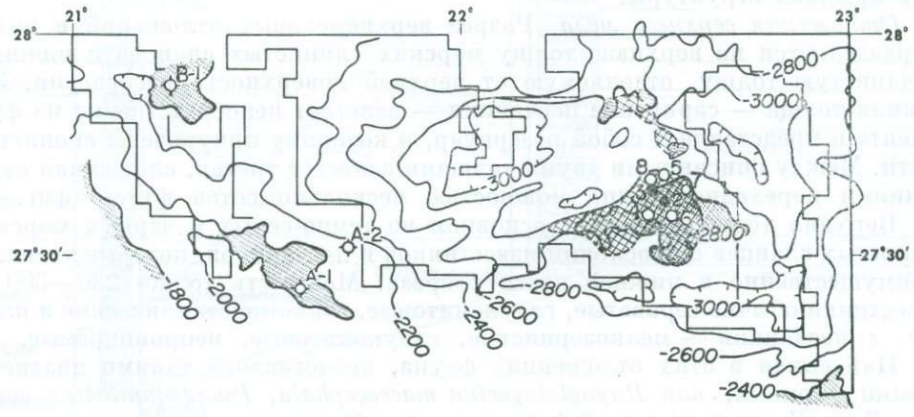
Нижняя толща, сарирские песчаники, является вместилищем для нефти и подразделяется на пять пачек.

ДАННЫЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И БУРЕНИЯ

После того как стратиграфия и литология неглубоко залегающих отложений, а также история геологического развития Сарирского района были выяснены, стало необходимым закартировать более глубоко залегающий горизонт или же выделить какой-нибудь контрольный репер. Решение этой задачи оказалось вполне осуществимым.

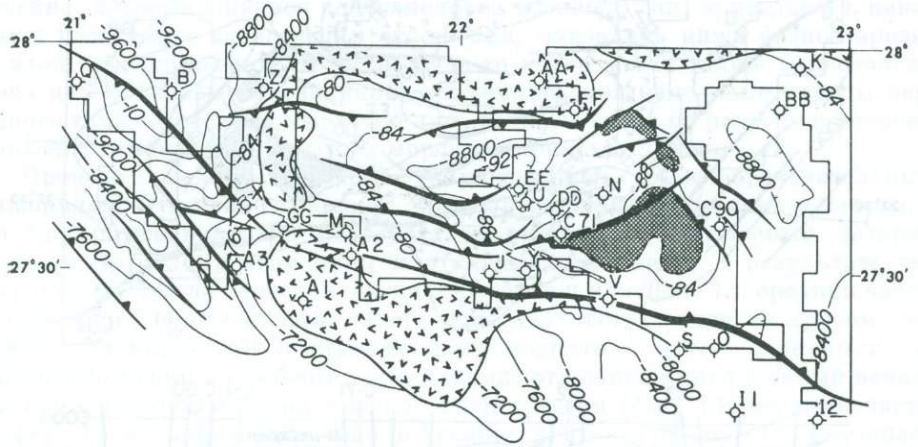
С этой целью геофизики обработали все имеющиеся данные сейсмических исследований, в результате чего они выделили горизонт *B* и условный горизонт *Bb*, залегающие на глубине 2135—2287 м (фиг. 9), в палеоценовых и верхнемеловых отложениях соответственно.

При рассмотрении фиг. 10 становится ясно, почему разведчики были настроены весьма оптимистично относительно перспектив месторождения на ранней стадии его разведки. К марту 1962 г. на месторождении были пробурены три скважины — № 1,2 и 3, ежесуточный дебит которых составил 1027, 1027 и 1164 т соответственно. Затем была пробурена скважина № 4, а также № 5, 6, 7 и 8, которые закладывались для выяснения размеров месторождения. Результаты бурения были обескураживающими, поскольку четыре из пяти пробуренных скважин оказались или в приконтурной зоне или за пределами залежи. В каждой из скважин мощность нефтенасыщенной части разреза составляла 30—60 м, однако песчаники оказались алевритистыми и плотными. Таким образом, стало очевидным, что имеющиеся в распоряжении геологов данные о сарирских песчаниках недостаточны.



Ф и г. 10. Структурная карта, построенная по сейсмическому горизонту А (кровля среднего эоцена) (см. фиг. 9) по состоянию изученности на март 1962 г., когда была пробурена скважина № 3 и бурилась скважина № 4.

Скважины № 5—8 бурились с целью выяснения границ месторождения.



Ф и г. 11. Структурная карта, построенная по кровле сарирских песчаников.
Заштрихованы районы выходов пород фундамента. Сечение изогипс через 400 футов.

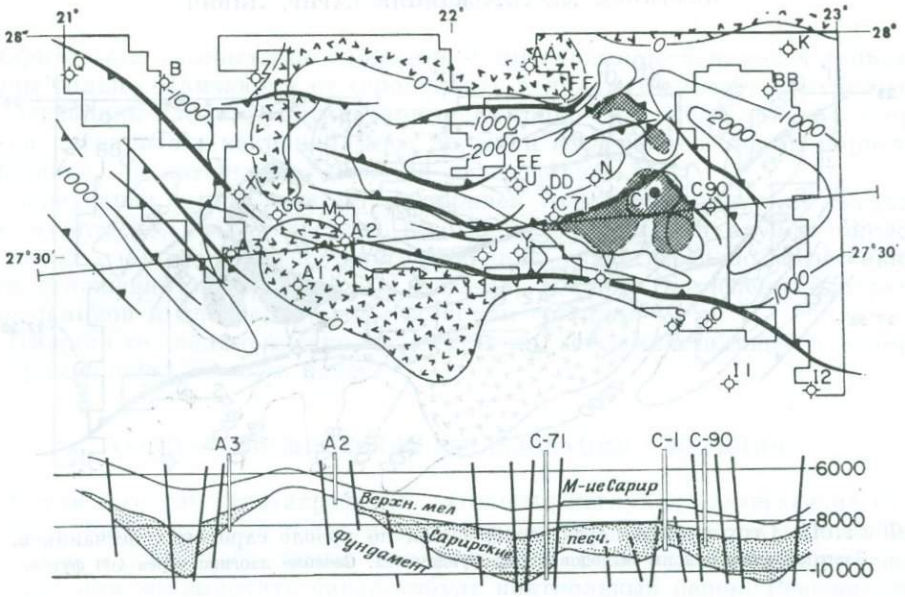
Бурение поисковых скважин продолжалось в 1963 и 1964 гг. Одновременно месторождение вводилось в разработку. На фиг. 11 приведена структурная карта, составленная по кровле сарирских песчаников, на которой видно, что амплитуда структуры равна нескольким сотням футов. Существование поднятий, окружающих пониженный участок площади месторождения Сарир, в которых нет углеводородов, было подтверждено при бурении сухих поисковых скважин. Результаты бурения последующих поисковых скважин также подтвердили тот факт, что коллекторские свойства песчаников, развитых за пределами западного крыла центрального поднятия (скважина А-1), ухудшаются. В южной части площади песчаники приурочены в основном к переходной зоне и их коллекторские свойства ниже по сравнению с теми коллекторскими свойствами, какими они обладают в пределах основной части месторождения.

На фиг. 12 показано распределение мощности песчаников по площади концессии в ее современных пределах. Лучше всего песчаник сохранился в глубоком троге, где было открыто месторождение Сарир. Воздымание структуры в период после отложения сарирских песчаников и последующий их размыв и переработка привели к тому, что их мощность в своде структуры сокращена. В сводовой части непродуктивной структуры *A* песчаников нет. Это, вероятно, объясняется тем, что сарирские песчаники были размыты, а более молодые, переходные песчаники не отложились.

Толща сарирских песчаников рассечена сбросами или разбита на блоки (фиг. 12 и 13). Все приподнятые блоки, по-видимому, в какой-то степени подвергались эрозии.

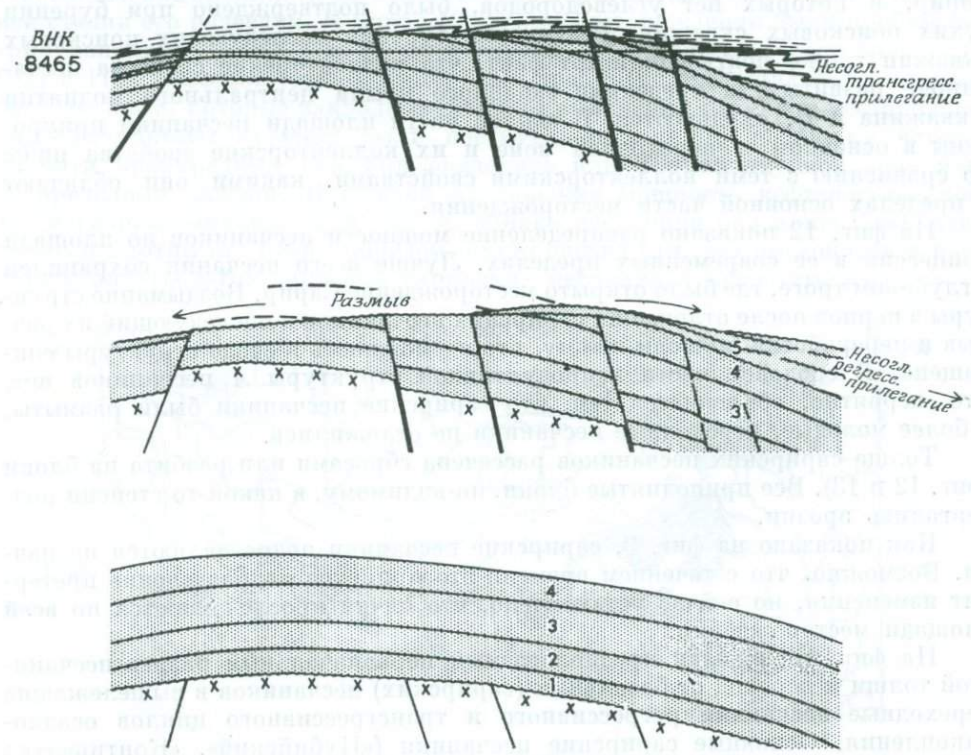
Как показано на фиг. 9, сарирские песчаники подразделяются на пачки. Возможно, что с течением времени это принятое подразделение претерпит изменения, но сейчас установлено, что пачки прослеживаются по всей площади месторождения.

На фиг. 13 показан предполагаемый первоначальный разрез песчанистой толщи и переход от базальных (сарирских) песчаников в вышележащие переходные песчаники регрессивного и трансгрессивного циклов осадконакопления. Основные сарирские песчаники («Нубийский», «Континентал Интеркалэри» и т.д.), очевидно, представляют собой то, что осталось от песчанистой толщи, образовавшейся в Сиртском бассейне на более ранней стадии осадконакопления. Он обнаружен только в глубоких погруженных частях



Ф и г. 12. Карта изопахит продуктивных песчаников и широтный разрез района концессии.

С-1 — скважина-первооткрывательница месторождения Сарир. Заштрихованы районы выходов пород фундамента. Сечение изопахит через 1000 футов. Глубина в футах.



Ф и г. 13. Разрез толщи песчаников.

Показан возможный процесс отложения базальных песчаников и их переход в залегающие выше песчаники регрессивного и трансгрессивного циклов развития.

бассейна, которые в период позднемеловой трансгрессии, приведшей к накоплению несогласно залегающих отложений, оказались ниже базиса эрозии. На этой эрозионной поверхности, будь то поверхность толщи палеозойских пород или базальных песчаников, отложились позднемеловые породы переходного типа — пески, алевриты и илы, которые вверх по разрезу постепенно переходят в позднемеловые илы морского происхождения.

Процесс осадконакопления сопровождался сбрасообразовательными движениями. Это привело к тому, что взброшенная часть блока месторождения Сарир неоднократно подвергалась размыву. Разрушаемый материал сносился по склону структуры и откладывался внизу, в результате чего образовалась толща переслаивающихся песков и ила (фиг. 13, средняя часть). Со временем эти отложения, залегающие внахлестку, одно на другом, оказались прилегающими к структурному поднятию, потом перекрыли его, а затем были сами погребены под осадками, отложившимися в самый начальный период позднемеловой морской трансгрессии (фиг. 13, верхняя часть). На фиг. 13 по положению водо-нефтяного контакта видно, что нефтенасыщенными являются разные части разреза песчаной толщи: нефть содержится частично в пачках 2—5 сарирских песчаников, а также в вышезалегающих переходных песчаниках.

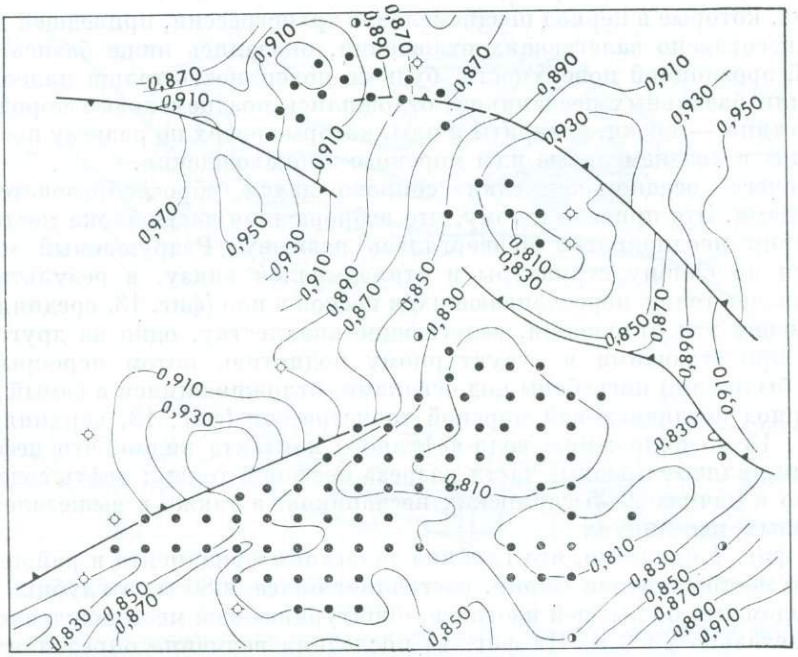
На фиг. 7 показано, что глубина залегания фундамента в районе, окружающем месторождение Сарир, составляет более 3080 м, а глубина залегания фундамента по высшей изогипсе, оконтуривающей месторождение, равна приблизительно 2900 м. На фиг. 14 последняя величина определяется изохроной, приблизительно равной 0,850 с. Сводовая часть структуры оконтуривается изохроной 0,810 с, соответствующей примерно глубине 2745 м. Глубина залегания фундамента в погруженных участках северо-западной части месторождения превышает 3500 м.

Скважины на месторождении расположены одна от другой на расстоянии 2 км. Месторождение протягивается на 56 км при ширине 40 км.

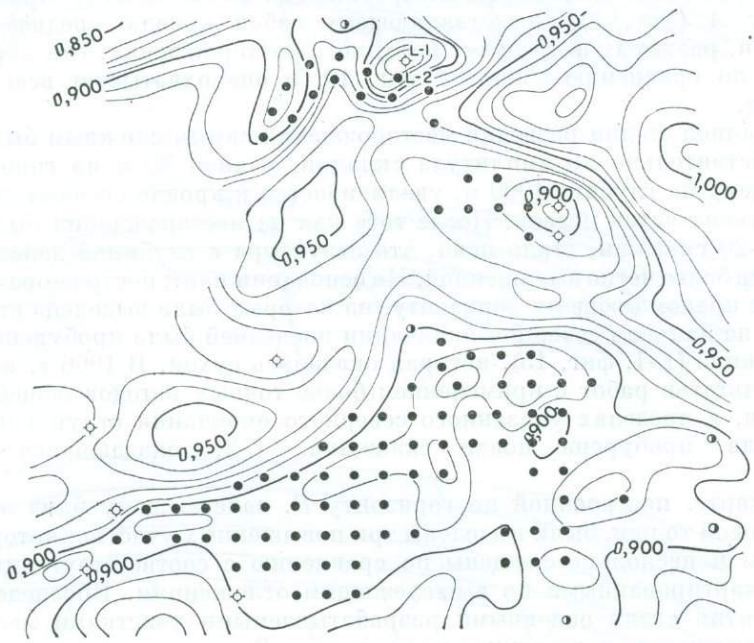
На фиг. 15 приведена карта, построенная по сейсмическому отражающему горизонту *A* (фиг. 9), представляющему собой кровлю среднеэоценовых отложений, развитых в пределах нефтяного месторождения. Эта карта более детальна по сравнению с картой фиг. 10, и она охватывает всю площадь концессии.

На ранней стадии разведки месторождения самым сложным было проверить, действительно ли амплитуда складки, равная 30 м по горизонту *A*, залегающему на глубине 1000 м, увеличивается к кровле песчанистой толщи до нескольких сотен метров. После того как на месторождении было пробурено 15—20 скважин, стало ясно, что структура с глубиной действительно становится более четко выраженной. На основании карт, построенных по горизонту *A* и преломляющему горизонту, на которых была выделена структура, в 1963 г. на дальнем северном окончании последней была пробурена поисковая скважина (L-1, фиг. 15), которая оказалась сухой. В 1966 г. на основании результатов работ с применением более точных методов общей глубинной точки, в пределах указанного северного окончания структуры, южнее L-1, была пробурена новая скважина, L-2, оказавшаяся продуктивной.

На карте, построенной по горизонту *B*, залегающему близ основания палеоценовой толщи, были выделены три повышенных участка, которые четче выражены и несколько смещены по сравнению с соответствующими участками, закартированными по вышележащим отложениям. Впоследствии эти три поднятия стали основными разрабатываемыми участками месторождения. Однако карта, построенная по горизонту *B*, все еще оставалась недостаточно точной для предотвращения бурения сухих скважин, и поэтому ею пользовались редко.



Ф и г. 14. Карта изохрон, составленная до открытия месторождения Сарир.
Время 0,810 с соответствует приблизительно глубине 2745 м. Сечение изохрон через 0,02 с.

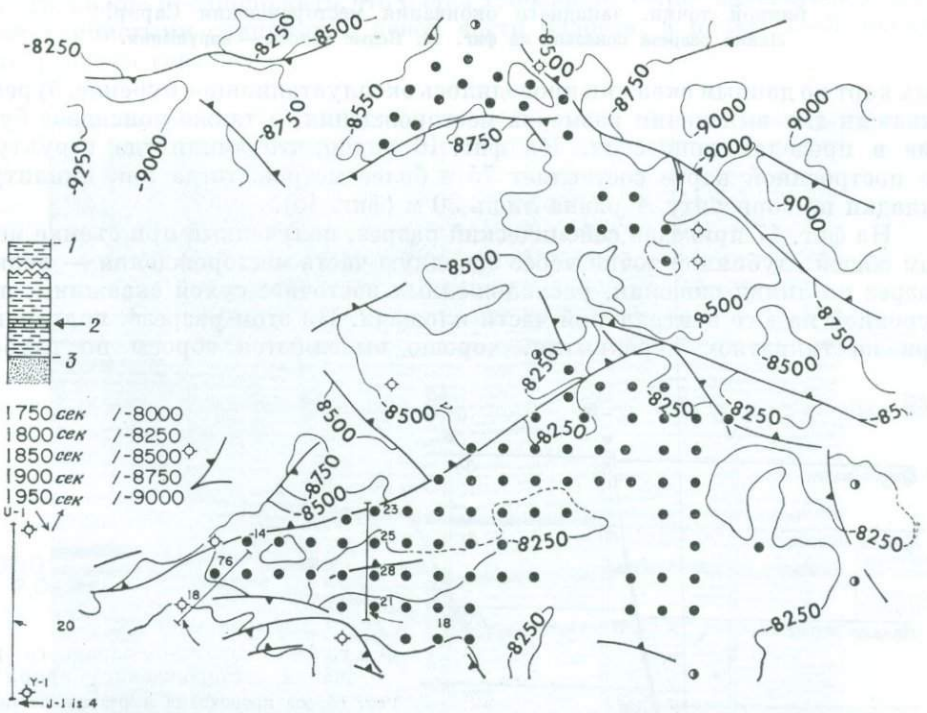


Ф и г. 15. Сейсмический отражающий горизонт A, залегающий близ кровли среднеэоценового разреза.
Время 0,900 с соответствует приблизительно 1000 м. Сечение изохрон через 0,01 с.

ДЕТАЛЬНОЕ ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Необходимое условие успешного проведения дальнейших работ на месторождении состояло в построении карты по контрольному горизонту, залегающему в кровле песчаников или вблизи нее. С этой целью была проведена экспериментальная съемка методом отраженных волн с шестикратным и многократным перекрытиями в пределах той части месторождения, для которой были надежно выявлены кровли ряда горизонтов. После окончания экспериментальных работ по интерпретации данных установили, что можно закартировать надежно выделяемый отражающий горизонт, который залегает всего в нескольких сотнях метров выше поверхности несогласия в кровле песчанистой толщи. На фиг. 16 дается схематическая карта, построенная по этому горизонту. Мощность толщи между этим так называемым суммированным горизонтом и расположенной ниже кровлей песчаников меняется в пределах нескольких сотен метров и более, и тем не менее эта карта наиболее точная из всех карт, построенных по глубоко залегающим горизонтам. По этому горизонту выявляется большая часть истинной структуры месторождения. Что же касается сбросов, развитых в толще сарирских песчаников и возникших до образования поверхности несогласия, при картировании песчаника они не были выявлены, так как подвижки по ним не возобновлялись.

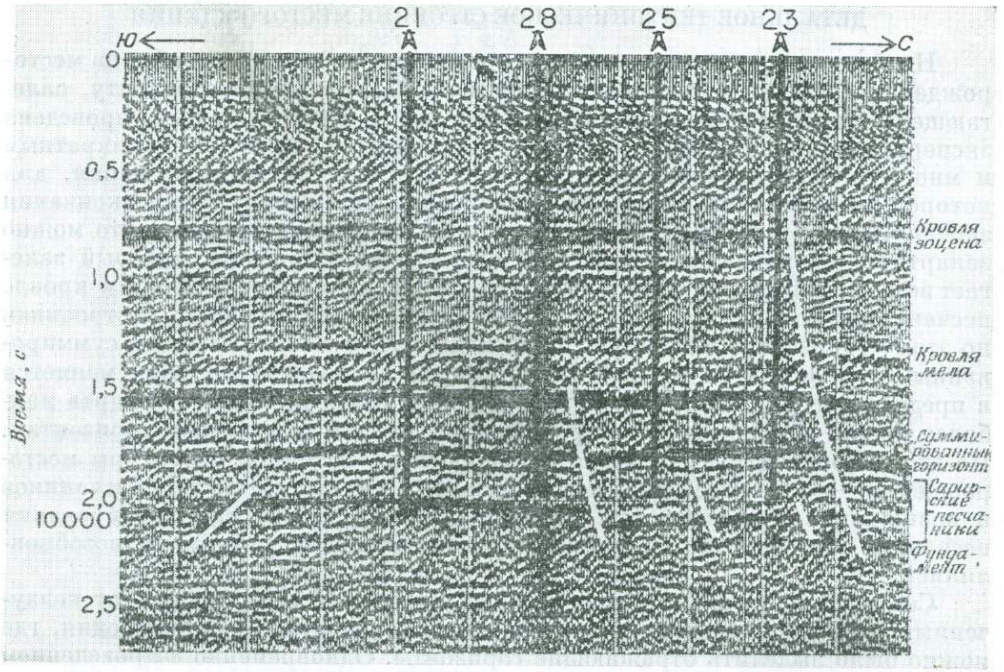
Сейсмическая съемка методом общей глубинной точки велась от неизученных районов концессии в направлении тех участков месторождения, где можно было выделить отражающие горизонты. Одновременно с проведением съемки методом общей глубинной точки и построением обычных структур-



Ф и г. 16. Схематическая карта, составленная по кровле маркирующего горизонта, залегающего на 75 м выше кровли сарирских песчаников, по данным результатов сейсмических работ МОВ методом общей глубинной точки с многократным перекрытием.

Сечение изогипс через 250 футов. На карте нанесены направления разрезов, приведенных на фиг. 17—19.

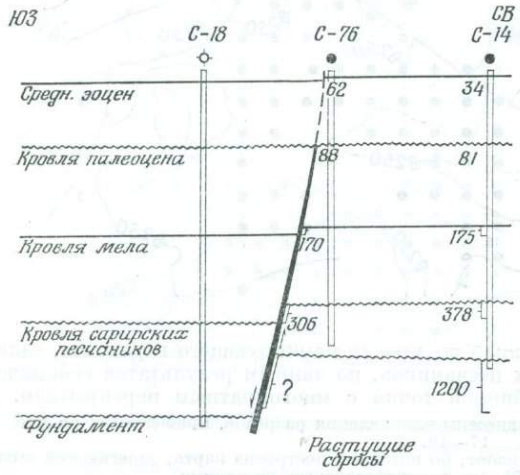
1 — кровля верхнемеловых отложений; *2* — горизонт, по которому построена карта, залегающий выше нефтеносных песчаников на 75 м; *3* — нефтеносные песчаники.



Ф и г. 17. Сейсмический разрез, построенный по результатам съемки методом общей глубинной точки, западного окончания месторождения Сарир.
Линия разреза показана на фиг. 16. Белые полосы — нарушения.

ных карт по данным скважин проводилось эксплуатационное бурение, бурение скважин для выяснения размеров месторождения, а также поисковое бурение в пределах концессии. На фиг. 16 видно, что амплитуда структуры по построенной карте составляет 75 и более метров, тогда как амплитуда складки по горизонту *A* равна лишь 30 м (фиг. 15).

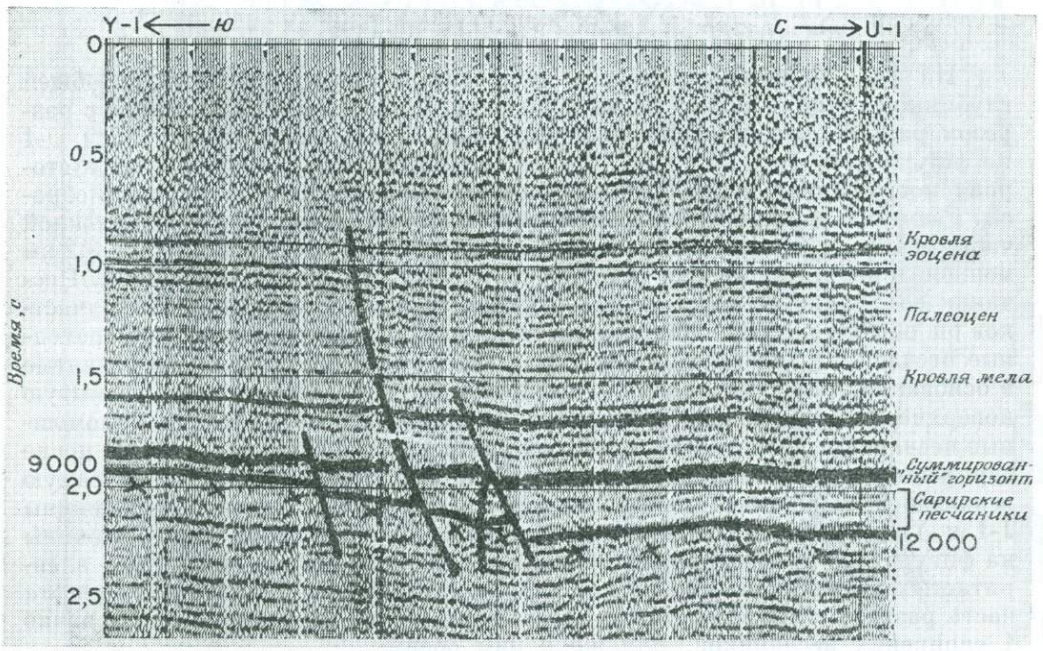
На фиг. 17 приведен сейсмический разрез, полученный при съемке методом общей глубинной точки через западную часть месторождения — первый разрез по линии скважин, расположенных восточнее сухой скважины, пробуренной на юге центральной части площади. На этом разрезе, полученном при шестикратном перекрытии, хорошо выделяются сбросы по глубоко



Ф и г. 18. Разрез юго-западного окончания месторождения Сарир.
Рост сброса происходил в результате периодических подвижек. Увеличение амплитуды сброса дано в футах. С-18 — сухая скважина, расположенная в крайней западной части площади; С-76 и С-14 — скважины, расположенные за пределами западного окончания месторождения. Линия разреза показана на фиг. 17.

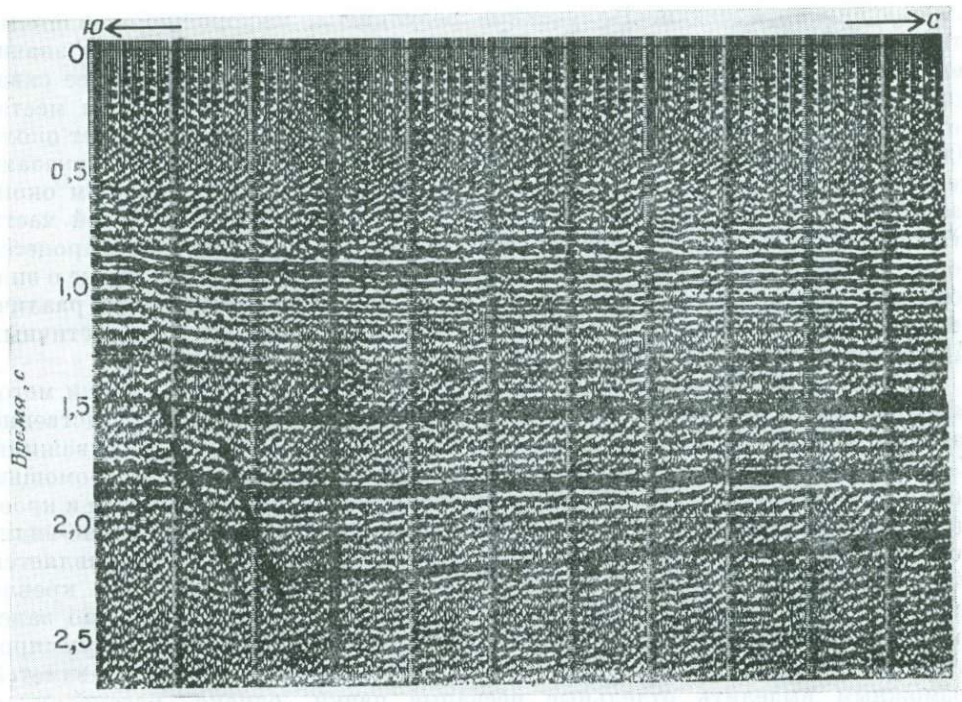
залегающим горизонтам. Полученные результаты, несомненно, свидетельствуют о том, что толща, к которой приурочены скопления нефти, в значительной степени разбита сбросами. Сброс, протягивающийся севернее скважины 23, т. е. справа на разрезе, является пограничным сбросом месторождения. Его амплитуда по кровле сарирских песчаников составляет около 100 м, а по поверхности фундамента — почти 300 м. На фиг. 16 показано местоположение двух сухих скважин, пробуренных на юго-западном окончании структуры в пределах опущенных по отношению к основной части месторождения блоков. По фиг. 18 можно получить представление о процессе роста одного из сбросов в результате периодических подвижек, а также о значениях амплитуд на различных уровнях. Этот сброс по терминологии различных авторов относится к категории седиментационных [1], сингенетичных [4] или растущих [5] сбросов.

На фиг. 19 приведен разрез, построенный при выполнении съемки методом многократного перекрытия района, расположенного непосредственно западнее основной площади месторождения, в направлении от скважины Y-1 к скважине U-1, которые вскрыли породы фундамента. С помощью метода «суммирования» хорошо картируются поверхность фундамента и кровля песчаников. Полагают, что уменьшение мощности песчаников, по-видимому, связано с условиями его накопления, однако на самом деле оно является следствием их размыва и образования поверхности несогласия в кровле сарирских песчаников, а также срезания песчаников трансгрессивно залегающей толщей морских глинистых сланцев примерно на уровне «суммированного» горизонта. С помощью сейсмических методов не представляется возможным выделить отдельные песчаные пачки, однако, рассматривая фиг. 19, можно предположить, что пачка 1, очевидно, будет залегать под меловыми глинистыми сланцами в левой части разреза, а пачки 2—5 должны быть развиты севернее.



Ф и г. 19. Разрез, построенный по данным съемки методом общей глубинной точки с многократным перекрытием.

Линия разреза проходит западнее основной площади месторождения — между поисковыми скважинами Y-1 и U-1. Линия разреза показана на фиг. 16.

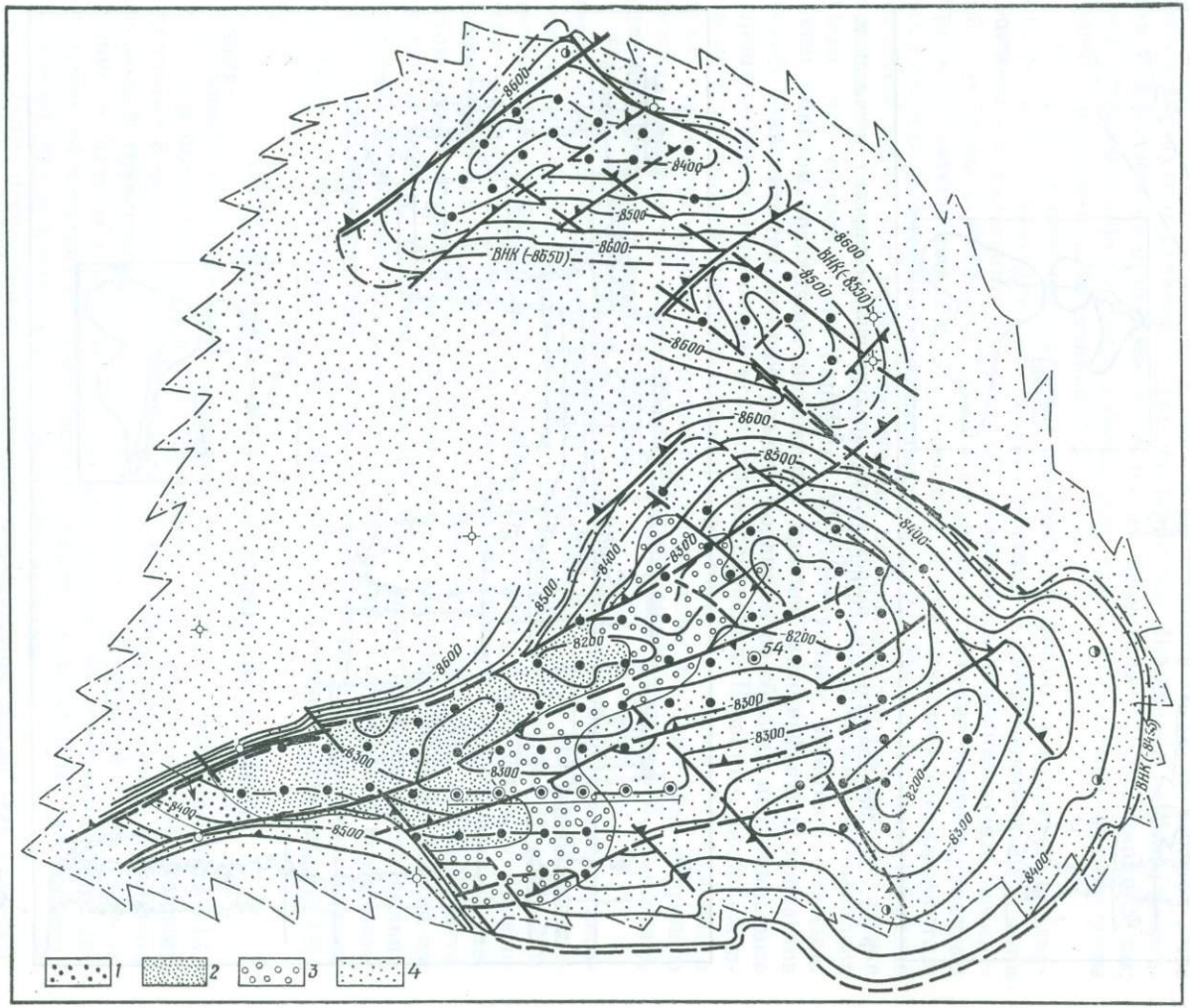


Ф и г. 20. Разрез, построенный по данным съемки методом общей глубинной точки, западной части концессии.

Линия этого разреза проходит в 6,4 км западнее линии разреза на фиг. 19 (положение линии см. на фиг. 16).

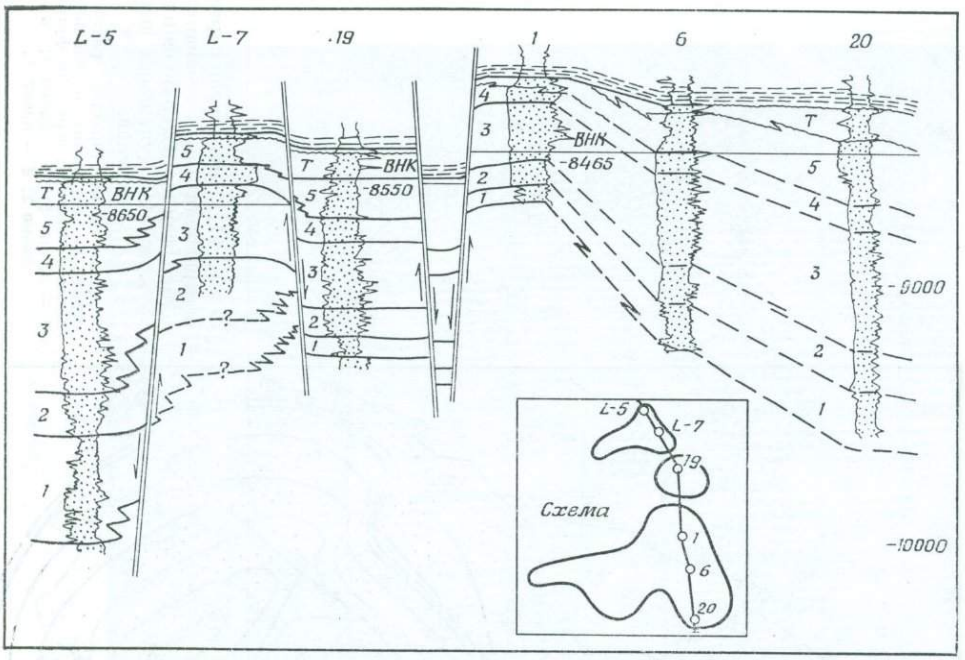
На фиг. 20 приведен разрез, полученный при съемке методом общей глубинной точки западной части концессии, который можно сравнить с разрезом района, расположенного между поисковыми скважинами Y-1 и U-1 на фиг. 19. На фиг. 20 видно, что несколько сбросов с опущенными в сторону погруженной части бассейна блоками объединяются в крупные сбросы. Размыв и срезание толщи отложений наиболее ярко выражены в южной части района, т. е. в крайней левой части фиг. 20. На расстоянии около 3,2 км мощность песчаников увеличивается от первых сотен метров до 710 м. Песчаник сохранился в пониженных районах; в пределах приподнятых участков он обычно размыт. Исключение составляют лишь те места, где переходные песчаники, залегающие над сарирскими песчаниками или же развитые в основании трансгрессивной толщи, ложатся непосредственно на размытую поверхность фундамента. Только бурение покажет, являются ли маломощные песчаники, залегающие в верхней части разреза структур, частью после сарирской трансгрессивной пачки или же они представляют собой самую верхнюю часть разреза (пачка *L*) месторождения Сарир. Поисковые скважины J-1 и Y-I, пробуренные в 6,4 км западнее месторождения (эти скважины на фигурах не приводятся), вскрыли первые сотни метров глинистых, алевритистых песчаников. До сих пор еще не установлено, принадлежит ли эта часть разреза к трансгрессивно залегающей толще песчаников или к пачке 1 сарирских песчаников, или же к ним обеим.

На фиг. 21 видно, что песчаная пачка срезается в направлении от восточной части месторождения Сарир к западной. Сопоставление электрокаротажных диаграмм (фиг. 22 и 23) позволило установить, что структура по кровле продуктивных песчаников значительно упрощена, причем многие

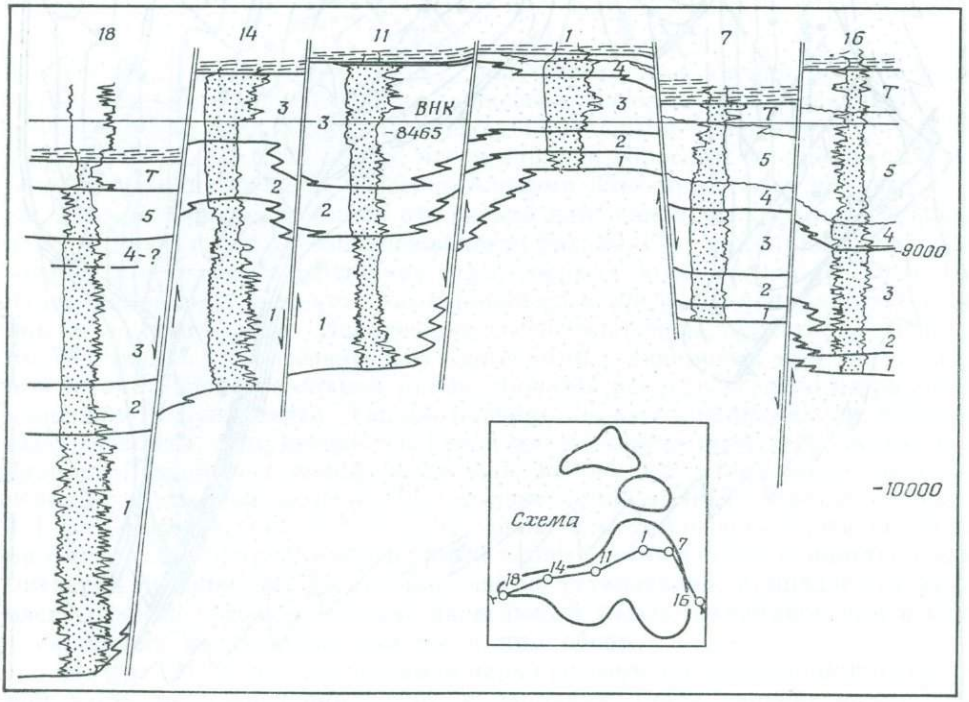


Ф и г. 21. Структурная карта, построенная по основанию толщи глинистых сланцев или по кровле продуктивных песчаников.

Показан также характер распространения сарирских песчаников. Сечение изогипс через 50 футов. *1* — пачка 5; *2* — пачка 3; *3* — пачка 2; *4* — пачка 4.



Ф и г. 22. Меридиональный разрез толщи продуктивных сарирских песчаников.
Глубина в футах.



Ф и г. 23. Широтный разрез толщи продуктивных сарирских песчаников.
Глубина в футах.

мелкие сбросы на этом уровне не прослеживаются. При совместном рассмотрении фиг. 22 и 23 выясняется, что основная Сарирская структура приурочена к центральной части приподнятого блока, ограниченного с северо-запада и северо-востока сбросами, опущенные блоки которых обращены к северу.

Форма основной площади месторождения в пределах замкнутой изогипсы представляется приблизительно в виде треугольника. Длина широтного основания треугольника равна 40 км. Протяженность в меридиональном направлении, т. е. по линии, перпендикулярной основанию треугольника, измеряется 19 км. Углы падения в пределах замкнутой части структуры обычно менее 1°. Разница в глубинах залегания фундамента, измеренная в своде Сарирской структуры, и в погруженной части района южнее скважины № 20, составляет около 1670 м (270 секунд на карте изохрон), что свидетельствует о наличии у структуры корней. Изменение глубины залегания фундамента на приведенную величину происходит на расстоянии 20 км; следовательно, породы погружаются под углом 2,5°. Самые крутые углы падения измеряются величиной 4,5°.

Севернее основной структуры треугольной формы, в пределах вытянутого поднятия, разделяющего северо-западный и северо-восточный участки пониженного залегания фундамента, выделяются дополнительные замкнутые структуры — Северный Сарир и площадь *L*, которые также ограничены сбросами с северо-запада и северо-востока. В пределах всех трех продуктивных участков развиты все песчаные пачки (фиг. 22). На корреляционной схеме показаны также три четко выделяемых на каждом продуктивном участке водо-нефтяных контакта. По мере эксплуатации месторождения становилось ясным, что сбросы — это барьеры, препятствующие перетоку флюидов. Таким образом, различное положение уровней водо-нефтяных контактов следует объяснить тем, что в результате подвижек по сбросам непроницаемые и проницаемые пласты оказались в соприкосновении. В районе, расположенном между основной площадью месторождения и скважиной С-19 Северного Сарира, глинистые сланцы в опущенном блоке залегают ниже водо-нефтяного контакта. На участке между Северным Сариром и площадью *L*, возможно, будет наблюдаться такая же картина.

На широтном разрезе (фиг. 23) отчетливо прослеживается угловое несогласие, которое отмечается также и в обнажениях (фиг. 21). Глубина залегания фундамента увеличивается от скважины 11 к скважине 14 (фиг. 23); увеличивается также истинная мощность песчаных пачек (не за счет повторения пластов), несмотря на то что песчаная толща до отложения вышележащих глинистых сланцев подверглась размыву. В пределах основной части месторождения Сарир водо-нефтяной контакт расположен на одной и той же отметке — 1980 м. В сухой скважине № 18 мощность песчаников сильно увеличена, поскольку они залегают за пределами структуры в опущенном блоке, отложения которого не подверглись размыву. Амплитуда сброса по фундаменту составляет 370 м, а по кровле песчаников — 115 м (фиг. 18).

САРИРСКИЕ ПЕСЧАНИКИ (БАЗАЛЬНЫЕ ПЕСЧАНИКИ)

Мощность песчаных пачек меняется по площади месторождения от 137 до 610 м и более (фиг. 22 и 23). Песчаники, непосредственно залегающие на гранитах и метаморфических породах фундамента, перекрыты несогласно залегающей трансгрессивной толщей отложений. В нижней части разреза песчаников была обнаружена пыльца ангиосперм, на основании чего считается, что эти песчаники отложились не раньше раннемелового (альбского), а возможно, что и в начале позднемелового времени.

Базальные песчаники исключительно неоднородны. В процессе разведки месторождения неоднократно предлагались различные схемы расчленения

этих песчаников. Согласно наиболее четкой из всех предложенных схем, вся толща песчаников делится на три части. Нижняя часть представлена глинистыми песчаниками, средняя — чистыми песчаниками, верхняя — глинистыми, алевритистыми песчаниками. При анализе литологических колонок всех изученных в районе разрезов отложений и электрокаротажных диаграмм в песчаной толще выделяются именно эти три части. При более детальном расчленении самую нижнюю часть разреза отнесли к пачке 1, среднюю часть разделили на пачки 2, 3 и 4, а в верхней части выделили пачку 5 и отложения переходного типа.

Ниже дается описание всех пяти пачек сверху вниз.

Пачка 5. На большей части площади месторождения пород этой пачки нет. Мощность ее меняется от 0 до 137 м. Песчаники пачки 5 окаймляют основную структуру, но чем дальше они залегают от структуры, тем большей становится их мощность. Несколько сокращенная их мощность объясняется либо размывом этих осадков после их отложения, либо тем, что они вообще не откладывались в пределах приподнятых участков месторождения.

С целью выяснения стратиграфии, литологического состава и истории осадконакопления отложений пачки 5 и перекрывающих их переходных словев проведены детальные исследования.

Пачка 5 исключительно разнообразна по литологическому составу слагающих ее пород; она представлена белыми и красно-коричневыми, плохо сцементированными, мелко- и грубозернистыми песчаниками и глинистыми песчаниками, переслаивающимися с красными и зелеными глинистыми и песчанистыми аргиллитами. В целом все это плотные разности, однако среди них встречается несколько пористых и проницаемых пластов, коллекторские свойства которых почти равноценны коллекторским свойствам песчаников пачки 4. На тех участках, где пористые и проницаемые пласты залегают выше водо-нефтяного контакта, из них получают иногда много нефти.

Пачка 4. Пачка 4 мощностью 30—60 м сложена самыми чистыми и наиболее проницаемыми песчаниками из всех, которые составляют базальную толщу песчаников. Она отделяет более плотные песчаники пачки 5 от более глинистых песчаников пачки 3. Песчаники белые и серовато-белые, чистые, средне- и грубозернистые, плохо отсортированные, слабо сцементированные, рыхлые, покровного типа, с хорошей пористостью (17—20%) и проницаемостью (от нескольких сотен миллидарси до 2—3 дарси в отдельных случаях). Породы пачки 4 являются основным резервуаром углеводородов в базальной песчаной толще.

Пачка 3. Пачка 3 мощностью 250—970 м сложена переслаивающимися пористыми и плотными песчаниками с редкими прослоями глинистых сланцев. Непористые песчаники прочно сцементированы глинистым материалом.

Пористые песчаники пачки 3, мощность которых обычно составляет 6—12 м, являются хорошими коллекторами. Их пористость и проницаемость сходны с пористостью и проницаемостью песчаников пачки 4, обладающих высокими коллекторскими свойствами.

Отложения пачки 3 развиты на всей площади месторождения и лишь частично они размыты в сводовой части структуры на уровне поверхности несогласия.

Пачка 2. Пачка сложена очень однородными, чистыми песчаниками, сходными по своим свойствам с песчаниками пачки 4. В нижней части пачки песчаники становятся несколько более глинистыми. Мощность их меняется от 30 до 80 м.

Мощность отложений этой пачки в пределах всего месторождения увеличивается с востока на запад, что было также характерно для пачки 3 до того, как верхняя ее часть была размыта. Лишь в пределах крайне западной части месторождения отложения пачки 2 развиты выше уровня водо-нефтяного контакта.

Пачка 1. Эта базальная часть разреза осадочных пород представлена переслаивающимися песчаниками, глинистыми песчаниками, аргиллитами и алевролитами. В целом эти отложения гораздо более глинисты по сравнению с верхними пачками. Пачка 1 развита на всей площади месторождения, однако ее мощность сильно меняется. Так же как и мощность пачек 3 и 2, мощность пачки 1 увеличивается от 18 м на востоке до 300 м и более на западе. Столь значительная изменчивость мощностей пачек 1, 2 и 3, очевидно, частично обусловлена неравномерным заполнением неровностей поверхности фундамента, а частично близостью мощного источника сноса осадков, который находился в пределах возвышенного участка на юго-западе. В пределах концессии 65 сбрасообразовательные движения и воздымание структур в период отложения осадков этой пачки, по-видимому, не происходили. Ни на одном из участков месторождения отложения пачки 1 не залегают выше уровня водо-нефтяного контакта.

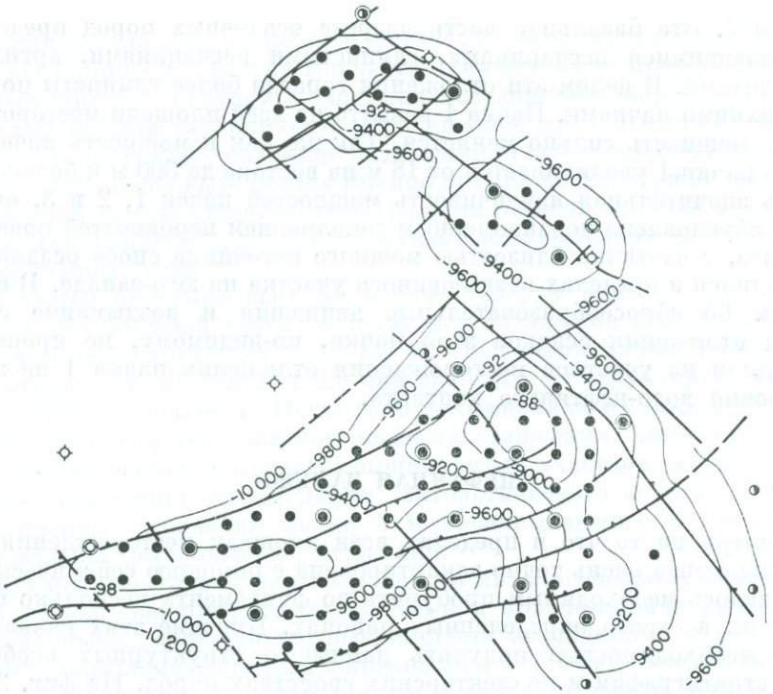
НЕФТЯНАЯ ЗАЛЕЖЬ

Несмотря на то что в пределах всей площади месторождения поверхность фундамента очень точно закартирована с помощью сейсмических методов, оказалось необходимым пробурить до фундамента несколько скважин, заложив их в строго определенных районах. Бурение этих скважин было вызвано необходимостью получить данные о структурных особенностях района, стратиграфии и коллекторских свойствах пород. На фиг. 24 приведена структурная карта поверхности фундамента. В пределах данного участка месторождения разница между отметками поверхности фундамента составляет 300 м и более. Согласно данным бурения, блоковое строение месторождения выражено четко по фундаменту и несколько хуже в толще песчаных пачек. В разрезе отдельных песчаных толщ есть очень мало или вообще нет надежных, коррелируемых между собой реперов.

На некоторых участках как между отложениями разных пачек, так и внутри самих пачек прослеживаются поверхности несогласия, в том числе и угловое несогласие. Поверхности несогласия зафиксированы между пачками 4 и 5, а также между пачкой 5 и пластами песчаников переходного типа.

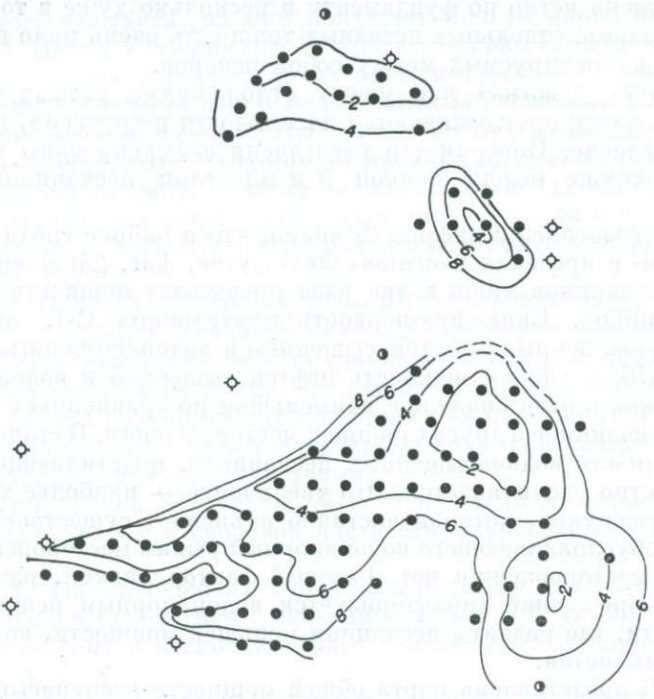
На фиг. 25 (изогипса с цифрой 2) видно, что в районе свода структуры (приблизительно в пределах изогипсы 9000 футов, фиг. 24) мощность водонасыщенных песчаников лишь в два раза превышает мощность нефтенасыщенных песчаников. Скважина-первооткрывательница С-1, пробуренная в своде структуры, вскрыла нефтенасыщенные и водонасыщенные песчаники мощностью по 76 м. Общая мощность нефтенасыщенной и водонасыщенной частей песчаников в этой скважине наименьшая по сравнению с мощностью аналогичных песчаников в других районах месторождения. В сторону от свода структуры мощность водонасыщенных песчаников, подстилающих нефтенасыщенные, заметно увеличивается. Это увеличение — наиболее характерная особенность резервуара, которая частично объясняет существование источника энергии, обусловливающего водонапорный режим месторождения. Газовой шапки на месторождении нет. Газовый фактор низкий, равный 10,6—40,0 м³/т. Месторождение характеризуется водонапорным режимом. Лишь в сводовой части, где развиты песчаники меньшей мощности, водонапорный режим не проявляется.

На фиг. 26 представлена карта общей мощности нефтенасыщенных песчаников, залегающих выше уровня водо-нефтяного контакта. В процессе эксплуатационного бурения было решено в одних скважинах проводить частичный, а в других — сплошной отбор керна. На фиг. 26 эти скважины показаны в виде треугольников.



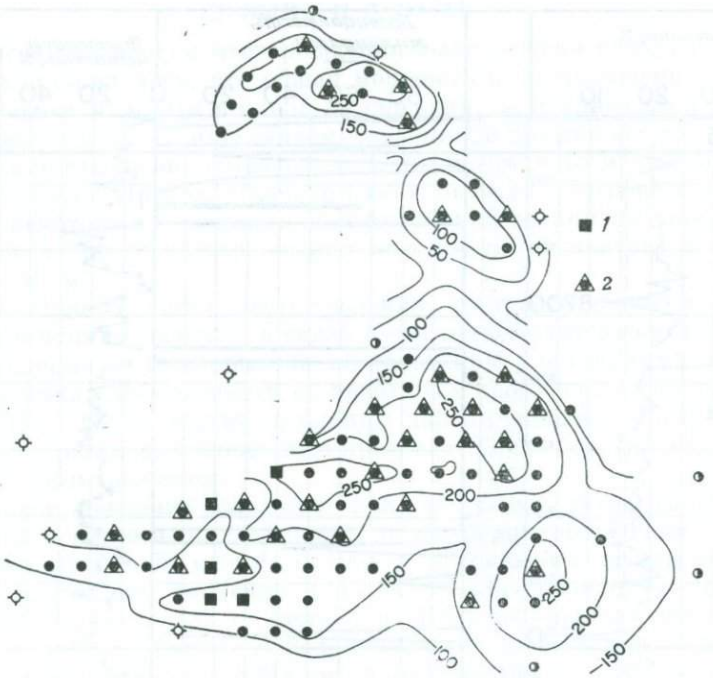
Ф и г. 24. Карта поверхности фундамента, построенная по данным скважин, вскрывших фундамент, и по данным КМПВ.

Двойные кружки — скважины, вскрывшие фундамент. Сечение изогипс через 200 футов.



Ф и г. 25. Карта соотношений мощностей водо- и нефтенасыщенных песчаников.

Наиболее ярко водонапорный режим проявляется в районе, где величина этого соотношения наивысшая; здесь отмечено наименьшее падение пластового давления. Сечение соотношения изопахит через 2 единицы.

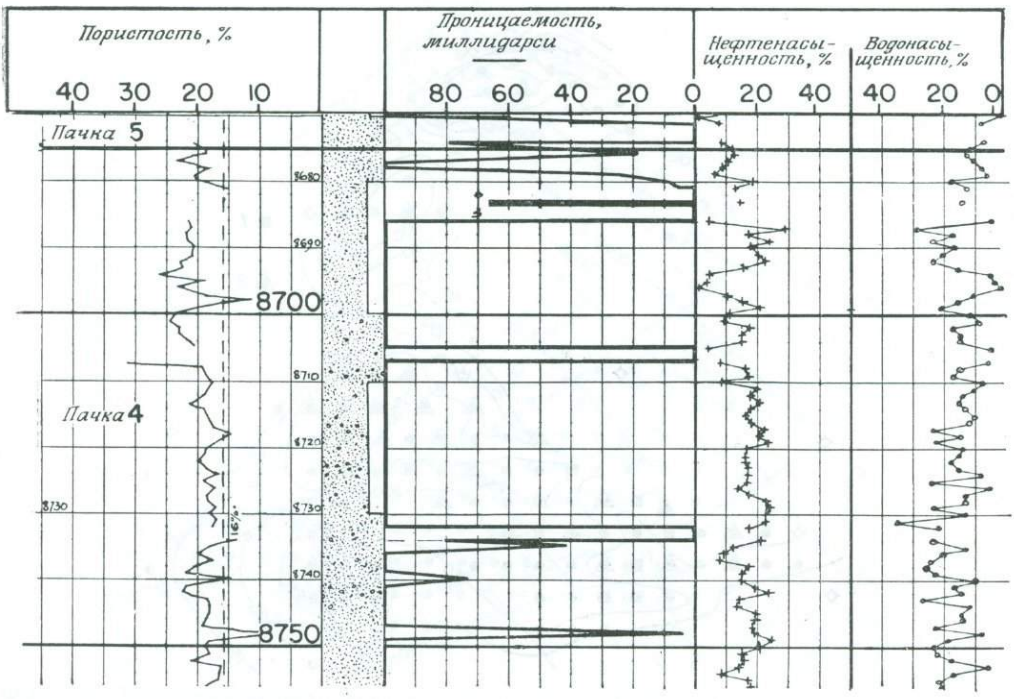


Ф и г. 26. Карта изопахит всех нефтенасыщенных песчаников, залегающих над ВНК.
Сечение изопахит через 50 футов.
1 — открыто фонтанировавшие скважины 5-14-65; *2* — скважины, из которых проводился частичный или сплошной отбор керна из нефтеносных песчаников.

Пять скважин, расположенных в западной части основного района месторождения и отмеченных на схеме квадратиками, 14 мая 1965 г. были взорваны неизвестными лицами. Разрушение фонтанной арматуры вызвало открытое фонтанирование скважин 48, 24, 28 и 21 и привело к пожару. Скважина 23 также стала открыто фонтанировать, но не загорелась.

По подсчетам инженеров, эксплуатационников и пожарников, в период открытого фонтанирования из скважины ежесуточно выбрасывалось 3400—4000 т. нефти. При открытом фонтанировании скважины 48 количество нефти, выбрасываемое из недр каждые сутки, составляло 4000—5000 т. Когда все скважины удалось закрыть, поставить фонтанную аппаратуру и вновь освоить, то оказалось, что открытое фонтанирование, по-существу, не отразилось отрицательно на залежи. Так, в результате открытого фонтанирования забойное давление снизилось с 274 кг/см² до 267 кг/см², т. е. за период 6—15 дней, когда в результате открытого фонтанирования из пяти скважин было выброшено более 137 тыс. т нефти, давление упало всего лишь на 7 кг/см², если не меньше. Спустя девятнадцать месяцев, когда месторождение было подсоединено к нефтепроводу, давление в залежи восстановилось.

На протяжении полутора лет средняя производительность скважины 24 составляла 400 т/сутки, а скважины 48—960 т/сутки. Величина давления на устье скважин, первоначально равная 70 кг/см², в 1968 г. снизилась примерно до 0,7 кг/см², однако стабильность водонапорного режима сдерживает падение давления. На большей части месторождения давление фонтанирования все еще превышает 44,3 кг/см². Эту величину использовали при подсчете запасов, но на некоторых участках месторождения, особенно в его центральной части, где развиты маломощные песчаники, падение давления



Ф и г. 27. Кернограмма 26-метровой толщи разреза в скважине С-54 (см. фиг. 21). Показаны коллекторские свойства пачки 4 сарирских песчаников.

несколько больше и составляет от 2,8 до 4,2 кг/см², что приводит к необходимости поддерживать пластовое давление путем нагнетания в пласт воды.

Для выяснения характера распространения выявленных или предлагаемых нарушений на уровне кровли песчаной толщи по кровле продуктивных песчаников была построена структурная карта (фиг. 21). Количество показанных на этой карте нарушений несколько меньше по сравнению с их числом на карте, построенной по поверхности фундамента. Водо-нефтяные контакты в пределах трех продуктивных участков расположены на разных уровнях. В дальнейшем можно будет пробурить скважины на восточном и южном крыльях основной площади месторождения, а также между отдельными участками месторождения. Решение о бурении скважин, вероятно, будет зависеть от режима скважин, пробуренных на юго-востоке, после того как они будут подключены к нефтесборной системе.

В центральной части основной площади месторождения, несколько выше изогипсы со значением 8200 футов (2500 м), расположена скважина 54. Это одна из скважин, в которой из продуктивной части разреза производился сплошной отбор керна. На фиг. 27 приведена характерная часть кернограммы этой скважины длиной 24 м. Средняя пористость коллектора составляет около 19%, проницаемость — несколько сотен миллидарси, нефтенасыщенность — 18—20%.

Эти 24 м кернограммы (общая длина кернограммы продуктивной части составляет 73 м) были выбраны с целью показать на ней базальную песчаную пачку 5 и верхнюю песчаную пачку 4. Последняя наиболее продуктивна. Показатели пористости и проницаемости песчаников пачек 3 и 5 несколько ниже, хотя отдельные пропластки чистых песчаников, залегающих в верхней части пачки 5, обладают столь же высокими показателями коллекторских свойств, как и песчаники пачки 4.

ДОБЫЧА И ЗАПАСЫ

В процессе разработки месторождения было решено разбуривать лишь те участки, где ожидалось, что общая мощность нефтенасыщенного разреза составит не менее 30 м. Ни в одной из скважин, за исключением скважин, в которых наблюдали за изменением давления и продвижением флюидов, перфорирование ствола не производилось ниже, чем в 15 м от уровня водо-нефтяного контакта. Правда, в начале 1968 г. была рассмотрена возможность прострела в некоторых скважинах более глубоких секций стволов. В пределах основной площади месторождения водо-нефтяной контакт расположен на уровне 2580 м.

В юго-восточной части месторождения нефтенасыщенными являются в основном песчаники пачки 5, в связи с чем производительность этого района месторождения не столь высока по сравнению с остальными его участками. Ежесуточная добыча нефти из некоторых пробуренных здесь скважин составляла 410—960 т, другие скважины давали меньше. Предполагается, что все эти скважины расположены в пределах площади с хорошо выраженным водонапорным режимом.

Статическое давление скважин при закрытом устье (подсчитанное как среднее для нескольких скважин) до ввода месторождения в эксплуатацию составляло 68—70 кг/см². В 1968 г. 36 скважин давали ежесуточно 960—2055 т нефти при давлении в 46 кг/см², 33 скважины — 137—950 т и 31 скважина — менее 137 т. Лишь 5 из 105 пробуренных скважин, т. е. менее 5%, оказались сухими. В целом нефть месторождения очень легкая, со средним удельным весом 0,839 г/см³, парафинистая (содержание парафина равно 19%), с низким содержанием серы, равным менее 0,25%; точка застывания нефти высокая — в пределах 12,7 — 23,9° С.

Вследствие того что миграция нефти в пределы структуры, очевидно, проходила в две стадии, нефть имеет и два разных удельных веса.

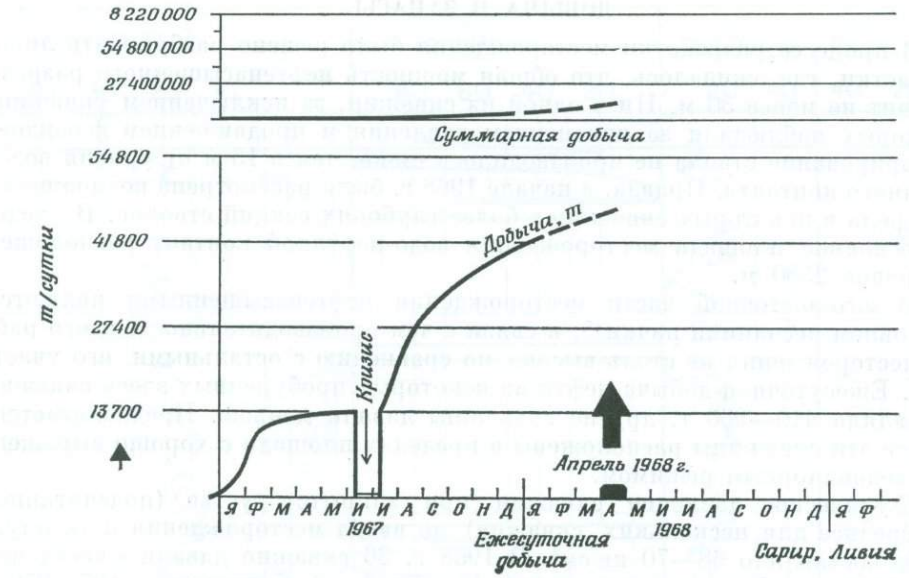
В нижней части залежи, близ водо-нефтяного контакта, нефть характеризуется высоким удельным весом, а местами она залегает в виде гудрона. Мощность гудронного слоя меняется, в среднем она равна в восточной части месторождения 3—10 м. Свойства гудронного слоя полностью не изучены. Однако при опробовании испытателем пласта из верхней части этой зоны было извлечено несколько проб очень вязкой нефти с удельным весом 0,907 г/см³ с точкой застывания около 71 °С, с содержанием парафина около 15% и асфальтенов 14—22%.

В декабре 1966 г. производительность всех освоенных скважин могла составить приблизительно 59 тыс. т нефти ежесуточно. Эта величина была подсчитана из расчета, согласно которому давление фонтанирования будет равным 45 кг/см². Распределение добычи по участкам месторождения приведено в табл. 1.

Таблица 1

Производительность освоенных скважин месторождения Сарир

Участок месторождения	Номер скважины	Ежесуточная производительность скважины, т	
Основная площадь месторождения			
GC-1	21	13 764	
GC-2	22	20 337	
GC-3	15	7 665	
Период открытого фонтанирования			46 189
Северный Сарир	6		1 308
«*L*-площадь»	12		11 494
Всего			58 991

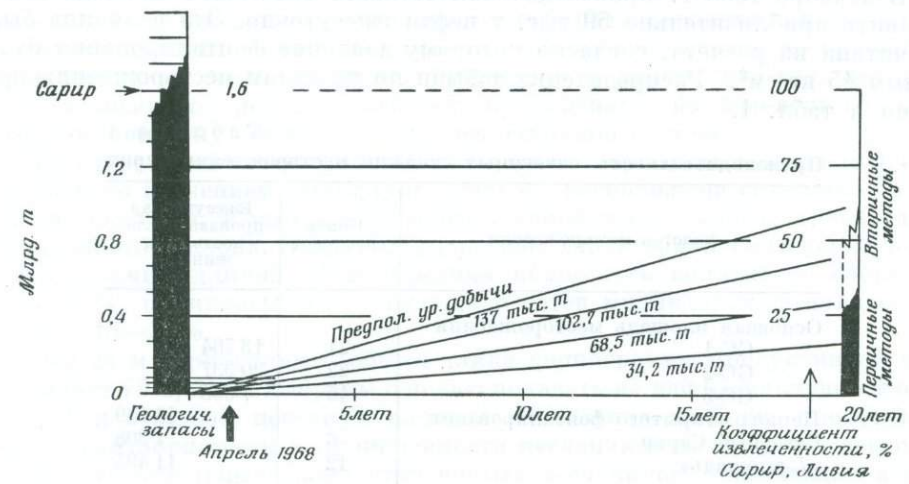


Ф и г. 28. Суточная добыча нефти месторождения Сарир в 1967 и 1968 гг.

Добыча на месторождении в течение 1967 г. постоянно возрастала и достигла 43 840 т/сутки. На фиг. 28 приведена ежесуточная добыча нефти с начала эксплуатации месторождения до конца 1968 г. На графике видно, что в марте и апреле добывалось нефти около 44 535 т в сутки [1], в июне и начале июля 1967 г., т. е. в период военных действий на Среднем Востоке, добыча упала. На верхнем графике показана общая добыча нефти до апреля 1968 г., равная 137 млн. т. По классификации же, принятой в США, к гигантским нефтяным месторождениям относятся месторождения, извлекаемые запасы нефти которых составляют 13,7 млн. т.

На фиг. 29 показаны подсчитанные к настоящему времени запасы нефти рассматриваемого месторождения и добыча. Четыре близко расположенные

[1] В январе 1970 г. на месторождении добывалось ежесуточно 56 170 т нефти.



Ф и г. 29. Извлекаемые запасы нефти месторождения Сарир в зависимости от различной величины коэффициента нефтеотдачи, выраженной в процентах.

линии в левом нижнем углу графика, соответствующие значениям 0,2 и 6 сотням миллионов баррелей на оси ординат, взяты с фиг. 28.

Геологические запасы нефти месторождения Сарир составляют 1,5—1,8 млрд. т. В результате применения первичных методов эксплуатации должно быть добыто 25—27% от 1,5 млрд.т геологических запасов нефти, т. е. несколько более 0,4 млрд. т. С помощью усовершенствованных первичных методов разработки одновременно с применением вторичных методов предполагается извлечь в целом 54% запасов нефти, т. е. более 0,8 млрд. т. Это количество примерно то же или несколько выше извлекаемых запасов нефти, подсчитанных для месторождения Ист-Тексас.

На фиг. 29 показаны предполагаемые уровни добычи нефти. Так, на графике видно, что при средней ежесуточной добыче нефти, равной 68 500 т, через восемнадцать с половиной лет будет добыто 27% запасов нефти, т. е. 0,4 млрд. т. Увеличение уровня ежесуточной добычи или же ее уменьшение приведет соответственно к уменьшению или увеличению срока эксплуатации месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Barakat M. G.*, Major tectonic elements of Matzen oil field, Vienna basin, Journ. Geology United Arab Republic, **4**, 19—25, 1960.
2. British Petroleum Co., and Hunt International Petroleum Co., unpubl. reports.
3. *Conant L. C.*, *Goudarzi G. H.*, Stratigraphic and tectonic framework of Libya, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **51**, № 5, 719—730, 1967.
4. *Hardin F. R.*, *Hardin G. C.*, Jr., Contemporaneous normal faults of Gulf Coast and their relation to flexures, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **45**, № 2, 238—248, 1961.
5. *Ocamb R. D.*, Growth faults of South Louisiana Gulf Coast Assoc. Geol. Socs. Trans., **11**, 139—176, 1961.
6. *Pomeyrol R.*, «Nubian Sandstone», Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **52**, № 4, 589—600, 1968.

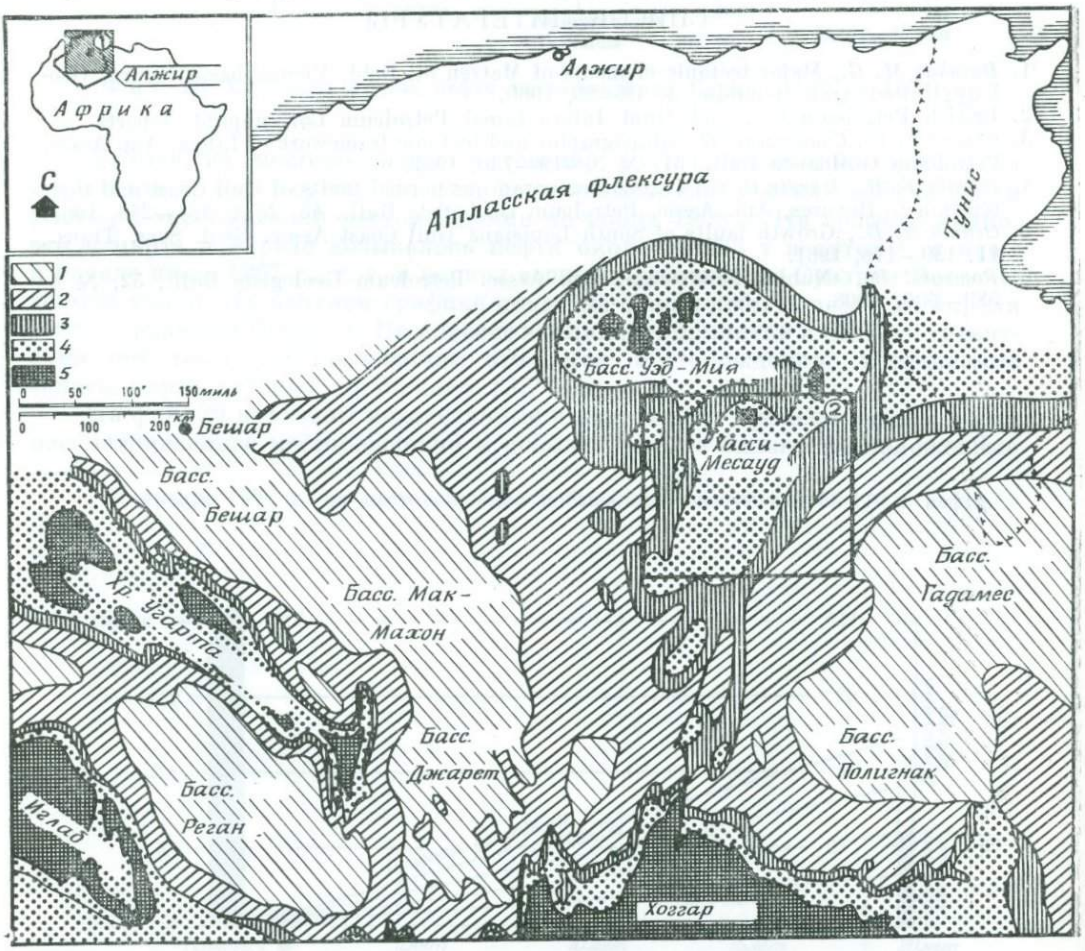
НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ХАССИ-МЕСАУД, АЛЖИР

А. Балдуччи, Ж. Поммнер

ВВЕДЕНИЕ

Впервые нефть в Алжире была открыта в 1956 г., а к 1959 г. эта страна заняла десятое место среди крупнейших нефтедобывающих стран мира. Средняя ежесуточная добыча нефти в Алжире в 1967 г. достигала приблизительно 113 710 т. На месторождение Хасси-Месауд приходилось 40%.

Месторождение Хасси-Месауд расположено на востоке алжирской части пустыни Сахара (фиг. 1); оно протягивается на 560 км. Нефть установлена



Фиг. 1. Карта распространения палеозойских отложений в северной части Сахары (Алжир и Тунис), построенная по данным обнажений и пробуренных скважин.

Показано местоположение месторождения Хасси-Месауд. На врезке изображен район, представленный на фиг. 2.

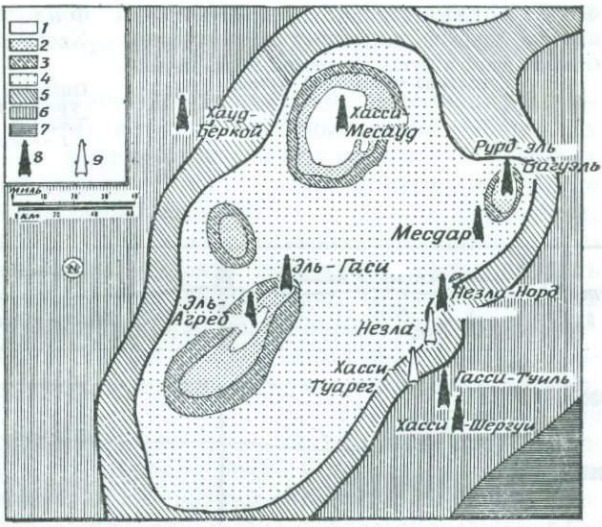
1 — каменноугольные породы; *2* — девонские породы; *3* — силурийские породы; *4* — ордовикско-кембрийские породы; *5* — фундамент.

в песчаниках кембрийского возраста, залегающих на глубине 3300 м. Залежь нефти приурочена к крупному куполу с частично размытым сводом. Площадь месторождения равна 1300 км², мощность нефтенасыщенных отложений — 270 м.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

В пределах терррритории северной части Африки, т. е. от Атлантического океана до Красного моря, между 24 и 36° с. ш., простираются обширные зоны развития осадочных пород. Западная часть этого района занята в основном алжирской Сахарой, которая с севера ограничивается хребтами Высокий Атлас и Сахарский Атлас, а с юга — горами Иглабс и Хоггар (фиг. 1).

На основании материалов по алжирской Сахаре, имевшихся в распоряжении геологов до начала нефтепоисковых работ, было известно, что палеозойские отложения, обнажающиеся в северной части гор Хоггар, протягиваются далее к северу и слагают крупный палеозойский бассейн. Однако

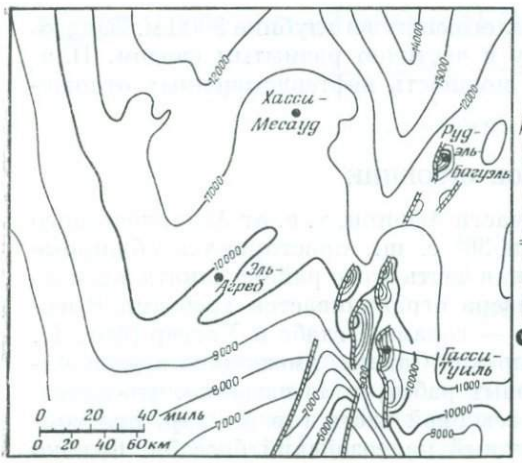


Ф и г. 2. Карта распространения на глубине палеозойских отложений в пределах бассейна Уэд-Мия восточного Алжира.

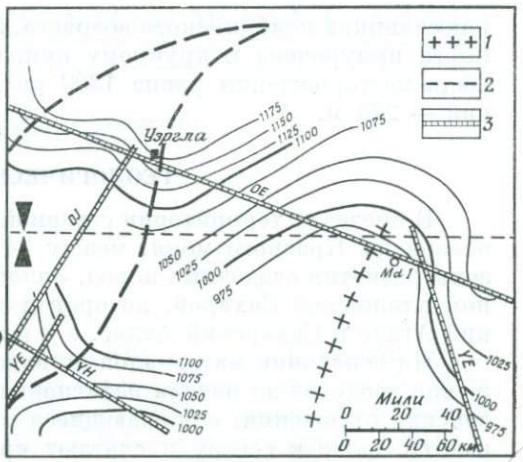
1 — кембрийские породы; *2* — песчаники Эль-Гаси; *3* — глины Эль-Гаси; *4* — кварциты Хамра; *5* — верхнеордовикские породы; *6* — силурийские; *7* — девонские породы; *8* — нефть; *9* — газ.

после 15 лет нефтепоисковых работ оказалось, что прежние представления о геологическом строении территории имеют мало общего с той картиной, которая выявилась в результате интерпретации данных бурения.

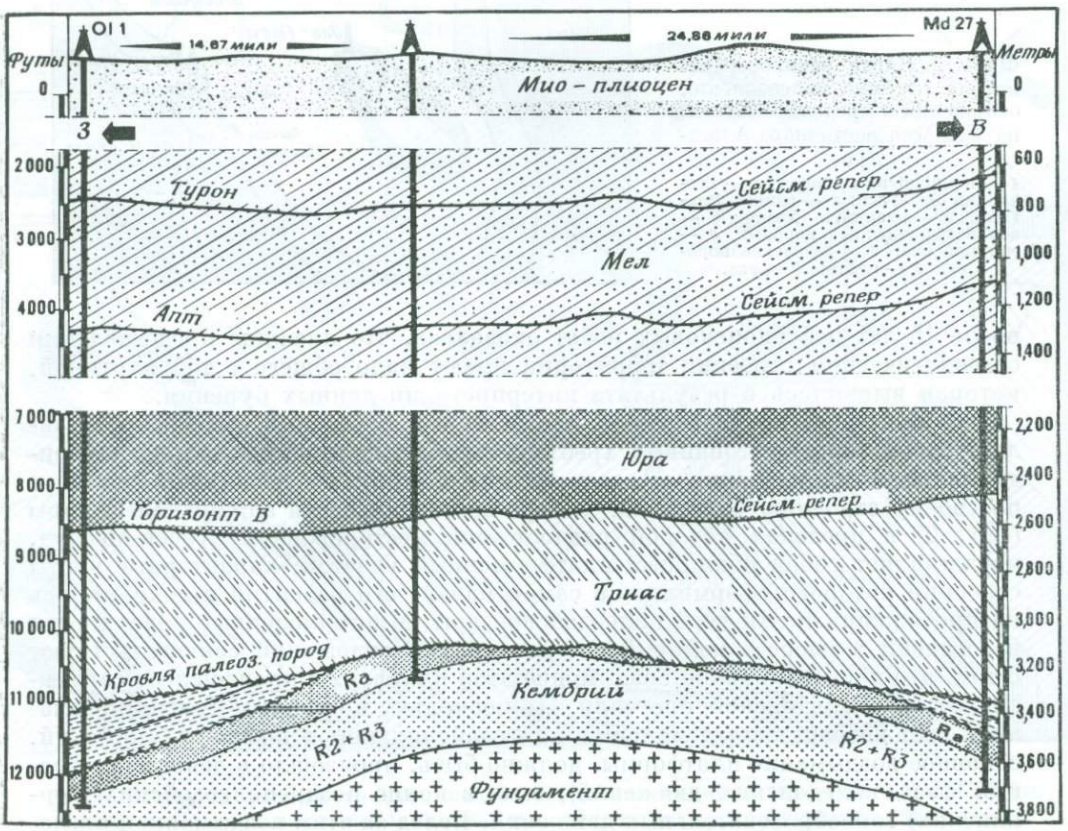
В настоящее время считают, что северный сахарский кратон представляет собой серию устойчивых хребтов, вытянутых приблизительно в меридиональном направлении и разделяющих Сахару на несколько сложных по своему строению бассейнов. Северо-восточная часть алжирской Сахары (фиг. 2) в пределах которой расположено месторождение Хасси-Месауд, представляет собой обширный платформенный участок, характерные черты строения которого оформились в самом начале его развития и сохранялись на протяжении почти всей палеозойской эры. Многочисленные поверхности несогласий в разрезе кембрийско-ордовикских отложений свидетельствуют о том, что первоначальное воздымание этой платформы произошло в сардикскую фазу каледонской орогении. Но поскольку по данным бурения оказалось, что возраст самых молодых палеозойских пород позднесилурийский, основное воздымание платформы, должно быть, произошло в девоне (последняя фаза каледонских движений), т. е. в конце позднепалеозойских (герцинских) горообразовательных движений. Вслед за этим воздыманием последовал период интенсивной эрозии. Поздняя фаза герцинской орогении, протекавшая в начале мезозоя, характеризовалась образованием трещин, внед-



Ф и г. 3. Структурная карта, построенная по кровле палеозойских отложений.
Отметки даны в футах от уровня моря. Сечение изогипс через 1000 футов.



Ф и г. 4. Первая карта месторождения Хасси-Месауд, построенная по результатам КМПВ.
Опорный горизонт расположен в 1500 футах ниже уровня моря. Сечение изогипс через 25 мс OE, YE, YF и YH — линии сейсмических разрезов. *1* — ось антиклинали; *2* — ось синклинали; *3* — сейсмический разрез.



Ф и г. 5. Широтный разрез месторождения Хасси-Месауд.
Линия разреза показана на фиг. 6.

рением андезитовых лав на обширной территории и образованием структурно пониженных участков, которые были заполнены песчаными отложениями пермо-триасового возраста. Поднятие Месауд-эль-Агреб, которое в то время было уже четко выражено, в дальнейшем было покрыто маломощными отложениями пермо-триасового возраста.

Погружение северной части алжирской Сахары началось в раннем мезозое и продолжалось на протяжении всей этой эры. В результате этого погружения поднятие Месауд-эль-Агреб оказалось под трехтысячеметровой толщей мезозойских отложений, которые в настоящее время слагают структуру Хасси-Месауд. На фиг. 3 показана современная структура поднятия по кровле палеозойских отложений.

ИСТОРИЯ РАЗВЕДКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Несмотря на то что в пределах Сахарского осадочного бассейна не было известно нефтепроявлений, строение бассейна свидетельствовало о его достаточной перспективности и рациональности развертывания в его пределах нефтепоисковых работ. Алжирское правительство предоставило право на проведение работ в северной Сахаре на площади 250 000 км^2 двум компаниям — SN REPAL и CFP(A).

Территория концессии представляет собой равнину, выполненную гравием и песком; в некоторых местах имеются песчаные дюны. Обширных по площади обнажений здесь нет. Разведочные работы начались с обычных гравиометрических исследований, которые были малорезультативны. После того как применение метода отраженных волн также оказалось неудачным, было решено широко развернуть сейсмические исследования методом преломленных волн, а также пробурить глубокие скважины, чтобы изучить разрез осадочных отложений, слагающих территорию. Первые скважины были пробурены недалеко от оазисов Берриан, Эль-Голеа и Туггурт до глубины примерно 3000 м. Применение метода преломленных волн дало возможность выявить в теле фундамента основные структурные направления. На основании построенной карты (фиг. 4) было выбрано местоположение скважины-первооткрывательницы № 1. Эта скважина, пробуренная в пределах антиклинали в мае 1956 г., установила нефть в песчаниках, залегающих на глубине 3270 м. Одновременно с бурением скважины № 1 были простреляны новые профили КМПВ. Интерпретация полученных материалов позволила выявить крупную пологую антиклинальную складку.

Следующие две скважины (Om № 1 и № 7), пробуренные в 8 км севернее и 11 км юго-западнее первой, также оказались продуктивными.

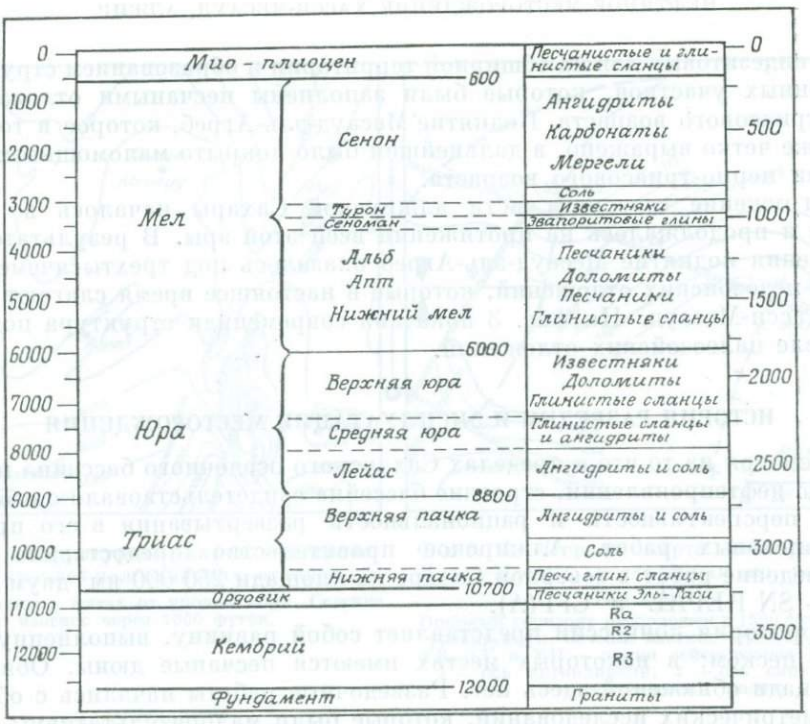
После того как были выполнены новые профили МОВ, установили, что между преломляющими горизонтами в мезозойских отложениях и поверхностью фундамента есть обширная поверхность несогласия (фиг. 5). На карте, построенной по результатам КМПВ, конфигурация месторождения Хасси-Месауд видна более отчетливо.

Со времени своего открытия месторождение Хасси-Месауд находится в процессе эксплуатации.

СТРАТИГРАФИЯ (ТАБЛ. 1)

Фундамент. На месторождении Хасси-Месауд фундамент вскрыт скважинами Md№ 2 и Om№ 81. Породы фундамента представлены розовыми порфирами, возраст которых, определенный по Rb/Sr-методу, датируется как раннекембрийский, или 560± 25 млн. лет.

Кембрийские отложения. Песчаники кембрийского возраста подразделяются снизу вверх на три зоны — *R*3, *R*2 и *Ra*. Петрографический состав этих песчаников приведен в табл. 2.



Стратиграфический разрез месторождения Хасси-Месауд.

Таблица 2

Характеристика палеозойских песчаников на месторождении Хасси-Месауд

Возраст	Зона	Мощность, м	Кварц, %	Вторичный кварц, %	Глина, %	Тип глин	Другие компоненты	Средний размер зерен, μ	Окатанность зерен	Средняя пористость, %	Проницаемость, миллидарси
Кембрий	Пурпурные песчаники		50		40 ↓ 30	Иллиты	Карбонат окиси железа	60 ↓ 170	Угловатые		0
	R_3	275 ↓ 370	55 ↓ 60	2 ↓ 5	35 ↓ 25		Сидерит Пирит	800 ↓ 500	Угловатые		0
	R_2 нижний	52	60	5	3	Иллиты		450	Полуугловатые		0
	R_2 верхний	34	65	9	15	Иллиты Каолиниты		400	Полуокатанные	11	0—100
Ордовик	R_a	120	70	14	8	Каолиниты		350	Окатанные	8	0—100
	Песчаники Эль-Гасси	60	70	20	6		Ангидрит Доломит	300	Окатанные		0
	Глины Эль-Гасси	90	50	15	20	Иллиты	Карбонаты Глауконит	300 400	Угловатые		

Мощность песчаников зоны *R*3 вблизи свода структуры составляет 270 м. Песчаники глинистые, плохо слоистые, иногда косослоистые, представленные на 60% кварцем и на 30% глиной, в основном иллитом. Средний размер зерен составляет 800 μ. Зерна имеют угловатую форму, плохо отсортированные.

Мощность зоны *R*2 сохраняется довольно постоянной в пределах всего месторождения. Отложения представлены хорошо слоистыми, сцементированными глиной песчаниками и алевролитами. Верхняя зона *R*2 мощностью 34 м продуктивна лишь на отдельных участках.

Зона *Ra* на месторождении Хасси-Месауд представляет собой основной резервуар нефти. Мощность отложений на крыльях структуры составляет более 120 м, однако на своде эти отложения сильно размыты. Зона сложена на 70% кварцем, на 14% вторичным кремнем и на 8% глиной. В некоторых скважинах глины в основном представлены каолинитом. Размеры зерен разные, но в среднем 350 μ. Зерна округлые и полуокруглые.

Кембрийские песчаники, обнажающиеся в 800 км южнее месторождения Хасси-Месауд, очень сходны с песчаниками, которые были извлечены скважинами из зоны *Ra*.

В этих песчаниках много косослоистых пачек, которые отделяются друг от друга многочисленными прерывистыми прослоями алевролита. Направление косой слоистости постоянно, слои ориентированы в направлении от север-северо-западного до северо-восточного.

Ордовикские отложения. Отложения зоны *Ra* несогласно перекрываются песчаниками Эль-Гаси, которые почти полностью размыты в пределах большей части месторождения, однако на крыльях мощность этих отложений достигает 60 м. Зерна песчаников мелкие, окатанные и плохо отсортированные. Глины формации Эль-Гаси установлены только в нескольких скважинах, пробуренных на крыльях структуры. На основании фауны граптолитов их возраст датируется как тремодокский (раннеордовикский). Более молодые палеозойские породы в пределах месторождения Хасси-Месауд не развиты. Однако в 40 км к северо-западу от месторождения встречены позднесилурийские черные глинистые сланцы и другие породы. Девонские отложения развиты на еще большем от месторождения расстоянии (фиг. 2).

Мезозойские отложения (фиг. 5 и табл. 1). Палеозойские породы несогласно перекрыты трансгрессивной серией отложений триасового возраста, которые подразделяются на две пачки. Нижняя пачка сложена переслаивающимися пластами песчаников, коричневых или красных глинистых сланцев и соли. Мощность пачки меняется, поскольку триасовые породы заполняют неровности размытой поверхности палеозойских отложений. Триасовое море распространилось в пределы рассматриваемой территории с севера, в связи с чем лишь верхнетриасовые отложения развиты по всей площади месторождения. Мощность верхней, или соленосной, пачки составляет около 450 м. В ее основании залегает мощный пласт соли, выше которого разрез сложен переслаивающимися доломитами, ангидритами и солью.

Мощность юрских отложений составляет 820 м. Нижняя часть разреза представлена массивным пластом ангидрита, средняя часть — 180-метровой толщей эвапоритов, перекрываемых глинистыми сланцами, верхняя часть — известняками, доломитами, мергелями и глинистыми сланцами.

Меловые отложения, мощность которых достигает 450 м, в основании толщи представлены песчаниками и глинистыми сланцами, сменяющимися вверх по разрезу известняками и эвапоритами. Альбские песчаники являются основным резервуаром пресных артезианских вод северной Сахары.

На частично эродированной поверхности сенонских отложений залегают миоцен-плиоценовые песчаники и глинистые сланцы.

ЗАЛЕЖЬ ПЕСЧАНИКОВ *Ra*

Нефтяная залежь месторождения Хасси-Месауд приурочена к комбинированному типу ловушки. В крыльевой части месторождения скопление нефти контролируется структурной ловушкой, а на своде оно связано с триасовой поверхностью несогласия. Площадь залежи составляет 1300 км². Чтобы иметь представление о форме залежи, следует уяснить как положение ограничивающих ее нижней и верхней поверхностей песчаной пачки *Ra*, так и положение водо-нефтяного контакта.

Нижняя поверхность песчаной пачки *Ra* или кровля пачки *R*2 (фиг. 6) в структурном отношении является деформированной поверхностью толщи осадочных пород, выраженной в виде широкого, эллиптической формы купола с полого погружающимися крыльями. Размеры купола составляют 43 × 30 км. Купол вытянут в север-северо-восточном направлении. В присводовой части купола на протяжении 1 км пласты погружаются на 7,5 м, а на крыльях — на 30 м. Местами в пределах купола имеются структурно-пониженные участки вытянутой формы (фиг. 6), образование которых, по-видимому, обусловлено сбрасообразовательными движениями.

В противоположность сравнительно более просто построенной нижней поверхности залежи верхняя поверхность резервуара, к которому приурочена залежь (фиг. 7), имеет гораздо более сложное строение, и ее образование обязано ряду последовательно проявлявшихся процессов, описываемых ниже.

В конце каменноугольного периода большая часть палеозойских отложений, слагавших структуру Хасси-Месауд, подверглась размыву (фиг. 8). В пределах двух участков центральной части структуры песчаник *Ra* был полностью размыт. Песчаники Эль-Гаси развиты только на крыльях и в некоторых структурно пониженных участках.

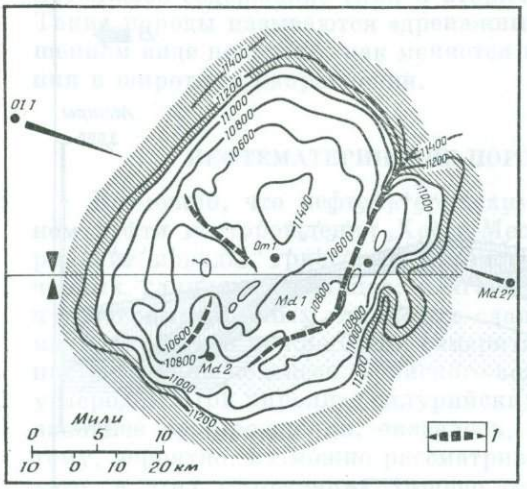
Позднее, в период эрозии, палеозойская поверхность была изрезана протекавшими по ней реками и была омоложена. Потоки андезитовой лавы, наслоения которой в настоящее время имеют широкое распространение, устремились к крыльям структуры и заполнили развитые в их пределах глубокие долины (фиг. 8). Наблюдается хорошая связь между структурно-пониженными участками в кровле песчаников *R*2 и долинами водных потоков на эрозионной поверхности, что служит подтверждением заключения, согласно которому потоки протекали в структурно пониженных участках купола.

На фиг. 9 представлена карта равных мощностей песчаников *Ra*. Сложная конфигурация изопахит обусловлена тремя факторами: сохранением на некоторых участках отложений в их первоначальной мощности, размывом купола и изрезанностью толщи песчаников долинами. Наиболее важное значение имеют два последних фактора.

Водо-нефтяной контакт в залежи был установлен в двух скважинах на глубине 3440 м. Мощность переходной зоны в песчаниках *Ra* составляет около 45 м.

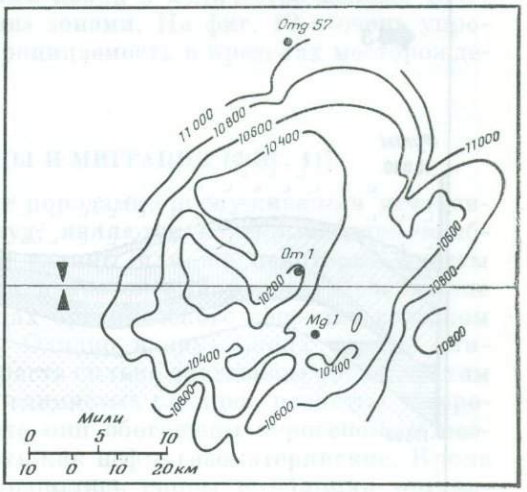
ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

Залежь нефти в песчаниках *Ra*, очевидно, приурочена к единому резервуару, в пределах которого на большей части площади месторождения отдельные его части сообщаются между собой. Пористость коллекторских пород меняется от 2 до 12%, что составляет в среднем 8%, проницаемость — от 0 до 1000 миллидарси. Величина проницаемости песчаников *Ra* меняется в значительно большей степени в горизонтальном направлении, от скважины к скважине, чем по вертикали в одной и той же скважине. Значения пористости и проницаемости меняются неравномерно, т. е. они зависят от литологических особенностей пород. Для пород с наиболее благоприятными показателями коллекторских свойств в общем характерны крупные зерна,



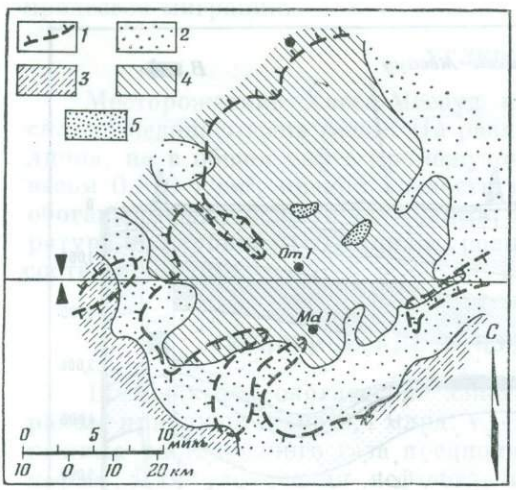
Ф и г. 6. Структурная карта месторождения Хасси-Месауд, составленная по кровле песчаников *R*2.

Отметки даны в футах, отсчитанных от уровня моря. Сечение изогипс через 200 футов. *1* — возможное положение нарушения.



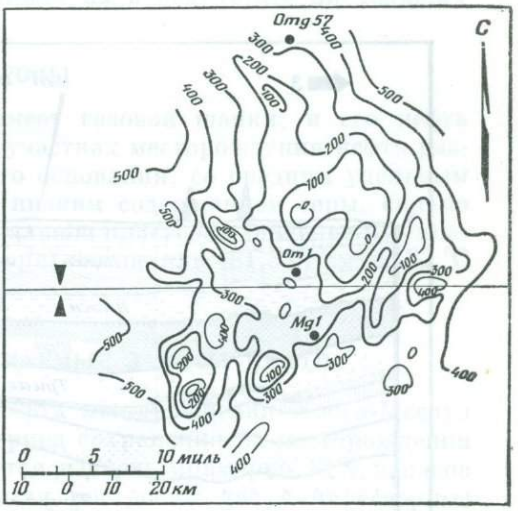
Ф и г. 7. Структурная карта, составленная по кровле песчаников *Ra*.

Отметки даны в футах, отсчитанных от уровня моря. Сечение изогипс через 200 футов.



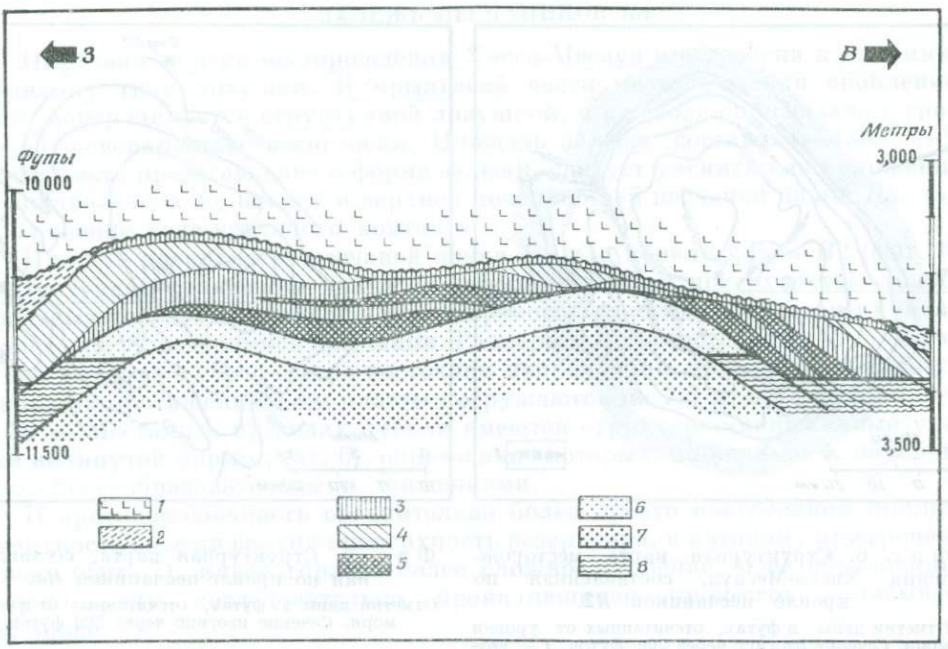
Ф и г. 8. Карта распространения на глубине палеозойских отложений в пределах месторождения Хасси-Месауд.

1 — андезиты; *2* — глины Эль-Гаси; *3* — песчаники Эль-Гаси; *4* — кембрийские песчаники (*Ra*); *5* — кембрийские песчаники (*R*2).



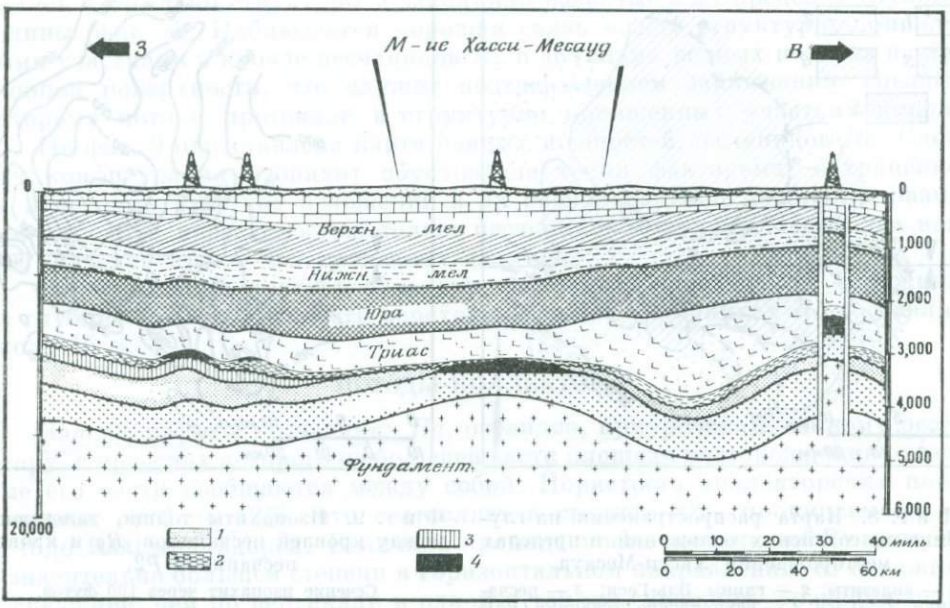
Ф и г. 9. Изопахиты толщи, залегающей между кровлей песчаников *Ra* и кровлей песчаников *P*2.

Сечение изопахит через 100 футов.



Ф и г. 10. Изменение проницаемости в широтном направлении на месторождении Хасси-Месауд.

1 — триасовые породы; *2* — ордовикские породы; *3—5* — проницаемость песчаников *Ra* (в миллидарси): *3* — от 0 до 1; *4* — от 0 до 100; *5* — от 0 до 1000; *6* — верхняя толща песчаников *P2*; *7* — нижняя толща песчаников *R2*; *8* — водяная зона.



Ф и г. 11. Широтный разрез бассейна Уэд-Мия от Хауд-Беркау до Рурд-эль-Бакуэль (фиг. 2).

1 — третичные породы; *2* — нижние серии отложений триасового возраста; *3* — силурийские породы; *4* — нефть.

небольшое содержание глин и вторичный кварц в количестве меньше 15%. Такие породы называются «дренажными» зонами. На фиг. 10 в очень упрощенном виде показано, как меняется проницаемость в пределах месторождения в широтном направлении.

НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ И МИГРАЦИЯ (ФИГ. 11)

Возможно, что нефтематеринскими породами, послужившими источником нефти месторождения Хасси-Месауд, являются перекрывающие кембрийские породы, триасовые глинистые сланцы или же некоторые пласты черных глинистых сланцев, слагающие палеозойский разрез. Содержание в триасовых красных глинистых сланцах органического вещества слишком мало, чтобы его можно было измерить. Однако в двух зонах черные глинистые сланцы позднесилурийского возраста сильно обогащены органическим углеродом. При пиролизе силурийских глинистых сланцев, развитых северо-западнее месторождения, оказалось, что они обогащены керогеном, и поэтому, вероятно, их можно рассматривать как нефте-газоматеринские. Кроме того, в этих отложениях хорошо сохранились споры и обломки органического материала, а на основании результатов химического анализа нефти месторождения Хасси-Месауд было сделано заключение о высокой степени ее зрелости, что характерно для палеозойской нефти.

Итак, основными нефтематеринскими породами для нефти месторождения Хасси-Месауд явились силурийские черные керогенные глинистые сланцы. Если этот вывод верен, то большая часть генерированной в силурийское время нефти должна была быть уничтожена в период дотриасовой эрозии. Следовательно, вслед за отложением непроницаемых триасовых глинистых сланцев и эвапоритов и после отложения мезозойских осадков силурийские глинистые сланцы вторично продуцировали углеводороды. Последние мигрировали под поверхность несогласия и, встретив на своем пути ловушки в кембрийских породах, заполнили их в результате нисходящих процессов миграции.

УГЛЕВОДОРОДЫ

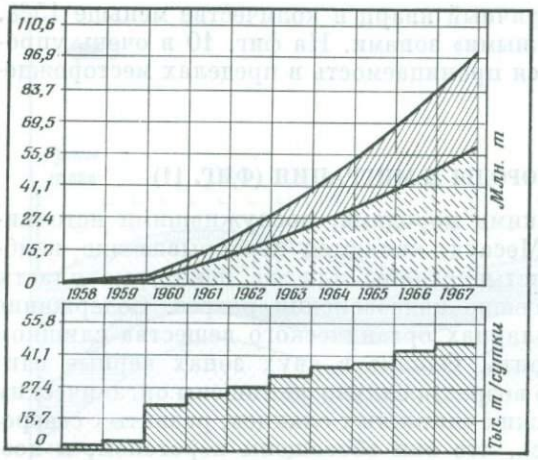
Месторождение Хасси-Месауд не имеет газовой шапки, и его нефть сильно недонасыщена газом. На разных участках месторождения нефть различна, но в общем нефть промежуточного основания, со средним удельным весом 0,810 г/см^3, низкой вязкости и с низким содержанием серы, сильно обогащена бензиновыми фракциями. Начальное пластовое давление и температура на глубине 3180 м (ниже уровня моря) составляли 481,5 кг/см^2 и 132 °С соответственно.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ

Возможные геологические запасы нефти месторождения Хасси-Месауд равны приблизительно 3,4 млрд. т. В период сохранения на месторождении режима растворенного газа предполагается извлечь примерно 10% запасов нефти. Для увеличения нефтеотдачи были построены две компрессорные станции, способные закачивать в пласт через 8 скважин около 5 млн. м^3 газа ежесуточно. Испробуется также метод переменного нагнетания в залежь газа и воды.

ДОБЫЧА

К концу 1967 г. на месторождении было пробурено 178 скважин, из них 39 оказались практически непродуктивными или же дали воду. На месторождении в 1968 г. имелось 30 скважин, ежесуточный дебит каждой превышал



Фиг. 12. Добыча на месторождении Хасси-Месауд.

Вверху — суммарная добыча в млн. т; *внизу* — суточная добыча в тоннах.

820 т/сутки. Общая добыча нефти в 1968 г. на месторождении составляла 51,3 тыс. т/сутки.

Суммарная добыча нефти на конец 1967 г. достигала 95 млн. т (фиг. 12).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Assoc. Française Tec. Pétrole, Aperçu sur les progrès de la géologie saharienne, Spec. vol. in memory of J. Follot, Paris, 72 p., 1963.
2. *Bouchon R.*, L'application de la sismique réfraction au Sahara, 2nd Natl. Pétrole Cong. Compte Rendu, Assoc. Français Tec. Pétrole, 61—69, 1954.
3. *Bouchon R., Lapparent D. de, Ortynski H. I., Pommier G.*, Le développement de la sismique réfraction dans l'interprétation géologique du Sahara nord; son rôle dans la découverte et l'étude du champ d'Hassi Messaoud, 5th World Petroleum Cong. Proc., sec. 1, 729—746, 1959.
4. *Byramjee R., Vasse L.*, Geological interpretation of Libyan and north-Saharan crude oil analyses, Amsterdam, 4th Internat. Mtg. on Organic Geochemistry Proc., *in* Advances in Organic Geochemistry 1968, P. A. Schenck, Havenaar I., eds., Oxford, Pergamon Press, 1969.
5. *Delclaud Ch., Ortynsi H. I., Perrodon A.*, Les découvertes de Hassi-Messaoud et de Hassi-R'Mel dans le Sahara septentrional, 3rd Natl. Pétrole Cong. Compte Rendu, Assoc. Français Tec. Pétrole, 75—85, 1957.
6. *Delclaud Ch., Laduc J.*, Premiers résultats de l'injection de gaz à Hassi-Messaoud, 2nd Colloque Assoc. Recherche Tech. Forage Prod., Ed. Technip, 427—434, 1965.
7. *Fondeur C.*, Etude pétrographique détaillée d'un grès à structure en feuillets Rev. Inst. Française Pétrole, **19**, 901—920, 1964.
8. *Guillemot A., Michel P., Trumpy D.*, La prospection du paléozoique au nord du Hoggar (Sahara), 4th World Petroleum Cong. Proc., sec. 1, 243—249, 1955.
9. *Jocquel E.*, Engineering the Hassi-Messaoud field, Petroleum Engineering, Sept., p. 39, 1961.
10. *Kulbicki G., Millot G.*, L'évolution de la fraction argileuse des grès pétroliers cambro-ordoviciens du Sahara Central, Alsace-Lorraine Service Carte Géol. Bull., **13**, 147—156, 1960.
11. *Lapparent C. de, Albert P.*, Hassi-Messaoud, Le géant du Sahara, World Petroleum, **31**, № 6, 43—46, 1960.
12. *Lapparent C. de, Ortynski H. I., Perrodon A.*, Esquisse paléogéographique et structurale des bassins du Sahara septentrional, 5th World Petroleum Cong. Compte Rendu, sec. 1, 705—727, 1959.
13. *Legrand Ph., Nabos G.*, Contribution à la stratigraphie du Cambro-Ordovicien dans le bassin saharien oriental, Soc. Géol. France Bull., 7th sér., **4**, 123—131, 1962.

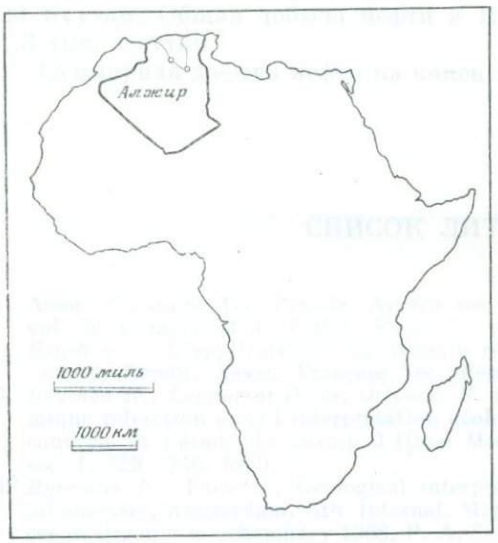
14. *Malenfer J., Tillous A.*, Etude du champ de Hassi-Messaoud, stratigraphie, aspect structural, étude de détail du réservoir, Rev. Inst. Française Pétrole, **18**, № 6, 851—867, 1963.
15. *Migaux L.*, Sismique réfraction au Sahara, Rev. Inst. Française Pétrole, **15**, № 10, 1371—1383, 1960.
16. *Montadert L.*, Le sédimentologie et l'étude détailée des hétérogénéités d'un réservoir, Application au gisement de Hassi-Messaoud, *in* Colloquium of Assoc. Recherche Tech. Forage Prod., June, № 13, Paris, Ed. Technip, 16 p., 1963.
17. *Ortynski H. I.*, La découverte du Champ de Hassi-Messaoud, Rev. Inst. Française Pétrole, **13**, № 6, 944—949, 1958.
18. *Perrodon M. A.*, Communication sur Hassi-Messaoud et sur Hassi-R'Mel, Assoc. Française Tec. Pétrole Bull., № 129, 1958.
19. *Perrodon M. A., Tempere C.*, Oil exploration in the Sahara, Petroleum (Gr. Brit.), Nov., 419—424, 1960.
20. *Pommier G.*, La sismique réflexion dans le Sahara Nord, 3rd Natl. Pétrole Cong. Compte Rendu, Assoc. Français Tec. Pétrole, 53—61, 1957.
21. SN Repal Direction Production, Lucky well is Hassi-Messaoud, World Petroleum, Feb., 26—28, 1962.
22. *Tenaille M.*, Problemes et évolution de la recherche du pétrole en Algérie, 2nd Natl. Pétrole Cong. Compte Rendu Assoc. Française Tec. Pétrole, 29—38, 1954.

ГАЗОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ХАССИ-РМЕЛЬ, АЛЖИР

Ф. Маглойр

ВВЕДЕНИЕ

Алжирская Сахара занимает часть полосы развития осадочных отложений на севере Африки (фиг. 1 и 2). Эта территория, выполненная осадочными образованиями, с юга ограничена выходами пород, слагающих Сахарский щит (поднятие Иглабс, или Регюйбат, обнажения Ахаггар и Тибести), с севера — южной частью хребта Атлас, который приурочен к южной границе внутрикратонной области, впоследствии подвергшейся тектоническим деформациям, вызванным альпийскими горообразовательными движениями, с запада — территорией Марокко и с востока — территорией Туниса.



Ф и г. 1. Обзорная карта Африки.

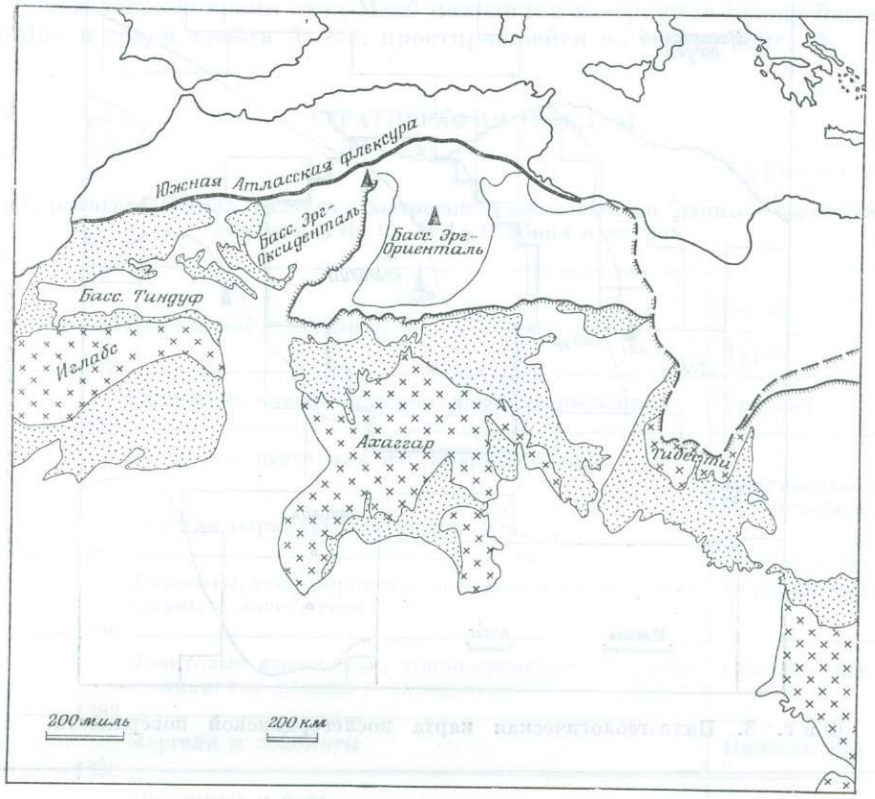
Первые стратиграфические скважины были пробурены в Сахаре в 1952—1953 гг. Первая скважина, Берриан-№ 1, вскрыла разрез осадочных отложений мощностью около 3000 м. Нефте-газопроявления, встреченные на глубине под мощной толщей соли, послужили стимулом для развертывания в пределах обширной части Сахары рекогносцировочных работ в их полном объеме.

Основные работы были сосредоточены в районе Шебка-ду-Мзаб, где на основании данных геологической съемки и результатов КМПВ южнее Тильремта была выявлена самая приподнятая часть структуры Хасси-Рмель, протягивающаяся на расстояние около 480 км. В 1956 г. после проведения дополнительных сейсмических исследований методом отраженных волн была пробурена скважина Хасси-эр-Рмель № 1, открывшая газовое месторождение Хасси-Рмель.

СВОД МЗАБ

Для Сахарской платформы характерно наличие нескольких протягивающихся в общем в меридиональном направлении приподнятых зон, которые представляют собой границы бассейнов различного возраста, отличающихся один от другого историей геологического развития.

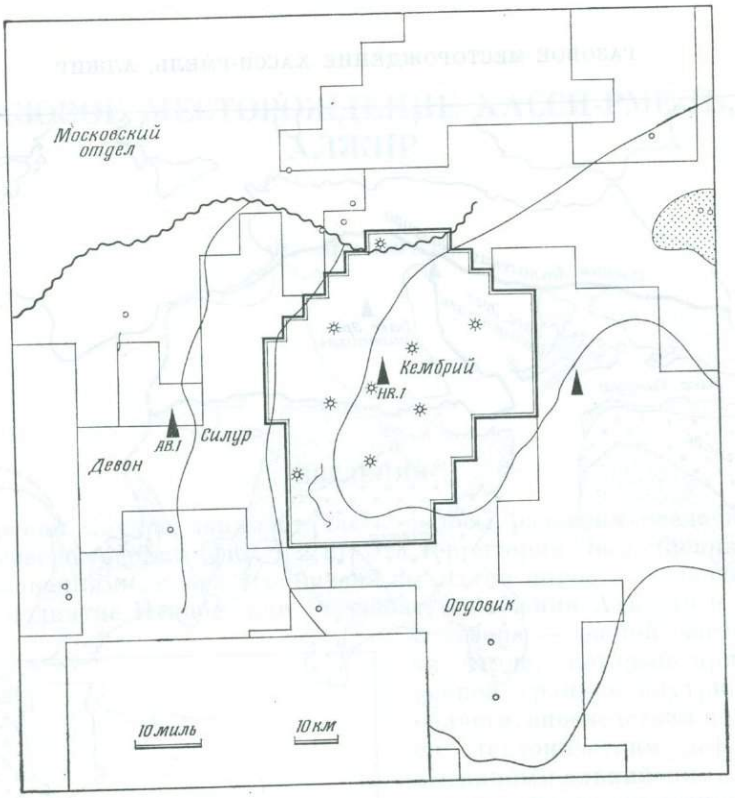
Сводовое поднятие Мзаб, которое оставалось стабильным на протяжении длительного времени, сначала было выявлено при изучении обнажений меловых пород, распространенных в районе Шебка-ду-Мзаб, от которого



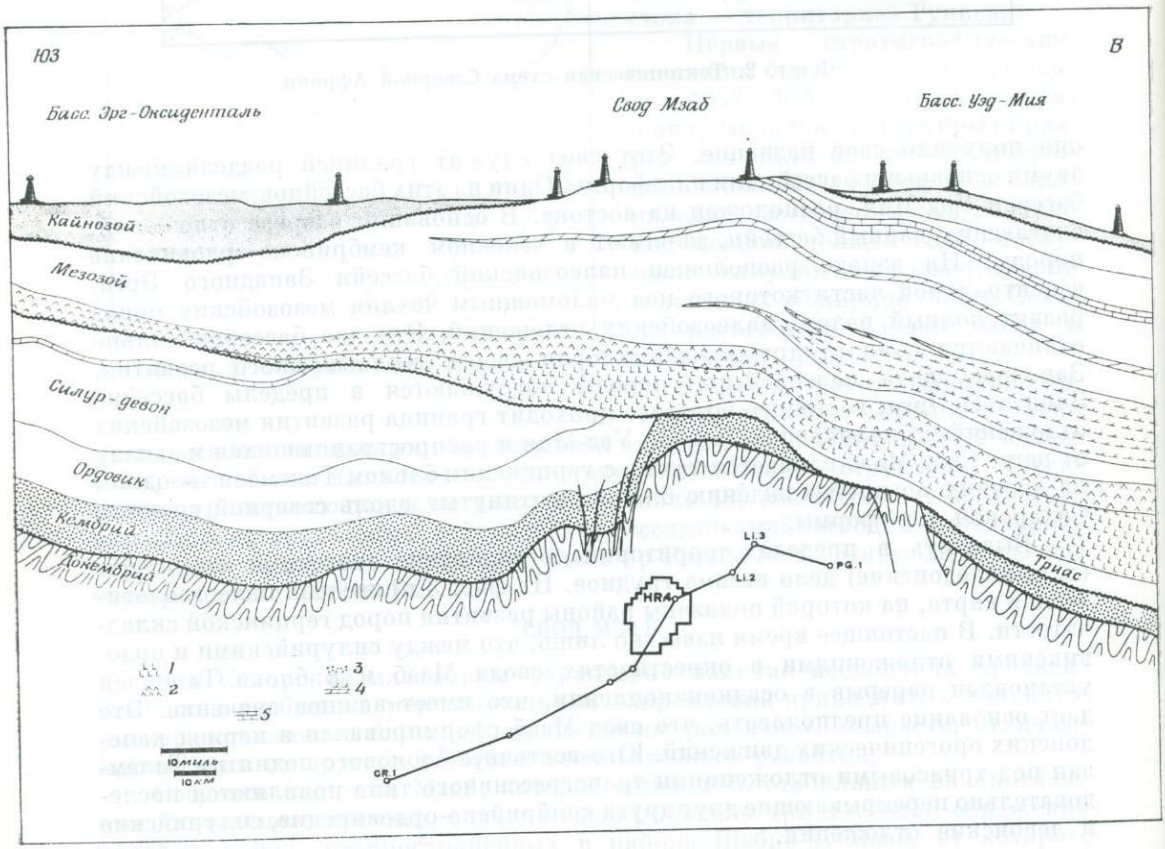
Ф и г. 2. Тектоническая схема Северной Африки.

оно получило свое название. Этот свод служит границей раздела между двумя основными бассейнами платформы. Один из этих бассейнов, мезозойский бассейн Уэд-Мия, расположен на востоке. В основании разреза отложений, слагающих данный бассейн, залегают в основном кембрийско-ордовикские породы. На западе расположен палеозойский бассейн Западного Эрга, в центральной части которого под маломощным чехлом мезозойских пород развит полный разрез палеозойских отложений. Эти два бассейна сильно отличаются один от другого по истории своего геологического развития. Западнее свода палеозойские породы погружаются в пределы бассейна Западного Эрга, восточнее которого проходит граница развития мезозойских отложений, выполняющих бассейн Уэд-Мия и распространяющихся к западу от него. Свод Мзаб сливается также с герцинским блоком Талемзан — одним из древних по происхождению блоков, вытянутых вдоль северной границы Сахарской платформы.

Выделить в пределах территории догерцинские орогенные структуры (т. е. каледонские) дело весьма трудное. На фиг. 3 приведена палеогеологическая карта, на которой показаны районы развития пород герцинской складчатости. В настоящее время известно лишь, что между силурийскими и ордовикскими отложениями в окрестностях свода Мзаб и в блоке Талемзан установлен перерыв в осадконакоплении, что имеет важное значение. Это дает основание предполагать, что свод Мзаб сформировался в период каледонских орогенических движений. Юго-восточнее блокового поднятия Талемзан под триасовыми отложениями трансгрессивного типа появляются последовательно перекрывающие друг друга кембрийско-ордовикские, силурийские и девонские отложения.



Ф и г. 3. Палеогеологическая карта послегерцинской поверхности.



Ф и г. 4. Разрез бассейна Эрг-Ориенталь и Уэд-Мия.

1 — соль; *2* — ангидрит; *3* — кварцит; *4* — доломит; *5* — известняки.

В мезозойское время свод Мзаб находился на границе между бассейном Уэд-Мия и зоной хребта Атлас, простиравшейся на севере (фиг. 4).

СТРАТИГРАФИЯ (ТАБЛ. 1)

Таблица 1

Стратиграфическая колонка, построенная на основании данных каротажа скважины Н. R. № 1. Глубина в метрах

	Сенон
30 Известняки и доломиты	
	Турон
75	
Глинистые сланцы и тонкозернистые песчаники	Сеноман
185	
Глинистые песчаники и глинистые сланцы	Континентал-Интеркалэри
Аптские маркирующие известняки	
867	
Доломиты, тонкозернистые песчаники и глинистые сланцы с ангидритом	Верхняя юра
1220	
Оолитовые известняки, тонкозернистые песчаники и глинистые сланцы с ангидритом	Средняя юра
1382	
Мергели и доломиты	Нижняя юра
1698	
Ангидриты и соль	
2081 Маркер *D*2	
A Доломиты, глинистые сланцы, песчаники *B*	Триас и пермь
2186	
C Песчаники, глинистые сланцы, андезиты	
2226	
Кварциты	Ордовик

Палеозойские отложения. Породы, слагающие фундамент, представлены кембрийскими риолитами, возраст которых был определен радиометрическим методом. На фундаменте залегают отложения, подразделяющиеся на несколько комплексов.

Кембрийско-ордовикские песчанистые отложения, известные под названием «внутренняя группа Тассили», представлены снизу вверх: 1) песчаниками Хасси-Мерхимайн, являющимися эквивалентом песчаников Хасси-Мессауд [1], 2) песчаниками Харих-эль-Мегта, 3) песчаниками Бордж-Нили, 4) глинистыми сланцами Эль-Гаси и песчаниками Эрг-эль-Аннгуэр, 5) поверхность несогласия (возможно), 6) песчаниками Уэргла и глинистыми сланцами Харих-эль-Мегта, 7) поверхность несогласия (возможно) и 8) перигляциальной толщей Хасси-эль-Хаджар, т. е. толщей глинистых сланцев с микроконгломератами, которые перекрываются кварцитами.

Толща силурийско-девонских отложений состоит из черных, обычно углистых глинистых сланцев. Лландоверские отложения (верхняя часть силура.— *Ред.*), вероятно, отсутствуют. Верхняя часть этой толщи сильно размыта.

Каменноугольные отложения появляются в северной части региона. Они представлены прибрежными отложениями московского отдела и образовались в период трансгрессии моря, которое покрыло силурийскую поверхность несогласия.

Мезозойские отложения. Мезозойские отложения несогласно перекрывают палеозойские. В основании разреза залегают песчаники, переслаивающиеся с андезитовыми лавами, которые заполняют неровности послегерцинской поверхности, образовавшейся после герцинской фазы складчатости. К мезозойским песчаникам приурочены основные залежи месторождения Хасси-Рмель.

Пермо-триасовые отложения. Пермо-триасовые отложения подразделяются на три толщи. Самая нижняя толща представлена осадками, отложившимися на поверхности, образовавшейся после герцинской фазы складчатости. Мощность этих отложений сильно меняется. Местами в этой толще встречаются вулканические породы. Нижняя часть разреза имеет, очевидно, пермский возраст, а ее мощность меняется от 0 до 80 м. В этих отложениях углеводородов нет. Верхняя часть разреза представлена «песчаным пластом *C*», который является нижним продуктивным горизонтом месторождения Хасси-Рмель. Мощность этих песчаников составляет 0—60 м.

Средняя толща сложена переслаивающимися песчаниками и глинистыми сланцами и подразделяется на две части: «песчаный пласт *B*»— средний продуктивный горизонт месторождения Хасси-Рмель мощностью 0—20 м и «песчаный пласт *A*» — верхний продуктивный горизонт мощностью 15—36 м.

Верхняя толща сложена глинистыми сланцами и ангидритами мощностью 300—420 м.

Юрские отложения. Разрез юрских отложений снизу вверх представлен нижнеюрскими глинистыми сланцами и доломитами мощностью 240—450 м, среднеюрскими известняками и переслаивающимися с ними глинистыми сланцами мощностью 250 м и верхнеюрскими глинистыми сланцами и песчаниками с прослоями доломитов мощностью 360—400 м.

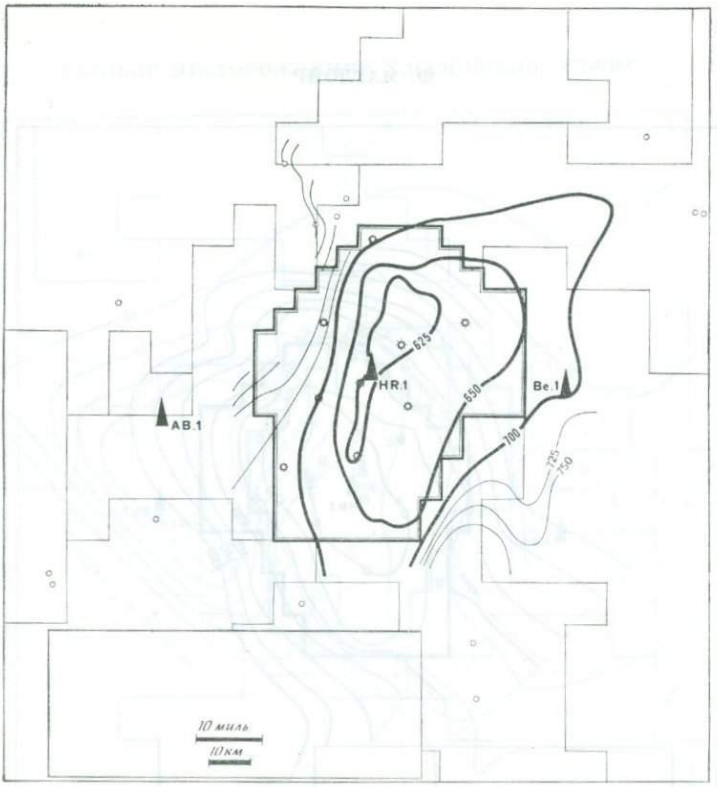
Меловые отложения. В основании разреза залегает пачка Континентал Интеркалэри мощностью 700 м, представленная глинистыми сланцами различной окраски и песчаниками. Выше залегают сеноманские глинистые сланцы и известняки мощностью 130 м, а также туронские доломиты мощностью 43 м.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

На основании данных сейсмических исследований методом преломленных волн (фиг. 5 и 6) установлено, что структура Хасси-Рмель расположена в направлении продолжения антиклинального поднятия, которое оконтуривается по обнажениям туронских и сенонских пород, развитых в юго-восточной части структуры.

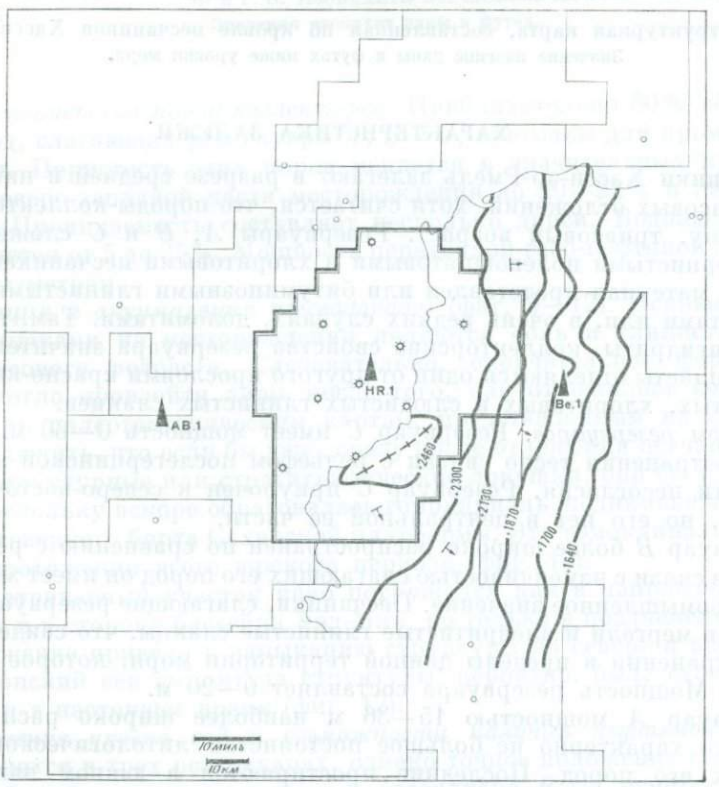
С целью определения точного места для заложения скважины Рмель-№ 1 на участке, где ранее методом КМПВ выявили поднятие, были проведены сейсмические исследования МОВ, однако вследствие недостатков применявшейся в то время методики получить надежные данные о структуре на глубинах ниже залегания верхнеюрских отложений не удалось.

На основании данных ранее пробуренных скважин рассматриваемая антиклинальная складка имеет большие размеры. В пределах изогипсы 1500 м, по которой проходит газо-нефтяной контакт, складка простирается в меридиональном направлении на расстоянии 80 км, а в широтном — на 45 км. Площадь структуры составляет около 2600 км^2. Углы падения пород очень пологие и не превышают на крыльях 1—2° (фиг. 7).



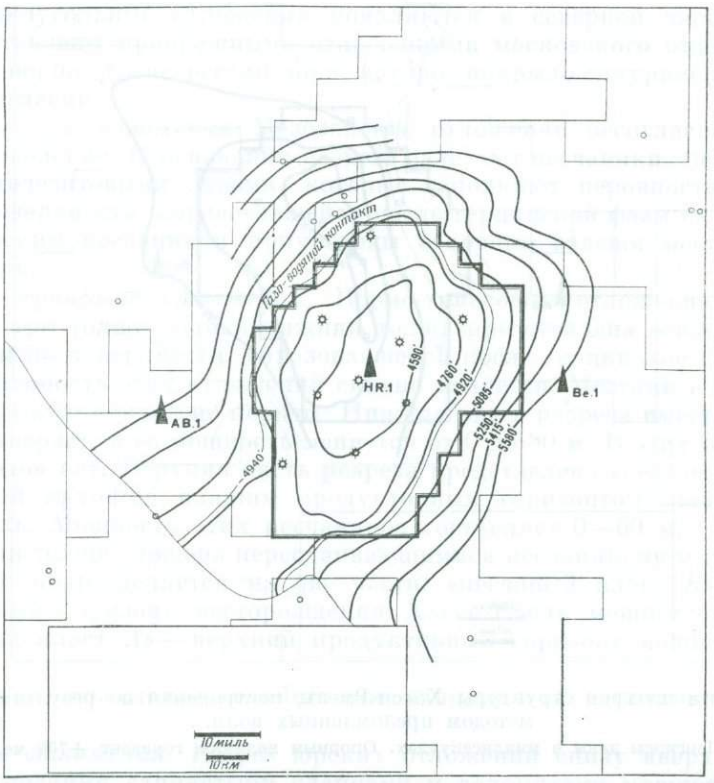
Ф и г. 5. Карта изохрон структуры Хасси-Рмель, построенная по результатам съемки методом преломленных волн.

Изогипсы даны в миллисекундах. Опорным является горизонт +700 мс.



Ф и г. 6. Структурная карта, составленная по кровле туронских известняков.

Значение изогипс даны в футах выше уровня моря.



Фиг. 7. Структурная карта, составленная по кровле песчаников Хасси-эр-Рмель.
Значение изогипс даны в футах ниже уровня моря.

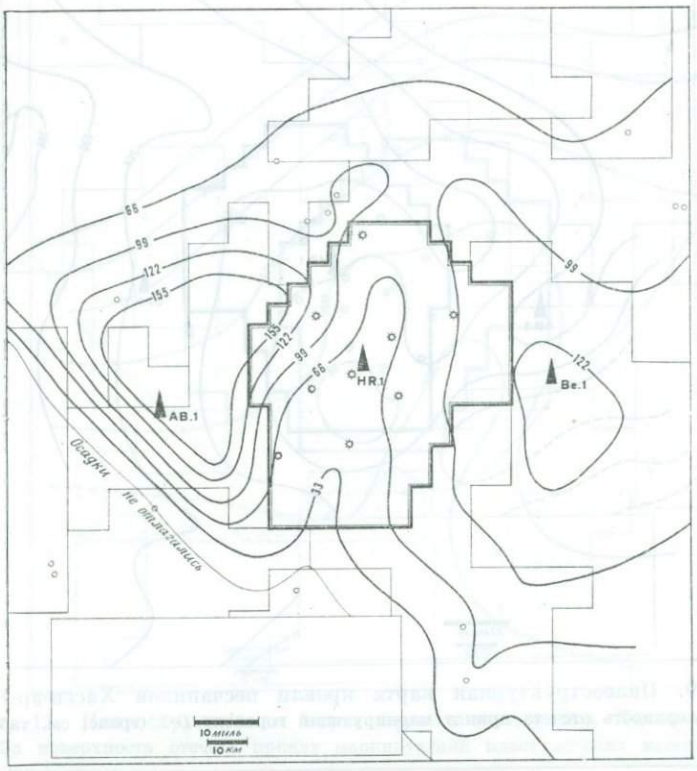
ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖИ

Песчаники Хасси-эр-Рмель залегают в разрезе средней и нижней толщ пермо-триасовых отложений, хотя считается, что породы-коллекторы имеют, по-видимому, триасовый возраст. Резервуары *A*, *B* и *C* сложены мелко- и среднезернистыми полевошпатовыми и хлоритовыми песчаниками. Цементирующий материал представлен или битуминозными глинистыми сланцами и ангидритами или, в очень редких случаях, доломитами. Там, где широко развиты ангидриты, коллекторские свойства резервуара значительно хуже. Песчаные пласты отделяются один от другого прослоями красно-коричневых, алевритистых, хлоритовых и слюдистых глинистых сланцев.

Размеры резервуаров. Резервуар *C* имеет мощность 0—60 м. Характер его распространения тесно связан с рельефом послегерцинской эрозионной поверхности несогласия. Резервуар *C* приурочен к северо-восточной части структуры, но его нет в центральной ее части.

Резервуар *B* более широко распространен по сравнению с резервуаром *C*, однако в связи с изменчивостью слагающих его пород он имеет значительно меньшее промышленное значение. Песчаники, слагающие резервуар, местами переходят в мергели и алевритистые глинистые сланцы, что свидетельствует о распространении в пределы данной территории моря, которое наступило с востока. Мощность резервуара составляет 0—20 м.

Резервуар *A* мощностью 15—36 м наиболее широко распространен, и для него характерно не большое постоянство литологического состава слагающих его пород. Последние простираются в южном направлении, покрывая весь район развития более древних пород (фиг. 8).



Ф и г. 8. Изопахиты песчаников *A*.
Значения изопахит даны в футах.

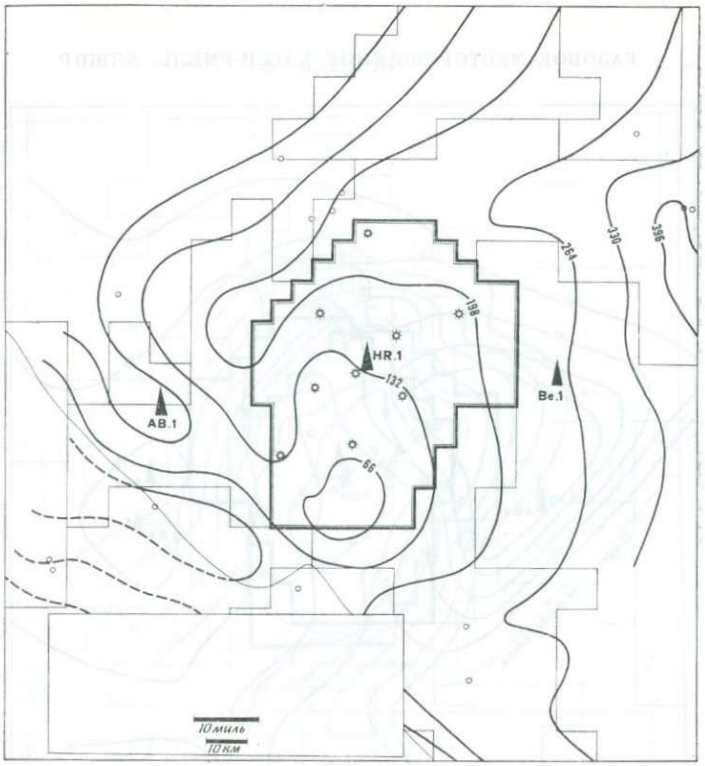
Характеристика пород-коллекторов. Приблизительно 80% общей мощности пород, слагающих резервуары *A*, *B* и *C*, пригодны для промышленной разработки. Пористость этих пород меняется в значительных пределах — от 5% в северо-западной части месторождения до 20—22% в центральной его части. Проницаемость составляет несколько дарси. Водонасыщенность пород меняется от 5 до 25%. Мощность переходной газо-нефтяной зоны равна нескольким метрам.

Миграция и аккумуляция углеводородов (фиг. 9—12). Основными породами-покрышками на месторождении являются соль и глинистые сланцы позднетриасового возраста. Следовательно, окончательное формирование ловушек могло произойти лишь после того, как отложилась соль.

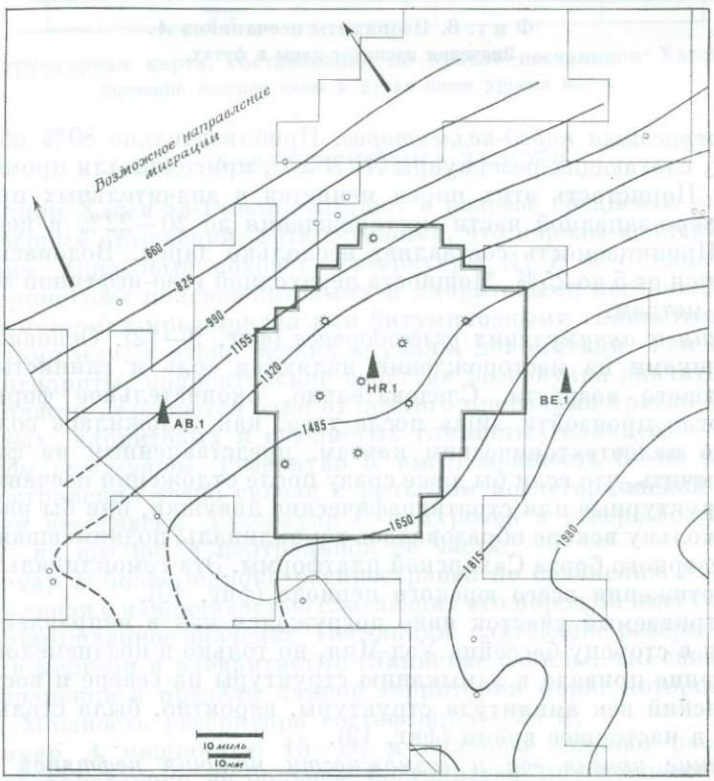
Судя по палеотектоническим картам, представленным на фиг. 9—12, можно заключить, что если бы даже сразу после отложения песчаников образовались структурные или стратиграфические ловушки, они бы расформировались, поскольку вскоре образовалась гомоклиналь, поднимавшаяся в направлении северного борта Сахарской платформы. Эта гомоклиналь существовала на протяжении всего юрского периода (фиг. 10).

Рассматриваемый участок явно погружался как в направлении хребта Атлас, так и в сторону бассейна Уэд-Мия, но только в позднемеловое время. Это погружение привело к замыканию структуры на севере и востоке, причем в туронский век амплитуда структуры, вероятно, была столь же большой, как и в настоящее время (фиг. 12).

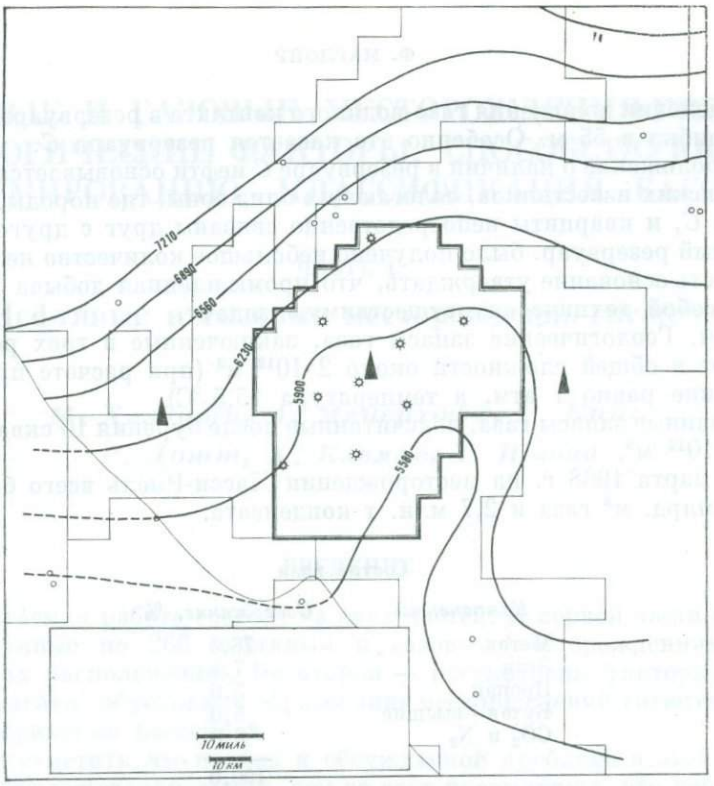
Положение уровня вод и возможности наличия нефтяной оторочки. Газ содержится в трех резервуарах, однако точное положение газо-водяного контакта было определено только в резервуаре *B* на отметке — 1500 м.



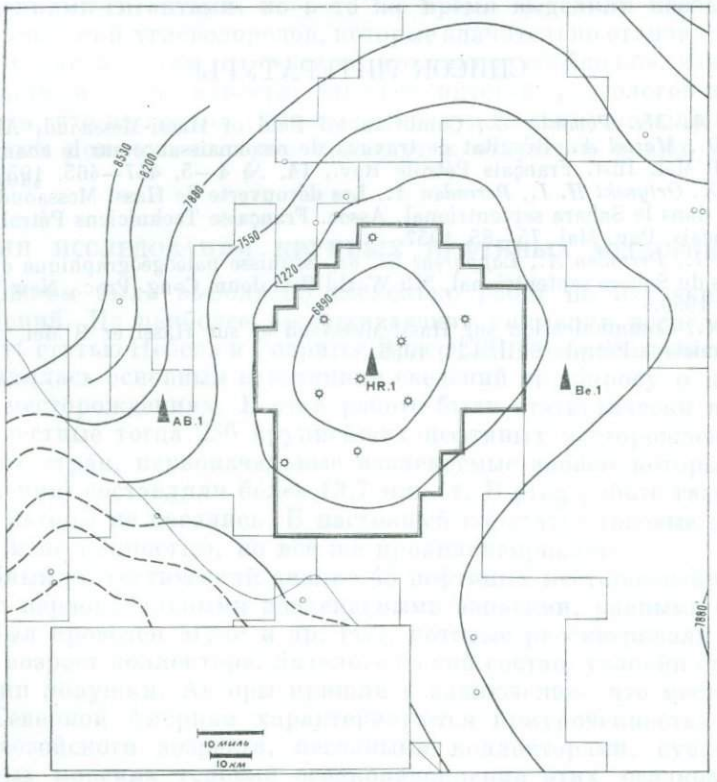
Ф и г. 9. Палеоструктурная карта кровли песчаников Хасси-эр-Рмель.
За поверхность отсчета принят маркирующий горизонт *D*-2 (триас, см. табл. 1).



Ф и г. 10. Палеоструктурная карта кровли песчаников Хасси-эр-Рмель.
За поверхность отсчета принят горизонт *B* (лейас).



Ф и г. 11. Палеоструктурная карта кровли песчаников Хасси-эр-Рмель.
За поверхность отсчета принят маркирующий пласт аптских известняков.



Ф и г. 12. Палеоструктурная карта кровли песчаников Хасси-эр-Рмель.
За поверхность отсчета приняты туронские известняки.

При определении положения газо-водяного контакта в резервуарах *A* и *C* возможна ошибка в 55 м. Особенно это касается резервуара *C*.

Предположение о наличии в резервуаре *C* нефти основывается на том, что из ордовикских известняков, залегающих близ зоны, где породы, слагающие резервуар *C*, и кварциты непосредственно связаны друг с другом и составляют единый резервуар, было получено небольшое количество нефти. Однако вряд ли есть основание утверждать, что промышленная добыча нефти представляет собой технически осуществимую задачу.

Запасы. Геологические запасы газа, заключенные в трех резервуарах, составляют в общей сложности около $2 \cdot 10^{12}$ м^3 (при расчете принималось, что давление равно 1 атм, а температура 15,5 °С).

Доказанные запасы газа, подсчитанные после бурения 10 скважин, составили $1{,}5 \cdot 10^{12}$ м^3.

К 25 марта 1968 г. на месторождении Хасси-Рмель всего было добыто около 12 млрд. м^3 газа и 2,7 млн. т конденсата.

Состав газа

Компоненты	*Содержание*, %
Метан	78,5
Этан	7,5
Пропан	5,0
Бутан+высшие	5,0
CO_2 и N_2	6,0
	100,0

Извлекаемые запасы. Подсчитано, что извлекаемые запасы, по-видимому, составляют около 10^{12} м^3, что эквивалентно 0,8 млн. т нефти (из расчета количества выделяемой ими энергии).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Balducchi A. M., Pommier G.*, Cambrian oil field of Hassi-Messaoud, Algeria, 1970.
2. *Delclaud D., Martel A.*, Résultat de travaux de reconnaissance sur le champ de gaz de Hassi er R'Mel, Inst. Français Pétrole Rev., 14, № 4—5, 457—465, 1959.
3. *Delclaud D., Ortynski H. I., Perrodon A.*, Les découverte de Hassi Messaoud et de Hassi er R'Mel dans le Sahara septentrional, Assoc. Française Techniciens Pétrole, 3rd Cong. Natl. Français, Pau, Mai, 75—85, 1957.
4. *Ortynsi H. I., Perrodon A., Lapparent Cl. de*, Esquisse paléogéographique et structurale des bassins du Sahara septentrional, 5th World Petroleum Cong. Proc., New York, sec. 1, 705—727, 1959.
5. *Perrodon A.*, Communication sur Hassi-Messaoud et sur Hassi er R'Mel, Assoc. Française Techniciens Pétrole Bull. 129, 1958.

НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ-ГИГАНТЫ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ИХ ФОРМИРОВАНИЮ, КЛАССИФИКАЦИЯ БАССЕЙНОВ

ЧАСТЬ I

Нефтяные и газовые месторождения-гиганты

М. Хэлбути, А. Мейерхофф, Р. Кинг, Р. Дотт, Х. Клемме, Т. Шабад

ВВЕДЕНИЕ

Предлагаемая работа состоит из двух частей. В первой части приведены основные данные по 266 нефтяным и газовым месторождениям-гигантам и районам их расположения. Во второй — рассмотрены факторы, которые, как предполагают, обусловили образование месторождений-гигантов, а также дана классификация бассейнов.

Следует отметить, что подход к обсуждаемой проблеме в этой обобщающей статье более поверхностный, чем во всех предыдущих, что явилось неизбежным злом в силу громадного количества месторождений-гигантов, разнообразия их геологического строения и, кроме того, недостатка отпущенного на статью времени и ограниченного ее размера. Мы нашли много общего между месторождениями-гигантами, но в то же время выделили необычные типы крупных скоплений углеводородов, которые значительно отличаются от «нормальных». В связи с этим мы считаем, что данное обобщение, даже при всей его краткости и схематичности, вызовет интерес у геологов-нефтяников. Мы надеемся, что во всяком случае оно послужит стимулом для более целенаправленных поисков, которые приведут к открытию новых месторождений-гигантов.

ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ КРУПНЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В прошлом было выполнено несколько работ по изучению крупных месторождений. Из наиболее заслуживающих внимания исследований следует назвать статью Небела и Родригес-Эрасо [38], которая в течение нескольких лет являлась основным источником сведений по вопросу о крупнейших нефтяных месторождениях. В этой работе были статистически проанализированы известные тогда 236 крупнейших нефтяных месторождений капиталистических стран, первоначальные извлекаемые запасы которых (каждого месторождения) составляли более 13,7 млн. т. В этой работе газовых месторождений авторы не касались. В настоящей же статье газовые месторождения, хотя и не полностью, но все же проанализированы.

Подобный статистический анализ 45 нефтяных месторождений Северной Америки с первоначальными извлекаемыми запасами, равными 68,5 млн. т и более, был проведен Муди и др. [47], которые рассматривали такие факторы, как возраст коллектора, литологический состав, условия осадконакопления и тип ловушки. Авторы пришли к заключению, что месторождения-гиганты Северной Америки характеризуются приуроченностью к отложениям палеозойского возраста, песчаными коллекторами, существованием мелководных морских условий осадконакопления этих осадков, а также приуроченностью к структурным ловушкам.

Месторождения США с запасами более 13,7 млн. т нефти и свыше 28,3 млрд. м³ газа были статистически проанализированы Хэлбути [25]; он выделил пояса, к которым приурочены крупные месторождения, привел геологический возраст коллекторов и описал тип ловушек. В 1969 г. Берк и Гарднер [12] опубликовали небольшую обобщающую работу по 71 нефтяному месторождению капиталистических стран, запасы каждого из которых составляют более 137 млн. т. Газовые месторождения здесь не описывались.

ТЕРМИНОЛОГИЯ

Размер месторождений

В настоящей статье рассматриваются только те месторождения, начальные запасы которых составляют 68,5 млн. т. нефти и более и 99 млрд. м³ газа и более (эти пределы установлены с учетом приблизительного коэффициента теплотворной способности при условии, если в газе содержится свыше 95% газообразных и жидких углеводородов).

Допущения сделаны лишь в отношении месторождений, где нефть добывается вторичными методами или методом поддержания пластового давления. Нижний предел запасов месторождений-гигантов, установленный в данной статье, в пять раз превышает пределы запасов, приведенные Небелом и Родригес-Эрасо [38] и Хэлбути [25]. Авторы обеих статей за «гигантские» месторождения нефти принимали такие месторождения, запасы которых составляли не менее 13,7 млн. т. По Хэлбути к газовым месторождениям-гигантам следует относить месторождения с запасами газа не менее 28,3 млрд. м³. Мы же считаем, что если проводить анализ месторождений-гигантов в общемировом масштабе, нижний предел их запасов следует намного поднять. Поэтому пределы запасов нефтяных и газовых месторождений-гигантов были условно приняты равными 68,5 млн. т нефти и 99 млрд. м³ газа. К упоминаемым нами месторождениям можно вполне применять термин «сверхгиганты». Если бы нижний предел первоначальных запасов был установлен между 68,5 и 13,7 млн. т для нефтяных месторождений и между 99 и 28,3 млрд. м³ для газовых, то общее число месторождений резко возросло бы, однако это не повлекло бы за собой значительного увеличения процента мировых запасов углеводородов, приуроченных к крупнейшим месторождениям и не привело бы к более углубленному пониманию закономерностей, контролирующих образование крупных залежей.

В другом случае месторождение относят к категории гигантских, когда оно превосходит другие в пределах определенной геологической или геополитической провинции. Такой подход к этому вопросу имеет много положительного, поскольку в этом случае учитываются такие интересные месторождения, как, например, Матцен в Венском бассейне (Австрия), Шоонебек и Рюле в Нижне-Саксонском бассейне (Нидерланды и ФРГ) и Ред-Уош в бассейне Уинта (штат Юта, США).

Определение термина «месторождение». Авторы настоящего исследования, учитывая его цель, приняли считать месторождением площадь, на которой ведется добыча нефти или газа; месторождение может быть представлено: 1) единым резервуаром, в пределах которого есть ряд непроницаемых барьеров, оказывающих значительное влияние на положение контактов между флюидами и величину давлений; 2) многопластовым резервуаром, в котором скопления углеводородов контролируются общей структурной или литолого-стратиграфической ловушкой; 3) сложным резервуаром, в пределах которого породы имеют разный возраст и литологический состав, однако вследствие определяющей проницаемости этих пород-коллекторов они взаимосвязаны. Если какой-либо резервуар, расположенный в пределах смежной самостоятельной структуры, имеет единый водо-нефтяной контакт,

то в этом случае этот комплекс структур рассматривается как единое месторождение. Если резервуары различного возраста перекрывают друг друга так, что в плане они образуют непрерывный продуктивный участок, такая площадь также считается единым месторождением. Существуют и другие факторы, которые могут быть приняты во внимание, когда ту или иную площадь относят к единому месторождению.

В прошлом некоторые месторождения-гиганты рассматривались как группа мелких месторождений, но когда в процессе их разработки и оконтуривающего бурения оказалось, что эти считавшиеся мелкими месторождения объединены, подобное разделение было официально признано искусственным. Примерами могут служить месторождения Хавар (Саудовская Аравия), Бурган (Кувейт) и Боливар-Костл (Венесуэла) — три самых крупных месторождения. Имеются и другие группы месторождений, которые можно объединить. К ним особенно относятся те месторождения, которые находятся в процессе активной разработки. Однако официального признания такого объединения пока нет. Учитывая цель нашей работы, мы объединили несколько таких месторождений, например месторождение Амаль-Нафура-Ауджила. Эта площадь, разбитая на три концессии, называется по-разному, однако нефть здесь приурочена в основном к резервуару сложного типа в пределах единого крупного поднятия. В единое гигантское месторождение объединены также месторождения Бей-Марчанд, Тимбалье-Бей и Кайу-Айленд (Луизиана), так как залежи нефти здесь приурочены к единому соляному хребту с тремя куполами; каждая из них разрабатывается различными компаниями. Объединены в одном месторождении и продуктивные площади в Западной Сибири — Соснинская, Советская и Медведевская, поскольку их продуктивные пласты в пределах трех структурных поднятий имеют общие водо-нефтяные контакты [56, 63].

Некоторые из месторождений одновременно можно и нельзя рассматривать в отдельности как месторождения-гиганты, однако их объединили в виде «комплексов», так как у них общие стратиграфический разрез, условия аккумуляции (ловушки) содержимого резервуара и его режим, глубина залежей и т. д. Кроме того, они географически близки, и их можно объединить в комплекс, даже если между продуктивными участками и нет непосредственной связи. Такие месторождения имеют сложные названия, а также характеризуются такими словами, как «комплекс», «грейтер» или «группа».

Как пример можно указать на объединение месторождений Инфантас и Ла-Сира в долине Магдалена, Колумбия, где залежи приурочены к двум антиклинальным поднятиям, разделенным узкой синклиналью. По данным нескольких скважин, пробуренных в синклинали, нефтеносные песчаники обеих антиклиналей частично соединяются. То же происходит и на площадях Лен-ху 2, 3 и 4 в Цайдамском бассейне Китая. Другой пример — месторождение Грейтер-Семинол в Оклахоме; здесь в пределах плато Семинол расположены месторождения Боулегз, Ирлсборо, Литл-Ривер, Семинол-Сити и Св. Луис. На всех этих месторождениях продуктивными являются «уилкокские» песчаники ордовикского возраста. В качестве одного примера можно назвать Старо-Иллинойсский комплекс месторождений округов Кроуфорд и Лоренс в Восточном Иллинойсе, который состоит из 15 месторождений, приуроченных к юго-восточному погружению антиклинали Ла-Саль, где нефтеносны нижнепенсильванские и верхнемиссисипские песчаники и известняки. На площади Рейнбоу (западная часть Канады) объединены 54 залежи, приуроченные к рифам формации Кег-Ривер (средний девон), которые рассматривают как одно месторождение.

Извлекаемые запасы. Айон [34] пытался сопоставить запасы различных областей мира на основе приемлемого сравнительного критерия. Приводимые в данной работе цифры подсчитанных первоначальных извлекаемых запасов весьма различны по степени их достоверности. Поэтому цифры,

которые предлагаем мы, скорее характеризуют порядок величины запасов, чем результат единообразных методов подсчета, применительных к различным условиям в залежи. Для многих месторождений данных об условиях нахождения флюидов в залежи, на основании которых можно было бы вести расчеты, нет.

Некоторые из указанных месторождений были открыты более сорока лет назад и уже почти истощены; для этих месторождений величины первоначальных извлекаемых запасов нефти и газа вполне достоверны. Запасы большей части месторождений США близко соответствуют величинам, подсчитанным Американским нефтяным институтом. Цифры взяты в основном из работы Хэлбути [25] с некоторыми изменениями в соответствии с таблицей, приведенной в журнале «Oil and Gas», Jan. 26, 1970, и с другими источниками. Однако мы признаем, что если учесть применяемые методы подсчета, то величины подсчитанных запасов следует пересмотреть в сторону их значительного увеличения; особенно это касается новых месторождений, которые еще не полностью введены в разработку и по ним еще нет достаточных сведений.

В Советском Союзе существует шесть категорий запасов. Эти категории не соответствуют в точности стандартам запасов Американского нефтяного института. По классификации Американского института нефти «доказанными запасами» могут быть как запасы подтвержденные, так и еще не подтвержденные бурением. Доказанные запасы, подтвержденные бурением,— это подсчитанные запасы углеводородов, которые могут быть извлечены из недр с помощью применяемых методов добычи, путем нагнетания флюидов в пласт или без него. Доказанные запасы, не подтвержденные бурением,— это запасы неразбуренных между скважинами участков, которые настолько близко находятся от разбуренных участков и связаны с последними, что, по существу, есть все основания считать, что на этих участках при бурении будут установлены скопления углеводородов. Категория A, применяемая в СССР, несколько у́же по сравнению с тем критерием, который используется Американским нефтяным институтом, тогда как категория $A+B$ много шире, поскольку в нее включены запасы, подсчитанные на основе данных бурения лишь двух скважин, получивших промышленный приток в пределах одной структуры. Таким образом, наиболее правильно было бы считать, что «доказанные запасы», согласно классификации Американского института нефти, эквиваленты запасам категории A или же в особых случаях $A+B$. Запасы C_1, кроме особых случаев, сюда включать нельзя [1].

Цифры запасов по месторождениям Среднего Востока, приведенные в официальных источниках, обычно оказывались заниженными. Время от времени они претерпевали изменения в сторону резкого увеличения. Например, по многим источникам запасы десяти нефтяных месторождений Саудовской Аравии на конец 1968 г. составляли 11,5 млрд. т нефти. В середине 1968 г. была опубликована другая цифра — 19,4 млрд. т; правда, эта величина не сходилась с величинами других источников. Столь значительная разница, очевидно, объясняется большим разнообразием методов, применяемых для подсчета запасов.

Со времени второй мировой войны запасы Среднего Востока пересматривались несколько раз, в результате чего они были значительно увеличены. За неимением других источников при выяснении запасов новых месторождений мы использовали довольно неточные данные ряда отчетов. Некоторые цифры запасов выведены путем экстраполяции величины проектируемой ежегодной добычи, которая должна была быть получена на новом месторождении. Основная проблема при оценке запасов на многих новых место-

[1] Классификация запасов Американского нефтяного института сравнивается с классификацией запасов нефти и газа СССР, утвержденной в 1966 г., которая в 1970 г. претерпела изменения.— *Прим. ред.*

рождениях состоит в выборе коэффициента отдачи; этот параметр — наименее точный из всех остальных параметров, входящих в формулу подсчета запасов. Некоторые из гигантских нефтяных месторождений имеют, например, низкий коэффициент отдачи — от 128 до 152 м³/га/м, тогда как другие — от 773 до 1280 м³/га/м. Если мы принимаем величины запасов, достоверность которых весьма различна, то, хотя они и вызывают законную критику, все же мы можем найти оправдание, так как эти величины позволяют судить о потенциальных возможностях и относительной величине нефтяных и газовых месторождений-гигантов земного шара, а следовательно, их можно использовать для оценки данных, приведенных во второй части этой статьи.

Геологическая провинция и тектонический элемент. Характеристика геологической провинции и тектонического элемента описывается кратко, но отобрано все наиболее типичное. Большое значение тектонического фактора рассматривается во второй части данной статьи.

Размеры рассматриваемых провинций несопоставимы — это или очень крупные бассейны (например, геосинклиналь Галф-Кост в Северной Америке), или части крупных элементов (например, Восточно-Техасский бассейн представляет собой часть геосинклинали Галф-Кост), или самостоятельные малые бассейны (например, бассейн Вентура в Калифорнии).

Под тектоническим элементом обычно подразумевают общую структурную характеристику месторождения, а не бассейн в целом, хотя оба эти понятия могут быть настолько взаимосвязанными, что оказываются неразделимыми.

Газовые месторождения. При анализе запасов нефти и газа возникают определенные трудности [34]. К некоторым из них относятся следующие.

1. Многие из гигантских газовых месторождений не называются гигантскими. Во многих районах, особенно в тех, где пока нет рынка сбыта нефтепродуктов, предприниматели не разглашают даже данных, по которым можно судить о порядке величины открытых, но не разрабатываемых запасов. Подобные примеры известны в районе Персидского залива, в дельте Нигера, в пределах шельфа острова Бруней. Это касается также неразрабатываемых запасов газа, которые, по имеющимся сообщениям, открыты в последние годы в различных районах земного шара (например, в Мозамбике, в пределах шельфа Явы, в заливе Гуайквил, Эквадор, на шельфах Новой Зеландии и Южно-Африканской Республики и т. д.). Поэтому количество рассмотренных месторождений, безусловно, нельзя считать окончательным. Необходимо отметить, что около половины проанализированных месторождений расположены в СССР, причем такие регионы, как Днепровско-Донецкая впадина, Тимано-Печорская провинция, Западная Сибирь и Вилюйский бассейн, обладают исключительно благоприятными условиями для образования и скопления газа.

2. Данных по объему газовых шапок и растворенного газа весьма мало. В некоторых месторождениях (например, Бахрейн, Персидский залив и Пазанун, Иран) запасы газа и газовых шапок очень большие. Однако, несомненно, есть и другие месторождения с большими запасами как газа, так и нефти. Это особенно относится к Советскому Союзу, где запасы растворенного газа редко включаются в подсчитанные величины запасов.

3. При любых оценках общего извлекаемого количества углеводородов в пределах какого-либо бассейна запасы газа нельзя сравнивать с извлекаемыми запасами нефти, поскольку коэффициент отдачи для газа намного выше. Ради объективности следует заметить, что единственно правильное решение этого вопроса заключается в необходимости проводить сравнение между запасами нефти и газа, находящимися в залежи [1].

4. Во многих газовых месторождениях содержится в большом количестве конденсат. Однако запасы конденсата в некоторых месторождениях Советского Союза совсем не подсчитывались.

5. Мнения авторов разделились, когда встал вопрос о неуглеводородных газах. Например, 40% извлекаемых запасов месторождения Мари Западного Пакистана, равных 141,5 млрд. м³, представлены CO_2 и N_2, т. е. количество углеводородного газа здесь меньше того нижнего предела запасов, который установлен нами для гигантских газовых месторождений — 99 млрд. м³. Тем не менее было рассмотрено несколько месторождений с большими запасами неуглеводородных газов, так как, во-первых, действительные первоначальные извлекаемые запасы углеводородных газов пока не известны и они могут

[1] Т. е. сравниваться должны геологические, а не извлекаемые запасы.— *Прим. перев.*

превышать запасы уже подсчитанные; во-вторых, если добыча конденсата превзойдет количество добытого неуглеводородного газа, такое месторождение можно будет отнести к категории гигантских; в-третьих, когда найдут применение газа CO_2 и других неуглеводородных газов, их уже начнут рассматривать как положительный момент с точки зрения общего «экономического баланса» месторождения.

Другие факторы. Во второй части рассмотрено значение эвапоритов и поверхностей несогласий, а также других факторов, которые, возможно, играют важную роль в образовании нефтяных и газовых месторождений-гигантов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Авторы рассмотрели 166 месторождений-гигантов, содержащих высокий процент общих мировых, уже добытых и доказанных запасов нефти. Если сюда прибавить запасы газа, подсчитанные путем использования эквивалентного равенства между теплотворной способностью нефти и газа (169,9 м³ газа = 0,137 т нефти), то окажется, что 62% всех запасов месторождений-гигантов приурочены к песчаным и 38% — к карбонатным коллекторам. Запасы нефти и газа в третичных отложениях составляют 24%, в мезозойских 63%, в палеозойских 13%. Кроме того, 58% всех месторождений-гигантов приурочено к дугообразному (U-образному) поясу шириной 1250—2000 км и длиной 10 000 км, протягивающемуся от центральной части Алжира до Северного Ледовитого океана. Каково значение этого последнего факта, не известно, однако он требует объяснения.

ЧАСТЬ II

Факторы, обусловившие формирование нефтяных и газовых месторождений-гигантов. Классификация бассейнов

М. Хэлбути, Р. Кинг, Х. Клемм, Р. Дотт, А. Мейерхофф

ФАКТОРЫ, ОБУСЛОВИВШИЕ ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ-ГИГАНТОВ

В этом разделе авторы постараются установить те параметры нефтяных и газовых месторождений-гигантов, которыми можно было бы объяснить неравномерное их распределение; так, в большинстве нефтегазоносных провинций месторождения-гиганты — явление редкое, а в ряде седиментационных бассейнов мира такие месторождения развиты повсеместно.

Общие положения

Величина ловушки. Для образования гигантского месторождения прежде всего необходимо наличие крупной ловушки, которая характеризовалась бы большим объемом коллекторских пород либо в едином резервуаре, либо в резервуарах сложного типа, куда могли бы мигрировать нефть и газ. Неко-

[1] Факторы, обсуждаемые в статье, рассматриваются отнюдь не в порядке их значения. Любой из них в том или ином районе может превалировать в силу особенностей геологического строения района. — *Прим. М. Хэлбути.*

торые резервуары имеют большую мощность по вертикали, другие — широкое площадное распространение (компенсирующее меньшую мощность).

Некоторые нефтедобывающие районы сильно отличаются один от другого. Например, территория северной части центрального Техаса, для которой характерно наличие разнообразных типов мелких ловушек — антиклинальных поднятий, ловушек, связанных с изменением пористости коллектора, поверхностями несогласий и рифами, приуроченными к породам различного петрографического состава, разнообразной структуры и разного геологического возраста,— отличается от других районов, где нефть скопилась в едином гигантском резервуаре (например, месторождение Бурган, Кувейт, и Гавар, Саудовская Аравия). Если бы некоторые из небольших бассейнов претерпели иную историю тектонического развития, в них бы сформировались гигантские месторождения, причем для их формирования было бы достаточно того же количества нефте-газоматеринского вещества.

Наблюдается и обратное явление. В некоторых бассейнах хотя и есть гигантские ловушки, но в них скопилось лишь небольшое количество нефти или газа. Примером может служить купол Поркьюпайн в центральной части штата Монтана. Незаполненность углеводородами значительного объема таких больших структур должно быть связано или с отсутствием взаимосвязи между материнскими отложениями и породами-коллекторами, или же с временем формирования структур [39]. Некоторые крупные структуры в бассейне Кук-Инлет — Кенай Аляски не содержат углеводородных скоплений, так как они сформировались уже после окончания процессов миграции углеводородов в бассейне [24].

При анализе типов ловушек, к которым приурочены гигантские месторождения, установили следующее: несмотря на то что большая часть ловушек представлена антиклинальными складками, мигрирующие нефть и газ скапливаются в очень различных типах резервуаров, иногда весьма необычных. Примером последних служат месторождения Кирикире (Венесуэла), Керн-Ривер (Калифорния), Мене-Гранде (Венесуэла), Файзабад (Тринидад), Амаль — Нафура — Ауджила (Ливия) и Ла-Пас (Венесуэла). Если в начальный период генерации нефти мигрировало большое количество углеводородов, то многие крупные резервуары оказывались заполненными до или почти до замка ловушки.

Время образования структур. Миграция углеводородов из материнских отложений происходит в течение короткого отрезка геологического времени. Изучая крупные скопления углеводородов в плейстоценовых отложениях вдоль геосинклинали Галф-Кост [1], нашли, что генерация, миграция и скопление углеводородов в ловушке произошли за время меньше 1—1,5 млн. лет. Однако не все скопления углеводородов в плейстоценовых отложениях такие же крупные, как залежи в подстилающих их плиоценовых отложениях. В связи с этим можно предположить, что для образования максимальных скоплений необходимо время до 10 млн. лет. Этот вывод находит подтверждение в существовании гигантских скоплений в плиоценовых отложениях геосинклинали Галф-Кост, в бассейнах Южной Калифорнии, в Каспийском море и Цайдамском бассейне северо-западного Китая.

Относительная тектоническая стабильность территории (платформа или полуплатформенные условия по Белоусову [8]) служит предпосылкой для формирования месторождений-гигантов. Понятие об отрезке времени, необходимом для образования гигантского скопления углеводородов, теряет свой смысл, если в результате тектонических процессов была нарушена взаимосвязь между нефтепроизводящими пластами и ловушкой.

Вследствие того что генерация и миграция углеводородов в отложившихся осадках протекают столь быстро, для формирования месторождений-гигантов важно, чтобы образование крупных ловушек шло одновременно с процессами генерации и миграции углеводородов. Существование крупных

ловушек в тот период, когда температура в недрах, вес перекрывающих пород и степень уплотнения осадков становятся настолько высокими, что углеводороды материнских пород приходят в движение и начинается их миграция в породы-коллекторы, также имеет немаловажное значение для скопления больших объемов нефти. Эти оптимальные условия обеспечиваются процессами формирования антиклиналей, активного сбросообразования, происходящего одновременно с осадконакоплением, формированием зон изменения пористости и эрозионных ловушек. Продолжающийся рост структур внутри бассейнов в течение основного периода осадконакопления особенно характерен для кратонных разломов, ориентированных вкрест простирания, образовавшихся в период второй фазы складчатости геосинклиналей, приуроченных к окраинам континентов. В структурах поздней фазы, сформированных во время второго цикла деформаций, вероятнее всего, будет скапливаться газ, а не нефть. Газ может мигрировать на большее расстояние, и во время перестройки структурных планов в течение поздней стадии структурной эволюции он быстрее вновь приобретает подвижность [55].

Источники углеводородов. Несомненно, что для образования гигантских скоплений углеводородов необходимы прежде всего благоприятные условия для бурного развития органической жизни и для скопления, сохранения и консервации органического вещества [19]. Таким образом, наличие материнских осадков, обогащенных органическим веществом,— главная предпосылка для образования месторождений-гигантов.

В большей части бассейнов количество отложившегося в недрах органического вещества намного превышает то его количество, которое преобразовалось в углеводороды, мигрировавшие и скопившиеся в разрабатываемых теперь залежах. К одному из важных факторов формирования месторождений-гигантов относится близость обильного источника углеводородов к гигантским ловушкам и приблизительное параллельное напластованию залегание проводящих пластов или миграционных каналов, по которым углеводороды могли бы перемещаться в резервуар, что особенно относится к нефти, так как миграция газа возможна на большие расстояния и через породы более низкой проницаемости [55].

Обычно скопившаяся в залежах нефть теснее связана с глинистыми, чем с карбонатными материнскими отложениями. Некоторые исследователи считают, что скопления углеводородов на гигантских месторождениях Ливии образовались из верхнемеловых и палеоценовых темных глинистых сланцев, залегающих в непосредственной близости, углеводороды алжирских месторождений связаны с силурийскими граптолитовыми сланцами, а углеводороды бассейнов Лос-Анджелес и Вентура — с глинистыми сланцами, переслаивающимися с породами-коллекторами. Нефть месторождений побережья Мексиканского залива явно связана с источниками ее образования, приуроченными к каждому сбросовому блоку [44]. В процессе миграции нефть, образовавшаяся из карбонатных нефтематеринских отложений, возможно, прошла более короткий путь от источника своего образования до ловушки, причем миграции способствовали трещиноватость пород и образование проницаемых каналов, явившихся следствием процессов растворения после диагенеза [33]. Хотя относительная обогащенность материнских отложений глинистым материалом по сравнению с карбонатным способствует образованию нефти в глинистых породах, первичная миграция, возможно, более эффективна в карбонатах, так как в мощных алевролитовых и глинистых разрезах (в современном разрезе это глинистые сланцы) большое количество нефти оказывается запертой in situ из-за отсутствия переслаивающихся с глинами пористых зон.

Во многих бассейнах большое количество жидких углеводородов превратились в гудронный песок [65]. Если попытаться подсчитать общее количество генерированных в бассейне углеводородов, необходимо учесть

и количество углеводородов, заключенных в асфальтовых залежах. При таком подсчете количество первоначальной жидкой нефти будет намного больше.

Морские осадки в разрезе осадочных пород. Большинство нефтяных месторождений-гигантов расположено в бассейнах, сложенных преимущественно морскими осадками [29, 30, 67, 19]. Район Персидского залива представляет собой хороший пример разреза морских осадков от допермского до нижнемиоценового возраста, в котором лишь триасовая толща представлена континентальными образованиями регрессивного цикла.

Хотя толщи морских осадков более подходящи для формирования месторождений-гигантов, имеются и заметные исключения из этого правила. Газовые месторождения-гиганты, вероятно, формируются в отложениях, образовавшихся в условиях от солоноватых вод до континентальных, поскольку источником генерации углеводородов для некоторых из них, очевидно, был гумусовый и лигнитовый материал. Некоторые нефтяные месторождения, например месторождения, приуроченные к третичным отложениям бассейна Джипсленд Австралии, несколько гигантских скоплений в нижнекаменноугольных отложениях Волго-Уральского региона СССР [63, 64, 41а] и пять из шести китайских месторождений-гигантов, связаны с отложениями от паралических до неморских [46]. Источником высокопарафинистой нефти таких месторождений, как Сарир (Ливия), Минас (Индонезия), Узень и Жетыбай (СССР), возможно, послужили нефтематеринские отложения неморского происхождения [2, 30].

В результате того, что в последние годы разведочные работы стали повсюду проводить в бассейнах различного типа, было открыто несколько месторождений-гигантов в континентальных отложениях, которые некогда обычно рассматривались как неблагоприятные для генерации больших объемов углеводородов.

В настоящее время в результате совершенствования геохимических и аналитических методов признано, что многие виды нефти образовались, возможно, из материнских отложений неморского происхождения. Сейчас хорошо известны крупные скопления углеводородов в континентальных отложениях. Однако интенсивность тектонической активности, сопровождаемой воздыманиями и широко распространившимися эрозионными процессами, привели к тому, что во многих межгорных впадинах многочисленные залежи нефти были разрушены, и теперь в таких районах вместе с нефтью залегают гудронные песчаники.

В США наиболее известные нефтяные месторождения в неморских отложениях связаны с эоценовыми образованиями бассейна Уинта, штат Юта. Нефть и газ Джунгарского, Цайдамского, Таримского, Турфанского, Ордосского, Преднаньшаньского и Сунляоского бассейнов Китая образовались в континентальных отложениях [46]. Другие месторождения нефти, образовавшейся в континентальных отложениях,— это верхнемеловые нефтяные месторождения Комодоро-Ривадавиа в Аргентине, верхнетретичные в озерных песчаниках залежей провинций Мендоса и Сан-Хуан в Аргентине, а также месторождения нефти, залегающие в континентальных отложениях от ранне- до позднетретичного возраста в бассейне Кук-Инлет — Кенай на побережье Аляски. В настоящее время все признали, что источником образования больших объемов газа в Западно-Венесуэльском бассейне, газа пермских и триасовых отложений территории Северного моря, а также других районов послужили угольные пачки [32, 4, 51, 3, 40].

Коллекторские породы. Большая часть коллекторов месторождений-гигантов, представлены они карбонатными или терригенными образованиями, очень пористые и проницаемые. Ни в одном из месторождений-гигантов нефть не добывается из граувак — продукта переотложения основных изверженных пород. Для формирования крупных месторождений в песча-

ных коллекторах необходимы пески, образовавшиеся в результате разрушения кремнистых массивов.

Плохое развитие коллекторов для месторождений-гигантов необычно. Однако очень пористые и проницаемые коллекторы — не обязательное условие для формирования гигантских скоплений углеводородов. К характерным примерам сравнительно плохих коллекторов относятся нижнеолигоценовые асмарийские известняки (основная продуктивная зона иранских месторождений), нижнекаменноугольный бобриковский горизонт Волго-Уральского региона СССР, девонские брэдфордские песчаники Пенсильвании и нижнемеловые кардиумские песчаники Альберты.

Плохие коллекторские свойства могут вполне компенсироваться большой мощностью нефте-газонасыщенной части разреза или большими размерами продуктивной площади.

Пласты-коллекторы должны соединяться с материнскими толщами через проводящие пласты. Последние обычно представлены таким же литологическим составом, что и коллектор. Однако они могут быть древнее или моложе пород-коллекторов. Проводящие пласты могут представлять собой зоны, связанные с поверхностями несогласий, пластами, разбитыми трещинами, пористыми и проницаемыми раздробленными породами на участках, разбитых сбросами, или же зонами вторичной пористости.

Эвапориты. В нефте-газоматеринских породах, породах-коллекторах и кепроках месторождений-гигантов широко развиты эвапориты [15]. Большая часть эвапоритов отложилась в бассейнах, отграниченных от открытого моря порогами, причем в этих бассейнах отлагались осадки разнообразного химического состава [53, 14]. В таких бассейнах условия для сохранения и накопления органического вещества были оптимальными, и поэтому материнские породы, обогащенные углеводородами, обычно связаны с эвапоритами. Эвапориты могут залегать в резервуаре прослоями, образовывать покрышку над пористым коллектором, образовывать литологическую ловушку вверх по восстанию пласта (например, на месторождении Слотер в Техасе), а также образовывать структуру в результате процессов диапиризма или складчатости срыва (например, в хребте Загрос в Иране и Цзечваньском бассейне в Китае).

В районе Персидского залива эвапориты формируют структуру в результате складчатости срыва на подошве нижнеюрских эвапоритов и диапирового протыкания от протерозойских пород до кембрийской соли и, кроме того, образуют кепрок для многих продукцирующих коллекторов (юра).

Эвапориты также участвуют в образовании псевдоантиклиналей, представляющих важный вид ловушек, возникающих при обрушении пород в результате процессов растворения. Такие структуры особенно распространены в Хай-Плейне, США, и местами в Канаде [50, 59].

Кепрок. Чтобы вертикальная миграция углеводородов приостановилась, достаточно перекрыть коллектор непроницаемыми породами.

В некоторых бассейнах, где развиты премущественно терригенные породы, большое количество углеводородов было потеряно вследствие того, что породы, перекрывающие пористые отложения, не могли служить препятствием для поднимания углеводородов к земной поверхности или же для проникновения атмосферных вод (что могло приводить к окислению углеводородов и их превращению в закированную массу). Наиболее надежными кепроками являются эвапориты, которые, залегая в разрезах карбонатных пород, повышают способность последних аккумулировать углеводороды.

Поверхности несогласий. Поверхности несогласий не играют важной роли при образовании залежей углеводородов в большинстве известных месторождений-гигантов. Это особенно относится к месторождениям-гигантам района Персидского залива, где осадконакопление протекало в основном непрерывно от позднепалеозойского до третичного времени.

Тем не менее поверхности несогласия играют известную роль — они ускоряют развитие ловушек и вместе с базальными песчаниками вышележащей трансгрессивной или же нижележащей регрессивной серии способствуют миграции нефти и газа от источников их образования к коллектору.

Особый интерес представляет месторождение Хасси-Месауд в Алжире, поскольку коллектор здесь сложен кембрийскими песчаниками, которые перекрываются триасовыми алевролитами неморского происхождения. Многие исследователи считают, что силурийские граптолитовые сланцы, срезанные на периклинальных частях крыльев поднятия доюрской поверхности несогласия, являются первичным источником генерации нефти [1].

Геологический возраст. Несмотря на то что большая часть запасов углеводородов месторождений-гигантов приурочена к мезозойским и третичным отложениям, достаточное количество углеводородов сосредоточено и в палеозойских породах. Это свидетельствует о том, что потенциал палеозойских отложений как генерирующих углеводороды не претерпел значительных изменений за палеозойское время. Меньшее число палеозойских месторождений-гигантов по отношению к их общему количеству, возможно, объясняется разрушением всех древних седиментационных бассейнов или же некоторых их частей вследствие орогенических процессов и глубокой эрозии.

По мере того как на земном шаре охватывается разведкой все большее и большее количество осадочных бассейнов, отложения некоторых геологических систем, некогда эмпирически рассматривавшихся как неблагоприятные для образования больших скоплений углеводородов, оказались чрезвычайно важными. Например, с 1934 г. небольшие притоки были получены из триасовых отложений в Тупунгато, провинция Мендоса в Аргентине; более крупные открытия были сделаны в Китае, где с 1955 г. залежи углеводородов установлены на месторождении Карамай в Джунгарском бассейне. В недавно открытом месторождении Прадхо-Бей на Аляске подтвердилось, что триасовые отложения генерировали большие количества углеводородов. Значительные скопления углеводородов в триасовых отложениях известны также в Вилюйском бассейне Сибири и Цзечваньском бассейне Китая. Надо отметить, что те же условия были установлены и в юрских отложениях, когда в 40-х годах после открытия и разработки гигантских месторождений в Саудовской Аравии подтвердилось их важное значение.

Согласно статистическим данным, приблизительно 50% запасов месторождений-гигантов, сосредоточенных в палеозойских породах, представлено газом; 87% общих запасов нефти и газа приходится на мезозойские и третичные породы. Необходимо продолжать исследовать и анализировать изменения статистических данных, а также изучать особенности палеозойских и послепалеозойских отложений.

По существу тот или иной геологический возраст сам по себе не является чем-то магическим, обусловливающим преимущественное образование углеводородов. Каждый бассейн прошел свой собственный цикл (или циклы) морского развития. Отдельные периоды циклов характеризовались наивысшим расцветом органической жизни и наибольшим количеством захороненного органического вещества, в результате чего соответствующие отложения стали основными источниками генерации углеводородов.

К истинно поразительным примерам того, что геологический возраст как таковой не таит в себе магической силы, относятся открытия как природного газа в протерозойских отложениях в бассейне Амадеус, Австралия, так и промышленной нефти в нижнекембрийских и верхнепротерозойских

[1] Ряд исследователей предполагают, что алжирские углеводороды образовались в триасовых континентальных отложениях и что некоторые из них озерного происхождения. Мы не выражаем своего мнения по поводу этого утверждения, однако считаем, что эта точка зрения также должна быть упомянута.— *Прим. М. Хэлбути.*

отложениях на Марковском месторождении в Восточной Сибири [23, 22, 48, 60, 63, 64].

Геотермический градиент. Для составления таблицы геотермических или связанных с ними палеогеотермических градиентов (в тех местах, где отмечены крупные воздымания и размывы) по всем месторождениям-гигантам данных недостаточно. И тем не менее можно утверждать, что геотермические условия, по-видимому, оказали существенное влияние на степень генерации углеводородов нефтяного ряда из материнского вещества, а также на мобильность углеводородов в период их первичной миграции.

Филиппи [52] отмечал, что в процессе генерации нефти скорее температура, а не давление является более важным фактором.

В большинстве случаев скорость химических реакций с увеличением температуры на каждые 10 °С увеличивается в 2 или 3 раза. Зависимость увеличения количества генерируемой нефти от времени имеет линейное выражение, тогда как от температуры — экспоненциальное. Филиппи привел примеры влияния температуры на созревание углеводородов, генерируемых из глинистых сланцев в бассейнах Лос-Анджелес и Вентура в Калифорнии; в первом средний температурный градиент составляет 4, 77 °С, во втором 2,60 °С на 100 м.

Берст [13] связывает температуру, при которой протекает миграция нефти, с дегидратацией глины. В начальную фазу уплотнения осадков по мере увеличения давления из пор выжимается около 70% воды.

В последующую фазу воздействие давления уже не столь эффективно, тогда как увеличение температуры приводит к удалению воды из решетки глинистых минералов и сокращению на 10—15% объема уже уплотненной массы глины. Сокращение объема на эту величину совпадает с превращением монтмориллонита в иллит. Оптимальным периодом для протекания процесса перераспределения флюида и миграции углеводородов является вторая фаза. Берст считал, что это удаление воды из решетки глинистых минералов происходит на глубине, где в пределах геосинклинали Галф-Кост находятся основные залежи; глубина залегания продуктивных горизонтов меняется с изменением геотермического градиента.

Геотермическими градиентами, превышающими нормальные значения, очевидно, можно объяснить эффективность генерации углеводородов из материнских пород в некоторых бассейнах, например в Предкавказском (включая район Баку), Лос-Анджелес и Центральной Суматры. Там, где на небольшой глубине температура была высокой, углеводороды приобретали способность мигрировать в песчаные коллекторы еще до того, как в результате ускоренного роста вторичного кварца, вызванного увеличением глубины захоронения осадков, пористость песчаников уменьшалась.

Стиман [57] оригинально показал теоретическое влияние изменений температуры и давления в материнской породе и коллекторе на миграцию и аккумуляцию углеводородов в пределах юго-западной части Нидерландского бассейна.

Факторы, способствующие преимущественному образованию газа

Газоматеринские толщи обычно состоят из тех же отложений, которые генерируют жидкую нефть. Однако в разрезе газопроизводящих толщ имеются также и другие породы (в основном угли) растительного происхождения, участие которых в процессе генерации нефти незначительно. Возможность генерации газа более чем из одного типа материнских пород влияет на подсчет величины запасов, производимый на основании оценки объема первоначально имевшихся материнских отложений.

Обычно запасы газа и нефти обратно пропорциональны увеличению глубины. Исключение составляет Днепровско-Донецкая впадина, где про-

дуктивность разреза с глубиной увеличивается. Если взглянем на разрез такой толщи, то увидим, что продуктивные горизонты образуют рисунок, похожий на елку [10]. Такие исключения, по-видимому, объясняются условиями осадконакопления в различные периоды развития бассейна.

Там, где условия осадконакопления с течением времени не менялись, увеличение температуры с глубиной приводило к выпадению нефтяной фазы и преимущественному образованию газа. Повышение давления в результате увеличения веса покрывающих осадков вызывает понижение коэффициента отдачи жидких углеводородов и сжатие еще большего объема газа в имеющемся поровом пространстве.

В большинстве газовых месторождений-гигантов продуктивные горизонты залегают на глубине до 3000 м, однако для таких глубоко залегающих скоплений газа, какие, например, известны на месторождении Гомес, Техас, указанная зависимость имеет большое значение.

Относительно выпадения жидкой фазы углеводородов Ландес [41] отмечал, что плотность углеводородов уменьшается с увеличением глубины. При температуре пород-коллекторов свыше 177 °С существование жидких углеводородов маловероятно. Жидкой фазы, очевидно, не будет ниже 5640 м при геотермическом градиенте 1,1 °С/30 м или ниже 8380 м и геотермическом градиенте 5/9 °С/30 м. Сказанное касается только тех толщ осадочных пород, которые залегают ниже современной земной поверхности (например, третичный разрез на побережье Мексиканского залива в США и в отдельные отрезки времени геологического прошлого не претерпели воздымания и эрозии. Там, где породы-коллекторы перекрыты породами, в последующее время частично размытыми, современная плотность углеводородов явилась следствием первоначального захоронения осадков на максимальную глубину, поскольку химические процессы, протекавшие при более высокой температуре, обычно необратимы.

В передовой части складчатых миогеосинклиналей тот же термальный эффект (как и в том случае, когда он обусловлен глубиной погружения пород) приводил к превращению углеводородов в сухой газ. Отвердение осадочных пород в таких районах Ландес [41] называл «эометаморфизмом». Процессами, сопровождающими это явление, геологи длительное время пытались отчасти обосновать теорию углеродного коэффициента, согласно которой можно выделять соответствующие нефтеносные и газоносные зоны.

Некоторые крупные газовые месторождения, особенно расположенные в бассейне Северного моря, возможно, первоначально образовались вследствие углефикации второй стадии, обусловленной весом вышележащих мезозойских и третичных осадков. В результате подвижные углеводороды покинули материнские толщи, где они образовались в пермских и триасовых коллекторах.

Гигантские газовые месторождения северной части Западной Сибири связаны с фациями регрессивного цикла, образовавшимися в неморских и солоноватых водах в сеноманский век (средний мел). Из обломков наземной растительности, возможно, произошли лигнит и гумус, которые послужили газопроизводящим материалом.

Газовых месторождений, приуроченных к дельтам, известно мало, однако это объясняется в основном отсутствием данных. Крупные запасы газа известны в дельтах рек Миссисипи, Нигера и Нила [7]. Толщи пород, значительная часть которых сформировалась в условиях солоноватых вод, являются потенциальными источниками генерации большого количества метана.

В пластических осадках обычно содержатся гумусовые и лигнитовые вещества наземного происхождения. С другой стороны, органическое вещество в карбонатных породах характеризуется в основном протеиновым характером и морским происхождением. Газ, скопившийся в залежах на неболь-

шой глубине во многих песчаных резервуарах, вероятно, обязан своим происхождением органическому веществу, накопившемуся в связанных с этими песчаниками глинистых породах.

Всем сказанным можно, по-видимому, довольно удовлетворительно объяснить существование большей части упомянутых месторождений-гигантов. Однако формирование таких месторождений, как Пенхендл-Хьюготон, следует рассматривать в качестве аномального явления. Поскольку миграция газа происходит гораздо легче нефти, некоторые из крупных скоплений газа в карбонатных коллекторах образовались за счет более глубоких и более далеко расположенных источников. Следует также принять во внимание и другой фактор: в некоторых месторождениях подобного типа газообразные углеводороды вначале, возможно, были жидкостями, которые в дальнейшем вследствие погружения их на большую глубину превратились в газ. Они продолжали оставаться в состоянии газовой фазы и после того, как в результате воздымания и эрозии резервуар, в котором они скопились, оказался в условиях низких температур и давления.

КЛАССИФИКАЦИЯ БАССЕЙНОВ

Выше были рассмотрены факторы, способствовавшие формированию месторождений-гигантов в пределах осадочных бассейнов, а также факторы, обусловившие преимущественное образование газообразных углеводородов. Теперь рассмотрим взаимосвязь месторождений-гигантов и осадочных бассейнов различного типа. Так, выделено восемь основных типов бассейнов: три из них развиваются на континентальной коре кратонов, пять — на коре промежуточного типа, на окраинах современных и прежде существовавших континентальных плит. Кроме этих бассейнов, есть также осадочные бассейны, расположенные за пределами окраин материков, дно которых представлено океанической корой, например бассейн Плато-Блейк [31]. Несмотря на то что многие из этих океанических впадин благоприятны для поисков нефти и газа, они в данной работе не рассматриваются, так как в настоящее время в них углеводороды не найдены, а производство работ в их пределах экономически не выгодно.

Зависимость величины месторождения от тектонического строения бассейна

В основу приведенной здесь классификации положены в общем тектонические типы бассейнов, выделенные Уиксом [66] и Успенской [61]. Хотя кратонные бассейны (т. е. бассейны, основанием которых служит континентальная кора) развиты преимущественно на континентах, некоторые из них распространяются и за пределы континентов на значительное расстояние (бассейны Северного моря, Великобритании, Тимано-Печерский и Аквитанский), тогда как бассейны промежуточного типа (т. е. бассейны, подстилаемые корой промежуточного типа), хотя они в общем связаны с подводными окраинами материков, могут быть установлены в районах, которые сейчас рассматриваются как континентальные (бассейн Сан-Хоакин в Калифорнии, Южно-Каспийский и Бакинский). В связи с этим современная окраина материков не везде соответствует границе между океанической и континентальной корой.

Последний факт, очевидно, можно объяснить гипотезой раздвигания океанического ложа, согласно которой океанический коровый материал внедрялся вдоль срединных океанических хребтов [17] (фиг. 1), и в результате образования разломов (рифтов) произошло или происходит, с одной стороны, разобщение континентальных районов и кратонных бассейнов (бассейны Северного моря, Печерский, Аквитанский), с другой — соединение подводных окраин материков (Каспийское море). Многие кратонные бассейны связаны с докембрийскими и палеозойскими складчатыми пояса-

ми, которые, очевидно, концентрически расположены вокруг докембрийского щита (фиг. 1). Напротив, бассейны промежуточного типа, очевидно, более тесно связаны с послепалеозойскими складчатыми направлениями. Следовательно, можно предположить, что формирование многих кратонных бассейнов связано со срастанием материков в домезозойское время, тогда как образование более молодых бассейнов промежуточного типа — с послепалеозойским расползанием морского дна [1].

Приуроченность запасов углеводородов в бассейнах промежуточного типа в целом к более молодым отложениям свидетельствует о происхождении почти всех этих бассейнов в послепалеозойское время.

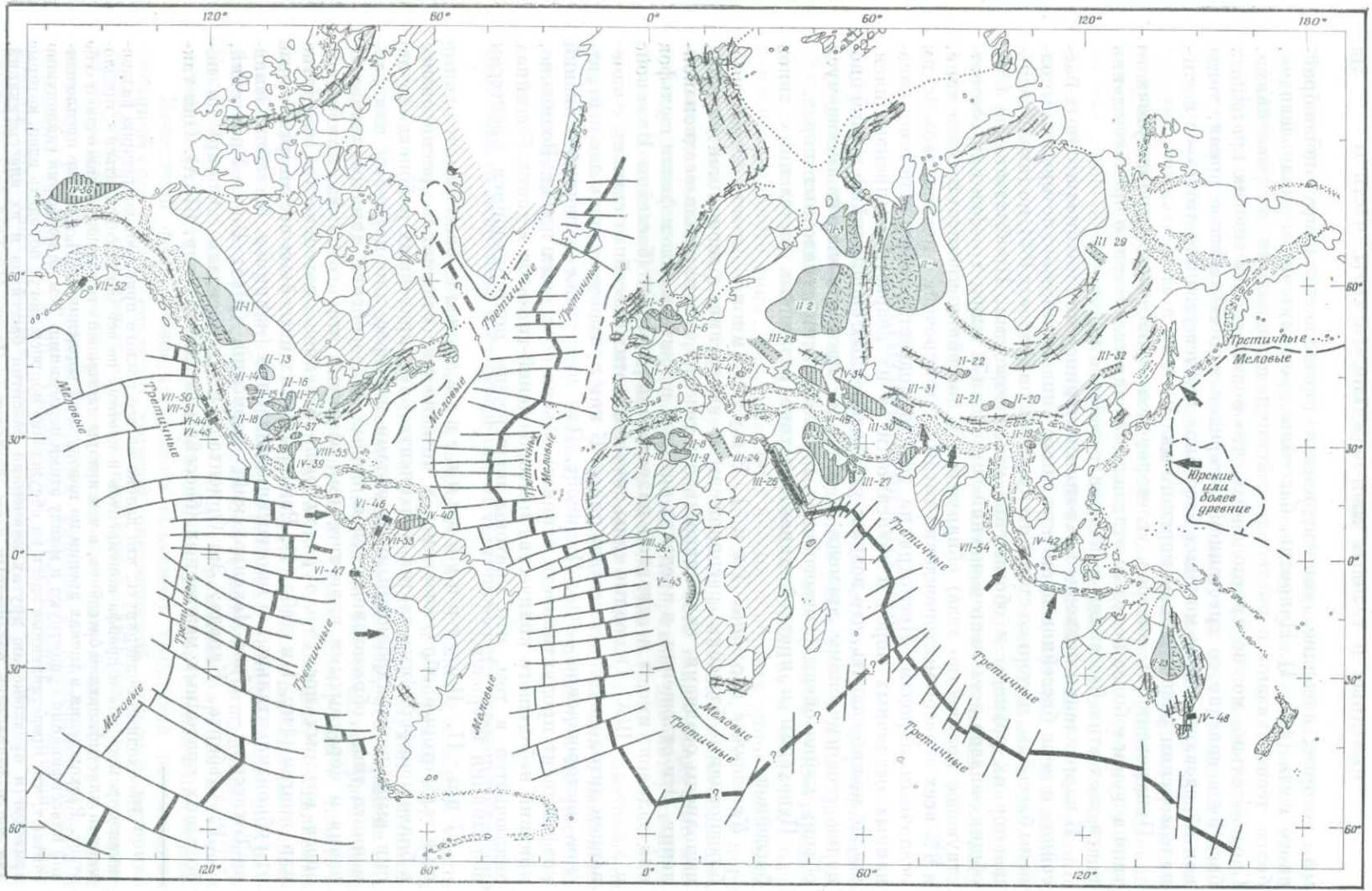
В направлении подводной окраины материков или же от кратонных бассейнов к зоне бассейнов промежуточного типа отложения, которыми выполнены бассейны, не только становятся моложе по возрасту [66], но также уменьшаются их размеры и обогащение углеводородами. Приблизительно 63% общих запасов всех месторождений-гигантов (72 млрд. т нефти или соответствующее количество газа) обнаружено в бассейнах промежуточного типа, а 8% всех запасов месторождений-гигантов приурочена к послепалеозойским осадочным породам. Несмотря на то что подсчет объема неметаморфизованных осадочных пород в зависимости от их возраста не производился, все же можно сказать, что возраст углеводородных скоплений не пропорционален геологическому времени и явно не пропорционален имеющемуся объему кайнозойских, мезозойских и палеозойских осадочных пород.

Переходим к краткой характеристике различных выделенных типов бассейнов.

Кратонные бассейны. Тип I. Внутренние просто сложенные, блюдцевидные бассейны, расположены во внутренних районах континентов, выполнены осадками, отложившимися в течение одного цикла осадконакопления. Эти отложения, в пределах которых развиты в общем фации шельфов или заливов, имеют в основном палеозойский возраст (бассейны Иллинойс и Уилстон, США). Основные типы ловушек в этих бассейнах связаны с изменением литологического состава пород. К ним приурочено лишь одно гигантское месторождение — Олд-Иллинойс. Для них также характерен низкий коэффициент продуктивности единицы объема осадочных пород. Возможно, причина небольшого количества месторождений-гигантов в таких бассейнах заключается в том, что кратоны подвержены повторяющимся процессам воздымания и эрозии.

Тип II. Внутриконтинентальные бассейны, сложные или те, которые образовывались в течение многих циклов, расположены в более периферийных частях континентальных кратонных районов; обычно они выполнены карбонатными породами шельфов или породами платформенного типа, образовавшимися в первый палеозойский цикл осадконакопления и перекрытыми кластическими осадками второго цикла, источником сноса которых послужило рядом расположенное орогеническое поднятие или ороген (фиг. 1 и табл. 1). Размеры таких бассейнов весьма различные от субконтинентальных и миогеосинклинальных (например, бассейны Западно-Техасский — Ново-Мексиканский; пермский, США; Волго-Уральский, СССР; Альберта, Канада; Эрг-Ориенталь и Оксиденталь, Алжир) до небольших кратонных межгорных (бассейны Скалистых гор, США). Они так-

[1] Необходимо подчеркнуть, что далеко не все геологи признают концепцию раздвигания морского дна и дрейфа континентов и поэтому не все могут согласиться с предложенной классификацией бассейнов, в чем авторы настоящей статьи полностью отдают себе отчет. Расхождения в точках зрения по поводу этой концепции [45], а также предложенной классификации существуют и между этими последними. Тем не менее они единодушно считают, что представленные здесь на обсуждение вопросы могут породить идеи, которые приведут к предложению других концепций развития бассейнов и их классификаций, или же к разработке изложенных здесь взглядов.— *Прим. М. Хэлбути.*


120°
60°
0°
60°
120°
180°
60°
30°
0°
30°
60°
Третичные
Меловые
Третичные
Меловые
Третичные
Меловые

же различаются по форме и общей характеристике тектонического строения. Тип II требует дальнейшего подразделения.

Эта обширная группа бассейнов характеризуется определенными особенностями. С точки зрения условий осадконакопления они обычно представляют собой заливы, где на месте кратонной платформы развились широкие плоскодонные моря. В этих бассейнах обычно развиты эвапориты в виде кепроков, локально развитых, или кепроков, распространенных по всему бассейну. В связи с этим в бассейнах, где развиты эвапорты, с единицы объема

Фиг. 1. Бассейны, в которых открыты нефтяные и газовые месторождения-гиганты[1].

Геологическое строение земли ([60], [11] и [16] с изменениями): *1* — территории, сложенные докембрийскими породами, образующими кратонные щиты; *2* — палеозойская (герцинская или каледонская) складчатость; *3* — послепалеозойская складчатость. Геологические строения океанов [11a], [17] и [21]: *4* — гребень срединноокеанической системы хребтов, вдоль которого внедряется материал новой океанической коры («граница разрастания коровых плит»); *5* — зона разломов «трансформных» разломов; *6* — современное положение излившегося материала, определенное при магнитных исследованиях с определением возраста; *7* — направление поддвигания коровых плит. Геологическое строение бассейнов: *8* — кратонный простой блюдцевидный бассейн; *9* — кратонный сложный бассейн (или бассейн, который формировался в течение многих циклов); *10* — кратонно-рифтовый бассейн; *11* — промежуточный бассейн (от прогибов до океанических впадин); *12* — промежуточный прибрежный грабенный бассейн; *13* — промежуточный межгорный бассейн поперечного типа, сформированный в течение второй стадии развития; *14* — промежуточный межгорный бассейн продольного типа; *15* — промежуточный бассейн верхнетретичных дельт.

Номер на карте	Бассейн	Число месторождений-гигантов
I-1	Иллинойсский бассейн, США	1
II-2	Волго-Уральский бассейн, СССР	10
II-3	Тимано-Печорский бассейн, СССР	3
II-4	Западно-Сибирский бассейн, СССР	29
II-5	Бассейн Северного моря, Западная Европа	4
II-6	Нидерландско-Западно-Германский бассейн	2
II-7	Аквитанский бассейн	2
II-8	Бассейн Эрг-Ориенталь, Алжир	3
II-9	Бассейн Форт-Полиньяк, Алжир	1
II-10	Бассейн Эрг-Оксиденталь, Алжир	1
II-11	Бассейн Альберта, Канада	5
II-12	Аппалачский бассейн, США	2
II-13	Бассейн Паудер-Ривер, США	1
II-14	Бассейн Уинта, США	1
II-15	Бассейн Сан-Хуан, США	1
II-16	Бассейн Анадарко-Ардмор, США	5
II-17	Оклахомская платформа, США	3
II-18	Пермский бассейн, США	9
II-19	Цзечванский бассейн, Китай	2
II-20	Предханьшанский бассейн, Китай	1
II-21	Цайдамский бассейн, Китай	1
II-22	Джунгарский бассейн, Китай	1
II-23	Большой артезианский бассейн, Австралия	2
III-24	Сиртский бассейн, Ливия	13
III-25	Бассейн Суэцкого грабена, Египет	2
III-26	Грабен Красного моря, Египет — Саудовская Аравия	2
III-27	Оманский рифт, Оман	2
III-28	Днепровско-Донецкий бассейн, СССР	5
III-29	Вилюйский бассейн, СССР	2
III-30	Таджикский бассейн, СССР	3
III-31	Бухарский бассейн, СССР	6
III-32	Бассейн Сунляо	1
III-33	Аравийская платформа и Иранский бассейн	56
IV-34	Предкавказско-Мангышлакско-Туркменский бассейн, СССР	9
IV-35	Индский бассейн, Западный Пакистан	2
IV-36	Колвиллский бассейн, Аляска	1
IV-37	Восточно-Техасский бассейн, США	2
IV-38	Бассейн Мексиканского залива, США	10
IV-39	Залив Тампико, Мексика	4
IV-40	Бассейн Матурин, Венесуэла — Тринидад	3
IV-41	Предкарпатская впадина, Румыния	1
IV-42	Бассейн Северного Борнео, Бруней	2
V-43	Залив Кабинда, Ангола — Конго	2
VI-44	Бассейн Вентура, США	1
VI-45	Лос-Анджелесский бассейн, США	4
VI-46	Маракаибский бассейн, Венесуэла	6
VI-47	Бассейн Пиура, Перу	1
VI-48	Бассейн Джиппсленд, Австралия	4
VI-49	Апшеронский бассейн, СССР	7
VI-50	Бассейн Сакраменто, США	1
VII-51	Бассейн Сан-Хоакин, США	7
VII-52	Бассейн Кук-Инлет, Аляска	1
VII-53	Средне-Магдаленский бассейн, Колумбия	1
VII-54	Бассейн Центральной Суматры, Индонезия	1
VIII-55	Дельта Миссисипи, США	4
VIII-56	Дельта Нигера, Нигерия	5

[1] Представленная здесь карта, составленная Х. Клемме, служит в качестве иллюстрации классификации бассейнов. Следует отметить, что возраст, приведенный в пределах океанических впадин, дается приближенно.— *Прим. М. Хэлбути.*

Таблица 1

Типы бассейнов и их характеристика [1]

Типы коры Тип бассейна	Кратонный			Промежуточный				
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Пример (номер бассейна)	Внутренние, простые, блюдцевидные I	Внутриконтинентальные, сложные Передовая часть шельфа, внутренние и межгорные II	Грабенные и полуграбенные (рифтовые) III	Экстраконтинентальные От прогибов до небольших океанических впадин IV	Стабильные прибрежные грабенные или «разъединившиеся» V	Межгорные поперечные, сформированные во вторую стадию развития VI	Межгорные, параллельно складчатым сооружениям VII	Бассейны верхнетретичных дельт VIII
Суммарные запасы [2], млрд. м³	0,106	38,1	7,9	71,5	0,270	8,5	1,9	1,2
Количество бассейнов, в которых имеются месторождения-гиганты [3]	1	22	9	10	1	6	5	2
Количество месторождений-гигантов	1	89	36	90	2	23	11	9
Количество бассейнов, в пределах которых месторождения-гиганты были открыты после второй мировой войны	0	5	5	2	0	1	1	1
Подсчитанная величина добытого количества нефти или газа (м³/км³) толщи осадочных пород бассейна								
а) пределы величин добычи	390—2730	1560—6630	975—9750	1950—17 550	195—1560	3900—97 500	1950—3900	6625—8580
б) средняя величина добычи	1365	3900	5460	7800	702	9750	5850	7800
Запасы углеводородов по типам коллекторов [2], млрд. м³	Песчаники 0,054 Карбонаты 0,052	31,0 7,1	5,0 2,9	31,8 39,7	0,27 ?	8,5 —	1,9 —	1,2 Песчаники 61% Карбонаты 39%
Возраст отложений, вмещающих указанное количество запасов [2] (возраст запасов), млрд. м³								
Третичный	—	1,1	1,9	12,7	0,17	8,5	1,9	1,2 28—23%
Мезозойский	—	6,8	4,7	58,0	0,095	—	—	— 70,4=65%
Палеозойский	0,106	14,3	1,2	0,79	—	—	—	— 16,4=12%
Типы структурных ловушек	Региональные	Региональные своды, рифы	Наклоненные своды, рифы	Крупные растущие антиклинали и блоки, образованные сбросами	Блоки, образованные сбросами, в пределах которых наблюдается изменение литологии пород	Антиклинали, разбитые нарушениями, и блоки, образованные сбросами	Складки, разбитые нарушениями, в пределах которых наблюдается изменение литологии	Структуры течения, ундулирующие антиклинали
Связь с эвапоритами	Нет	Обычная	Обычная	Обычная	Возможная?	Нет	Нет	Имеется либо соль, либо неуплотненная глина
Запасы углеводородов в самых крупных месторождениях, % от общих запасов бассейна								
а) пределы, высчитанные для самых крупных месторождений всех известных бассейнов данного типа	8—18	6—70	15—45	5—50	Среднее по всем бассейнам, где ведется добыча	11—90	14—50	3—7
б) средняя величина, высчитанная для первых четырех самых крупных месторождений	13, 10, 8, 5	32, 9, 6, 5	27, 11, 8, 8	22, 14, 7, 3	55, 15, 10, 6	36, 9, 5, 4	27, 11, 7, 5	5, 3, 3, 3
Типы углеводородов, % газа в месторождениях-гигантах	?	65	38	4	?	1	15	7
Содержание газа в бассейнах данного типа	Среднее	Значительно выше среднего	Среднее	Среднее	Низкое	Ниже среднего	Ниже среднего	Значительно выше среднего
Удельный вес нефти	Высокий	Высокий	Высокий	От промежуточного до высокого	Низкий	От высокого до промежуточного	Разный	Низкий
Содержание серы	Карбонаты — высокое	Карбонаты — высокое	Низкое	От промежуточного до высокого	Низкое	От высокого до разного	Разное	Низкое
высокое (0,5% +) низкое (0,5% −)	Песчаники—от разного до низкого	Песчаники — от разного до низкого						

[1] Таблица составлена Х. Клемме.
[2] Расчет ведется на нефть (169,9 м³ газа соответствует 0,159 м³ нефти).
[3] Имеется 56 бассейнов, в которых открыты месторождения-гиганты.

осадочного чехла добывается большее количество углеводородов, чем в бассейнах подобного же типа, но без эвапоритов. Во многих местах скопления углеводородов связаны с поверхностями несогласий, которые образовались над крупными поднятиями фундамента кратона. В некоторых бассейнах в крупных месторождениях содержится 70% всех извлекаемых запасов бассейна, тогда как в других районах запасы крупных месторождений составляют лишь 6—7% извлекаемых запасов бассейна. В последних главные скопления приурочены к небольшим литолого-стратиграфическим и структурным ловушкам, тогда как в первых значительный процент запасов углеводородов сосредоточен в одном месторождении, связанном с основным приподнятым участком бассейна, или сводом, который являлся фокусом скопления углеводородов (например, месторождения Ромашкино и Ново-Елховское на Татарском своде). В более мелких и нарушенных бассейнах (например, межгорные бассейны Скалистых гор, где приподнятые участки расположены по окраинам) последовавшая после воздымания эрозия, возможно, привела к тому, что на окраинах этих бассейнов месторождения оказались срезанными и нарушенными. В результате срезания месторождений и потери углеводородов в единице объема осадков продуктивность ниже, а в более крупных, но менее нарушенных бассейнах с расположенными в их внутренних частях большими поднятиями и шарнирными линиями она выше.

В бассейнах типа II соотношение запасов нефти и газа несоизмеримо. Это можно объяснить характером осадочного чехла и историей развития бассейна. Кластические отложения, столь широко развитые в этих бассейнах, содержат большое количество углистого материала — важного источника генерации метана, тогда как карбонатные породы этих бассейнов обогащены протеиновым материалом. Во многих бассейнах давление, оказываемое толщей осадочных пород, а также повышенная температура, обуловленная большой мощностью осадков, залегающих над материнскими отложениями, возможно, явились причиной превращения жидких углеводородов в газообразные. Несмотря на то что в настоящее время вследствие происходивших в прошлом воздыманий и процессов эрозии резервуары расположены на небольшой глубине, углеводороды, скопившиеся в них, представлены в газообразной фазе.

Тип III. Грабенные и полуграбенные рифтовые бассейны представляют собой самые периферийные области кратонов. Многие из них в течение позднемезозойской и третичной эр осадконакопления свободно соединялись с океаническими впадинами. Они имеют разные размеры и представлены как единичными узкими рифтами (например, Суэцкий грабен в Египте), так и широкими бассейнами, подразделенными на серии крупных горстовидных и грабеновидных структур (Сиртский залив в Ливии). В Африке многие из этих рифтовых зон связаны с Восточно-Африканской системой рифтов, протягивающейся на континенте, которая, возможно, является или зарождающимися, или же затухающими зонами разломов, сходными и связанными с срединно-океаническими хребтами. Для многих бассейнов обычен полурифтовый характер, хотя, согласно большинству присущих им особенностей, их следовало бы относить к типу II кратонно-сложных бассейнов или же к бассейнам, образование которых длилось в течение многих циклов, например горсто-грабенное поднятие Хасси-Туарег в бассейне Эрг, Алжир, бассейны, образовавшиеся в результате чередовавшихся горсто-грабенных движений в Норд-Холландской части Нидерландско-Германского бассейна, выполненный третичными осадками грабеноподобный прогиб в бассейне Северного моря. Среди категории кратонных бассейнов некоторые из крупнейших скоплений углеводородов приурочены к грабенным и полуграбенным рифтовым бассейнам, особенно в местах широкого развития эвапоритовых кепроков. Роль последних следующая: они пере-

крывают материнские отложения и породы-коллекторы, развитые в бассейне, ограничивают просачивание углеводородов и, вероятно, содействуют в рассеивании тепла в направлении от центров его концентрации, где господствует умеренно высокая температура (под зарождающимися рифтами). В таких условиях роль эвапоритовых кепроков такая же, как и «крышки-котла».

Структурные элементы, связанные с рифтами, представлены горстовыми и грабенными структурами, блоковыми поднятиями и антиклиналями облекания. Локальные барьеры, отделявшие эти районы от бассейнов океанов, примыкавших к ним в период осадконакопления и заполнения осадками, во многих местах представлены рифами, которые протягиваются вдоль региональных горстовых блоков или платформ. В некоторых бассейнах отделенные береговыми валами прогибы внутри рифтовых зон являлись участками накопления эвапоритов и эвксенитового темного ила в течение ранней стадии отложения морских осадков. В самых крупных месторождениях таких бассейнов сосредоточена в среднем почти четвертая часть запасов всего бассейна.

Со времени второй мировой войны было открыто четыре из восьми кратонно-рифтовых бассейнов, к которым приурочены месторождения-гиганты. Это бассейн Сиртского залива (Ливия), Вилюйский бассейн, бассейн грабена Красного моря и бассейн Оманского рифта (юго-восточная часть Аравийского полуострова).

Промежуточные бассейны. Тип IV. Экстраконтинентальные бассейны приурочены к прогибающимся в сторону океана участкам земной коры, и, возможно, они состоят из одного или нескольких трогов. Они распространены вдоль окраин континентов и открываются в «небольшие океанические впадины» [43], какими, например, являются зона Тетиса, Мексиканский залив, Карибское море, Канадский Арктический бассейн и Китайское море. Эти бассейны, а также следующий тип бассейнов (тип V), обычно характеризующийся наличием поднятий и хребтов, развитых в пределах подводной окраины материков, служат в качестве барьеров и ловушек, где скапливаются снесенные с суши осадки [68, 20]. Общие контуры бассейнов этого типа параллельны направлению близрасположенных послепалеозойских складчатых поясов, хотя на многих участках возникшие в более позднее время троги и складчатые пояса под косым или прямым углом пересекают структурные элементы и районы осадконакопления послепалеозойского и раннемезозойского времени.

Там, где более молодые бассейны протягиваются параллельно более древним платформенным районам, эти последние можно рассматривать как кратоны, так как их окраины параллельны позднепалеозойским — третичным складчатым поясам и (или современным) подводным окраинам материков. Многие из этих бассейнов претерпели сложную историю развития. В течение первого, палеозойского и раннемезозойского, цикла развития в них отложились карбонатные и терригенные обломочные шельфовые осадки. В период второго, позднемезозойского и третичного, цикла развития осадки отлагались в пределах трогов передовых прогибов вдоль окраин стабильных платформ (Аравийско-Иранский, Мангышлакский, Восточно-Венесуэльский) или же вдоль срезанных складчатых поясов (Аляскинский Северный Склон, Северный Борнео, Тампико в Мексике). Некоторые из этих бассейнов рассматривались как «унаследованные» бассейны [37] или эпиэвгеосинклинальные [35].

Бассейны типа IV наиболее продуктивные среди нефтегазоносных бассейнов мира. Наиболее ярким примером этого типа служит район Персидского залива, который является уникальным по числу и величине имеющихся в нем гигантских и сверхгигантских месторождений. Несмотря на то что в Аравийско-Иранском бассейне сконцентрировано 86% общих запасов одиннадцати бассейнов этого класса, другие бассейны также отличаются относительно высоким содержанием углеводородов на единицу объема осад-

ков. Большие скопления углеводородов объясняются развитием крупных антиклиналей или поднятий с зонами выклинивания (что свидетельствует о том, что рост структур сопровождался процессом осадконакопления). Продуктивность отложений выше в тех районах бассейна, где широко развиты эвапориты. Газ, по-видимому, связан с осадочными фациями; к терригенным обломочным отложениям приурочены большие (по сравнению с карбонатными отложениями) скопления газа. Удельный вес углеводородов бассейнов типа IV характеризуется величинами от средних до низких; содержание серы высокое и среднее. Число месторождений-гигантов зависит от величины ловушек и относительной продуктивности бассейна. Крупная ловушка в бассейне низкой продуктивности (определяемой в кубических метрах углеводородов на единицу объема отложений) может оказаться крупнейшим месторождением в бассейне и содержать до 70% его общих запасов. И наоборот, в высокопродуктивных бассейнах даже с крупными ловушками содержится такое большое количество нефти, что даже самые крупные отдельные залежи обладают только 6—7% общих запасов бассейна.

Об этих бассейнах можно говорить и дальше, так как они, подобно кратонным бассейнам сложного типа (тип II), подразделены на несколько подтипов.

Классификация месторождений крупных нефтяных месторождений в пределах бассейна, разработанная Небелом и Родригес-Эрасо (месторождения мобильных краевых участков, глубоких частей бассейна, шарнирной линии шельфа), отличается от классификации, предлагаемой авторами данной статьи. Это отчасти объясняется разницей во взглядах относительно строения отдельных районов. Наиболее убедительным тому примером может служить произведенная переклассификация месторождений в пределах арабской суши, а также морских месторождений в Персидском заливе. Сейчас мы рассматриваем их как месторождения платформенного типа, основанием чему послужили структурные и седиментологические исследования, проводимые с середины 50-х годов. Но до этого времени большинство геологов считали, что Персидский залив представлял собой миогеосинклиналь и что крупные месторождения, расположенные на юго-западе, приурочены к ее шарнирной линии. В результате проведенных исследований и особенно работ Стёклина [58] выяснилось, что Аравийская платформа полого погружается на северо-восток, в сторону Загросского складчатого пояса и что современный Персидский залив является позднекайнозойской наложенной структурой. Структуры Аравийской платформы, простираясь в субмеридиональном направлении, вклиниваются в протягивающийся в северо-западном направлении пояс Загросской складчатости близ иранского побережья. Загросский складчатый пояс представлял собой миогеосинклиналь, тогда как на Аравийской платформе поднятия образовались в результате движения сбросовых блоков и (или) диапирового выжимания глубоко залегающей соли. Происхождение загросских складок, по-видимому, связано со складчатостью срыва верхнеюрских и более молодых пластов и с их продвижением по поверхностям скольжения нижнеюрских пород или более древних эвапоритов.

Тип V. Стабильные прибрежные бассейны, или прибрежные грабенные бассейны, и бассейны, образованные сбросами, развиты вдоль подводной окраины материалов, примыкающих к Атлантическому и частично Индийскому океанам. Они образовались в период последней фазы развития кратонно-рифтовых бассейнов, когда в результате процесса расползания морского дна первоначально существовавшие рифтовые бассейны, возможно, разъединились и отошли друг от друга на расстояния, измеряемые протяженностью океанов (например, прибрежные бассейны центральной части Западной Африки, восточной части Южной Америки и восточной части Северной Америки). Эти бассейны характеризуются наличием сбросов с направленной в сторону

моря плоскостью сбрасывателя и погруженными участками, выполненными третичными и мезозойскими породами, сформировавшимися в солоноватой и морской средах, которые облекают блоковые структуры. В большинстве случаев в этих бассейнах имеется расположенный в море хребет, представляющий, очевидно, поднятие фундамента, и служивший как бы дамбой, у которой скапливались сносимые с суши осадки [20, 31]. Во многих таких бассейнах образуются эвапориты. Однако отложение эвапоритов зависит от тектонического развития бассейна: оно ограничивается или порогом на одном конце первичной рифтовой зоны, или сбросовым блоком, или на более поздних стадиях развития — сбросовым блоком или хреботовидными поднятиями, которые также служат в качестве порогов, развивающихся параллельно побережью или рифтовой зоне. Эвапориты не только играют роль кепроков, развитых по всему бассейну, но они также образуют структуры (возникающие как результат течения вещества) от антиклинальных вздутий до диапиров. Наличие эвапоритов, по-видимому, повышает потенциальную нефте-газопродуктивность этих прибрежных бассейнов. Количество углеводородов, добытых с единицы объема отложений таких бассейнов, на настоящее время относительно низкое. Известны лишь два месторождения-гиганта (Кабинда *Б* и Эмерод-Марин в Западной Африке), приуроченные к подобным бассейнам. Однако перспективы таких бассейнов могут быть выше, так как только совсем недавно разработана технология бурения, позволяющая бурить относительно более глубокие разведочные скважины в пределах обращенного к морю борта бассейна. Месторождения-гиганты — Кабинда *Б* и Эмерод-Марин — были открыты в 1966 и 1969 гг. соответственно.

Тип VI. Межгорные бассейны — поперечные, сформированные в течение второй стадии развития — также расположены вдоль подводной окраины материка. Они прежде назывались эпигеосинклиналями [35], тыловыми прогибами [9], бассейнами срединных зон [66] и унаследованными бассейнами [36].Они выполнены кластическими осадками от верхнемеловых до третичных, развитыми во впадинах, простирающихся под прямым углом к побережью.

Бассейны этого типа пересекают мезозойские или более древние складчатые пояса, которые обычно параллельны побережью (фиг. 1). Третичные терригенные кластические отложения слагают толщу, формировавшуюся в течение второго цикла развития, и перекрывают отложения нарушенных складчатых поясов эвгеосинклиналей, которые простираются параллельно подводным окраинам материков. Примером могут служить бассейны Вентура и Лос-Анджелес с тем же простиранием как у Поперечных хребтов, которые протягиваются перпендикулярно третичному складчатому поясу и мезозойской эвгеосинклинали Калифорнии. Бассейн Джиппсленд на юго-востоке Австралии широтного простирания расположен в направлении, поперечном к нарушенной Тасмановой эвгеосинклинали, вытянутой в пределах восточной Австралии в меридиональном направлении. Также меридионально вытянутый Южно-Каспийский бассейн расположен поперек по отношению к широтным горным цепям — Кавказской, Алборзской и Копет-Дагской. Маракаибский бассейн Венесуэлы образует косой угол со складчатой цепью Анды-Мерида (на западе бассейн параллелен Андам-Периха). Какие причины обусловили поперечное простирание этих бассейнов, не ясно. Многие из них в пределах развития как океанической, так и кратонной коры расположены напротив зон развития обыкновенных сбросов (поперечных или трансформных). Вызывают удивление их небольшие размеры и содержание в них, как правило, большого количества углеводородов. Отложения этих бассейнов представлены переслаивающимися песчаниками и глинистыми сланцами; продуктивными являются серии песчаных пластов, обычно составляющих значительную часть разреза. Вследствие того что многие эвгеосинклинальные метаморфические и интрузивные породы, развитые за пределами бассейнов, стали

источниками сноса обломочного материала, образовавшиеся за их счет породы-коллекторы представлены «плотными» и «грязными» песчаниками. Однако там, где в строении эвгеосинклинального пояса принимают участие кремневые плутонические тела, которые внедрялись в породы до формирования бассейна, отложились более чистые породы-коллекторы. Терригенные кластические отложения обычно отлагались в морских или параллических условиях (исключение составляют турбидитные песчаники, как, например, в бассейне Вентура [6]) и в них четко выражены нефтематеринские породы независимо от характера резервуара. В результате происходивших подвижек бассейны были разбиты на блоки. Это привело к тому, что быстрое погружение бассейна сопровождалось или же проходило одновременно с образованием разбитых антиклиналей или же антиклиналей с наклоненными сбросовыми блоками, над которыми залегают либо выклинивающиеся, либо облекающие их кластические отложения.

Если в таких бассейнах имеются отложения турбидитных потоков, они в значительной степени усиливают миграцию углеводородов из материнских пород в коллекторы или же сами служат коллекторами. Обычно поперечные бассейны связаны с зонами относительно высокого геотермического градиента или «горячими участками», которые, возможно, оказали влияние на эффективность образования углеводородов и на их миграцию из материнских пластов в породы-коллекторы. Точная взаимосвязь между высокотемпературным потоком тепла и образованием в этих бассейнах углеводородов не установлена.

В общем для наиболее богатых нефте-газопроводящих поперечных бассейнов, очевидно, характерно следующее:

1. Они сложены отложившимися в параллических и морских условиях терригенными кластическими породами, источниками сноса которых были гранитные массивы.
2. Они отгорожены от открытого моря порогами.
3. В их пределах развиваются блоковые структуры.
4. В некоторых бассейнах развиты турбидиты, или покровные (наносные, аллювиальные) песчаники, которые могут служить как в качестве «проводящих пластов», так и пород-коллекторов.

Кроме того, относительное увеличение степени обогащенности бассейна углеводородами может быть связано с величиной древнего или современного геотермического градиента, но при наличии вышеприведенных особенностей. Чтобы определить, существует ли связь между тепловым потоком и продуктивностью отложений, имеющая столь большое значение, необходимо продолжать анализировать данные о тепловом потоке вокруг подводных окраин континентов и над районами океанической коры. В том случае, если песчаники-коллекторы слабо развиты или же они были настолько деформированы, что многие ловушки оказались срезанными (подобный случай был, например, описан при рассмотрении меньших по размерам межгорных бассейнов, относящихся к типу II), указанные особенности теряют значение.

Таким образом, можно констатировать, что месторождения-гиганты в этих бассейнах приурочены к крупным поднятиям. Там, где в отложениях развитых выше этих поднятий есть поверхности несогласия, образовавшиеся вследствие «наклона бассейна в двух направлениях», образуется «сверхгигантское» месторождение (например, месторождение Боливар-Коустел в Венесуэле).

Для поперечных бассейнов характерно большое разнообразие как типов углеводородов, так и величины продуктивности единицы объема отложений, что объясняется в большинстве случаев существенным различием пород-коллекторов, образовавшихся в таких бассейнах.

Тип VII. Межгорные бассейны, протягивающиеся параллельно складчатым сооружениям, развиты в основном в третичных и мезозойских складчатых поясах, которые

простираются по окраинам континентов вокруг Тихого океана и вдоль Тетисского пояса — от Средиземного моря до Дальнего Востока. Эти небольшие по размерам бассейны обычно имеют форму грабенов или полуграбенов; они сложены третичными кластическими осадками второго цикла осадконакопления, отложившимися в паралических и морских условиях в пределах, разбитых нарушениями, а также подвергшихся метаморфизму и осложненных интрузивными телами, мезозойских эвгеосинклинальных трогов, которые развиты вокруг Тихого океана, морей Карибского и Тетис. В целом бассейны этого типа сходны с поперечными бассейнами, за исключением того, что у них другая ориентация и большая величина отношения длины к ширине. Некоторые исследователи относили эти бассейны к различным классам бассейнов, в том числе и к поперечным. Для них, как и для поперечных бассейнов, характерны те же особенности, которые привели к образованию крупных запасов углеводородов. Типы углеводородов, установленных в таких бассейнах, довольно разнообразны, что в общем связано с разнообразием осадочных отложений, развитых в том или ином бассейне.

В период развития этих бассейнов вокруг Тихого океана и вдоль моря Тетис произошло внедрение гранитных плутонов. Эти плутоны, развитые в приподнятых хребтах, послужили источником образования мощных толщ молассовых отложений, которые сносились с плоскогорий в близрасположенные бассейны. Ван Хотен [62] высказал предположение, согласно которому эти процессы связаны с «новыми тектоническими явлениями глобального характера», включающими раздвижение морского дна и движение коровых плит.

Тип VIII. Третичные дельты, расположенные в разных районах земного шара, характеризуются необычными чертами, которые послужили причиной выделения их в самостоятельный тип бассейнов. На окраинах материков, где крупные реки, впадающие в море, выносят «груды осадков», последние образуют полукруг или же узор, напоминающий «птичью лапу». Многие толщи этих осадков накапливались с миоценового времени (например, отложения дельт Нила, Нигера, Ганга и т. д.), другие — с третичного времени (например, отложения рек Рио-Гранде и Миссисипи). Возраст этих отложений являлся предметом обсуждения в работах многих авторов [28, 54, 44].

Дельтовые отложения имеют как неморское, так и морское происхождение; они представлены терригенными кластическими осадками; обычно верхняя, средняя и нижняя части разреза сложены дельтовыми песчаниками и глинистыми сланцами [44, 54]. В пределах дельт на опущенных сторонах растущих сбросов, плоскость сбрасывателя которых обращена в сторону побережья, образуются ундулирующие антиклинали [28, 49]. Образование этих структур обусловливается скольжением пород по поверхности соли или «недоуплотненных» глинистых сланцев [18]. Добыча углеводородов из бассейнов дельтового типа свидетельствует о том, что эти бассейны также богаты углеводородами, как и другие, хотя величина запасов самых крупных месторождений дельтового бассейна составляет менее 5% его общих запасов. Запасы газа в дельтовых бассейнах несравненно выше запасов нефти. Это, возможно, отчасти служит свидетельством того, что многие материнские толщи, содержащие большое количество терригенного органического вещества, образовались в прибрежных условиях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Как указывалось выше, очень большой процент мировых суммарных доказанных и добытых запасов нефти приходится на 266 месторождений-гигантов. Рассматривая как нефтяные, так и газовые месторождения, можно прийти к выводу о том, что 62% всех запасов углеводородов в месторожде-

ниях-гигантах сосредоточено в песчаных коллекторах и 38% — в карбонатных. Если не учитывать запасы месторождений-гигантов Персидского залива, то окажется, что к песчаным коллекторам приурочено 59% запасов.

В третичных породах сосредоточено 24% запасов нефти и газа, в мезозойских 63%, в палеозойских 13%. Если исключить запасы месторождений Персидского залива, на третичные отложения будет приходиться 40% доказанных и добытых запасов месторождений-гигантов, на мезозойские 39%, на палеозойские 21%.

Из 266 месторождений-гигантов 237 приурочено к антиклиналям. Только 25 месторождений связано с литолого-стратиграфическими или частично литолого-стратиграфическими ловушками и 78 — с поверхностями несогласия. Мы не считаем, что факт подавляющего преобладания месторождений, приуроченных к антиклиналям, обязательно должен точно отражать «существующие положения». Наоборот, мы полагаем, что много месторождений-гигантов, приуроченных к литолого-стратиграфическим, палеогеоморфологическим ловушкам и к поверхностям несогласия, еще не открыто.

Если обратиться к истории разведки на нефть и газ, то станет очевидным, что при поисках углеводородов усилия были направлены на поиски антиклинальных ловушек. Именно для поисков антиклиналей, ундулирующих антиклиналей, складок и куполов разрабатывались и применялись геологические и геофизические методы. Несомненно, что гигантские литолого-стратиграфические, палеогеоморфологические ловушки, а также ловушки, связанные с поверхностями несогласия, существуют в большем количестве, чем нам это известно. Поэтому, чтобы обеспечить земной шар достаточными запасами на длительное время, в будущем необходимо ориентировать разведочные работы на поиски более скрытых и труднонаходимых скоплений углеводородов [24—26, 42].

Другой интересный результат этой работы заключается в анализе многих месторождений, которые не рассматривались прежде [38, 25, 47]. Приведенные здесь новые данные обязаны новым открытиям последних 15 лет; проанализированы также месторождения Советского Союза и Китая.

Нельзя также пройти мимо еще одного вывода настоящего исследования — многие месторождения-гиганты связаны с песчаными коллекторами неморского происхождения. Геологи по традиции считают, что источником образования нефти и газа (за исключением газа, образующегося из угля) должны быть морские осадки. Однако факт приуроченности столь многих месторождений-гигантов к отложениям неморского происхождения должен вызвать у геологов-разведчиков желание начать поиски нефти и газа в отложениях этого типа.

И, наконец, в результате этого исследования стало очевидным, что количество открываемых месторождений-гигантов должно увеличиваться, причем большая их часть должна быть открытой в пределах континентального шельфа, остальная часть, и не малая, в слабо изученных районах материков.

В пределах суши много их будет открыто в Азии. Те из них, которые приурочены к шельфам, будут обнаружены во многих районах, в том числе и в пределах обширного шельфа Северного Ледовитого океана, омывающего берега СССР. Гигантские месторождения в отложениях неморского происхождения также будут открыты во многих районах. Месторождения-гиганты, связанные с литолого-стратиграфическими и палеогеоморфологическими ловушками, а также ловушками, приуроченными к поверхностям несогласий, будут открывать повсюду; но это произойдет в том случае, если геологи-разведчики переоценят ценности и преодолеют выработанную с годами привычку подходить к этой проблеме с прежних, все менее и менее оправдывающих себя позиций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Andrews D. L.*, Indigenous Pleistocene production in offshore Louisiana, Gulf Coast Assoc. Geol. Soc. Trans., **11**, 109—119, 1961.
2. *Аронсон В. Е., Махонин А. К.*, О некоторых особенностях строения нефтяных и газовых месторождений Южного Мангышлака, Геол. нефти и газа, № 9, 21—28, 1966.
3. *Asquith D. O.*, Geology of Late Cretaceous Mesaverde and Paleocene Fort Union oil production, Birch Creek Unit, Sublette County, Wyoming, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **50**, № 10, 2176—2184, 1966.
4. *Banks L. M.*, Oil-coal association in central Anzoátegui, Venezuela, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **43**, № 8, 1998—2003, 1959.
5. *Banks L. M.*, Geologic aspects of origin of petroleum, discussion, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **50**, № 2, 397—400, 1966.
6. *Barbat W. F.*, The Los Angeles basin area, California, *in* Habitat of oil, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 62—77, 1958.
7. *Beebe B. W., Curtis B. F.*, Natural gases of North America — a summary, Am. Assoc. Petroleum Geologists Mem. 9, **2**, 2245—2355, 1968.
8. *Beloussov V. V.*, Basic problems in geotectonics, New York, McGraw-Hill Book Co., Inc., 816 p., 1962.
9. *Bemmelen R. W. van*, Mountain building, The Hague, Martinus Nijhoff, 177 p., 1954.
10. *Бланк М. И.* и др., О некоторых закономерностях размещения залежей нефти и газа в ДДВ, Геол. нефти и газа, **8**, № 4, 1964.
11. *Brown J. R.*, Gas in Los Angeles basin, California, Am. Association Petroleum Geologists Mem. 9, **1**, 149—163, 1968.
12. *Burke R. J., Gardner F. J.*, The world's monster oil fields and how they rank, Oil and Gas Journ., **67**, № 2, 43—49, 1969.
13. *Burst J. F.*, Diagenesis of Gulf Coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **53**, № 1, 73—93, 1969.
14. *Busson G.*, La sédimentation des évaporites, Paris, Muséum Nat. d'Histoire Naturelle, sér. C, **19**, fasc. 3, 125—169, 1968.
15. *Buzzalini A. D., Adler F. J., Jodry R. L., eds.*, Evaporites and petroleum, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **53**, № 4, 775—1011, 1969.
16. *Churkin M.*, Paleozoic tectonic history of the Arctic basin north of Alaska, Science, **165**, № 3893, 549—555, 1969.
17. *Dewey J. F., Horsfield B.*, Plate tectonics, orogeny and continental growth, Nature, **225**, № 5232, 521—525, 1970.
18. *Dickey P. A., Shriram C. R., Paine W. R.*, Abnormal pressures in deep wells of southwestern Louisiana, Science, **160**, № 3828, 609—615, 1968.
19. *Dott R. H., Sr., Reynolds M. J.*, Sourcebook for petroleum geology, Am. Assoc. Petroleum Geologists Mem. 5, 471 p., 1969.
20. *Emery K. O.*, Continental rises and oil potential, Oil and Gas Journ., **67**, № 19, 231—236, 238, 240, 1969.
21. *Emery K. O., Uchupi E., Phillips J. D., Bowin C. O., Burce E. T., Knott S. T.*, Continental rise off eastern North America, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **54**, № 1, 44—108, 1970.
22. *Glaessner M. F.*, Pre-Cambrian fossils, Biol. Review, **37**, 467—494, 1962.
23. *Glaessner M. F., Daily B.*, The geology and late Precambrian fauna of the Ediacara Fossil Reserve, South Australia Museum Res., 8, 369—401, 1959.
24. *Halbouty M. T.*, Stratigraphic-trap possibilities in Upper Jurassic rocks, San Marcos arch, Texas, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **50**, № 1, 3—24, 1966.
25. *Halbouty M. T.*, Giant oil and gas fields in United States, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **52**, № 7, 1115—1151, p. 91—127, 1968.
26. *Halbouty M. T.*, Hidden trends and subtle traps in Gulf Coast, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **53**, № 1, 3—29, 1969.
27. *Hardin F. R., Hardin G. C., Jr.*, Contemporaneous normal faults of Gulf Coast and their relation to flexures, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **45**, № 2, 238—248, 1961.
28. *Hardin G. C.*, Jr., Notes on sedimentation in the Gulf Coast geosyncline, U.S.A., *in* Geology of the Gulf Coast and central Texas and guidebook of excursions, Houston Geol. Soc., 1—15, 1962.
29. *Hedberg H. D.*, Geologic aspects of origin of petroleum, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **48**, № 11, 1755—1803, 1964.
30. *Hedberg H. D.*, Significance of high-wax oils with respect to genesis of petroleum, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **52**, № 5, 736—750, 1968.
31. *Hedberg H. D.*, Continental margins from the viewpoint of the petroleum geologist, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **54**, № 1, 3—43, 1970.
32. *Hubbard B.*, Coal as a possible petroleum source rock, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **34**, № 12, 2437—2351, 1950.
33. *Hunt J. M.*, The origin of petroleum in carbonate rocks, in Developments in sedimentology — 9B, Carbonate rocks — physical and chemical aspects, Amsterdam, Elsevier Publ. Co., 225—251, 1967.
34. *Ion D. C.*, The significance of world petroleum reserves, Amsterdam, Elsevier Publ. Co., 7th World Petroleum Cong., Mexico, Proc., 1B, 25—36, 1967.

35. *Kay M.*, North American geosynclines, Geol. Soc. Am. Mem. 48, 143 p., 1951.
36. *King P. B.*, comp., Tectonic map of North America, U.S. Geol. Survey, 2 sheets, scale, 1, 5 000 000, 1969a.
37. *King P. B.*, comp., The tectonics of North America — a discussion to accompany the tectonic map of North America, U.S. Geol. Survey Prof. Paper 628, 94 p., 1969b.
38. *Knebel G. M., Rodríguez-Eraso G.*, Habitat of some oil, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **40**, № 4, 547—561, 1956.
39. *Kranzler I.*, Origin of oil in lower member of Tyler Formation of central Montana, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **50**, № 10, 2245—2249, 1966.
40. *Krueger M. L.*, Occurrence of natural gas in Green River basin, Wyoming, *in* Natural gases of North Am. Assoc. Petroleum Geologists, Mem. 9, **1**, 780—797, 1968.
41. *Landes K. K.*, Eometamorphism, and oil and gas in time and space, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **51**, № 6, 828—841, 1967.
41a. *Львов М. С.*, Ресурсы природного газа СССР, М., Изд-во «Недра», 224 стр., 1968.
42. *Martin R.*, Paleogeomorphology and its application to exploration for oil and gas, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **50**, № 10, 2277—2311, 1966.
43. *Menard H. W.*, Transitional types of crusts under small ocean basins, Journ. Geophys. Research, **72**, № 12, 3061—3073, 1967.
44. *Meyerhoff A. A.*, ed., Geology of natural gas in south Louisiana, *in* Natural gases of North America, Am. Assoc. Petroleum Geologists Mem. 9, **1**, 376—581, 1968.
45. *Meyerhoff A. A.*, ed., Continental drift: implications of paleomagnetic studies, meteorology, physical oceanography, and climatology, Journ. Geology, **78**, № 1, 1—51, 1970a.
46. *Meyerhoff A. A.*, ed., Developments in Mainland China, 1949—1968, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **54**, № 8, 1567—1580, 1970b.
47. *Moody J. D., Mooney J. W., Spivak J.*, Giant oil field of North America, 8—17, 1970.
48. *Mostofi B.*, Indigenous Precambrian petroleum? Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **49**, № 1, 3—21, 1965.
49. *Ocamb R. D.*, Growth faults of south Louisiana, Gulf Coast Assoc. Geol. Socs. Trans., **11**, 139—175, 1961.
50. *Parker J. M.*, Salt solution and subsidence structures, Wyoming, North Dakota, and Montana, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **51**, № 10, 1929—1947, 1967.
51. *Patijn R. J. H.*, Die Entstehung von Erdgas infolge der Nachinkohlung im Nordosten der Niederlande, Erdöl und Kohle-Erdgas-Petrochemie, Jahrg. 17, Hft. 1, 2—9, 1964.
52. *Philippi H. W.*, On the depth, time and mechanism of petroleum migration, Geochim. et Cosmochim. Acta, **29**, № 9, 1021—1049, 1965.
53. *Scruton P. C.*, Deposition of evaporites, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **37**, № 11, 2498—2512, 1953.
54. *Short K. C., Stäuble A. J.*, Outline of geology of Niger delta, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **51**, № 5, 761—779, 1967.
55. *Silverman S. R.*, Migration and segregation of oil and gas, Am. Assoc. Petroleum Geologists Mem. 4, 53—65, 1965.
56. *Сорокина Е. Г.*, Литология и коллекторские свойства продуктивного пласта В-VIII Соснинско-Советского месторождения нефти в Западной Сибири, Геол. нефти и газа, № 2, 28—33, 1966.
57. *Stheeman H. A.*, Petroleum development in the Netherlands, with special reference to the origin, subsurface migration and geological history of the country's oil and gas resources, Koninkl. Nederlandse Geol. Mijn. Gen. Verh., Geol. Ser., deel 21, pt. 1, 57—95, 1963.
58. *Stöcklin J.*, Structural history and tectonics of Iran, a review, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **52**, № 7, 1229—1258, 1968.
59. *Swenson R. E.*, Trap mechanics in Nisku Formation of northeast Montana, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **51**, № 10, 1948—1958, 1967.
60. *Трофимук А. А.* и др., Главные проблемы разведки Марковского нефтяного месторождения в Восточной Сибири, Геол. нефти и газа, 8, № 1, 1964.
60a. *Umbgrove J. H. F.*, The pulse of the earth, The Hague, Martinus Nijhoff, 179 p., 1942 (repr. 1947).
61. *Uspenskaya N. Ya.*, Principles of oil and gas territories subdivisions and the classification of oil and gas accumulations, Amsterdam, Elsevier Publ. Co., 7th World Petroleum Cong., México, Proc., **2**, 961—969, 1967.
62. *Van Houten F. B.*, Molasse facies: records of worldwide crustal stresses, Science, **166**, № 3912, 1506—1508, 1969.
63. *Васильев В. Г.*, Газовые месторождения СССР, Справочник, М., Изд-во «Недра», 687 стр., 1968а.
64. *Васильев В. Г.*, Нефтяные месторождения СССР, Геология нефти, **2**, книга 1, М., Изд-во «Недра», 687 стр., 1968б.
65. *Vigrass L. W.*, Geology of Canadian heavy oil sands, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **52**, № 10, 1984—1999, 1968.
66. *Weeks L. G.*, Factors of sedimentary basin development that control oil occurrence, Am. Assoc. Petroleum Geologists, **36**, № 11, 2071—2124, 1952.
67. *Welte D.*, Relation between petroleum and source rock, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., **49**, № 12, 2246—2268, 1965.
68. *Werenskiold W.*, Geosynclines, Am. Geophys. Union Trans., **34**, № 5, p. 776, 1953

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Аккумуляция углеводородов в ловушке 10
Алевриты Дин 159
Амальский нос 346, 347, 349—352
Антиклиналь Ла-Саль 407
— Солт-Крик 108, 114
— Том-О'Коннор 266, 269
— Торранс 130
— Уилмингтон 121, 125, 130, 131, 133, 134, 137, 138, 139, 141, 144
Антиклинорий Андский 293, 295
— Уичито — Кринер-Хилс 220, 221

Банка Пиджон 16
— Строн 153, 155
Барьерный риф Австралии 29
Бассейн Альмейда 310
— Аквитанский 410
— Альберта 419
— Амадеус 415
— Ардморский 220, 230, 233, 236
— Бакинский 418
— Баринас 293, 295, 296, 299, 301—303
— Биверхилл-Лейк 53, 56
— Биг-Хорн 90, 116, 117
— Блэ-Крик 15, 22—24, 40, 43—45
— Великобритании 418
— Венесуэльского залива 293, 295
— Венский 406
— Вентура 409, 412, 416, 426, 427
— Вилюйский 415, 424
— Волго-Уральский 419
— Восточно-Техасский 409
— Габон 307
— грабена Красного моря 424
— Джипсленд 413, 426
— Джунгарский 413, 415
— Западно-Венесуэльский 413
— Западного Эрга 395
— Западно-Техасский — Ново-Мексиканский 419
— Кариако 293, 295, 302, 303
— Кук-Инлет-Кенай 411, 413
— Лос-Анджелес 120, 122—129, 133, 412, 416, 426
— Маракаибский 293, 296, 298—303
— Матурин 293, 294—297, 299, 301—303
— Мидленд 149—153, 155, 158, 159, 168
— Нидерландский 416
— Нидерландско-Германский 423
— Нижне-Саксонский 406
— Оманского рифта 424
— Ордосский 413
— Ориенталь 419
— Паудер-Ривер 88—90, 92, 106, 108, 113—115, 118
— Печорский 418
— Предкавказский 416
Бассейн Преднаньшаньский 413
— Реконкаво 304—331
— Сан-Хоакин 418
— Сахарский 385
— Северного моря 417, 418, 423
— Сиртский 344, 345, 347, 349, 354—356, 363, 424
— соляной Северо-Луизианско-Миссисипский 250
— Сунляоский 413
— Таримский 413
— Тимано-Печорский 418
— Тукано 304, 307, 309, 313
— Турфанский 413
— Уиллистон 50
— Уинта 406, 413
— Уэд-Мия 383, 390, 395—397, 401
— Фалконский 293, 295, 301—303
— Цайдамский 407, 411, 413
— Центральной Суматры 416
— Цзечваньский 414, 415
— Элк-Пойнт 53
— Эрг 423
— Эрг-Ориенталь 396, 419
— Южно-Каспийский 418
Бассейнов классификация 418—428
— типы, таблица 422
Бассейны внутренние 419
— внутриконтинентальные 419
— грабенные 423
— кратонные 418—424
— межгорные 426, 427
— — протягивающиеся параллельно складчатым сооружениям 427, 428
— образованные сбросами 425, 426
— полуграбенные рифтовые 423
— прибрежные грабенные 425, 426
— промежуточные 418, 419, 424
— Скалистых гор 419, 423
— стабильные прибрежные 425, 426
— третичные дельты 428
— экстраконтинентальные 424, 425
Бентониты Клей-Спар 109, 110
Блок Белемзан герцинский 395

Впадина Анадарко 196, 199
— Днепровско-Донецкая 416
— Примексиканская 259, 270
Время образования структур 411, 412

Газ месторождения Карсон-Крик 73
— — Кайбоб Южное 73
— залежи формации Кег-Ривер 28
Гелий месторождения Пенхендл-Хьюготон 186

Геологический возраст углеводородов 415
Геологических провинций размеры 409
Геосинклиналь Галф-Кост 244, 409, 411, 416
Геотермический градиент 416
Глинистые сланцы Харих-эль-Метта 397
— — Эль-Гаси 397
Глины Бьюмонт 260
Горизонта Дарк-Браун амфипоровые слои 64, 66
— — базальные слои 61—62, 66
— — брекчированная зона 63, 64
— — коралловая зона 62—64, 71
— — строматопоровый рифовый фронт 63, 64, 66
— Лайт-Браун амфипоровые слои 64—65
— — брахиоподо-криноидные слои 65
— — поровые калькаренитовые слои 65
— — столовый риф 65, 66
Горизонт Бисчо 25
— Браун 205
— Верхний ангидрит 25
— Дарк-Браун 56, 57, 59, 61—64, 66, 70, 71
— Делмонтийский 128
— десмойнский 195, 225, 236
— Зама 25, 26, 37
— Кег-Ривер верхний 21—24, 26, 37, 39, 44
— — нижний 18, 21—24, 26—28, 39, 40, 44
— Лайт-Браун 59, 63, 61—66, 68, 70, 71
— луизианский 128
— Маскег 37, 38
— монианский 128
— Нейва 212
— Нижний ангидрит 25
— Орид 212
— Осуиго 212—214
— Пахуска 212
— Прю 212—215
— соли Блэк-Крик 21—25, 27
— — Колд-Лейк 19, 23
— Спенс-*А* маркирующий 41
— Чекарборд 212
Горка илистая, тип карбонатных структур 17
Горки 17, 18, 29, 30
— и банки, отличие 18
— илистые 17, 18, 39, 44
— миссисипские 17
— ниагарские 18
Горст Инглвуд — Ньютон 125, 127, 134, 141
— Сальвадорский 304, 307, 315
Грабен Дип-Лейк 176, 179, 180
— Лефорс 176, 179, 180
— Суэцкий 423
Группа Арбакл 196, 197, 199, 201, 202, 212, 221, 222, 225, 226, 228—230, 233, 235—237, 239—241
— Асмарийская Ирана 333—342
— Бангестан 335, 338, 341, 342
— Биверхилл-Лейк 47, 48, 51, 53, 55, 56, 59, 60, 70, 73, 75
— Бротас 306, 307, 309, 312, 313
— Вабамун 53
— Вайола 225
— Вудбенд 53
— Дакота 88, 110
— Диз 225, 236, 237
— Дорник-Хилс верхняя 236, 237
Группа Дорник-Хилс нижняя 236, 237
— Иньян-Кара 88
— Каней-Сикамоур 237
— Каньон 150, 155
— Каунсил-Гроув 183, 186—188
— Понтоток 221, 222, 237
— Санто-Амаро 306, 308
— Силван-Вайола 237
— Симпсон 194—196, 199, 222, 225, 226, 236, 237
— Спрингер 230, 233, 236, 237
— Строн 150, 155
— Тассили внутренняя 397
— Тимберд-Хилс 226, 229, 236, 237
— Уинтерберн 53
— Флеминг 262
— Хьютон 192—195, 199
— Хоксбар 221, 224—238
— Циско 150, 155
— Чейз 184—186
— Элк-Пойнт 53, 56

Данные по залежам группы Арбакл 240, 241
— — — — Хоксбар 240
Движение по сбросам 38—40
Движения уичито-кринер 230
Диагенез карбонатов Суон-Хилс 68—71
— — — доломитизация 68, 70
— — — окремнение 68
— — — перекристаллизация 70
— — — трещиноватость 70
— развития рифа 36—37
«Диаграмма роста» 217
Диапировые глинистые сланцы 248, 254—256
Доломитизация 44
Доломитизации поздней стадии 36—37
Доломиты Арбакл 199, 201—203, 205, 206
— Браун 222
— Джойнс 227

Зависимость величины месторождения от тектонического строения бассейна 418—428
Заводнение внутриконтурное участка Келли-Снайдер 167—168
— на месторождении Пенхендл 182
— — — Скарри 166—168
— — — Уилмингтон 138—143
Закачка газа на месторождении Пенхендл 182
Залежь Вест-Эдмонд 215
— Гринвуд 186
— Тез 43
Запасов категории 408
Запасы газа в Мексике 9
— — — Канаде 9
— — — США 9
— — месторождений Биверхилл-Лейк 77
— — — Карсон-Крик — Кайбоб Южное 76
— — месторождения Хасси-Рмель 404
— — — Хьюготон 188
— — формации Суон-Хилс 76—78
— нефти Альберты 78
— — атолла Хорсшу 150
— — в Аляске 9

Запасы нефти в Кувейте 9, 12
— — — Саудовской Аравии 9, 408
— — — Северной Америке 9
— — — США 9, 12
— — и газа месторождения О'Коннор 260
— — — — — Скарри 165
— — капиталистических стран 9
— — месторождений Венесуэлы 299—301
— — — Среднего Востока 408
— — месторождения Сарир 379—381
— — — Уилмингтон 138
— — — Хасси-Рмель 391
— — Северо-Американского континента общие 9
— — соляного комплекса Бей-Марчанд — Тембалье-Бей — Кейллу-Айленд 257—258
— нефтяных месторождений общие 9
Зона брахиоподо-криноидная 65
— Браун 222, 228, 233, 234, 239—241
— Брей 222, 227, 236, 238, 239—241
— Вейд 222, 227, 236, 238, 239—241
— Гаспар 130
— нарушений Виксбург 259, 264, 266, 270—277
— — Сэм-Фордайс-Вандербилт 271
— — Фрио 266
— нефтегазонакопления Золотого Пояса 278—292
— сбросов Хей-Ривер — Ист-Арм 18
— — Шекили 18
— «столовый риф» 65
— Строн-*А* 155

Известняки Бердсай 222
— Вайола 225, 230, 236
— Тамабра 279
— Эль-Абра 280—285, 291, 192
Источники углеводородов 412
Источник углеводородов в ловушке 10

Карбонатные коллекторы девонского возраста 15—45
Кварциты Хамра 383
Кепрок 336, 414
Коллектор Де-Мойн 188
— известняки Колльер 188
— «Каньон» 160, 162
— Каунсил-Гроув 188
— Ленсинг 188
— Морроу 188
— Сан-Луи 188
— Торонто 188
— Честер 188
Коллекторские породы 413, 414
— девонские брэдфордские песчаники Пенсильвании 414
— — нижнекаменноугольный бобриковский горизонт Уральского региона 414
— — нижнемеловые кардиумские песчаники Альберты 414
— — нижнеолигоценовые асмарийские известняки 414
Коллекторы Вулфкемп 175, 186
Комплекс месторождений — продуктивные площади Соснинская, Советская, Медведовская 407
Комплекс месторождений Грейтер-Селинол 407
— — Старо-Иллинойский 407
Консервация на месторождении Хилдтон 205
«Кривые роста» 217
Купол Бей-Марчанд 243, 248, 249, 251, 252, 254, 255
— Гранд-Айл-16 250, 258
— Гранд-Айл-18 250, 258
— Кейллу-Айленд 242, 245, 249, 252, 256—257
— Лейк-Пелто 250, 258
— Поркьюпайн 411
— Тембалье-Бей 243, 249, 252, 254—256
— Типот 108, 118

Линзы песчаников Фронтьер 144—117
Дитофации рифов Рейнбоу 31—36
Ловушек величина 410—411
— пять типов, связанных с залежами углеводородов 251—252
— типы 10
Ловушка Гринвуд 186
— Том-О'Коннор 268
Ловушки антиклинального типа 118
— возраст 10
— комбинированного типа 84, 388
— литологического типа 7, 10, 12, 108, 134, 150, 183, 189, 218, 326, 352, 414
— палеогеоморфологического типа 10, 12, 83
— скрытого типа 12
— стратиграфического типа 7, 10, 83—86, 88, 106, 183, 192, 193, 401
— структурного типа 12, 84, 85, 108, 118, 194, 217, 218, 276, 333, 352, 388, 401
— типа антиклинали 10
— — моноклинали 10
— — приразломной складки 10
— — сброса нарастания 10
— — соляного купола 10
— — структурного носа 10

Месторождение Ага-Джари 340, 343
— Агуа-Гранде 305, 309, 310, 315—318, 327, 331
— Агуа-Дульсе 272
— Агуасей 299
— Амаль 344—353
— Амаль-Нафура-Ауджила 407, 411
— Анте-Крик 49, 61, 69, 71, 74
— Арасас 305, 310
— Асфальтум 220
— атолла Хорсшу 149—169
— Атун 285
— Ахваз 336
— Бей-Марчанд 246—248, 252, 254, 257, 407
— Бейу 220
— Белл-Крик 10, 88, 89, 92—106
— Блэк-Бенк 94
— Боливар-Косл 293, 294, 299—301, 407
— Боскан 294, 299—301
— Боулегз 407
— Бредфорд 80
— Брукс-Ренч 118
— Буракика 305, 309, 310, 327—329, 331

Месторождение Бурган 407, 411
— Веллман 160
— Виллмур 158
— Вирго 43
— Вирджиния-Хилс 47, 49, 61, 63, 69, 74
— Гавар 411
— Гачсаран 340
— Гилвуд 75
— Голден-Лейн 10
— Гомес 417
— Грета 260, 263—267
— Гронинген 11
— Гуара Восточное 299, 300
— — Западное 299
— Гуз-Ривер 49, 57, 69, 74
— — Южное 49
— Даймонд-*М* 160, 162
— Дасьон 299, 300
— Джуди-Крик 49, 57, 69, 71, 74
— — Южное 69, 71
— Дир-Маунтин 59, 62
— Жетыбай 413
— Дон-Жоан 305, 309, 318—321, 331
— Зама-Лейк 43
— Имбе 310
— Ирлсборо 407
— Йопалес 299
— Кабинда 426
— Кайбаб 49, 57, 60, 74
— — Южное 49, 60, 70, 74
— Кандейяс 305, 324—327, 333
— Карамай 415
— Карсон-Крик 61, 68, 70, 73, 74
— — Южное 49, 57, 69 71
— Келли-Снайдер 160, 162
— Керн-Ривер 411
— Кирикире 299—301, 411
— Когделл 150, 155, 157, 163, 164
— Комодоро-Ривадавиа 413
— Кумаребо 301
— Лако 220
— Ла-Консепьсон 299
— Лали 343
— Ламар 299, 300
— — Северное 299
— Ла-Пас 294, 298—301, 411
— Лас-Крусес 295, 299, 300
— Лас-Мерседес 295, 299, 300
— Леона 299
— Лимон 299
— Литл-Ривер 407
— Лобато 305
— Лонг-Бич-Юнит 138
— Лос-Кларос 294, 299
— Лоун-Грув 220
— Мак-Китрик 80
— Мак-Фаддин 259
— Мара 299—301
— Марковское 416
— Марун 340
— Мата 299, 300
— Матцен 406
— Медоу-Крик 118
— Мене-Гранде 294, 299—301, 411
— Мерей 299
— Минас 413
— Миранга 305, 310, 312, 321—324, 329, 331
— Моралилло 287
— Моричал 299
Месторождение Нардо 299
— Нипа 299—301
— Оклахома-Сити 11, 190—218
— Олд-Иллинойс 219
— Оритупано 299
— Оскуроте 299
— Офисина 299—301
— Паналес 310
— Педерналес 295, 299
— Пенхендл 170, 172, 175—183, 188
— Пенхендл-Ньюготон 9, 10, 170—177, 186, 418.
— Плайя-дель-Рей 125
— Поса-Рика 280, 288
— Прадхо-Бей 415
— Ранч-Крик 93, 94, 98, 99
— Ред-Уош 406
— Рейнбоу 15, 26, 39, 42, 44
— — Южное 15, 43, 44
— Рефьюджио 259, 260, 266, 272
— Роки-Пойнт 94
— Рюле 406
— Сан-Диего-де-ла-Мар 292
— Санта-Агуэда 185
— Санта-Ана 299
— Санта-Роса 299, 300
— Сан-Хоакин 299
— Сапатос 299
— Сарир 354—381, 413
— Св. Луис 407
Семинал-Сити 407
— Сентро 299
— Сьерро-Асуль 285, 292
— Сигнал-Хилл 125
— Сил-Бич 125
— Силигсон 272
— Сильвестре 295, 299
— Синко 295, 299, 300
— Скарри 150, 155, 157, 160, 162—168
— СЛ 299
— Слотер 414
— Снайп-Лейк 49, 69, 71, 74
— — Южное 49
— Солт-Крик 10, 108—110, 113, 117, 118, 159
— Сото 299, 300
— Спиндлоп 80
— Суон-Хилс 10, 48, 49, 55, 57—60, 62, 63, 66, 69—71, 74, 75
— — Южное 69, 74
— Такипе 305, 310, 312, 313, 329—331
— Тембалье-Бей 245, 248, 251, 257
— Тембалье Южное 254—256
— Тембладор 299
— Том-О'Коннор 259—269, 272
— Торранс 120
— Трико 299
— Узень 413
— Уилмингтон 11, 120—148
— Урданета 294, 299
— Уренгой 11
— Фримен 49, 74
— Хавар 407
— Хантингтон-Бич 130
— Хасси-Месауд 11, 382—393
— Хасси-Рмель 394—404
— Хилдтон 201, 205, 219—241
— Хусепин 295, 299—301
— Хьюготон 170, 172, 175, 183—186, 188, 189
— Хьютт 220

Месторождение Чимире 299—301
— Шоонебек 406
— Эль-Сугундо 125
— Эмерод-Марин 426
— Этел 49, 69
Месторождения Венесуэлы 293—303
— газовые различных районов мира 409, 410
— Инфантас — Ла-Сира 407
— Комодоро — Ривадавиа 413
— Морского Золотого пояса 279, 282, 285
— Нового Золотого пояса 279, 280, 285
— района Асмари, Иран 11
— Старого Золотого пояса 279, 280, 284, 285
— супергиганты 11, 12
— США 406
Метод общей глубинной точки 376—370
— отбивки муфтовых соединений обсадных труб магнитным локатором 141, 142 (фиг. 17)
— сокращенных мощностей 217
Методы вторичной добычи на месторождении Пенхендл 182
— термического воздействия на пласт 182
Миграция углеводородов в ловушке 10
Морские осадки в разрезе осадочных пород 413
Мульда Мараг 347

Нефтегазоносность месторождения Амаль 352—353
Нефтеносная провинция Галф-Кост 242
Нефтеносной структуры Уилмингтон геологическое развитие 133—134
Нефтеносные залежи формации Кег-Ривер 28
Нефть месторождений Биверхилл-Лейк 74

Обводнение известняков Арбакл 203—204
Обратное волочение 276, 277
Органогенная платформа Дарк-Браун 64
Орогения арбаклская 219
— герцинская 345, 383
— доатокская 219
— загросская 333
— ларамийская 108
— уичитская 219, 236
Оседание грунта на месторождении Уилмингтон 138—143

Палеобассейн Амарилло 183
— Анадарко 172, 273, 276, 292, 293
Пачка Бердсай 226
— Калмат 55
— Каунсил-Гроув 183, 186
— Континентал-Интеркалэри 354, 363, 397, 398
— Милред 56
— Моберли 56
— Ред-Кейв 186—188
Песчаные базальные месторождения Сарир 373—375
Песчаники Атока 150
— Бед-Харт 109
— Бирдхед 90
— Бордж-Нили 397
— Гарбер 200, 218, 221
Песчаники Гилвуд 21, 22, 53, 75
— Грета 4400 футов 261, 262, 264, 265
— Диннесон 90
— Кливленд 216
— Корделл 112
— Лисси 260, 262
— «Нубийский» 363
— Ньюкасл 88—94, 96, 100, 101
— Риген 202
— Сквиннер 216
— Уэргла 397
— Харих эль-Мегта 397
— Хасси-Мерхимайн 397
— Хасси-Мессауд 395
— Хасси-эр-Рмель 400, 202, 203
— Хилдтонские 221—225, 230—232, 238
— Хоксбар 222, 224, 230, 236
— Элк-Пойнт 19, 20, 23
— Эрг-эль-Аннгуэр 397
— 5200 футов 264, 265
— 5500 футов 267
— 5800 футов 263, 264
— 5900 футов 262—264
— *L*-4-Флеминг 266, 267
Пластовое давление в песчаниках Уилкокс 210
— — на месторождении Скарри 166—168
— — на месторождении Скарри 166—168
Пластовые воды в песчаниках Фронтьер 117—118
— — месторождения Кайбоб 74
— — — Суон-Хилс 74
— — — Фримен 74
— — — Этел 74
Пластовые давления 75—76
Плато Центральное Иранское 333
Платформа Киренаикская 346
— Сахарская 394, 395, 401
Площадь Кинг, межкупольная зона 256
Поверхности несогласий 414—415
Поверхность несогласия амальская 351
— — герцинская 351
— — сиртская 350, 351
Подгруппа Элк-Пойнт верхняя 21—26, 50—53, 56
— — нижняя 18—21, 51—53
Подгруппы Элк-Пойнт верхней меридиональный разрез 21
— — — нижней меридиональный разрез 20
Поднятие Апора 304, 310
— Арбакл 220
— Джиало 347
— Иглбас 394
— Мата-Кату 313, 315, 327
— Месауд-эль-Агреб 385
— Оклахома-Сити 192, 193
— Пис-Ривер 18—21
— Ракб 346, 347, 352
— Регюйбат 394
— Сальвадорское 304, 307, 313
— Спиндлоп 80
— Татлина 18—21, 39, 40, 51
— Хасси-Туарег 423
— Хилдтонское 220, 236
Провинция Йеллоунайф 19
— Пис-Ривер 19
— Физико-географическая Кост-Рейнджес 122
— — Пенинсьюла-Рейнджес 122

Провинция Трансверс-Рейнджес 122
— Черчилл 19
Продуктивная зона «237» 121, 128, 134, 136
— — месторождения Пенхендл «аркозовые доломиты» 176, 181
— — — — «аркозовые известняки» 176, 181
— — — — «доломиты Браун» 176—179, 181—183
— — — — «доломиты Уайт» 176, 178, 181
— — — — «известняки Мур-Каунти» 176, 178, 181
— — — — «переотложенные граниты» 178, 179, 181
— — — Хьюготон, доломиты Херингтон 183
— — — — доломиты Крайдер 183
— — Рейнджер 121, 128—130, 134, 136, 141, 145—147
— — Тар 121, 129, 134, 136, 145
— — Терминал верхний 121, 128, 134—136, 141, 145, 146
— — — нижний 121, 128, 134—136, 145
— — Унион-Пасифик 121, 128, 134—136, 145
— — Форд 121, 128, 134, 136, 145
Продуктивные горизонты от перми до пенсильвания 199
— — пенсильвания 212—216
Продуктивный горизонт Арбакл 212
— — Ойл-Крик 193, 205, 206, 212, 216
— — Тьюлип-Крик 205, 212
— — Уилкокс 193, 206—212, 215, 216
— пласт песчаников Альфа 306
— — — Арасас 306, 310
— — — Бебедоуро 306, 312
— — — Брежао 306, 31, 321
— — — Гама 306, 310
— — — Интермедиарио 329
— — — Камбуки 306, 310, 329
— — — Миранга 306, 310, 321, 322
— — — — верхний 321, 322
— — — Сан-Паоло 306, 312, 315, 316, 321, 322, 333
— — — Сантьяго 306, 310, 321, 322, 329, 330, 333
— — — Хьюготон 187

Развитие антиклинали Оклахома-Сити 194
Разлом Ока 293
Распределение гигантских месторождений на земном шаре 10
— девонских рифов в Западной Канаде 14
Растворение соли формации Блэк-Крик 40—41, 45
Рифов среднедевонских история развития 29—31
— — начало роста 26—29
Рифовые фации 288
Рифовый атолл Исла-де Тукспан 290
— комплекс, барьер Шекили 23
— — Карсон-Крик 64
— — Суон-Хилс 48, 49, 52, 64
— — Хей-Ривер 23, 24
— — Хорсшу 149—154, 156, 158—161, 168, 169
Риф одиночный, фаза банка — органогенный риф 32
— — — глубоководной банки 32
— — — органогенного рифа 33
Риф Сьерра-дель-Абра 289
Рифы атолловые 29, 35—36
— Биверхилл-Лейк 47, 49
— Вудбенд 52, 53, 61
— Западной Сахары 17
— Ледюк 49
— ниагарские, Индиана 17
— Рейнбоу 15, 29—31, 39, 44, 45
— — и рифы Большого Барьерного рифа, сравнение 30, 31
— Суон-Хилс 53, 67, 68

Сахарский кратон 383
Сброс Вест-Кайбоб 276
— Голден-Авеню 132
— Джуниперо 132, 133
— Дэйзи-Авеню 132
— Кандейас 326, 327
— Лонг-Бич-Юнит 132, 133, 145
— Майн-Авеню 132
— Мата-Кату 316
— Пауэрлайн 132, 133
— Риашо-да-Боа-Эсперанс 329
— Уилмингтон 132
— Ферд 133
— Харбор-Энтранс 132
— Церритос 132, 133
— Эллайд 132
— Эллайд-*А*-1 132
Свита Лакота 88
Свод Катрин 172
— Киммерон — Стратфорд 172
— Мзаб 394, 395, 397
— Мюстер 220
— Пис-Ривер 50—54, 56, 99, 75
— Стратфорд 184
Свойство продуктивных пластов месторождения Скарри 166
Серия Вулфкемп 150, 151, 155—160, 162, 168, 171, 174, 177, 180, 183, 186—188
— Десмонийская 225, 236
— Канада 226
— Кроикс 229
— Леонард 178
— Миссурийская 224
— Чамплейн 225
Синклиналь Марнетта 220
Система Биверхилл-Лейк — песчаники Инглвуд 76
— нарушений Хей-Ривер — Ист-Арм 38, 39
— орогеническая Сьерра-Мадре-Ориенталь 282
— сбросов Дейзи-Авеню — Голден-Авеню 132
— — Харбор-Энтранс — Эллайд — Эллайд-*А*-1 131—133
— — Эдисон 133
Складка Кабир-Кух 338—340
— Кух-э-Киалан 341
— Кух-э-Кхами 339
— Кух-э-Мунд-342
Сланцы Вудфорд 199
— Силван 194, 199
— Спенс *А* 41
— Хей-Ривер 27, 41
— Хеннесси 200
Соляной комплекс Бей-Марчанд — Тембалье-Бей — Кейллу-Айленд 242—258, 407

Соляной перешеек между Кейллу-Айленд и Тембалье-Бей 243, 244, 253, 255
Структура Асмарийская 333
— Грета 265
— послерейнбоуского времени 38—42
— противоволновая 15
— Сарир 358, 359, 373
— — Северный 373
— Синзенто 313
— Том-О'Коннор 262
— Фокс-Грехэм 227
— Хасси-Месауд 385
— Хилдтон 221, 224, 225, 230, 236
— *А* на месторождении Сарир 358, 359, 363
— *В* на месторождении Сарир 358, 359
— *С* на месторождении Сарир 358, 359
Супергруппа Баия 305—307, 312, 315

Тектонический элемент Сьерра-де-Пьериха 293
— — Сьеррания-де-Трухильо 293
Термин «атолл» 149, 150
— «атолловый риф» 16
— «банка» 16, 17
— «биогерм» 16, 149
— «бромидная плотность» 225
— «глубоко погруженная банка» 33
— «горка» 6, 16
— «грейтер» 407
— «группа» 407
— «диапировая соль» 248
— «диапировые глинистые сланцы» 248
— «доказанные запасы» 408
— «зона разрывных нарушений Виксбург» 271
— «комплекс» 407
— «месторождение» 406
— «месторождение-гигант» 6, 11
— «месторождение-супергигант» 11
— «одиночный риф» 16
— «органогенный риф» 15, 16
— «платформа» 150
— «ракушечные банки» 16
— «риф» 15, 16, 149
— «рифовый комплекс» 15, 16, 149, 150
— «рифовый холм» 149
— «сверхгиганты» 406
— «стратиграфические залежи» 7
— «тектонический элемент» 409
— типа поздней стадии доломитизации «мозаичный» 36
— — — — — «небулоидный» 36
— — — — — «полосчатый» 36
— «эометаморфизм» 417
Типы ловушек 10, 12, 83—85
Толща Хасси-эль-Хаджар 397
Трансгрессия верхнедевонская 52, 54, 57
— верхнемеловая 365
Тренд Фрио 260
— Шекили 40
Трог-Аравийско-Иранский 424
— Восточно-Венесуэльский 424
— Мангышлакский 424
— Фариг 347

Уплотнение эвапоритов формации Маскег 41, 45
Уступ Медоу-Лейк 51
— Сигсби 250

Фаза банки начальная 32
— Каледонской орогении сардикская 383
— лагуна — банка 35
— мелководной банки 34—35
— органогенно-рифовая 33—34
— перехода банки в органогенный риф 33
— тектогенеза преддевонская 51
Фазы развития бассейна Лос-Анджелес 123, 225
Факторы, благоприятные для формирования месторождений-гигантов 10
— способствующие образованию газа 416—418
Фации Таннинульские 283
Флексура Виксбург 271
Формации Суон-Хилс история формирования 66—68
— — стратиграфия 56—68
— — анализ пластовых вод 74
— Фронтьер второй песчаник 108—110, 113, 114, 116—118
— — первый песчаник 108, 109, 114
Формация Ага-Джари 337
— Агуа-Нуэва 283, 284, 288
— Алианса 305—309, 312, 313
— Амаль 346, 348, 350—353
— Амко 52
— Анакачи 283
— Анахуак 261, 262, 265, 268
— Арбакл 194—197, 202—206, 218
— Асмари 337
— Бангестан 337
— Баррейрас 306, 307, 315
— Белле-Фурше 110, 115
— Бентон 112
— Биверхилл-Лейк 15, 47—49, 51, 53, 56, 57
— Блэк-Крик 40, 41, 45
— Бромид 225
— Буда 282, 283
— Вабамун 54
— Вайола 194, 299, 217
— Вест-Спринг-Крик 201, 202, 222, 226—228
— Виксбург 261, 266, 272—274
— Вудбенд 49, 68
— Гачсаран 335—337, 339—342
— Глен-Роз 283
— Годдард 236
— Грета 261, 262
— Гринхорн 110
— Гурпи 338, 340, 341
— Дакота 113
— Данваган 110
— Дель-Рио 282
— Джексон 272—275
— Джойнс 226
— Джорджтаун 283
— Иглфорд 283
— Ильяс 306—308, 310—313, 315, 316, 318, 322, 329
— Итапарика 305—306, 310, 313, 319
— Кайндолейд 202, 228
— Кандейас 306, 307, 310, 311, 313, 315, 316, 325, 329, 333
— Каньон 155—157, 159, 162—164
— — верхний 155, 164
— — нижний 155, 159
— Карлайл 110
— Каталина 126, 127
— Каунсил-Гроув 183, 186, 187
— Кег-Ривер 15, 17, 27, 37, 42, 43—45, 407

Формация Клирфорк 188
— Клуа 21, 23, 24
— Колд-Лейк 19, 20
— Коттон-Валли 250
— Коуди 110
— Крайдер 183—185
— Кукинг-Лейк 53
— Кул-Крик 228—230
— Кхами 337
— Лакота 108, 109
— Ледюк 14, 15
— Лисси 260, 262
— Мадди 89—101, 103—105
— Маккензи-Хилс 229
— Мак-Лиш 225, 226
— Мараг 350—352
— Маризал 306, 307, 315
— Маскег 21, 23—26, 37, 39, 41, 42, 44, 45, 52, 53
— Маури 90, 106, 109, 110
— Мендес 283
— Месаверде 110
— Мираж-Пойнт 19
— Мишан 337
— Ниобара 109, 110
— Ойл-Крик 226, 230
— Олнос 283
— Остин 283
— Отейтс 283
— Пабдех 338, 340, 341, 342
— Паскопу 47
— Пахуска 216
— Пико 126, 129—131, 134, 145, 146
— Пирсол 283
— Прегиса 306, 307, 315
— Прескюиль 25
— Пуэнте 128, 133
— Ракб 348, 350
— Ред-Кейв 186—188
— Рейнбоу 14, 15, 21, 23, 24, 29, 37, 39, 43—45
— Рейнджер 128
— Репетто 126, 129—134, 145, 146
— Салфер-Пойнт 21, 25—26, 40, 42
— Санданс 108, 109
— Сан-Луи 187, 188
— Сан-Мигель 283
— Сан-Себастьян 306—308, 312, 313, 315, 316, 318, 322, 326, 329
— Сан-Фелипе 283, 284
— Сержи 305—309, 312—316, 318—320, 326—328, 331
— Сигнал-Маунтин 229
— Симпсон 193—196, 199, 205, 206, 215—217
— — нижняя 152
— Скалл-Крик 88, 91, 92, 100, 101, 103
— Слейв-Пойнт 24, 52, 56
— Слиго 283
— Строн 153, 158, 168
— — верхняя 155—157, 162
— — нижняя 150, 152—157, 160, 162
— — посленижняя 150
— Суон-Хилс 14, 16, 47—49, 52, 54, 56—59, 61—68, 70, 71, 78
— Тамабра 282, 288, 289
— Тамаулипас верхняя 283
— нижняя 283
— Танинул 288, 290
— Тенслип 108, 109
Формация Термополис 88, 90, 91
— Топанга 128
— Тулип-Крик 225
— Уилкокс 207, 215, 216, 218
— Уинфилд 185
— Уичито 175—179, 183, 184, 188
— Уотеруэйс 52, 55—57, 62—66, 68
— Уотт-Маунтин 21, 24, 26, 39—41, 45, 52, 53, 60
— Флеминг 266, 269
— Флюм 56
Фолл-Крик 93
— Фолл-Ривер 88, 93
— Форт-Вермиллион 52, 53, 56, 60, 161
— Форт-Силл 229
— Фрио 261, 263—268, 272—273
— Фронтьер 108—118
— Хантон 172
— Хей-Ривер 27, 40, 42, 45
— Херингтон 183—185
— Хосстон 250, 283
— Циско 155—157, 162—164, 168
— Чероки 195, 213/214
— Чинчага 19, 20, 22, 26—28
— Эдвардс 283
— Эдмайр 183, 184
— Эдмонтон 47
— Элк-Пойнт 49, 52, 53
— Элленбергер 163
— Эль-Абра 283
— Эль-Гаси 383, 396—388
— Эрнестина 19, 20
— Эскондидо 283

Характеристика залежи арбаклской 238—241
— — зоны Браун 239
— — — Брей 238, 239
— — — Вейд 238, 239
— — пенсильванской 238
— — хилдтонских песчаников 238

Цикл ургонийский 293

Щит Аравийский 333, 336, 337
— Гвианский 295
— Сахарский 394

Эвапориты 414
— Маскег 37, 45
— эоценовые 361
Эвгеосинклиналь Тасманова 426
Этап кенийский 236
— образования структурной ловушки Броумайд — Вайола 217
— — — — нижняя Симпсон (Ойл-Крик — Броумайд) 217
— — — — послемиссисипский 217
— — — — послехантонский 217

Ярус Вудбайн 283
— Дуранго 283
— леонардийский 187
— Новарро 283
— Уэва-Леон 283
— Остин 283
— Тейлор 283
— Тринити 283
— Тускалуса 283
— Уошито 283
— Фредриксберг 283

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 5

М. Хэлбути. **Геологическое строение гигантских месторождений нефти и газа.** *Перевод Ю. Г. Такаева* 10

Д. Барсс, А. Копланд, У. Ритчи. **Геология среднедевонских рифов, район Рейнбоу, Альберта, Канада.** *Перевод Ю. Г. Такаева* 14

К. Хемфил, Р. Смит, Ф. Сабо. **Геология рифов Биверхилл-Лейк, район Суон-Хилс, Альберта.** *Перевод Ю. Г. Такаева* 47

М. Хэлбути. **Нефтяные и газовые месторождения-гиганты США.** *Перевод И. П. Лаврушко* 81

А. Мак-Грегор, Ч. Биггс. **Месторождение нефти Белл-Крик, Монтана,— одна из богатейших стратиграфических ловушек.** *Перевод Ю. Г. Такаева* 88

Дж. Барлоу, Дж. Хаун. **Региональная стратиграфия формации Фронтьер и условия ее залегания на нефтяном месторождении Солт-Крик, Вайоминг.** *Перевод Ю. Г. Такаева* 108

М. Майюга. **Геологическое строение и история разведки калифорнийского нефтяного месторождения-гиганта Уилмингтон.** *Перевод Ю. Г. Такаева* 120

И. Вест. **Нефтяные месторождения атолла Хорсшу пенсильванско-пермского возраста, Западный Техас.** *Перевод Ю. Г. Такаева* 149

Л. Пипин. **Месторождение нефти и газа Пенхендл — Хьюготон, Техас — Оклахома — Канзас.** *Перевод Ю. Г. Такаева* 170

Л. Гейтвуд. **Особенности геологического строения гигантского месторождения нефти и газа Оклахома-Сити.** *Перевод Ю. Г. Такаева* 190

Дж. Латхэм. **Месторождение нефти и газа Хилдтон, США.** *Перевод И. П. Лаврушко* 219

М. Фрей, У. Гримс. **Соленосный комплекс Бей-Марчанд — Тембалье-Бей — Кейллу-Айленд, Луизиана.** *Перевод Ю. Г. Такаева* 242

Г. Миллс. **Геологическое строение месторождения нефти и газа Том-О'Коннор, округ Рефьюджио, Техас.** *Перевод Ю. Г. Такаева* 259

Т. Стенли. **Зона разрывных нарушений Виксбург, Техас.** *Перевод Ю. Г. Такаева* 270

Ф. Винигра О., К. Кастильо-Теджеро. **Зона нефтегазонакопления Золотого Пояса, Мексика.** *Перевод И. П. Лаврушко* 278

А. Мартинез. **Месторождения-гиганты Венесуэлы.** *Перевод И. П. Лаврушко* 293

Жоан-Итало-Чиньоне, Джеральдо-де-Андраде. **Геологическое строение бассейна Реконкаво в Бразилии и описание расположенных в его пределах крупнейших нефтяных месторождений.** *Перевод И. П. Лаврушко* 304

С. Халл, Г. Уорман. **Нефтяные месторождения асмарийской группы Ирана.** *Перевод И. П. Лаврушко* 333

Дж. Робертс. **Месторождение нефти Амаль, Ливия.** *Перевод И. П. Лаврушко* 344

Р. Санфорд. **Нефтяное месторождение Сарир, Ливия,— сюрприз пустыни.** *Перевод И. П. Лаврушко* 354

А. Балдуччи, Ж. Поммнер. **Нефтяное месторождение Хасси-Месауд, Алжир.** *Перевод И. П. Лаврушко* 382

Ф. Маглойр. **Газовое месторождение Хасси-Рмель, Алжир.** *Перевод И. П. Лаврушко* 394

Нефтяные и газовые месторождения-гиганты, геологические факторы, способствующие их формированию, классификация бассейнов 405

ЧАСТЬ I

М. Хэлбути, А. Мейерхофф, Р. Кинг, Р. Дотт, Х. Клемме, Т. Шабад. Нефтяные и газовые месторождения-гиганты. *Перевод И. П. Лаврушко* 405

ЧАСТЬ II

М. Хэлбути, Р. Кинг, Х. Клемм, Р. Дотт, А. Мейерхофф. Факторы, обусловившие формирование нефтяных и газовых месторождений-гигантов. Классификация бассейнов. *Перевод И. П. Лаврушко* 410

Предметный указатель 432

2231