А. В. УЛЬЯНОВ Г. А. ХЕЛЬКВИСТ

# ГЕОЛОГИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ГОСТОПТЕХИЗДАТ
1955

А. В. УЛЬЯНОВ и Г. А. ХЕЛЬКВИСТ

553.98

# ГЕОЛОГИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

283

*Допущено Управлением учебных заведений Министерства нефтяной промышленности в качестве учебника для нефтяных техникумов*




ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ
Москва 1955



11—4—2

## АННОТАЦИЯ

В книге описывается геологическое строение основных нефтегазоносных районов, причем особое внимание уделено описанию геологического строения нефтяных и газовых месторождений СССР. Наиболее полно освещены вопросы стратиграфии и литологии разрезов газонефтеносных отложений.

В последнем разделе книги даются краткие сведения по геологии зарубежных нефтяных и газовых месторождений.

Книга предназначена для учащихся нефтяных техникумов, а также может быть использована работниками разведок нефтяных и газовых месторождений.

# ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная геология в развитии нефтяной промышленности играет исключительно важную роль. От правильного понимания геологических особенностей того или иного месторождения зависит успешное его освоение — разведка, разбуривание, установление режима эксплуатации и т. д.

Особенно важное значение для решения этих вопросов имеет знание геологических разрезов, типов структур нефтяных месторождений и типов нефтяных залежей, выявление которых значительно облегчается в результате знакомства с геологическим строением уже разрабатываемых нефтяных месторождений.

Это нашло свое отражение в классическом труде акад. И. М. Губкина «Учение о нефти», опубликованном в 1932 г. и переизданном в 1937 г., где дается описание геологических особенностей ряда нефтяных месторождений Советского Союза и заграницы.

Однако за тот промежуток времени, который отделяет нас от момента выхода в свет этого капитального труда, благодаря исключительно быстрому развитию нефтяной промышленности и нефтяной науки вообще получено много нового материала как по вновь открытым нефтяным месторождениям, так и в отношении ряда теоретических вопросов нефтяной геологии. Эти данные очень мало освещены в нашей литературе и в основном представлены в виде разрозненных статей в различных журналах и изданиях.

Кроме того, в связи с развернувшейся в последнее время в печати дискуссией по основным теоретическим проблемам нефтяной геологии — по вопросам происхождения нефти и формирования нефтяных месторождений — популярное рассмотрение этих данных является настоятельно необходимым.

В настоящей книге излагаются современные представления по основным теоретическим вопросам нефтяной геологии и

дается краткое описание месторождений нефти Советского Союза и зарубежных стран.

По старым, хорошо изученным нефтеносным площадям дается более подробная характеристика. Приведены также данные по геологии ряда районов Советского Союза, которые признаны перспективными в отношении открытия месторождений нефти и газа.

Глава I

# КРАТКИЙ ИСТОРИЧЕСКИЙ ОБЗОР РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР И РОЛЬ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Достаточно точную дату зарождения в России нефтяной промышленности установить не представляется возможным. Однако известно, что уже в 1745 г. русский купец Федор Прядунов построил в печерских лесах на Ухте первый в мире завод, перерабатывающий нефть на осветительное масло, а в 1823 г. на Кавказе братьями Дубиниными был построен завод для получения фотогена (керосина).

Бурение на нефть впервые было начато в России на Апшеронском полуострове, где техником Семеновым в 1848 г. была пробурена первая скважина с целью добычи нефти. Механическое бурение на нефть было начато на Кубани в 1864 г.

Более или менее систематическая добыча нефти начинается в России в 1813 г. на Апшеронском полуострове, когда согласно трактату, заключенному с Персией в Гюлистане, Бакинское, Кубинское и Дербентское ханства окончательно присоединяются к России.

За период с 1821 по 1871 г. в России было добыто 361,2 тыс. *т* нефти, из которых на Бакинский район приходилось 317 тыс. *т*, на Грозный — 7,6 тыс. *т* и на Кубань 36,4 тыс. *т*.

В 1873 г. годовая добыча нефти в России составляла 68,3 тыс. *т*, а в 1901 г. уже 11 900 тыс. *т*, что позволило ей занять первое место по добыче нефти в мире.

Однако в последующие годы Россия утратила первое место, так как иностранный капитал, владевший большей частью добычи нефти, хищнически эксплуатировал богатейшие кавказские нефтяные месторождения и не уделял должного внимания поискам и разведке новых залежей нефти. Добыча нефти начала снижаться и в 1913 г. в России было добыто всего 9234 тыс. *т* нефти.

В дореволюционной России добыча нефти в основном была сосредоточена на Кавказе — преимущественно около Баку и ча-

стично в Грозненском районе. В небольших количествах нефть добывалась также в Эмбенском районе, на о. Челекене, в Ферганской долине и в Майкопском районе.

К моменту национализации нефтяная промышленность в результате гражданской войны и иностранной военной интервенции пришла в полный упадок и в 1920/21 г. было добыто нефти всего лишь 3780,8 тыс. *т*. В 1926/27 г. довоенный уровень был превышен и вся добыча нефти в СССР составила 10,2 млн. *т*.

За годы первых двух пятилеток в нефтяной промышленности была проведена коренная реконструкция в технике бурения, добыче и переработке нефти. Одновременно с этим широкое развитие получили геолого-разведочные работы по выявлению более глубоко залегающих нефтяных горизонтов на разрабатываемых площадях и поискам новых нефтяных месторождений в других районах страны. Возглавлял разведочные работы выдающийся советский ученый И. М. Губкин.

Результатом этих работ явилось открытие ряда богатейших месторождений не только на Кавказе, но и на обширной территории между Волгой и Уралом.

Выполняя постановления XVIII съезда ВКП(б), нефтяники создали к началу Великой Отечественной войны на востоке Европейской части страны вторую мощную нефтяную базу Советского Союза, получившую название «Второе Баку».

В военные 1941—1945 годы нефтяной промышленности был нанесен огромный ущерб. Богатейшие нефтяные промыслы в Краснодарском крае и Северной Осетии были полностью, а в Грозненской области частично выведены из строя. В эти годы большое внимание было уделено развитию нефтяной промышленности в районах Второго Баку. Результатом разведочных работ явилось открытие ряда новых нефтяных и газовых месторождений, из которых особенно важное значение имело открытие богатейших залежей нефти в девонских отложениях. Это позволило успешно решить задачу снабжения фронта и тыла нефтепродуктами, а в дальнейшем выполнить задания послевоенных пятилетних планов.

В 1953 г. было добыто 52 млн. *т* нефти, что на 70% превышает добычу предвоенного 1940 г.

В дореволюционной России большую часть нефтяного газа, получаемого вместе с нефтью, выпускали в атмосферу.

В годы советской власти наряду с упорядочением газового хозяйства нефтепромыслов начались также работы по разведке и эксплуатации чисто газовых месторождений.

Резкий подъем газовая промышленность получила в годы Отечественной войны в результате открытия богатых газовых месторождений в Саратовской области.

В послевоенный период дальнейшее развитие добычи газа в стране было обеспечено открытием ряда крупнейших чисто газовых месторождений на Украине, Нижнем Поволжье, Куйбышевской области и на Северном Кавказе.

Рост мировой добычи нефти в капиталистических странах с 1880 по 1953 г. характеризуется следующими данными (в тыс. *т*):

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1880 г. | 3 442 | 1944 г. | 315 000 |
| 1890 г. | 6 254 | 1946 г. | 351 560 |
| 1900 г. | 9 496 | 1948 г. | 435 925 |
| 1910 г. | 34 543 | 1950 г. | 479 910 |
| 1920 г. | 98 130 | 1951 г. | 544 536 |
| 1929 г. | 191 401 | 1952 г. | 567 500 |
| 1940 г. | 262 120 | 1953 г. | 598 500 |
| 1942 г. | 254 070 | | |

Однако крупные запасы нефти имеются лишь в относительно небольшом количестве стран. Поэтому, несмотря на то, что мировая добыча нефти за период с 1940 по 1953 г. увеличилась более чем в два раза, на мировом рынке все же ощущается недостаток нефтепродуктов.

В настоящее время в руках американских и английских монополий находится около 95% всех разведанных запасов капиталистических стран.

Если XIX столетие было веком угля, то XX век смело можно назвать веком нефти. В 1900 г. нефть в мировом энергетическом балансе составляла только 3,7%, а в 1947 г. уже 24%. Если в 1914 г. только 4% всех судов мирового торгового флота работало на нефти, то в 1947 г. это количество увеличилось до 80%; количество автомобилей только со времени окончания первой мировой войны увеличилось с 10 до 45 млн.

В результате использования нефти для изготовления синтетического каучука и взрывчатых веществ ее значение еще более возросло.

Хотя нефть, природный газ и тесно связанные с ними асфальты и твердые парафиновые соединения были известны с незапамятных времен, научное изучение условий их залегания и происхождения началось сравнительно недавно. Рассмотрение этих вопросов входит в состав специальной науки — нефтяной геологии, которая, изучая условия залегания нефти и газа в земной коре, опирается на общие геологические законы.

Однако, если геология, или, как показывает само название, наука о земле (от греческих слов «гео» — земля и «логос» — наука), насчитывает уже сотни лет своего самостоятельного существования, то нефтяная геология является сравнительно молодой отраслью этой науки и создана у нас уже в советское время крупнейшим исследователем в этой области академиком И. М. Губкиным, который является не только отцом русской геологии нефти, но и создателем целой школы советских геологов-нефтяников.

Вполне естественно, что рост геологии нефти, характеризующейся специфическими, только ей свойственными чертами, следовал непосредственно за развитием нефтяной и газовой промышленности.

Первые нефтяные скважины были заложены без участия геологов. Их обычно располагали вблизи выходов нефти на поверхности, и получаемые крупные нефтяные фонтаны из мелких буровых скважин не требовали изучения условий залегания нефти и газа.

Быстрое увеличение спроса на нефть способствовало постановке специальных изысканий с целью выявления факторов, обусловливающих на тех или иных участках скопление промышленных количеств нефти или газа. Причем вначале в качестве указания на такие участки нередко служил даже рельеф местности, сходный с тем, который был свойственен тому участку, где уже была получена промышленная нефть. Так, путем непосредственных наблюдений сначала над поверхностью участков, а затем в результате изучения их глубинного строения была установлена еще во второй половине XIX века приуроченность нефтяных залежей к сводам антиклинальных складок, в которых газ, нефть и вода размещались соответственно их удельным весам. Эта закономерность получила название антиклинальной или гравитационной теории образования нефтяных месторождений.

Являясь одной из отраслей естествознания советская нефтяная геология успешно развивается как научная дисциплина.

В СССР в любой отрасли науки и в том числе в нефтяной геологии исследовательская мысль встречает самую широкую поддержку Правительства и общественности. Именно благодаря этому обстоятельству советская нефтяная геология стоит на много ступеней выше этой науки в зарубежных странах и именно по этой причине советская нефтяная промышленность из года в год перевыполняет планы по добыче нефти и по приращению нефтеносных и газоносных площадей.

Глава II

# ОСНОВЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Нефть по своему составу является сложным минеральным веществом, состоящим из смеси газообразных, жидких и твердых углеводородов. По внешнему виду это маслянистая жидкость с характерным запахом, обычно темнокоричневого цвета с зеленоватым оттенком; в природе встречаются нефти и другой, более светлой окраски — светлокоричневые, красноватые, зеленые и даже бесцветные, так называемые «природные бензины».

Как правило, нефть обладает более легким, чем вода, удельным весом, изменяющимся в пределах от 0,75 до 0,940. Однако встречаются нефти удельного веса 1,0 и более и нефти, обладающие удельным весом менее 0,75. Нефти более легкие характеризуются и более светлой окраской. Нефти с удельным весом менее 0,9 относятся к легким, а с удельным весом более 0,9— к тяжелым нефтям.

Химический состав нефти определяется содержанием углерода (от 84 до 87%) и водорода (от 12 до 14%). На долю этих двух элементов приходится от 97 до 99% всего состава нефти. Содержание других элементов — серы, кислорода, азота — составляет 1—2% и лишь в виде исключения достигает 3—5%, преимущественно за счет серы, содержание же азота и кислорода редко превышает 1—1,5%.

Азот присутствует в нефтях в виде азотосодержащих органических соединений; кислород — главным образом в виде нафтеновых кислот, а сера — в виде органических соединений и, частично, в свободном состоянии.

Углерод и водород являются главными составными частями нефти и присутствуют в ней в виде различных углеводородов, среди которых различают парафиновые ($C_nH_{2n+2}$), нафтеновые ($C_nH_{2n}$) и ароматические ($C_nH_{2n-6}$) углеводороды.

В зависимости от преобладания в составе нефти тех или иных углеводородов различают нефти парафиновые, нафтеновые и ароматические, а также нефти промежуточных типов (метанонафтеновые и др.).

По содержанию парафина нефти подразделяются на беспарафиновые (содержание парафина до 1%), слабопарафинистые (1—2% парафина) и парафинистые (более 2% парафина).

По содержанию серы различают малосернистые нефти с содержанием серы менее 0,5% и высокосернистые с содержанием серы более 0,5%. Кроме того, по содержанию смол и асфальтенов выделяют малосмолистые (с содержанием смол менее 8%), смолистые (от 8 до 28% смол) и сильно смолистые (более 28% смол) нефти.

Основными физическими свойствами нефти, имеющими большое значение при проектировании нефтепроводов, аппаратуры для переработки, транспортировки, хранения нефти и т. д., являются ее вязкость, поверхностное натяжение, тепловые свойства, растворимость и пр.

Теплотворность нефтей, т. е. количество теплоты, выделяемое нефтями при сгорании 1 кг нефти, весьма высока и колеблется в пределах от 10300 до 10800 калорий. Чем меньше удельный вес нефти, тем выше ее теплотворность.

Нефть практически можно считать нерастворимой в воде, но она и ее продукты хорошо растворяются в бензоле, хлороформе, четыреххлористом углероде, сероуглероде, эфире и др.

На этом свойстве нефти основано определение нефтенасыщенности породы путем бензольных вытяжек; на свойстве нефтей как непроводников-изоляторов основан метод электрического кароттажа, применяемый с целью определения местоположения в разрезе нефтяных горизонтов.

Характерной особенностью нефти является также ее оптическая активность, выражающаяся в способности вращать плоскость поляризации света. Это свойство нефти нередко приводят в качестве доказательства ее органического происхождения.

Газ отличается от нефти в основном своей большей подвижностью и способностью к проникновению, благодаря которым он может накапливаться в таких породах, которые по своей незначительной проницаемости не могут служить вместилищем для промышленных скоплений нефти.

Газ, выделяющийся в природных условиях из недр земли, называется природным или естественным газом.

В зависимости от газообразующих процессов газы могут быть подразделены на четыре основные группы:

газы биохимического происхождения, образующиеся в результате жизнедеятельности организмов из органических веществ и минеральных солей;

газы воздушного происхождения, образующиеся в результате проникновения в литосферу атмосферного воздуха;

газы химического происхождения, образующиеся в результате химических процессов;

газы радиоактивного происхождения, образующиеся в результате радиоактивного распада различных веществ.

В природных условиях нефть всегда содержит в растворенном состоянии газ; в тех случаях, когда количество газа превышает его растворимость в нефти, избыток газа образует над

нефтью свободные скопления, известные под названием газовой шапки.

Газы нефтяных и газовых месторождений — это в основном газы горючие, главной составной частью которых является метан, обозначаемый формулой $CH_4$. В виде примеси к нему обычно встречаются азот, углекислый газ, редкие газы (аргон, криптон, ксенон и гелий) и тяжелые углеводороды. Присутствие последних в составе газа в значительном количестве указывает на связь газа с нефтяной залежью.

Свойства газа обычно определяются его составными частями. Газ, содержащий в своем составе значительное количество тяжелых углеводородов (более 100 *г* газолина на 1 $м^3$), называется жирным, в противном случае он называется сухим.

Одним из важнейших свойств горючих газов является их теплотворная способность, выражающаяся количеством тепла в калориях, которое выделяется при сгорании 1 $м^3$ газа. В зависимости от примеси к газу тяжелых углеводородов теплотворная способность его значительно колеблется, для большинства природных газов в пределах 8—12 тыс. калорий. Максимальной теплотворной способностью обладают углеводородные жирные газы.

Углеводородные газы хорошо растворяются в нефти и, растворяясь, уменьшают ее вязкость и поверхностное натяжение и увеличивают ее подвижность.

Количество газа в кубических метрах, приходящееся на тонну добываемой нефти, называется газовым фактором. Если газовый фактор слишком высок, порядка тысячи и более кубометров, это указывает на поступление газа из газовой шапки, что является нежелательным, так как приводит к снижению пластового давления, энергия которого двигает нефть к забою.

Газ и нефть находятся в недрах земли под давлением, величина которого зависит от глубины залегания. В большинстве случаев величина давления примерно соответствует весу столба воды, высота которого равна глубине залегания залежи.

Благодаря своим физическим свойствам газ находит широкое применение в быту и промышленности. Он применяется в качестве источника тепловой энергии в промышленных предприятиях, как топливо в быту, для получения бензина, сажи и в качестве энергии при эксплуатации нефтяных скважин (в газомоторах и путем закачки в нефтеносный пласт).

Наиболее сложным вопросом в науке о нефти является вопрос о ее происхождении.

Начиная со времени великого русского ученого Михаила Васильевича Ломоносова, мысль многих поколений ученых работала над этой проблемой.

Вопрос о том, из какого материала и в результате каких процессов образовалась нефть, имеет не только теоретический, но и большой практический интерес, так как знание, из чего и

каким образом образовалось то или иное полезное ископаемое, в значительной степени облегчает его поиски и разведку.

В этом отношении нефть по сравнению с другими ископаемыми находится в худшем положении, так как вопрос этот остается для нее далеко неразрешенным.

Существуют различные гипотезы происхождения нефти, среди которых выделяются две группы: гипотезы неорганического и органического происхождения нефти.

Гипотезы неорганического происхождения нефти исходят из образования нефти из неорганических веществ в результате чисто химических реакций. Такова, например, «карбидная теория», предложенная в 1877 г. знаменитым русским ученым Д. И. Менделеевым.

К неорганическим гипотезам образования нефти относятся также вулканическая и космическая гипотезы, из которых первая связывает образование нефти с газами, выделяющимися при вулканических извержениях, а вторая с углеводородами, существовавшими на земле в первые стадии ее образования, а также гипотеза, предложенная в последние годы (1951 г.) проф. Н. А. Кудрявцевым, связывающая образование нефти с основными изверженными породами.

В свете современных данных образование нефтеподобных продуктов неорганическим путем не исключается, однако, исходя из анализа природной геологической обстановки, можно считать, что все известные промышленные скопления нефти не могли образоваться неорганическим путем. Поэтому в настоящее время наибольшим распространением пользуются гипотезы органического происхождения нефти, которые в качестве исходного для нефти материала принимают животные и растительные организмы.

Таким исходным для нефти органическим материалом указывались жиры морских животных, остатки наземной растительности, морская трава и водоросли, горючие сланцы, угли и многие другие органогенные вещества.

Еще в сравнительно недалеком прошлом считалось возможным вести споры о том, из каких же органических веществ образовалась нефть: только ли из животных или только из растительных организмов и если из последних, то из какой — наземной или морской — растительности и т. п. Так возникли гипотезы животного, растительного и, наконец, смешанного растительно-животного происхождения.

В свете современных воззрений наиболее приемлемой является гипотеза смешанного растительно-животного происхождения, хотя бы исходя из тех данных, что нигде в природных условиях мы не имеем строгой изоляции растительных организмов от животных и что в любой природной обстановке они могут жить и развиваться только в тесном контакте друг с другом.

Вопрос о том, какие же животные и растительные организмы — наземные или морские — послужили исходным мате-

риалом для нефти, решается в пользу последних. Доказательством справедливости этих соображений является тот факт, что подавляющее большинство нефтяных месторождений (свыше 90%) связано с морскими осадочными образованиями, и, кроме того, продуктивность моря значительно выше, чем продуктивность суши.

Согласно имеющимся данным, количество органической массы (биомассы) для различных морских водоемов колеблется (по С. А. Зернову) от 198,8 до 10425 *кг/га*. По данным этого исследователя, только свободноплавающие растения (фитопланктон) верхнего 100-метрового слоя мирового океана дают ежегодно 60 млрд. тонн органического углерода. Следовательно, не может быть и речи о недостатке в морских бассейнах органического материала. Особенно много органического вещества заключается в осадках внутренних морей, например, Черного и Балтийского, где, по данным А. Д. Архангельского и Н. М. Страхова (1936 г.), осадки даже на глубинах от 1000 до 2000 *м* содержат до 5% органического вещества.

По мнению некоторых исследователей, такого количества органического вещества при мощности вмещающих нефть пород в десятки метров на площади в несколько квадратных километров вполне достаточно для того, чтобы образовать промышленные залежи нефти.

Наиболее благоприятными участками для накопления исходного для нефти органического материала служат лиманы, лагуны, эстуарии, расположенные вдоль морских берегов, где в больших количествах скопляется органический материал как за счет приносимого течениями, так и за счет произрастающего на месте и, главным образом, состоящего из водорослей, мелких животных, планктона и других организмов. Весь этот материал накапливается на дне бассейнов вместе с минеральными частицами.

Исследованиями современных осадков установлено, что наибольшим количеством органического вещества обогащены мелкообломочные глинистые породы.

В качестве наиболее типичного представителя таких осадков служит так называемый сапропель («сапрос» по-гречески гнилой, «пелос» — глина, грязь), состоящий в среднем из 55,8% углерода (С), 7,0% водорода (Н) и 37,2% кислорода, серы и азота.

Сапропели могут образоваться как в пресной, так и в соленой воде, однако с точки зрения нефтеобразования представляет интерес сапропель, образующийся в морских условиях, т. е. в соленой воде, так как морская среда, как это признают большинство исследователей, имеет важное значение для превращения органического вещества в нефть.

Органическое вещество прежде чем преобразоваться в нефть должно подвергаться разложению, которое происходит химическим (под действием кислорода, водорода, воды и т. д.) и био-

химическим (в результате жизнедеятельности организмов) путями.

Процесс разложения растительного или животного организма может происходить в аэробных (при доступе кислорода воздуха) и в анаэробных (при отсутствии доступа воздуха) условиях. Как правило, разложение в аэробных условиях ведет к полному распаду организма и превращению его в газообразные и растворимые в воде соединения.

При недостатке кислорода воздуха или его отсутствии процесс разложения органических остатков замедляется и происходит в основном за счет действия анаэробных микроорганизмов.

В зависимости от условий отложения органического вещества и дальнейшей его истории происходит или образование различных видов углей или битумов нефтяного ряда, а также переходных между ними типов.

В случае, когда растительные остатки отлагаются значительными компактными массами, их разложение происходит в условиях затрудненного доступа кислорода и ведет к образованию торфа, а затем бурых углей, с течением времени превращающихся в каменный уголь.

В том случае, если органические соединения, являющиеся продуктами распада живого вещества (растительного или животного), захороняются в морском водоеме среди приносимых водой с суши минеральных веществ, образующих впоследствии пески, глины и другие породы, содержащееся в них органическое вещество превращается под действием биохимических факторов, тепла и давления в углеводородные газы и нефть.

Благодаря своей подвижности газ и нефть не остаются на том месте, где произошло их образование. Под влиянием давления вышележащих пород и складкообразовательных сил нефть и газ начинают передвигаться или, как говорят, мигрировать из менее пористых пород в более пористые и по ним в наиболее приподнятые их участки.

Так образуются промышленные скопления нефти и газа. Газ, обладая более легким удельным весом, чем нефть, располагается в повышенных участках пласта, нередко образуя над нефтяной залежью свободные скопления, известные под названием «газовая шапка» (фиг. 1).

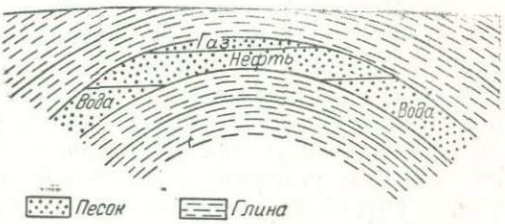
На этой особенности нефти, газа и воды разделяться по их удельным весам основана антиклинальная, или гравитационная, теория, являющаяся одним из основных положений нефтяной геологии, согласно которому наиболее благоприятными структурными формами нефтяных месторождений являются антиклинальные складки.

Представления К. П. Калицкого и его учеников об отсутствии миграции нефти и отрицание роли тектонического фактора в образовании нефтяных месторождений являются в корне неправильными.

Однако антиклинальными складками не ограничиваются типы структур, благоприятных для месторождений нефти и газа. К таким структурам следует относить не только своды антиклинальных складок, но и части их, а также все наиболее приподнятые участки пластов, состоящих из пористых пород, которые могут вмещать нефтяные залежи в том случае, если они обладают условиями, способствующими миграции и образованию скоплений нефти или газа.

Такими условиями могут служить различные изгибы пластов, переход вмещающих нефть и газ пористых пород вверх по восстанию в непроницаемые породы, наличие дизъюнктивного нарушения, препятствующего дальнейшему продвижению нефти и газа по пласту в результате смещения пород.

Таким образом, нефтяные и газовые залежи могут образоваться не только в антиклинальных структурах, но и при однообразном наклоне пород (в условиях моноклинального залегания), при террасовидных изгибах пластов, а также на значительном удалении от сводов антиклинальных поднятий, т. е. на участках, которые можно относить уже к синклиналям.




Фиг. 1. Распределение газа, нефти и воды на антиклинальных структурах.

В изучении геологического строения залежей нефти огромное значение имели работы И. М. Губкина в Майкопском районе (1909—1911 гг.), создавшие новый этап в развитии геологической науки о нефти. В этом районе И. М. Губкин, на основе детального изучения геологических разрезов скважин, впервые в мире выявил существование своеобразной залежи нефти, названной им «рукавообразной». Им было доказано, что помимо залежей, приуроченных к сводам антиклиналей, в природе также существуют залежи, форма и положение которых на структуре зависят от характера изменчивости литологического состава продуктивных пластов. И. М. Губкин в своей монографии «Учение о нефти» пишет: «Следовательно, литологические свойства пород, принимающих участие в строении нефтяных месторождений, играют наряду с тектоникой огромную роль при формировании нефтяных месторождений. Тектоника создает пути и направления для мигрирующей нефти, создает формы, пригодные для скопления нефти, а литология создает самые резервуары, которые собирают в себя и хранят в себе нефть, образуя ее залежи». Последующими работами геологов треста Майнефть в Краснодарском крае были дополнительно выявлены еще два новых типа залежей, характеризующихся резкой изменчивостью литологического состава продуктивных пластов, названных ими «заливообразными» и «лентообразными» залежами.

В районах Второго Баку были открыты нефтяные месторождения, связанные с рифогенными известняками, форма залежей которых также была обусловлена литологическими особенностями продуктивных отложений.

*Нефтяные залежи*, характеризующиеся резкой изменчивостью литологического состава нефтесодержащих пластов, объединяются в одну общую группу под наименованием «литологически ограниченных» или «зональных». Форма таких залежей обусловлена не только тектоническим строением продуктивных пластов, но также и характером изменчивости их литологического состава.

В Азербайджане при поисках и разведке новых нефтяных залежей на Апшеронском полуострове в разрезе продуктивной толщи было установлено наличие выклинивающихся по восстанию нефтяных горизонтов, получивших наименование «запечатанных пластов». В данном случае появление новых нефтяных горизонтов на крыльевых и периклинальных участках, далеко расположенных от сводовых частей антиклинальных поднятий, было связано с увеличением мощности продуктивной толщи, залегающей с угловым несогласием на породах понтического яруса. Подобные нефтяные залежи образуются как в условиях формирования антиклинальных поднятий одновременно с процессом осадкообразования нефтесодержащих отложений (Апшеронский полуостров), так и в результате наличия явлений диапиризма (Эмбенские солянокупольные месторождения).

Таким образом, в результате геологических исследований советских геологов в нефтеносных районах Кавказа и Второго Баку было установлено, что помимо залежей, приуроченных к сводам антиклинальных поднятий, большое распространение имеют также залежи, формы и положение которых на структуре связаны с изменением литологической характеристики нефтеносных пластов и с наличием в разрезе пластов, выклинивающихся по восстанию.

Многообразие природных условий нахождения залежей нефти и газа представляет немалые затруднения при их поисках и разведке, так как методика размещения разведочных скважин обусловлена тектоническими и литологическими особенностями продуктивных пластов. Большое значение при этом должна иметь классификация, которая объединяет в каждой группе залежи, требующие единой методики их поисков и разведки.

Существует значительное количество классификаций залежей нефти и газа, в основу которых положены различные признаки, как то: тектоническое строение, форма залежи, характер контура нефтеносности и газоносности, литологический состав пластов-коллекторов, режим залежи. Обычно эти классификации отличаются большой дробностью типов залежей.

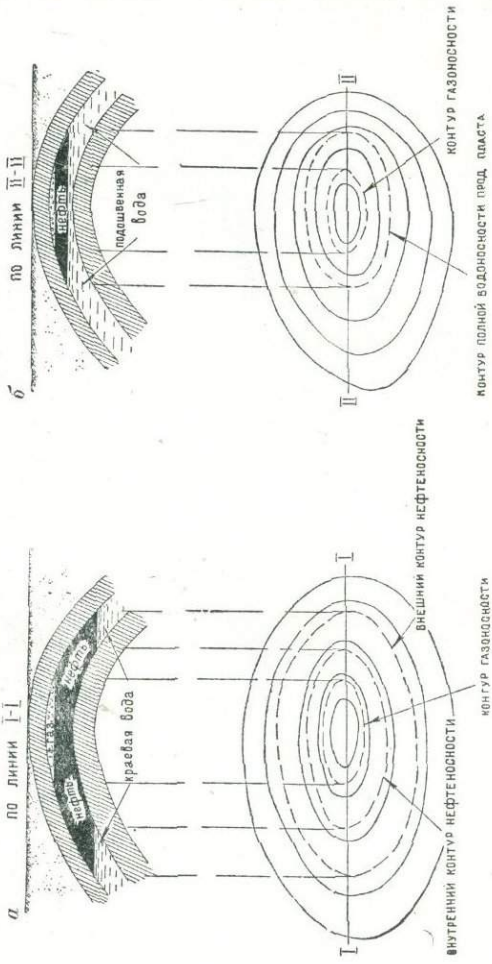
В соответствии с изложенными выше специфическими геологическими особенностями все нефтяные и газовые залежи могут быть подразделены на три группы.

I группа — сводовые залежи, обладающие в пределах антиклинальных поднятий выдержанной характеристикой литологического состава продуктивных пластов (фиг. 2);

II группа — литологически ограниченные (зональные залежи, фиг. 3);

III группа — залежи, связанные с угловыми несогласиями (стратиграфические, фиг. 4).

Залежи первой группы приурочены к сводам антиклинальных поднятий, поэтому они получили наименование сводовых; по падению пластов они со всех сторон ограничены водонефтяным контактом.




Фиг. 2. Сводовый тип залежи.

Контуры нефтеносности залежей второй группы ограничены помимо водонефтяного контакта также и переходом пласта-коллектора в нефтепроницаемую породу. Важнейшей задачей при изучении залежей этой группы является выявление закономерностей в характере изменчивости литологического состава продуктивных пластов.

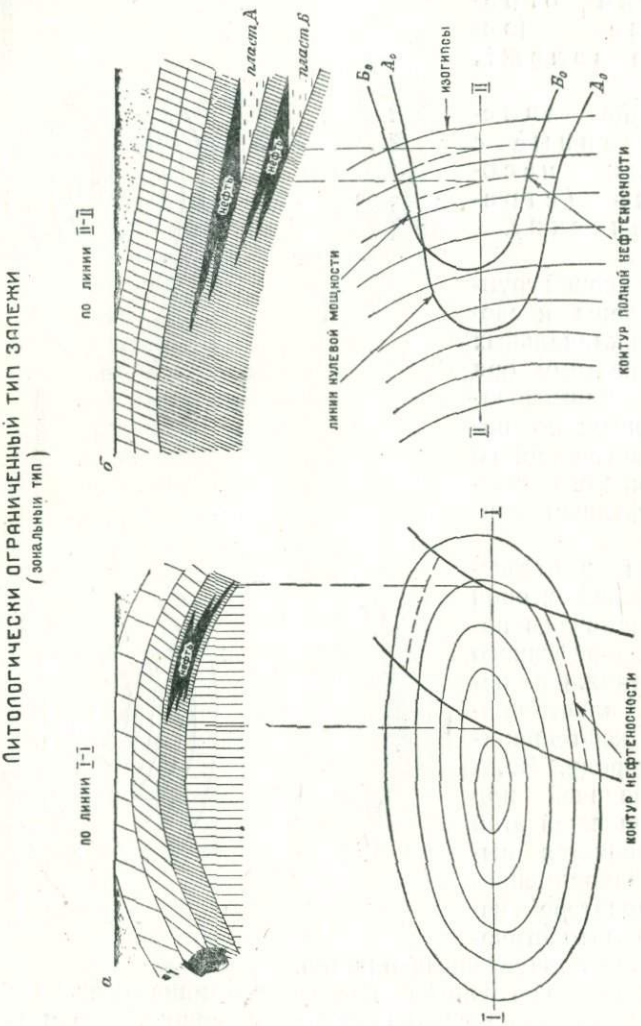
Залежи третьей группы полностью выклиниваются по восстанию пластов, а по падению ограничены водонефтяным контактом.

В результате крупных дизъюнктивных нарушений строение нефтяной залежи может быть значительно осложнено. Академик И. М. Губкин указывал, что параллельно с продолжающимися тектоническими процессами, осложняющими структурные формы, продолжается также и формирование нефтяных залежей, которые все время приспосабливаются к новым структурным формам. Для залежей, ограниченных по восстанию пластов поверх-

283

ностями нарушений, И. М. Губкин применял термин «козырьковая залежь».

В США нефтяные залежи, характеризующиеся резкой изменчивостью литологического состава продуктивных пластов, были

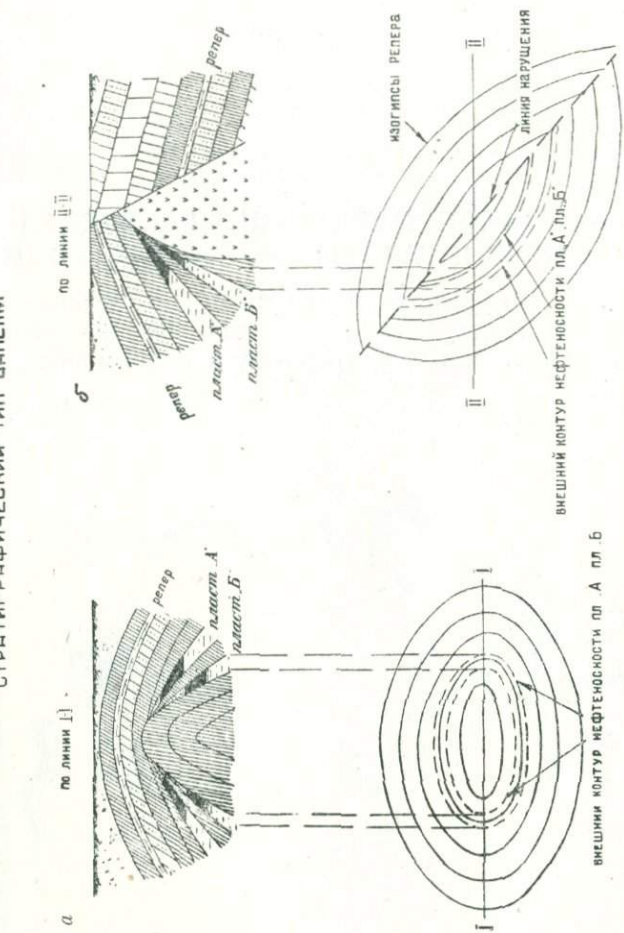



Фиг. 3. Литологически ограниченный тип залежи (зональный тип).
*а* — лентообразная залежь; *б* — заливообразная залежь

открыты лишь в 1923 г. и вначале получили название «башмачных шнурков», но в последующем, после открытия нефтяных залежей, связанных с выклиниванием пластов в результате несогласий в условиях залегания, все залежи, не приуроченные к сводам антиклиналей, стали именоваться, по предложению американского геолога Ливорсена, «стратиграфическими» залежами (1936 г.). У нас в Советском Союзе термин стратиграфические залежи применяется только к залежам третьей группы,

связанным с угловыми несогласиями в залегании нефтегазоносных отложений.

Существует также подразделение залежей нефти на первичные, в которых нефть находится в тех свитах, в которых



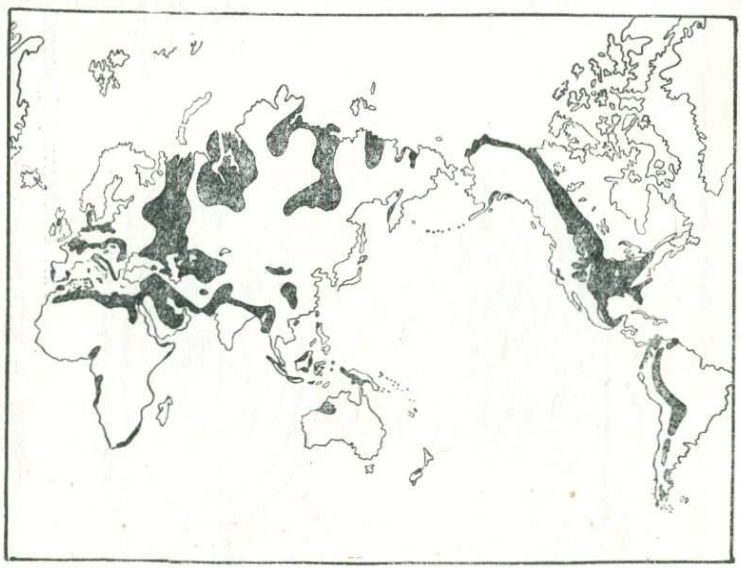

Фиг. 4. Стратиграфический тип залежи.
*а* — диапировая структура (глинистое протыкающее ядро); *б* — соляно-купольная структура.

она возникла из органического материала, погребенного вместе с осадками, и на вторичные, в которых нефть появилась после своего образования в других свитах, откуда она пришла путем сложной миграции.

Глава III

## ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ В РАСПРЕДЕЛЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефть является региональным полезным ископаемым, поэтому нефтяные месторождения довольно широко распространены как в западном, так и в восточном полушариях (фиг. 5).



Фиг. 5. Нефтегазоносные территории земного шара (по Джестеру).

В распределении нефтяных и газовых залежей на поверхности земного шара существуют определенные закономерности, на которые впервые обратил внимание знаменитый русский химик Д. И. Менделеев, который в своих «Основах химии» пишет:

«Параллелизм местонахождений нефти с горными кряжами остается совершенно непонятным. Пораженный этим самым параллелизмом в Пенсильвании, и видя, что нефтяные источники

Кавказа окружают весь хребет Кавказа (Баку, Грузия, Кубань, Тамань, Грозное, Дагестан), я и составил после поездки в Америку излагаемую далее гипотезу минерального происхождения нефти».

Дальше Д. И. Менделеев излагает свою гипотезу происхождения нефти, которая, будучи им выдвинута в 1877 г., объясняет образование нефти в результате взаимодействия поверхностных вод с карбидами металлов, находящихся в недрах земли, почему эта гипотеза и получила название карбидной. Однако акад. И. М. Губкин доказал несостоятельность этой гипотезы для объяснения происхождения тех промышленных количеств нефти, которые являются в настоящее время объектом эксплуатации, не говоря уже о том, что присутствие карбидов в недрах земли вызывает большое сомнение.

Акад. И. М. Губкин объясняет причину указанной выше *закономерности распределения нефтяных месторождений* тем, что «... в краевых зонах горных хребтов и в геосинклиналях во все геологические эпохи создавались условия, благоприятные для скопления органического материала в породах, который и послужил исходным материалом для образования нефти. Здесь именно возникали бассейны типа лагун, лиманов, эстуарий и т. д., в которых развивался растительный и животный планктон, который, смешиваясь с неорганическим материалом, послужил началом образования пород органического характера или каустобиолитов...» (1932 г., стр. 213).

Тот факт, что указанная зависимость нефтяных месторождений от окраинных зон современных горных хребтов или, что то же самое, от окраинных зон предгорных и межгорных депрессий, остается справедливой для большинства стратиграфических комплексов, дает основание рассматривать указанные горные хребты как области размыва (суши), которые формировались чрезвычайно медленно, оставаясь такими в течение ряда геологических эпох.

Вполне понятно, что наиболее ясно эта зависимость между горными хребтами и нефтяными месторождениями устанавливается на примере осадков наиболее близкого к нашей эпохе третичного периода, поскольку характерные геоморфологические особенности этого периода, несомненно, в большей степени были унаследованы нашей современной эпохой.

Можно считать не подлежащим сомнению, что все современные крупные нефтеносные районы расположены в областях древних мелководных морей, в ныне заполненных наносами морских заливах и во внутренних морях.

Так, нефтяные залежи Краснодарского края, Грозненской области, Дагестана и Азербайджана образовались в шельфовой зоне морей, омывающих территорию суши Большого Кавказа, являющегося крупным островом в третичный период.

Западноукраинские и румынские месторождения образовались на месте третичного моря, омывавшего нынешнее подножье

Карпатских гор, нефтяные залежи Ирана и Ирака возникли на месте Персидского залива, который ранее занимал значительно более широкую площадь, чем теперь, и распространялся далеко на север.

Нефтяные месторождения, располагающиеся вдоль побережий Мексиканского залива и Карибского моря, образовались в пределах этих морей, когда они занимали значительно более обширные территории. Крупнейшие нефтяные скопления Калифорнийской долины образовались на месте некогда находившегося там морского залива и даже нефтеносные районы внутренних частей Соединенных Штатов Америки, связанные с наиболее древними осадочными отложениями, образовались на месте некогда существовавших здесь внутренних морей.

Указанная зависимость между распределением нефтяных месторождений в земной коре и расположением ископаемых морских бассейнов, несомненно, говорит о наличии между ними не только видимой, но и более глубокой связи.

Акад. И. М. Губкин, говоря об угленосной свите района Самарской Луки и Подмосковного бассейна, указывал, что в Подмосковном бассейне она образовалась в условиях континентального режима в пресноводных бассейнах, а в Самарской Луке эта свита формировалась в прибрежных частях открытого моря, в соленой или солоноватой среде. «Первая свита дала угли, а вторая — нефть, т. е. угленосная фация наземных отложений в сторону открытого моря перешла в нефтяную» (1940 г., стр. 59).

Еще далее в сторону открытого моря условия вновь становятся неблагоприятными для образования пород, в которых могла бы образоваться нефть, или как их называют нефтематеринских.

Подобной точки зрения придерживаются большинство исследователей. Изучение местоположений нефтяных месторождений дает основание говорить, что они располагаются в зонах, как правило, вытянутых в направлениях, параллельных берегам ископаемых бассейнов. Особенно отчетливо это положение устанавливается в так называемых геосинклинальных областях, характеризующихся подвижностью в течение своей геологической истории и мощным накоплением осадочных образований. В областях платформ, менее подвижных и характеризующихся меньшей мощностью осадков, такая зональность выражена менее отчетливо.

Газовые месторождения обычно встречаются вместе с нефтяными. Однако в природе встречаются и чисто газовые месторождения, как будто бы не имеющие видимой связи с нефтью. Тем не менее, это обстоятельство еще не дает оснований отрицать между теми и другими косвенную связь, на что указывает тот факт, что газовые месторождения в своем распределении следуют закономерностям, установленным для нефтяных месторождений, хотя по сравнению с последними чисто газовые ме-

сторождения располагаются на участках, более отдаленных от береговых линий соответствующих ископаемых бассейнов.

В таком положении, например, находится Мелитопольская газоносная площадь по отношению к Керченскому полуострову, Ставропольский газоносный район — по отношению к Кубанскому нефтеносному району, Притеречные газовые месторождения (Червленная и др.) — по отношению к Грозненскому району и т. д.

В аналогичных соотношениях находятся зоны газовых и нефтяных месторождений в Аппалачском нефтеносном районе США, располагающемся параллельно простиранию Аллеган, и т. д.

Глава IV

## РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СИСТЕМАМ

Нефтяные и газовые месторождения установлены в настоящее время во всех отложениях, начиная с наиболее древних докембрийских и кончая верхним плиоценом (верхи третичной системы).

Относительные размеры добычи нефти по отдельным стратиграфическим комплексам распределяются следующим образом (на 1/I 1947 г., по В. А. Успенскому и О. А. Радченко) в %:

| | | |
|---|---|---|
| Третичные | 53 | (плиоцен — 20<br>миоцен — 21<br>олигоцен — 7<br>эоцен — 5) |
| Меловой | 16 | |
| Юрский | 1 | |
| Триасовый | 0,05 | |
| Пермский | 5 | |
| Каменноугольный | 15 | |
| Девонский | 3 | |
| Силурийский | 6 | |
| Кембрийский | 1 | |
| Докембрийский | 0,004 | |

Из этих данных очевидно, что количество нефти, добытой из третичных отложений, явно превышает суммарную добычу из других систем вместе взятую. Наименьшая добыча получена из отложений триаса. Что касается газа, то наибольшее количество мировой добычи приходится на девон. Третичная система дает относительно мало газа.

Распространение нефтегазопроявлений на земном шаре иллюстрируется прилагаемой схемой (табл. 1).

Нефть в промышленных количествах из докембрийских образований (гранитов) была получена в месторождении Халл-Гарней в Канзасе; имеются также сведения о получении промышленной нефти из докембрийских кварцитов месторождения Блуумер провинции Иллсворт в Канзасе.

В СССР промышленная нефтегазоносность докембрийских образований пока не установлена, хотя признаки нефтегазоносности в виде жидкой нефти известны в докембрийских гнейсах в районе оз. Байкал и в протерозойских доломитах Туруханского района, где они представлены черными мажущими битумами.

В отложениях кембрия известно небольшое непромышленное месторождение нефти в Якутской ССР в долине р. Толбы. Признаки нефтеносности, связанные с этими отложениями, распространены значительно шире на всей территории Восточной Сибири. Газ и асфальты известны в кембрийских отложениях Эстонской ССР.

В зарубежных странах в отложениях кембрия известно газовое месторождение в штате Нью-Йорк в США и месторождения нефти в Нью-Фаунленде и в Новой Шотландии (Канада).

С силурийскими отложениями крупнейшие скопления нефти связаны в США. Наибольшее количество нефти из нижнего силура (ордовик) было получено в штатах Оклахома, Техсас, Канзас, Индиана и Огайо.

К отложениям нижнего силура в США приурочены известные нефтяные горизонты: известняк *арбокль*, трентонский известняк и др. В более верхних горизонтах силура крупное промышленное значение имеют песчаник *клинтон* (штат Огайо) и ниагарский известняк (штаты Онтарио, Нью-Йорк, Кентукки, Индиана).

Промышленные залежи нефти известны также в силурийских отложениях Канады.

В СССР признаки нефтеносности в силуре установлены только на восточных склонах Урала, в Эстонской ССР и в Прииркутском районе Восточной Сибири. Наличия промышленных нефтяных месторождений не установлено. К силурийским отложениям относятся так называемые кукерситы — горючие сланцы, развитые в Эстонской СССР и в Ленинградской области.

С отложениями девона связаны крупнейшие промышленные скопления нефти и газа.

В СССР крупнейшие нефтяные залежи, связанные с девонскими отложениями, известны во Втором Баку — на Самарской Луке (Яблоновый овраг, Зольный и др.), в Туймазах, Бавлах, Ромашкино, в Ухтинской нефтегазоносной области и в ряде других районов.

Признаки нефтеносности распространены значительно шире и известны в Новгородской области, в Сибири, на Кавказе и Украине (Днепровско-Донецкая впадина, Подоло-Волынское поднятие).

В западном полушарии промышленные залежи нефти в девоне известны в Канаде, Боливии и в США. Наиболее значительная добыча была получена в Пенсильвании, Западной Виргинии, в Канзасе, Оклахоме и Техасе. Кроме того, промышленная добыча нефти из девонских отложений получается в Мичи-

гане (формации *дэнди*, *траверз* и др.), в Индиане, Иллинойсе и Онтарио (известняки делавар). Главная добыча получается из песчаников верхнего девона, залегающих линзообразно, в Пенсильвании и Западной Виргинии (формации *портейдж*, *кемунт* и *катскилл*) и из известняка *хунтон* (Оклахома).

В отложениях каменноугольного возраста крупные промышленные скопления нефти известны как в восточном, так и западном полушариях.

В СССР промышленная нефтеносность каменноугольных отложений известна в Краснокамске, Северокамске, Сызрани, на Самарской Луке, в Саратовском районе, Шугурове, Туймазах, Бавлах, Бугурусланском и др. районах Второго Баку и Днепровско-Донецкой впадине. Присутствие битуминозных песков установлено и в каменноугольных отложениях Калининской области.

В США нефтеносные горизонты в каменноугольных отложениях, подразделяемых на миссисипский и пенсильванский ярусы, представлены песчаниками и известняками и известны в Пенсильвании, в Иллинойсе, Огайо, Западной Виргинии, Кентукки, Оклахоме, Канзасе, Техасе, Мичигане, Колорадо и на Аляске.

Из европейских стран залежи нефти в породах карбона установлены в Англии.

В СССР промышленные нефтегазоносные горизонты в пермских отложениях установлены на Эмбе (пермо-триас), в Ишимбае, в Бугурусланском районе в Верхне-Чусовских городках (Приуралье) и в Днепровско-Донецкой впадине. Признаки нефтеносности распространены более широко и известны также в пермских отложениях Сибири.

В отложениях пермской системы крупные промышленные скопления нефти известны в Техасе, в штатах Уайоминг, Монтана и Юта, в Аргентине (пермо-триас) и Боливии. С пермскими отложениями связано в США крупнейшее в мире газовое месторождение Панхэндл. В Европе промышленные залежи нефти в пермских отложениях известны в Германии.

В наиболее древних отложениях мезозоя — в триасе — промышленная нефтеносность в СССР установлена в Казахстане; признаки нефтеносности обнаружены в триасовых отложениях Кавказа (р. Белая).

Известны промышленные залежи нефти в триасовых отложениях Китая.

В Европе промышленные залежи нефти в триасовых отложениях установлены в Германии, Франции, Албании, Испании и Англии (газ).

В западном полушарии промышленная нефтеносность триасовых отложений известна в США (в штате Уайоминг), в Боливии и в Бразилии.

В юрских отложениях в СССР промышленные залежи нефти установлены в Казахстане (месторождения Доссор, Сагиз, Кулсары и др.).

В Европе промышленные залежи нефти в юре открыты в Германии, Франции и Англии (газ).

Промышленная нефтеносность юрских отложений установлена в США на Аляске и в штате Монтана, а также в Канаде.

Известна промышленная нефтеносность юрских пород в Аргентине, на острове Куба, на Бахрейнских островах, в Саудовской Аравии, на полуострове Катар, в Марокко и в Китае.

В СССР промышленная нефтеносность нижнемеловых отложений установлена в Казахстане (Эмба) и на Кавказе.

Нижнемеловые отложения нефтеносны в Мексике (известняк *тамаулипас, сан-фелипе*), в США — в Оклахоме, Техасе (песок *тринти*), в штатах Монтана, Уайоминг и Колорадо — в песках *дакота* и свите *кутеной*, а также в Канаде.

Промышленные нефтяные залежи известны в меловых отложениях Западной Венесуэлы, Колумбии, Перу, Боливии, Германии, Франции, на Бахрейнских островах в Саудовской Аравии, Кувейте, Катаре, Китае и Египте.

Промышленные залежи нефти в верхнемеловых отложениях Европы установлены в СССР (Западная Украина), в Польше, Австрии, Румынии, Чехословакии, Албании, Италии и Германии.

Присутствие промышленной нефти в отложениях верхнего мела установлено в США — в штатах Техас, Арканзас, Луизиана, Уайоминг, Монтана, Колорадо, Юта, Нью-Мексика, Калифорния. Известны промышленные залежи нефти в верхнемеловых отложениях Мексики, на Аляске, в Канаде на о. Куба, в Колумбии, Венесуэле, Эквадоре, Аргентине, на Бахрейнских островах, в Ираке, Турции и Новой Зеландии.

В палеоценовых отложениях залежи нефти и газа установлены в СССР в Западной Украине, на Северо-Западном Кавказе и Средней Азии.

С эоценовыми отложениями связан ряд крупных нефтяных месторождений Кавказа (Краснодарский край) и Средней Азии.

Промышленные залежи нефти в эоценовых отложениях известны в США (Калифорния, Техас, Уайоминг), в Мексике, Западной Венесуэле, Колумбии, Эквадоре, Перу на о-вах Куба и Барбадос, в Иране, Ираке, на Бахрейнских островах, в Пакистане и Австралии.

В Европе промышленная нефтеносность эоценовых отложений установлена в Германии, Румынии, Польше, Югославии, Албании, Франции, Испании, Чехословакии, Италии.

В СССР промышленная нефтеносность олигоцена установлена в Кубано-Черноморской области, в Азербайджане, Средней Азии и Западной Украине.

За рубежом промышленные залежи нефти в олигоценовых отложениях известны на о-ве Тринидаде в Западной Венесуэле, Перу, Колумбии, Иране (известняк асмари), Ираке, Индии, Бирме, Японии, Австралии и на о. Борнео.

В Европе промышленные скопления нефти известны в олигоценовых отложениях Албании, Австрии, Венгрии, Польши, Югославии, Румынии, Чехословакии, Италии, Франции и Испании.

В СССР промышленные залежи нефти обнаружены в миоценовых отложениях Кубано-Черноморской области, в Грузии, в Терско-Дагестанской области, Средней Азии, на Сахалине и в Западной Украине.

В зарубежных странах присутствие промышленных залежей нефти в миоцене установлено в США, Мексике, Восточной Венесуэле, Перу, на островах Тринидад и Гаити, в Иране, Ираке, Бирме, Китае, Японии, Египте, Марокко, Алжире и в Индонезии (Суматра и др.).

Из европейских месторождений промышленная нефтеносность связана с миоценом Австрии, Румынии, Чехословакии, Италии, Венгрии, Албании и Испании.

Наиболее молодыми из отложений, с которыми связаны промышленные залежи нефти, являются отложения плиоцена.

В СССР промышленная нефтеносность плиоценовых отложений установлена в Азербайджане, где с ними связаны крупнейшие в мире скопления нефти, в Туркмении, Грузии и Кубано-Черноморской области.

В западном полушарии промышленные залежи нефти в плиоцене установлены в Калифорнии и в Восточной Венесуэле.

В восточном полушарии промышленная нефтеносность плиоцена обнаружена в Румынии, Чехословакии, Японии, Малайском архипелаге.

Глава V

# РАЙОНИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Прежде чем приступить к описанию геологии нефтегазоносных территорий, необходимо дать понятие об отдельных элементах районирования этих территорий, поскольку в имеющейся литературе этому вопросу уделялось до последнего времени явно недостаточное внимание.

В основу определения отдельных элементов районирования должны быть положены в первую очередь геологические особенности той или иной площади, так как в конечном итоге нефтегазоносность территории определяется ее геологическим строением и всей ее геологической историей.

Исходя из этого принципа, мы можем выделить следующие элементы нефтегазового районирования: 1) залежь, 2) месторождение, 3) район, 4) область, 5) провинция.

Залежь нефти (газа) — естественное скопление в недрах земли нефти (газа). Различают промышленные залежи, которые могут быть разрабатываемы в настоящее время, от непромышленных залежей, разработка которых в данное время по геолого-техническим или экономическим условиям (большая глубина залегания продуктивных пластов, низкие дебиты скважин, высокая себестоимость нефти и т. п.) является невозможной или нерентабельной. В применении этого термина к уже разрабатываемым залежам слово «промышленная» пропускается.

Месторождение нефти (газа) — совокупность залежей, связанных общим участком поверхности, характеризующимся наличием единой структурной формы, контролирующей формирование этих залежей, например Сураханское месторождение (Азербайджан), Соколовогорское (Саратовская область) и др.

При наличии на данном участке двух структурных этажей, различных по своим тектоническим особенностям и отделенных друг от друга поверхностью несогласия или надвига, каждый из этажей может рассматриваться как самостоятельное месторождение.

Нефтегазоносный район — понятие более широкое по содержанию, чем месторождение, так как оно включает группу смежных месторождений, *сходных по* геологическому строению: Прикаспийский район (Азербайджан), Апшероно-Хадыженский район (Северо-Западный Кавказ) и др.

Нефтегазоносная область — совокупность нефтегазоносных районов, характеризующихся единой геологической историей и приуроченных к геотектоническим элементам второго порядка [1].

Нефтегазоносной *провинцией* называется территория, объединяющая несколько нефтегазоносных областей, тяготеющих к крупному геоструктурному элементу первого порядка, геологическая история которого в целом подчинена единому плану в течение длительного отрезка геологического времени.

---

[1] В данном случае под *геотектоническим элементом* второго порядка мы подразумеваем территорию, характеризующуюся единой геологической историей и общей тектонической структурой и составляющую часть геотектонического элемента первого порядка. Например, Главный Кавказский хребет или, как его иногда называют Большой Кавказ, *является геотектоническим* элементом первого порядка. Располагающиеся на его северном склоне и разделенные Ставропольским поднятием Кубано-Черноморская и Терско-Дагестанская впадины относятся к геотектоническим элементам второго порядка.

Глава VI

# НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СССР

В пределах Советского Союза количество нефтеносных площадей все время растет. С каждым годом расширяются нефтеносные фонды в уже разрабатываемых нефтяных месторождениях и открываются новые нефтеносные и газоносные районы. Все время расширяется возрастной интервал осадков, с которыми связаны промышленные залежи нефти. Отдельные месторождения перерастают в нефтеносные районы, районы — в области, области — в провинции.

В настоящее время в пределах Советского Союза известны восемь нефтегазоносных провинций: 1) Крымско-Кавказская, 2) Закаспийская, 3) Среднеазиатская, 4) Карпатская, 5) Дальневосточная, 6) Урало-Эмбенская или Казахстанская, 7) Днепровско-Донецкая или Восточно-Украинская, 8) Волго-Уральская или Второе Баку.

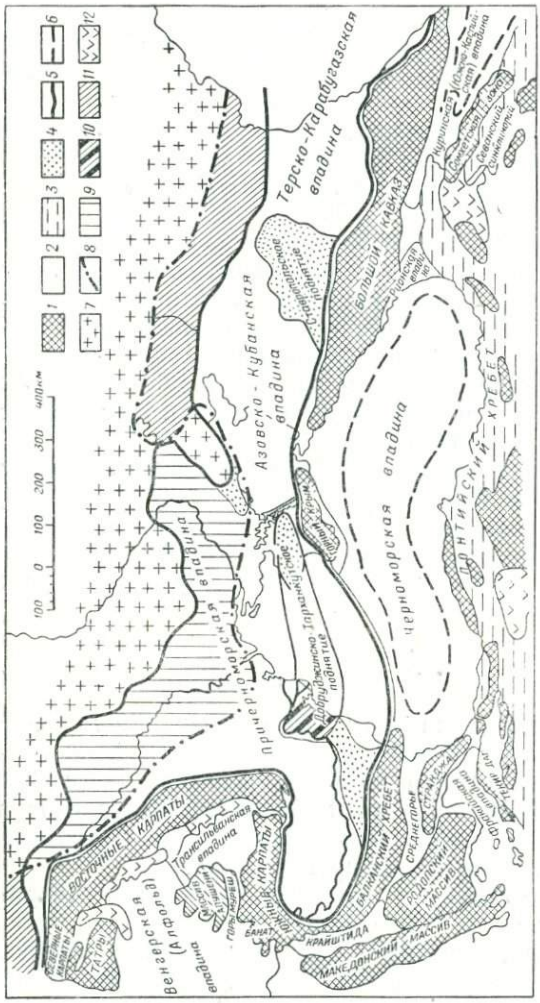
## § 1. КРЫМСКО-КАВКАЗСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Крымско-Кавказская нефтегазоносная провинция является частью структуры Альпийской геосинклинальной области, охватывающей не только южную часть европейской части СССР — Крым, Кавказ и Копет-даг, но и Балканы, Динарские горы, Паропамиз, Карпаты, Альпы, Крит, Таврическую цепь Анатолии, Иранскую дугу, Гималаи и ряд других стран.

Характерной особенностью всей этой обширной территории является тесная связь ее современного рельефа с тектоническими особенностями, благодаря чему все горные сооружения являются сложно построенными антиклинальными складками (антиклинориями или мегантиклиналями [1]), тогда как пониженные ее участки отвечают впадинам или прогибам, заполненным мощными толщами наиболее молодых осадочных образований. В пределах этой территории выделяется ряд структурных элементов, объединенных большинством исследователей в отдельные полосы или зоны (фиг. 6).

[1] Мегантиклиналь — региональная антиклинальная структура, состоящая из системы антиклиналий.

В северной части области располагаются системы впадин, известных под названием краевых, отделяющих область Европейской платформы от геосинклинальной зоны. В число этих впадин входит Причерноморская впадина, отделяющая складча-




Фиг. 6. Тектоническая схема Причерноморья (по М. В. Муратову, 1949 г.).

*1*—антиклинории, мегантиклинали и внутренние массивы; *2*—впадины и синклинории внутренней зоны; *4*—поднятые участки во впадинах; *5*—контуры краевых впадин; *6*—контуры Черноморской и Южнокаспийской впадин; *7*—Русская протерозойская платформа, не захваченная краевыми альпийскими опусканиями; *8*—граница докембрийского основания Русской платформы; *9*—часть Русской платформы, захваченная неогеновыми опусканиями краевых впадин; *10*—приподнятые участки герцинских складчатых сооружений (герцинской платформы) по окраинам Русской платформы и внутри зоны краевых впадин (Добруджа); *11* — подземное продолжение Донецкого бассейна; *12*—молодые эффузивные изменения.

тые сооружения Восточных Карпат и Горного Крыма от Украинского щита. Она имеет сложное строение и на востоке отделяется поперечной перемычкой от расположенной восточнее Азовско-Кубанской впадины, которая в свою очередь отделена на востоке так называемым Ставропольским поднятием от Терско-Карабугазской впадины, частью которой является Притеречная равнина.

К западу от Причерноморской впадины располагается мегантиклиналь Восточных Карпат, продолжением которой к северу служат Северные Карпаты, а к югу Южные Карпаты. Еще южнее последних располагается мегантиклиналь Балканского хребта или Старой Планины.

Все перечисленные горные сооружения обычно объединяются под названием Карпатско-Балканской дуги. Восточным ее продолжением М. В. Муратов считает мегантиклиналь Горного Крыма, юго-западное крыло которой скрыто под уровнем Черного моря, а восточным продолжением последней — крупнейшую мегантиклиналь Большой Кавказ. Большой Кавказ на западе отделен от Горного Крыма узким прогибом в районе Керченского пролива, а на востоке более широким прогибом в области Каспийского моря от горных сооружений мегантиклинали Большого Балхана (в Туркмении).

К югу от Крымской, Кавказской и Балканской мегантиклиналей располагаются впадины Черного моря и Рионской и Куринской депрессий (разделенных Сурамским или Дзирульским массивом), ограниченные с юга горными хребтами Малого Кавказа.

Черноморскую и Южно-Каспийскую впадины, повидимому, можно рассматривать как огромные частные геосинклинали внутри Альпийской геосинклинальной области.

Западным продолжением геосинклинали Черного моря является, повидимому, узкая синклинальная зона, прослеживающаяся через Болгарское среднегорье в Крайштиду и Западный Банат, причем синклинорий горы Муреш, располагающийся севернее Южных Карпат, является, по всей вероятности, ее северо-восточным ответвлением.

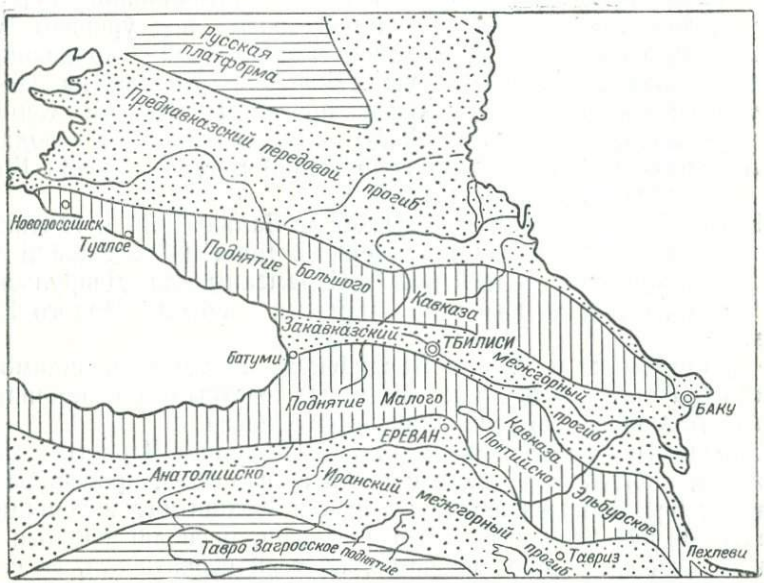
Южным ограничением этой синклинальной зоны являются: Македонский массив, Родопские горы (массив), антиклинальный хребет Странджи и горное сооружение Понтийского хребта, вероятным восточным продолжением которого служит Малый Кавказ, состоящий из ряда антиклинориев, среди которых расположен Севанский синклинорий сложного геологического строения, выполненный верхнемеловыми и нижнетретичными вулканогенными образованиями. Еще южнее располагается Ереван-Ордубадская синклинальная депрессия.

К югу от горных сооружений Северной Анатолии и Малого Кавказа располагается сложно построенная центральная часть Малой Азии.

Все основные нефтегазоносные площади Азербайджана, Кубани, Таманского и Керченского полуостровов, Грозного, Дагестана и Грузии связаны с погружениями или предгорьями Главного Кавказского хребта (Большого Кавказа), геологическая история которого в течение ряда эпох, начиная уже с мезозоя, была подчинена единому геотектоническому плану.

Это обстоятельство, а также тот факт, что Главный Кавказский хребет является в то же время главным геоструктурным

элементом Кавказского перешейка, определяющим основные геологические и физико-географические особенности этой территории и расположенного западнее, на продолжении Главного хребта Крымского полуострова, позволяет отнести всю территорию Кавказского перешейка, ограниченного на востоке Каспийским, а на западе Черным морями, к единой Крымско-Кавказской нефтегазоносной провинции.




Фиг. 7. Схема структурных зон Тавро-Кавказской складчатой структуры (по В. Е. Хаину, 1949 г.).

По своим геологическим особенностям и по тектоническому строению Крымско-Кавказская нефтегазоносная провинция может быть подразделена на следующие структурные элементы (с севера на юг):

предкавказский передовой прогиб, подразделенный Ставропольским поднятием на две части: восточную – Терско-Сунженскую (или Терско-Карабугазскую) и западную — Азовско-Кубанскую впадины (фиг. 7);

поднятие Большого Кавказа и его продолжение к западу — Крымские горы;

Закавказский (Рионо-Куринский) межгорный прогиб, подразделенный Сурамским (Дзирульским) массивом на две части — восточную Куринскую и западную Рионскую;

поднятия Малого Кавказа, продолжением которого к западу следует считать Анатолийские горы, а к востоку Талышский хребет (Азербайджан) и поднятия Эльбурса (Иран);

Анатолийско-Иранский межгорный прогиб (включающий Еревано-Ордубанскую депрессию).

Геологические особенности перечисленных площадей сводятся к следующему.

**Предкавказский передовой прогиб** — площадь преимущественного развития современных и относительно спокойных дислоцированных третичных отложений, окаймляющих с севера более сложно построенные, в основном из мезозойских пород, горные участки Большого Кавказа. Преобладает спокойное единообразное (моноклинальное) залегание пород, на фоне которого располагаются отдельные брахиантиклинальные складки. С конца мелового периода является зоной опускания, накопившей к настоящему времени мощные толщи осадочных пород.

**Поднятие Большого Кавказа.** Имеются основания считать, что это поднятие существовало уже до средней юры, но как область размыва оно проявлялось лишь периодически и только в средней юре (байос) превратилось в постоянный элемент рельефа Кавказского бассейна. По своему строению поднятие Большого Кавказа является большой сложно построенной веерообразной антиклинальной структурой (так называемым антиклинорием), сложенной в наиболее повышенной западной части (на меридиане Ставропольского поднятия) докембрийскими кристаллическими сланцами, гнейсами и амфиболитами, с северо-запада, юго-запада и северо-востока последовательно окаймленными палеозойскими, мезозойскими и третичными осадочными образованиями.

Основное направление складчатости Большого Кавказа — северо-западное, часто называемое также «кавказским», причем нормальные антиклинальные и синклинальные складки, особенно ближе к водораздельной части хребта, осложнены разрывами пород (надвигами) по наклоненным к северо-востоку поверхностям, указывающим на направление боковых усилий, создавших складчатость, с северо-востока на юго-запад. На всем своем протяжении Кавказский хребет испытывает три синклинальных поперечных прогиба и соответствующее им количество разделяющих их поперечных вздыманий. Один из синклинальных прогибов — западный — проходит через Азовское море и Керченский пролив, другой — центральный — располагается на меридиане г. Дзауджикау и третий — восточный — проходит через Каспийское море и далее к югу, через седловидное понижение между Талышем и Богровдагом (восточное окончание Эльбурса).

Поперечные вздымания проходят: 1) через центральную часть Крымских гор, 2) по линии Ставрополь—Сурами и 3) на меридиане Сулака.

**Закавказский (Рионско-Куринский) межгорный прогиб,** располагающийся к югу от поднятия Большого Кавказа, представляет в настоящее время относительно глубокую депрессию, по-

крытую мощным покровом современных и в меньшей степени третичных отложений, сложенных преимущественно в спокойные складки.

Дзирульским (или Сурамским) кристаллическим массивом Закавказский межгорный прогиб подразделяется на две части: западную Рионскую и восточную Куринскую. Изоклинальные складки, свойственные Большому Кавказу, и чешуйчатые надвиги, определяющие его структуру, здесь отсутствуют.

**Поднятие Малого Кавказа** располагается к югу от Закавказского межгорного прогиба и представляет собой систему огромных складок, в противоположность складкам Большого Кавказа, наклоненных к северу и разорванных крупными разломами по крутым поверхностям, наклоненным к югу. До начала третичного времени поднятие, повидимому, являлось геосинклинальной областью, накопившей в начале третичного периода (в палеоцене и эоцене) мощные толщи осадков, состоящих из частого чередования глин, песчаников, мергелей и известняков (так называемого флиша) и вулканогенных пород, и только с олигоцена достаточно четко оформляется в виде поднятия. Менее широким развитием пользуются более древние мезозойские и палеозойские породы.

Продолжением поднятия являются Талышские горы (Азербайджан), характеризующиеся широким развитием вулканогенных пород в палеогене.

**Анатолийско-Иранский прогиб** находится к югу от поднятия Малого Кавказа. В значительной своей части располагается за границами Советского Союза — в пределах Ирана и Турции. В Советском Союзе часть Анатолийско-Иранского прогиба составляет Еревано-Ордубадский прогиб.

На протяжении большого отрезка своей геологической истории, от наиболее древнего палеозойского времени до начала третичного, этот прогиб являлся, повидимому, относительно приподнятой зоной и только в миоцене началось отложение мощной гипсосоленосной толщи, закончившееся поднятием в плиоцене с образованием песчано-глинистых осадков с бурыми углями и конгломератами. С конца среднего миоцена морской режим в Анатолийско-Иранском прогибе сменился континентальным.

На юге Анатолийско-Иранский прогиб ограничивается так называемым Тавро-Загросским поднятием, состоящим из мощной и почти непрерывной серии осадков от девона до перми и даже триаса, представленных преимущественно карбонатными породами. Мезозойские отложения содержат вулканогенные образования и обладают здесь более значительной мощностью, чем аналогичные осадки в Анатолийском межгорном прогибе.

Крымско-Кавказская нефтегазоносная провинция в соответствии с особенностями геологического строения, условий залегания и формирования залежей нефти и газа подразделяется на четыре нефтегазоносные области: Кубано-Черноморскую, Терско-Дагестанскую, Азербайджанскую и Грузинскую.

## Кубано-черноморская нефтегазоносная область

Под названием Кубано-Черноморской нефтегазоносной области следует понимать обширную территорию, располагающуюся в пределах Северо-Западного Кавказа и Крыма. Географическими границами этой области являются: на востоке — меридиан г. Черкесска (быв. Баталпашинск), на западе — западное побережье Крымского полуострова и на севере — широта г. Ейска. На юге Кубано-Черноморская область граничит с Абхазской АССР.

При таком определении границ области, занимающей свыше 135 тыс. *км*², в ее пределы входит вся горная и предгорная части Северо-Западного Кавказа, Прикубанская низменность, Ставропольский край, Таманский и Керченский полуострова и вся остальная горная и степная часть Крыма.

Входя в состав Крымско-Кавказской нефтегазоносной провинции, Кубано-Черноморская область характеризуется общими с ней чертами своего геологического строения и нефтегазоносностью, обладая в то же время некоторыми, свойственными только ей, специфическими особенностями, отличающими ее от других нефтегазоносных областей Кавказа.

В ее пределах наблюдается широкое разнообразие тектонических форм — от спокойного моноклинального залегания пород и нормальных антиклинальных складок до диапировых структур и крупных антиклиналей, осложненных надвигами.

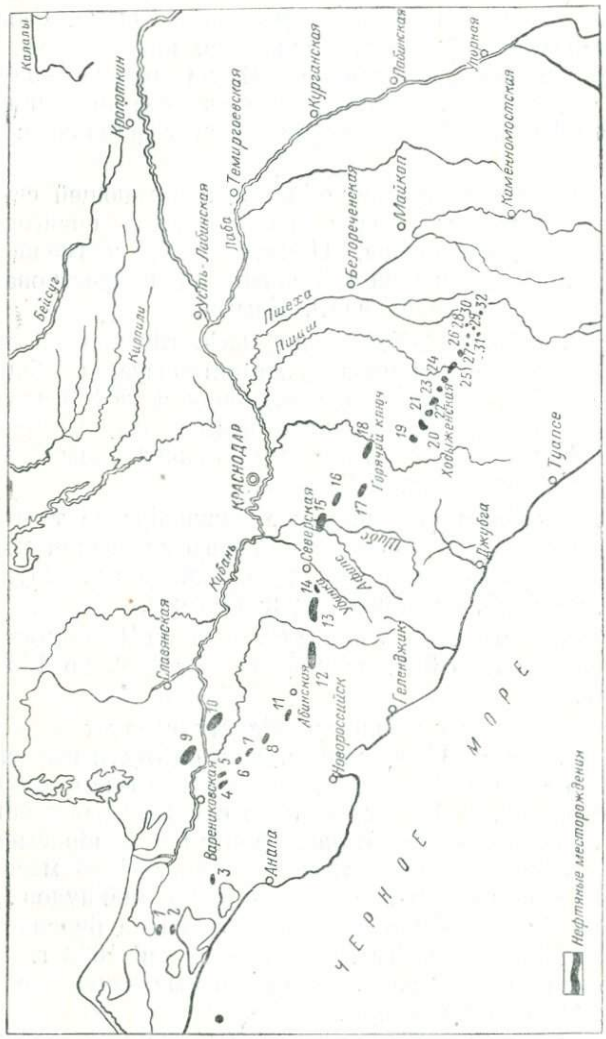
Общее количество структур в пределах Кубано-Черноморской области составляет около 300, размерами от 1—2 до 150 *км* в длину (фиг. 8).

Начало нефтяной промышленности области следует относить к 1864 г., когда полковник Новосильцев, взяв на откуп нефтяные источники, находящиеся в Таманском округе, приступил к бурению нефтяных скважин. В 1866 г. одна из скважин, заложенная в долине реки Кудако, дала нефтяной фонтан и выбрасывала «в первые дни по 12000 пудов, затем в течение 4—5 месяцев средним числом по 7000 пудов, лет через пять до 1000 пудов . . .».

Почти в это же время было начато разведочное бурение на Керченском полуострове и на Тамани, где еще в 1838 г. был построен нефтеперегонный завод, перерабатывающий добываемую кустарным способом нефть.

Однако начатое с известным успехом в указанных районах бурение в последующие годы прошлого столетия не дало положительных результатов в связи со сложностью геологического строения, и разведочные работы в значительной степени были свернуты. Начало нового этапа в развитии разведочного бурения относится уже к 1907—1908 гг., когда ведется усиленно разведка на Керченском полуострове (Чонгелек) и в Калужском, Хадыженском и Майкопском районах Кубанской области (ныне Краснодарском крае).

В 1909 г. заложенная в Майкопском районе скв. 1 дала из майкопской свиты с глубины 70 *м* нефтяной фонтан, выбросивший за две недели 49000 *т* легкой нефти.




Фиг. 8. Схема расположения нефтяных месторождений Кубано-Черноморской области.

*1*—Старотитаровское; *2*—Капустина балка; *3*—Суворово-Черкесское; *4*—Варениковское; *5*—Адагум; *6*—Келерово; *7*—Кудако; *8*—Крымское; *9*—Анастасиевское; *10*—Троицкое; *11*—Украинское; *12*—Ахтыро-Бугундырское; *13*—Зыбза-Глубокий Яр (входят площади Кипячая, Карская); *14*—Старо-Пильское; *15*—Ново-Дмитриевское; *16*—Калужское; *17*—Старо-Калужское; *18*—Ключевое; *19*—Абузы; *20*—Кутаисское-Камышановая балка; *27*—Кура-Цеце; *22*—Широкая балка; *23*—Асфальтовая гора; *24*—Кабардинское; *25*—Хадыженская площадка; *26*—Восковая гора; *27*—Нефтяный участок; *28*—Район 4-й компрессорной; *29*—Центральное поле; *30*—Соколова гора; *31*—Павлова гора; *32*—Хопры.

Почти одновременно (в 1911 г.) в нескольких скважинах, пробуренных в Хадыженском месторождении, в отложениях майкопской свиты были обнаружены притоки нефти, давшие газонефтяные фонтаны с суточным дебитом до 16 *т* легкой нефти.

Однако успехи разведочных работ в Майкопском районе оказались кратковременными. Стремление отдельных конкурировавших между собой иностранных и отечественных промыш-

ленных предприятий опередить друг друга в разработке месторождений, при отсутствии правильного представления о геологическом строении районов в конечном итоге привело к финансовому краху предприятий и свертыванию буровых работ.

В этот тяжелый для кубанской нефтяной промышленности период на помощь ей пришел Геологический комитет, поставивший в широком масштабе целый ряд исследований в нефтепромысловых районах Кубани и за их пределами под общим руководством проф. К. И. Богдановича. Эти работы, в которых принимали непосредственное участие такие крупные исследователи, как И. М. Губкин, С. И. Чарноцкий и др., имели огромное значение для познания геологического строения Кубано-Черноморской области и заложили прочный фундамент для развития ее нефтяной промышленности.

Особенное значение имели исследования И. М. Губкина в Майкопском районе, впервые в мире (1909—1911 гг.) описавшего новый тип рукавообразной залежи нефти, впоследствии получивший в США название «стратиграфического» и описанный в американской литературе значительно позднее.

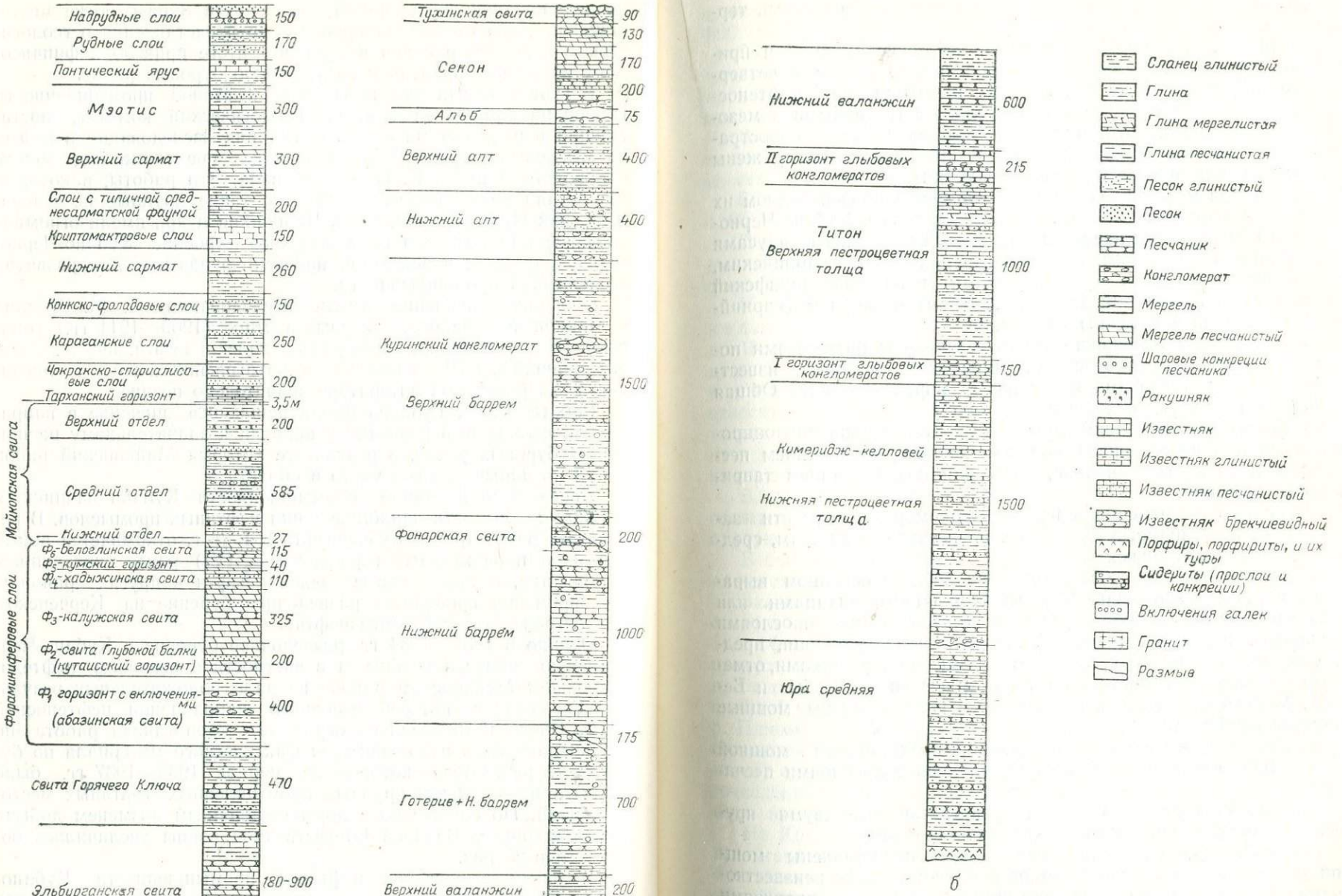
Работы И. М. Губкина имели решающее значение в направлении дальнейшей разведки и привели к значительному расширению буровых работ, в результате которых Майкопский район занял по добыче первое место в области.

Новый этап нефтяной промышленности Кубани начинается с 1920 г., с момента национализации нефтяных промыслов. В результате работ треста Кубчернефть в 1928 г. открывается новый нефтяной продуктивный горизонт «С» (VI) ранее считавшийся газоносным, а также новые залежи нефти в других районах. Одновременно проводится разведочное бурение на Керченском полуострове (трест Крымгазнефть).

Однако в 1932—1934 гг. разведочное бурение в Кубано-Черноморской области вообще и в частности в основном нефтедобывающем Майкопском районе не дало положительных результатов в связи с потерей основного направления нефтеносной зоны. Вновь потребовалась огромная, кропотливая работа по обобщению всего накопившегося фактического материала по бурению, в результате которой за период 1935—1937 гг. было открыто шесть новых крупных промышленных нефтяных месторождений. По сравнению с дореволюционным временем добыча нефти к началу Великой Отечественной войны увеличилось более чем в 25 раз.

Дальнейшее развитие нефтяной промышленности Кубано-Черноморской области было прервано военными событиями и последовавшей вслед за тем временной оккупацией Кубанских нефтеносных районов фашистскими немецкими захватчиками, в результате которой нефтяная промышленность Кубани была полностью ликвидирована.

Началом нового этапа в развитии нефтяной промышленности Кубани и по существу новым ее рождением является 1943 год,




Фиг. 9. Сводные разрезы осадочных толщ Кубано-Черноморской газонефтеносной области (составил А. В. Ульянов, 1944 г.).

*а* — разрез третичных отложений; *б* — разрез мезозойских отложений (бассейн р. Пшиш).

когда советские войска освободили захваченную фашистами территорию.

В строении Кубано-Черноморской нефтеносной области принимают участие палеозойские, мезозойские, третичные и четвертичные отложения (фиг. 9). Однако промышленная нефтеносность и газоносность связана пока только с третичными и мезозойскими породами, хотя признаки нефтеносности распространены значительно шире и в настоящее время обнаружены и в отложениях девона (бассейн р. Кубани).

Отложения мезозоя — осадки триаса — в наиболее полном их развитии известны на Большом Кавказе только в Кубано-Черноморской области. Они представлены здесь всеми своими ярусами (снизу вверх): скифским, анизийским, ладинским, карнийским, норийским и рэтским, объединенными в нижний (скифский ярус) и средний (анизийский и ладинский) и верхний (карнийский, норийский и рэтский) отделы.

Литологически отложения триаса выражены различными породами — песчаниками, глинами, глинистыми сланцами, известняками и конгломератами и содержат морскую фауну. Общая мощность триасовых отложений 1600—1750 *м*.

В Крыму к отложениям триаса относится сильно дислоцированная толща пород, представленная частым чередованием песчаников и глинистых сланцев, известная под названием таврической формации.

Юрские отложения в Кубано-Черноморской области занимают более обширные площади и представлены нижним, средним и верхним отделами.

Нижнеюрские отложения или лейас в основном выражены мощными (до 3000—4000 *м*) глинистыми сланцами или глинами обычно темной окраски с подчиненными прослоями песчаников или известняков. Мелководные образования, представленные песчаниками, конгломератами и ракушниками, отмечаются в восточной части территории (бассейн рр. Лабы и Белой). Местами, в верхней части нижней юры, известны мощные покровы порфиритов.

В Крыму нижнеюрские отложения представлены мощной (более 1000 *м*) толщей темносерых сланцев с прослоями песчаников.

Среднеюрские отложения представлены двумя ярусами: нижним — байосским и верхним — батским.

Литологически отложения средней юры представлены мощной (более 2000 *м*) толщей темносерых сланцеватых неизвестковистых глин с конкрециями сидеритов и местами прослоями известняков (редко) и песчаников.

В нижней части среднеюрских пород, на южном склоне главного хребта, залегает мощная (до 1500 *м*) туфо-порфиритовая серия, состоящая из туфогенных песчаников и порфиритов, по возрасту отвечающая байосскому ярусу. Залегающие выше отложения батского яруса представлены глинистыми

сланцами с прослоями песчаников, общей мощностью около 600 *м*.

В Крыму среднеюрские отложения выражены мощными песчаниками, иногда конгломератами (битакская свита) и сланцеватыми неизвестковистыми глинами с включением сидеритов и пластами каменного угля.

В верхней части среднеюрских отложений Крыма залегает толща туфогенных пород (лав, туфов, туфобрекчий и др.), известных под названием карадагской вулканической серии.

Общая мощность среднеюрских отложений Крыма превышает 1000 *м*.

Верхнеюрские отложения представлены в пределах описываемой области всеми своими ярусами: келловейским, оксфордским, кимериджским и титонским.

На Северо-Западном Кавказе нижний ярус верхней юры — келловейский — обладает небольшой мощностью (от 9 до 13 *м*) и представлен (на востоке) песчано-глинистыми породами (песчаниками, глинами) с фауной и с конгломератом в основании. На западе к келловейским отложениям условно относится нижняя часть так называемой нижней пестроцветной толщи, представленная зеленовато-серыми и темносерыми глинами с едва заметными красноватыми и коричневатыми оттенками, с тонкими прослоями песчаников и, реже, известняков.

В Крыму отложения келловея представлены глинистыми сланцами с прослоями сидеритов, песчаниками и известняками с фауной и мелкогалечниковыми конгломератами.

В большинстве районов келловейские отложения залегают на нижележащих несогласно.

Залегающие выше отложения верхней юры от оксфордского до кимериджского яруса включительно (оксфорд-кимеридж) на Северо-Западном Кавказе представлены различными породами. На востоке (бассейн р. Белой) они выражены, главным образом, известняками с общей мощностью от 50 до 600—700 *м*, на западе (к западу от р. Пшехи) они представлены «нижней пестроцветной толщей», состоящей из темносерых, иногда с пестрыми (зелеными, красными) оттенками обычно неизвестковистых глин с довольно многочисленными прослоями кварцевых плотных песчаников и редкими прослоями известняков с общей мощностью до 1500 *м*.

На Крымском полуострове оксфорд-кимериджские отложения представлены известняками, мергелями и глинистыми сланцами, а местами конгломератами с прослоями песчаников и известняков. Максимальная мощность этих отложений достигает в Крыму до 2000 *м*.

Верхним членом разреза верхней юры являются отложения титонского яруса.

На Северо-Западном Кавказе титон представлен различными породами. На востоке, в районе р. Белой, отложения титона выражены в лагунной фации преимущественно чередованием

прослоев красных и зеленоватых глин, ржаво-желтых и красновато-бурых песчаников и гипсов, общей мощностью до 430 *м*. По направлению к западу эти отложения сменяются известняками (мощность 250—410 *м*), а еще западнее (к западу от р. Пшехи) титон представлен так же пестроцветными образованиями, известными под названием верхней пестроцветной толщи, но отличающимися от осадков того же возраста, развитых по р. Белой, явным преобладанием глинистых пород. Максимальная мощность верхней пестроцветной свиты составляет 1000 *м*. В основании свиты залегает так называемый I горизонт глыбовых конгломератов мощностью до 150 *м*. Конгломерат состоит из крупных глыб известняков, заключенных в глинистой массе, с пачками темносерых брекчиевидных известняков и кварцевых песчаников.

В Крыму титонские отложения представлены известняками и флишеподобными осадками, состоящими из чередования сланцеватых глин, мергелей, песчаников и известняков; мощность до 600 *м*.

Меловые отложения. В пределах Кубано-Черноморской области и всей Крымско-Кавказской нефтегазоносной провинции значительное развитие имеют меловые отложения, представленные нижним и верхним отделами.

Нижний мел сложен породами валанжинского, готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов.

Наиболее древний ярус нижнего мела — валанжинский — выражен различными породами. На востоке, в районе р. Белой, валанжин представлен пачкой известняков и известковистых песчаников с фауной аммонитов мощностью до 30 *м*. Далее к западу он представлен флишевыми отложениями, состоящими из чередования мергелей, зеленовато-серых известковистых глин и коричневато-серых известняков. В основании флишевой толщи залегает II горизонт глыбовых конгломератов (нижний валанжин) мощностью до 215 *м*, по составу аналогичный I горизонту глыбовых конгломератов титона.

Общая максимальная мощность отложений валанжинского яруса, выраженных всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним, достигает 1300 *м*.

В Крыму отложения валанжинского яруса представлены глинами с прослоями известняков и мергелей (мощностью до 350 *м*), а местами глауконитовыми песчаниками.

Отложения готеривского яруса на Северо-Западном Кавказе представлены различными породами. На востоке (р. Белая) они выражены песчаными породами незначительной мощности (до 6 *м*). По направлению к западу разрез осадков готерива обогащается глинистыми породами, одновременно увеличивается их мощность до 100 *м*. Еще западнее отложения готерива выражены мощной (более 800 *м*) толщей так называемых нижних сидеритовых глин, состоящих обычно из темносерых неизвестковистых глин, с редкими и тонкими прослоями кварцевых песчаников, сидеритов и сидеритовых конкреций.

В Крыму отложения готерива выражены мелководной песчано-глинистой и известковистой фацией мощностью до 100 *м*, а также и глубоководной глинистой фацией мощностью до 600 *м*.

Залегающие выше отложения барремского яруса на востоке области состоят из светлосерых, бурых, крупно- и среднезернистых косослоистых песков с включениями гальки общей мощностью до 75 *м*. По направлению к западу отложения баррема переходят в глинистую фацию и представлены темносерыми и черными песчанистыми глинами, в нижней части свиты — известковистыми, в верхней — неизвестковистыми, с синеватым оттенком. Верхняя часть этой толщи, состоящая из неизвестковистых глин с многочисленными конкрециями и прослоями сидеритов, носит название верхних сидеритовых глин и относится к верхнему баррему на основании встреченной в ней фауны. Мощность толщи верхних сидеритовых глин достигает 1500 *м*, общая максимальная мощность отложений барремского яруса — 2700 *м*.

К западу от реки Пшехи между нижней глинистой толщей и толщей верхних сидеритовых глин появляется пачка песчаников мощностью от 70 до 250 *м* с фауной нижнего баррема, известная под названием фонарской свиты [1].

В Крыму отложения баррема представлены на западе желтовато-бурыми и красноватыми известняками; на востоке они замещаются мощной (до 300 *м*) толщей конгломератов с прослоями гравелитов и глин.

Описанные отложения валанжинского, готеривского и барремского ярусов в случае затруднений при их расчленении объединяют под названием неокома.

Выше отложений барремского яруса залегают породы аптского яруса или апта, представленного нижним и верхним подъярусами. Отложения нижнего апта на востоке (рр. Белая и Пшеха) представлены характерными породами — грубозернистыми ржавобурыми песками, песчаниками и конгломератами с фауной брахиопод мощностью до 175 *м*. По направлению к западу отложения нижнего апта переходят в глинистые породы мощностью до 400 *м*.

Отложения верхнего апта, выраженные на востоке (р. Белая) темносерыми мелкозернистыми кварцево-глауконитовыми песками с шаровыми конкрециями песчаников и крупными формами аммонитов суммарной мощностью до 100 *м*, по направлению к западу переходят в глины с сидеритами, мощность которых увеличивается до 350—400 *м*.

В Крыму отложения аптского яруса сложены пестрыми глинами с частыми включениями сферосидеритов, общей мощностью до 250 *м*.

---

[1] По названию г. Фонар на р. Псекупс, где эта свита обнажается в наиболее полном развитии.

Выше залегают отложения альбского яруса, представленного на рассматриваемой территории нижним (или клансейским горизонтом), средним и верхним альбом. На востоке (р. Хокодзь) отложения альба представлены темносерыми мелкозернистыми кварцево-глауконитовыми песками и темносерыми глинами с фауной, общей мощностью 250 *м*. По направлению к западу эти отложения сменяются темносерыми глинами.

В Крыму отложения альба представлены на западе песчано-конгломератовидными породами, переходящими к востоку в мощную (до 500 *м*) толщу темносерых и черных глин.

Отложения верхнего мела широко развиты в пределах рассматриваемой области, причем в изменении их литологического состава наблюдается следующая закономерность: на востоке и на севере — нормальные известняковые осадки, на западе и на юге — флишевые отложения, представленные тонким однообразным чередованием буроватых и белых плотных известняков, глауконитовых песчаников, реже конгломератов и зеленовато-серых известковистых глин, и достигают мощности 1500 *м*.

Среди отложений выделяют все пять ярусов верхнего мела (снизу вверх): сеноманский, туронский, коньякский, сенонский и датский.

Сеноманский ярус залегает непосредственно на отложениях альбского яруса связан с последним постепенным переходом. На востоке сеноманские отложения (мощностью 5 *м*) представлены зеленоватыми глауконитовыми песками с галькой фосфоритов и фауной (аммонитами). По направлению к западу они, повидимому, переходят в известняки и затем во флишевые образования. К отложениям сеноманского яруса относится обнажающийся на южном склоне Главного хребта так называемый ананурский горизонт (по названию сел. Ананури), состоящий из темных окремненных прослоев.

Туронский и коньякский ярусы на востоке представлены известняками с фораминиферами и раковинами иноцерамусов (*Inoceramus*) с включениями серых и красных кремней незначительной мощности. На западе отложения указанных ярусов представлены флишевыми образованиями.

Сенон представлен сантонским, кампанским и маахстрихским ярусами и выражен на востоке нормальными светлосерыми и белыми известняками незначительной мощности, переходящими на западе во флишевую фацию. Последними породами сложена так называемая свита хребта Котх (р. Пшиш), подразделяемая на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Общая мощность свиты Котх достигает 500 *м*. По фауне фораминифер возраст свиты Котх определяется в интервале кампан—маастрихт.

Наиболее верхним членом разреза верхнего мела является датский ярус. Присутствие отложений датского яруса на Северо-Западном Кавказе достаточно определенно установлено лишь в небольшом числе пунктов. К ним относится тухинская

свита, названная так по наименованию р. Туха, представленная чередованием грязно-зеленоватых и зеленовато-серых мергелей, глин и реже глауконитовых песчаников. Мощность свиты 90 *м*. На западе отложения датского яруса, видимо, выражены флишевыми образованиями.

В Крыму отложения верхнего мела, представленные сеноманским, туронским, коньякским, сантонским, кампанским, маастрихтским и датским ярусами, выражены песчанистыми мергелями, белыми мелоподобными мергелями с прослоями глауконитовых песчаников и известняков с морской фауной. Флишеподобные отложения появляются в верхнем мелу лишь в восточных районах Крыма (район Феодосии).

Отложения датского яруса залегают на размытой поверхности более древних пород.

Общая мощность верхнемеловых отложений в Крыму колеблется в широких пределах — от 20 до 1100—1450 *м*. Наибольшей мощности верхнемеловые отложения достигают в северной части Степного Крыма.

Третичные отложения. Наиболее древним членом разреза третичных отложений являются отложения нижнего палеоцена, представленные эльбурганской свитой (по названию р. Эльбурган, впервые описаны в 1932 г.). На востоке (р. Кубань) эти отложения выражены светлыми мергелями с фауной брахиопод, пелеципод и фораминифер, пепельносерыми мергельными сланцами и кремнистыми мергелями общей мощностью около 25 *м*. На западе эльбурганская свита выражена флишевой фацией — чередованием тонких прослоев зеленовато-серых и серых сланцеватых известковистых и неизвестковистых глин, мергелей и песчаников; общая мощность этих отложений колеблется в широких пределах — от 180—200 до 900 *м*.

Выше залегают породы свиты Горячего Ключа, относимые уже к верхнему палеоцену. Литологически они представлены также различными типами осадков. В крайней восточной части области — на р. Кубани — это темные неизвестковистые глины с прослоями песчаников общей мощностью 150 *м*. На западе — это типичные флишевые осадки, состоящие из чередования прослоев песчаников, темносерых и черных неизвестковистых глин. В наиболее типичном своем развитии отложения свиты Горячего Ключа известны в районе курорта Горячий Ключ (расположен в 60 *км* к югу от г. Краснодара на р. Псекупс), по наименованию которого они и получили свое название. Здесь отложения свиты Горячего Ключа подразделяются на три подсвиты. Самая нижняя из них представлена чередованием черных и зеленоватых неизвестковистых глин и мощных рыхлых песчаников; средняя — массивными песчаниками, с которыми связаны притоки горячих минеральных вод, а верхняя — такими же породами, как и нижняя подсвита. Примерная мощность всей свиты 460—470 *м*.

Верхним горизонтом палеоцена является абазинская свита, представленная зеленовато-серыми и синевато-зелеными глинами с небольшими прослойками песка, песчаника и мергелей, местами (район г. Хадыженска) с включением крупных глыб более древних пород, среди которых преобладают известняки верхнего мела. Последний тип отложений известен также под наименованием горизонта с включениями. На крайнем западе, в Анапском районе, аналогом абазинской свиты, повидимому, служит чекупская свита (по названию р. Чекупс). Общая мощность абазинской свиты, которая является нижним членом мощной свиты пород, известных под названием фораминиферовых слоев [1], и часто обозначается индкесом $\Phi_1$, колеблется от 20 до 400 *м*.

На Крымском полуострове отложения палеоцена представлены нижним и верхним отделами. Нижний палеоцен выражен на западе перекристаллизованными окремневшими известняками, на востоке разрез приобретает флишевидный характер и сложен чередованием глинистых известняков, мергелей и глин. Верхний палеоцен несогласно залегает на нижнем палеоцене и представлен на западе голубоватыми и желтоватыми мергелями с фауной, а на востоке черными листоватыми глинами. Общая мощность палеоценовых отложений на западе достигает 70 *м*, а на востоке 200—270 *м*.

Выше абазинской свиты залегают отложения нижнего эоцена, которые начинаются следующим по порядку вторым горизонтом ($\Phi_2$) фораминиферовых слоев, известным под названием кутаисской свиты, или свиты Глубокой балки. В наиболее восточной части области (р. Кубань) кутаисская свита представлена кремнистыми мергелями (опоками), а на западе голубовато-зелеными песчанистыми глинами с прослоями песков и песчаников, иногда конгломерата. Мощность колеблется от 40 до 200 *м*.

Залегающие выше отложения нижнего эоцена представлены калужской свитой ($\Phi_3$) по названию станицы Калужской, в районе которой они были впервые описаны. Литологически они представлены зелеными мергелями, серыми и зеленовато-серыми глинами с прослоями песков и песчаников, общей мощностью от 12—23 *м* до 325 *м*.

Среднеэоценовые отложения начинаются хадыженской свитой ($\Phi_4$), представленной зелеными мергелями и мергелистыми яркозелеными глинами с прослоями кварцево-глауконитовых песков, мощностью от 40 до 110 *м*.

Залегающие выше отложения верхнего эоцена начинаются весьма характерным и хорошо выдерживающимся в пределах почти всего Кавказа горизонтом с *Lyrolepis caucasica*

---

[1] Фораминиферовые слои получили свое наименование от названия микроскопических раковинок *Foraminifera*, которые, как правило, в большом количестве встречаются в различных горизонтах этих отложений.

Rom.[1], известного на Кубани также под названием кумской свиты ($Ф_5$). Литологически отложения этого горизонта представлены темными битуминозными слоистыми мергелями с редкими прослоями песков, резко отличающимися от пород других горизонтов фораминиферовых слоев. Мощность горизонта колеблется от 6 до 40 *м*.

Верхним горизонтом фораминиферовых слоев служит белоглинистая свита ($Ф_6$), также относящаяся к верхнему эоцену, получившая свое название по наименованию пункта Белая Глина, где она наиболее полно обнажена. Характерными для нее породами являются светлозеленые, при выветривании почти белые мергели и мергелистые глины, иногда спорадически окрашенные в красноватые и коричневые тона, с массой раковинок фораминифер. Мощность свиты от 25 до 115 *м*.

Белоглинской свитой заканчивается разрез фораминиферовых слоев и разрез осадков эоцена. В самих верхах белоглинской свиты залегает пачка глинистых пород, по своему литологическому составу переходных между осадками белоглинской свиты и залегающими выше отложениями майкопской свиты, которая по наличию в них раковины *Variamussium fallax* Korobkov получила название слоев с вариамуссиум фаллакс. В настоящее время эта пачка пород не выделяется из состава белоглинской свиты и относится к фораминиферовым слоям, а возраст ее определяется как верхнеэоценовый.

В Крыму эоценовые отложения изучены менее детально, чем на Кавказе, хотя и среди них выделяется ряд горизонтов, по фауне относимых к ипрскому (нижний эоцен), лютетскому (средний эоцен), оверзскому и приабонскому (верхний эоцен) ярусам. Нижний эоцен представлен темносерыми известковистыми глинами, средний — белыми массивными нуммулитовыми[2] известняками и верхний — мелоподобными известняками, коричневыми мергелями (горизонт с лиролепис-кавказика), переходящими кверху в зеленовато-белые мергели (белоглинский горизонт). В районе Бахчисарая, где вскрыт наиболее полный разрез эоцена, мощность верхнего эоцена равна 350 *м*, среднего 35 *м* и нижнего 50 *м*.

Выше залегают отложения майкопской свиты, возраст которой определяется в интервале нижний олигоцен — нижний миоцен, выделенной на Кубани в 1911 г. и получившей свое наименование по названию Майкопского (ныне Апшеронского) нефтеносного района, где она впервые была описана. В дальнейшем это наименование было распространено на одновозрастные отложения всего Кавказа и даже за его пре-

---

[1] По названию ископаемой рыбы *Lyrolepis caucasica* Rom., встречающейся только в этих отложениях и обладающей весьма характерной чешуей, имеющей форму музыкального инструмента лиры.

[2] По названию плоской круглой раковины *Nummulites*, которая в большом количестве встречается в этих отложениях и часто является породообразующей.

делы благодаря постоянству общей характеристики литологического состава пород этой свиты. Майкопская свита подразделяется в Кубано-Черноморской области на верхнюю, среднюю и нижнюю подсвиты, которые промысловыми геологами обычно именуются отделами. Такое деление является условным, так как основывается главным образом на литологических различиях, т. е. на составе пород, но в промысловой практической работе вполне себя оправдывает. Наиболее детально майкопские отложения были изучены в Нефтяно-Ширванском (ныне Апшеронском) районе, для которого И. М. Губкин подразделил майкоп на следующие горизонты (сверху вниз) [1]:

1) горизонт листоватых глин; мощность 200 *м*;

2) горизонт нефтянских колодцев — чередование глин и тонких прослоев нефтеносных песков; мощность 150 *м*;

3) горизонт мощных песков и глин с включениями; мощность 200 *м*;

4) горизонт ширванских колодцев — темносерые глины с прослоями нефтеносных песков, включая залегающий в основании горизонта мощный пласт песка «а»; мощность 150 *м*;

5) пласт «в» — глинистый конгломерат с включением обломков верхнемеловых мергелей (известняков) и фораминиферовых глин; мощность 10—15 *м*;

6) горизонт легкой нефти — темносерые и зеленые глины с пластами песков, дающих притоки легкой нефти; мощность в среднем 75 *м*.

В этом подразделении горизонт листоватых глин относится к верхнему отделу, все остальные к среднему; общая мощность двух отделов 785 *м*.

Вначале нефтяные горизонты, залегающие выше пласта «в», обозначались по И. М. Губкину, а ниже пласта «в» имели буквенные обозначения «$c_1$», «$c_2$» и «е».

В настоящее время в промысловой практике для всех нефтяных горизонтов приняты цифровые обозначения: I, II и т. д., считая по разрезу сверху вниз.

В дальнейшем в результате разбуривания участков в северо-западной части района было установлено значительное увеличение мощностей разреза майкопской свиты за счет появления в нижней части разреза новых пластов глин и песков, и общая мощность майкопской свиты превысила тысячу метров.

По новому подразделению майкопской свиты были выделены три отдела: верхний, средний и нижний.

Наиболее выдержанным по литологическому составу является верхний отдел майкопа, мощность которого на промысловых площадях Апшероно-Хадыженского района в среднем равна 200 *м*. Верхний отдел представлен темносерыми неслоистыми глинами, с пачками в средней и нижней части тонкослои-

[1] Для промысловых площадей описание разреза дается сверху вниз, как это принято в промысловой практике.

стых глин, с конкрециями сидеритов и включениями пирита. Отдельные прослои глин богаты остатками рыб и мелких крабов.

Граница верхнего отдела майкопа со средним отбивается по появлению обильных прослоев песка.

Средний отдел майкопа выражен слоистыми темносерыми глинами с прослоями песков, мощность которых изменяется от нескольких миллиметров до нескольких десятков метров. Средний отдел характеризуется очень большой изменчивостью литологического состава пород.

В скважинах, расположенных в наиболее погруженных участках моноклинали, мощность среднего отдела около 800 *м*.

Нижняя граница среднего отдела майкопа определяется по появлению известковистых глин с остракодами, которые относятся уже к нижнему отделу, называемому хадумским горизонтом (по наименованию гора Хадум, где впервые эти отложения были изучены).

В нижнем отделе майкопа, который известен также под названием хадумского горизонта, в настоящее время в Апшероно-Хадыженском районе выделяются (сверху вниз, фиг. 10) два горизонта:

1) остракодовый, или полбинский, горизонт, выраженный светлосерыми мергелистыми глинами с включением пирита и раковинками *ostracoda;* мощность 12 *м*;

2) планорбелловые, слои или пшехский (по наименованию р. Пшехи), горизонт, представленный темносерыми и оливковыми известковистыми глинами с фауной *Planorbella* и *Pelecypoda*, рыбными остатками и тончайшими прослоями песка; мощность этого горизонта — до 20 *м* на Апшеронской площади и до 80 *м* на погруженных участках моноклинали.

Литологическая характеристика и мощность остракодового горизонта (верхняя часть нижнего отдела) обладают на территории Апшероно-Хадыженского района постоянством, поэтому он является хорошим репером при сопоставлении разрезов майкопской свиты.

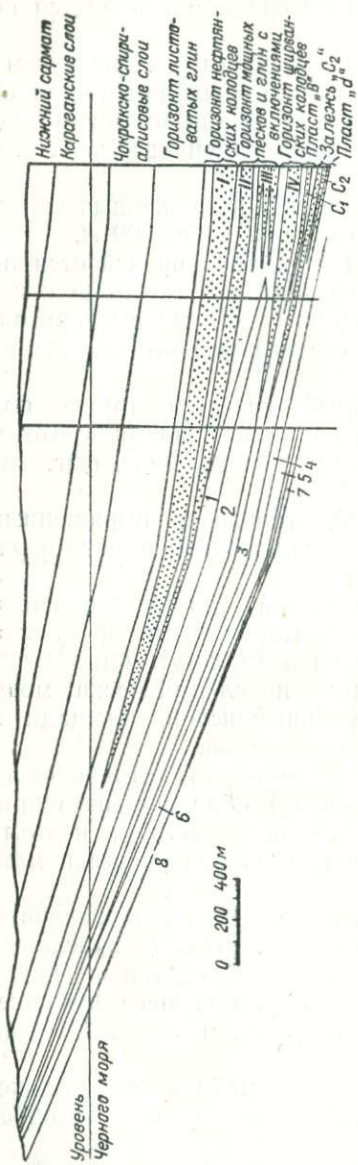
Нижняя часть хадумского горизонта — планорбелловые слои, сохраняя в разрезе преобладание глин над прослоями песков и песчаников, увеличивает свою мощность, так же как и средний отдел майкопа, в направлении наибольшего погружения моноклинали, с одновременным увеличением в нижней части числа простоев песчаников.

Таким образом, наибольшая мощность майкопских отложений в Апшероно-Хадыженском районе несколько превышает 1000 *м*.

В Крыму отложения майкопской свиты наиболее полно были изучены на Керченском полуострове, где разрез их снизу вверх следующий.

В самом основании майкопской свиты залегает дюрменский (по названию г. Дюрмень), или карангатский (по наименованию

мыса Карангат), горизонт, залегающий непосредственно на отложениях фораминиферовых слоев эоцена и представленный неизвестковистыми серыми глинами с прослоями плотных кривослоистых кварцевых песчаников с фораминиферами, встречающимися и в верхней части фораминиферовых слоев, с линзами зеленых фораминиферовых (мергелистых) глин. Общая мощность колеблется в широких пределах, максимальная 700 *м* (к западу от Феодосии).




Фиг. 10. Геологический профиль Апшеронского месторождения.

*1*—фораминиферовые глины во вторичном залегании; *2*—горизонт ширванских колодцев; *3*—горизонт морозкиной балки; *4*—конгломерат из фораминиферовых глин; *5*—слои с *Ostracoda*; *6*—слои с *Planorbella*; *7*—конгломерат пород типа „в"; *8*—фораминиферовые слои.

Выше дюрменского горизонта, аналоги которого в разрезе майкопских отложений Северо-Западного Кавказа пока не установлены, залегает нижний горизонт нижнего отдела майкопа (хадума)—планорбелловый. Литологически планорбелловый горизонт представлен чередованием серых, зеленовато-серых и бурых плотных и частью песчанистых глин с тонкими прослоями тонкозернистого песчаника, присыпками такого же песка по плоскостям наслоения и с фауной, характерной для хадумского горизонта Кавказа, указывающей на нижнеолигоценовый возраст вмещающих ее пород; мощность до 250 *м* и более.

Выше залегает остракодовый горизонт, представленный известковистыми глинами с остракодами и присыпками песка по плоскостям наслоения; встречаются тонкие прослои и линзы кривослоистого песчаника и глинистого песка. Мощность непостоянна и колеблется от 145 до 300 *м*.

Выше остракодового горизонта залегают отложения среднего майкопа, представленные двумя горизонтами: нижнекерлеутским (по названию селения Керлеут на Керченском полуострове) и верхнекерлеутским, выделяемыми по составу пород и отчасти по данным микрофауны.

Нижнекерлеутский горизонт представлен коричневатыми и голубовато-серыми глинами с ярозитом и многочисленными включениями ярко окрашенных красных и ржаво-бурых конкреций сидеритов, с пропластками битуминозных сланцев с рыбными остатками и местами с отпечатками мелких планорбелла. Изредка — тонкие прослои кривослоистых песчаников; мощность до 600 *м*.

Верхнекерлеутский горизонт, характеризующийся на Керченском полуострове наличием многочисленных нефтепроявлений, представлен серыми и темнокоричневыми глинами с прослоями песчанистых глин и песков непостоянной и обычно незначительной (не более 0,7 *м*) мощности. Общая мощность горизонта колеблется от 390 до 480 *м*.

Отложения верхнего майкопа общей мощностью 1000—1100 *м* представлены темносерой глинистой толщей с включением сидеритов и изредка прослойками песка и рыбными остатками, названной батисифоновым горизонтом по наличию в ней своеобразных палочковидных образований *Bathysiphon*. По наличию характерной микрофауны верхний отдел подразделяется на шесть микрофаунистических зон.

К верхнему же майкопу относят в Крыму и так называемые королевские слои (нижний миоцен), представленные темносерыми глинами с тонкими прослоями и присыпками тонкозернистого песка, прослоями сидеритов, включениями пирита и рыбных остатков. Максимальная мощность до 600 *м*. Выше залегают отложения тарханского горизонта.

Разрез майкопских отложений в Степном Крыму несколько отличается от описанного выше разреза майкопских отложений Керченского полуострова. Здесь, в нижнем майкопе, снизу вверх выделяют:

аммобакулитовые слои — зеленоватые и серые глины с присыпками и тонкими прослойками тонкозернистого песка, с раковинами *Ammobaculites* sp.;

спироплектаминовые и планорбелловые слои — серые и зеленоватые глины, местами переходящие в глауконитовые пески, с прослоями сидеритов, с планорбелла и другой фауной;

остракодовые слои — серые глины с прослоями тонкозернистого песка, с *Ostracoda* и другой фауной.

Средний майкоп представлен серыми и темносерыми глинами с налетами и тонкими прослоями тонкозернистого песка с фораминиферами.

Верхний майкоп выражен темносерыми глинами с тонкими прослоями тонкозернистого песка, пиритом, рыбными и растительными остатками и сидеритами. Из фауны встречают *Bathy-*

*siphon* (батисифон), *Cibicides* (цибицидес) и др. Общая мощность майкопских отложений в Степном Крыму от 10 до 1500 *м*.

Возраст майкопской свиты в целом определяется в интервале нижний олигоцен — нижний миоцен.

К среднему миоцену относятся тарханские слои или слои с *Amussium denudatum* Reuss. по названию раковины, характерной для этих отложений.

На Кавказе они представлены стально-серыми и зеленовато-серыми известковистыми глинами с прослоями мергелей и тонкими прослоями песков. Мощность незначительная и колеблется в пределах от 0,6 до 2—3,5 *м*.

В Крыму тарханские слои представлены темнокоричневыми и темносерыми глинами с прослоями тонкозернистого серого кварцевого песка и оолитовыми включениями марганца, с рыбными остатками и другой фауной; мощность от 10 до 100 *м*.

Выше пород тарханского горизонта залегают (снизу вверх) чокракско-спириалисовые, караганские и конкско-фоладовые слои (последние некоторыми исследователями относятся уже к верхнему миоцену).

Чокракско-спириалисовые слои, названные так по наименованию того района Крыма, где они были изучены (м. Чокрак) и по наличию в них характерной раковины *Spirialis*, на Северо-Западном Кавказе представлены различными породами: известняками, ракушечниками, глинами и песками с прослоями мергелей, линзами доломитов и песчаников и местами конгломератов с богатой морской фауной. Мощность колеблется в широких пределах, достигая 200 *м*.

Теми же породами характеризуются чокракско-спириалисовые слои и на Крымском полуострове, где их мощность колеблется от 3 до 275 *м*.

Отложения караганских или, как их ранее называли, спаниодонтелловых слоев (по встречающейся в них *Spaniodonteila pulchella* Baily, характерной для этого горизонта) по своему составу близки к залегающим под ними чокракско-спириалисовым слоям. На Северо-Западном Кавказе они представлены зеленовато-серыми и буроватыми глинами с прослоями песков, мергелей и местами с линзами брекчиевидных доломитов и мергелей, с которыми в ряде районов связаны залежи нефти. Для южных частей территории характерно развитие более грубообломочных образований, которые по направлению к северу, вниз по падению пород, переходят в более глубоководные глинистые образования. Местами встречаются штокообразные включения гипса. Мощность караганских слоев колеблется в широких пределах — от 20—30 *м* до 250 *м*.

Примерно таким же типом осадков представлены караганские отложения и в Крыму, где мощность их изменяется от 0 и до 300 *м*. Характерной особенностью караганских отложений на Керченском полуострове служит присутствие среди них со-

почной брекчии, переслаивающейся с нормальными осадочными образованиями.

Выше караганских слоев залегают отложения конкско-фоладового горизонта, получившие свое двойное название от р. Конка, на которой они были впервые изучены, и от присутствия в них характерной раковины *Pholas*. Ввиду близкого сходства с подстилающими их породами караганских слоев они обычно не выделяются в самостоятельный горизонт и объединяются с последними под названием конкско-караганского горизонта. Литологически они выражены желтыми и серыми песками, песчанистыми глинами с прослоями песчаников, известняков и мергелей с фолас. Мощность колеблется от 10 до 150 *м*.

В Крыму максимальная мощность конкско-фоладовых слоев от 3 до 175—250 *м* (периклиналь чонгелекской антиклинали).

Отложения верхнего миоцена начинаются осадками сарматского яруса, обычно подразделяемого на три подъяруса: нижний, средний и верхний.

Отложения нижнего сармата на Кубани представлены двумя основными типами осадков: песками и глинистыми песчаниками и темносерыми глинами с прослоями мергелей и тонкими прослоями песков. Местами они выражены известняками, ракушечниками с прослоями песчаников. По характеру фауны некоторыми исследователями подразделяются на две части: нижнюю — с раковинами *Syndesmya reflexa* Eichw. и верхнюю — с раковинами *Mactra eichwaldi* Lask. Общая мощность нижнесарматских слоев от 90 до 260 *м*.

В Крыму отложения нижнего сармата представлены примерно тем же типом осадков, что и на Кавказе, с той разницей, что в Крыму (Керченский полуостров) нормальные образования их переслаиваются с мощными пластами ископаемой сопочной брекчии. Глины довольно часто загипсованы и содержат прослои кристаллического гипса до 10—15 *см* мощности. Общая мощность от 35 до 200 *м*.

Отложения среднего сармата обычно достаточно четко подразделяются на два горизонта: нижний, или криптомактровые слои, названные так по нахождению в них характерной формы *Cryptomactra pesanseris* Andrus., и верхний — слои с типичной среднесарматской фауной. Характерными породами для криптомактровых слоев являются глинистые осадки с тонкими прослоями серых и желтых мергелей; мощность колеблется от 65 до 150 *м*.

Слои с типичной среднесарматской фауной представлены более мелководными осадками, состоящими из песков, песчаников, передко грубозернистых, конгломератов и раковинных известняков. Мощность до 200 *м*.

Аналогичным типом осадков представлены среднесарматские отложения и в Крыму. Отличительной особенностью их на Керченском полуострове служит наличие среди них характерных ископаемых рифовых образований, сложенных особыми организмами — мшанками, носящими наименование *Bryozoa*.

Отложения верхнего сармата характеризуются более мелководным типом осадков, чем описанные выше. В основном это пески, песчаники, конгломераты, известняки и в меньшей степени глины. Из фауны, кроме морских раковин, среди которых наиболее характерной является *Mactra caspia* Eichw., встречаются и представители наземных организмов *Helix, Planorbis* и др. Мощность от 50 до 300 *м*.

В Крыму среди верхнесарматских отложений при общем мелководном характере их довольно широко представлены и глинистые образования с прослоями трепелов, цементных мергелей, известняков и вулканических пеплов. Мощность колеблется от 8—10 до 200 *м*.

Отложения меотиса являются последним стратиграфическим комплексом, который венчает разрез миоценовых осадков. Обычно они несколько перекрывают все более древние отложения. Представлены различными типами осадков, на востоке более мелководными песками, песчаниками, известняками, галечниками, конгломератами, с прослоями сине-зеленых глин, а на западе — глинами с прослоями песков и известняков. Мощность колеблется от 40 до 300 *м*. По составу фауны иногда подразделяются на три части: нижнюю — с рифовыми мшанковыми известняками, среднюю — с *Congeria panticapaea* Andr. и *Modiola volhynica* Andr. и верхнюю — с *Congeria subnovorossica* Sinz.

В Крыму меотические отложения в основном представлены известняками и песчаными осадками с морской и пресноводной фауной. Мощность до 200 *м*.

Залегающие выше отложения п л и о ц е н а представлены нижним, средним и верхним отделами.

Нижний отдел — понтический ярус на Северо-Западном Кавказе — характеризуется мелководными песками, галечниками, глинами, известняками и более глубоководными осадками — глинами с подчиненными им прослоями ракушечников, песков и детритусовых известняков с морской, а в верхах с пресноводной фауной. Мощность колеблется от 30 до 150 *м*.

В Крыму понтический ярус выражен известняками и рыхлыми песчаниками с прослоями глин и обломков морской фауны. Мощность от 5 до 35 *м*.

Отложения с р е д н е г о плиоцена представлены на Северо-Западном Кавказе и в Крыму осадками киммерийского яруса, которые включают рудные слои, названные так по наличию в них залежей бурого железняка, являющегося объектом промышленной разработки. Характерными породами осадков киммерийского яруса, кроме железных руд, служат охристые суглинки, рыхлые песчаники с раковинами *Cardium* и *Dreissensya*, пески, ракушечники и галечники. Мощность колеблется от 2 до 170 *м*.

Выше рудных слоев залегают надрудные слои, по возрасту отвечающие верхам киммерийского яруса среднего плиоцена и

куяльницкому ярусу верхнего плиоцена, представленные озерно-лагунными осадками — грубозернистыми песками, прослоями галечников и конгломератов и бурых глин, и морскими отложениями — песками, глинами и песчаниками с *Pelecypoda*. Мощность от 13 до 150 *м*. Верхняя часть надрудных слоев содержит фауну акчагыльского яруса: *Mactra subcaspia* Andrus., *Cardium dombra* Andrus. и др. и выделяется некоторыми исследователями под названием таманских слоев. Мощность от 0 до 53 *м*.

Выше отложений акчагыла залегают слои Чауды [1], представленные суглинками, известняками с морской фауной, относящиеся уже к отложениям четвертичного времени (к постплиоцену).

Чаудинскими слоями мы заканчиваем описание осадочных образований Кубано-Черноморской нефтегазоносной области.

Особенностью Кубано-Черноморской нефтегазоносной области является широко распространенная нефтегазоносность слагающих ее пород — от нижних горизонтов мезозоя (триаса) до верхнего плиоцена (надрудные слои) включительно.

Промышленные залежи нефти установлены пока только в третичных отложениях. Продуктивные горизонты известны в эльбурганской свите, свите Горячего Ключа, в абазинской, кутаисской, калужской, хадыженской и кумской свитах фораминиферовых слоев, в нижнем и среднем майкопе, в чокракско-спириалисовых, караганских и конкско-фоладовых слоях, в нижнем и среднем сармате, в меотисе и понте.

Таким образом, общее количество продуктивных горизонтов, каждый из которых в свою очередь подразделяется на ряд пластов, достигает шестнадцати, хотя нефтеносность, не имеющая еще промышленного значения, охватывает значительно больший возрастной интервал осадков. Признаки нефтеносности встречены в триасовых, нижнеюрских, среднеюрских, верхнеюрских, валанжинских, готеривских, барремских, нижнеаптских, верхнеаптских, альбских и частью верхнемеловых отложениях.

На Крымском полуострове нефтепроявления наблюдаются в меньшем числе стратиграфических комплексов. В наиболее древних отложениях таврической формации и в среднеюрских отложениях обнаружены газопроявления. В полосе развития нижнемеловых отложений близ с. Аян издавна известна грязевая сопка с выделением газа с пленкой нефти. Имеются указания на наличие нефтепроявлений в эоценовых породах. Эффективные нефтепроявления связаны с более молодыми горизонтами третичных отложений, где признаки нефтеносности установлены в отложениях майкопской свиты, чокракских, караганских, конкских и нижнесарматских слоях. С некоторыми из перечисленных горизонтов были связаны кратковременные, но в промышленном количестве притоки нефти и газа.

[1] По названию мыса Чауда на Керченском полуострове.

Условия залегания нефтегазоносных горизонтов весьма разнообразны и обусловлены тектоническими особенностями описываемой области.

В Кубано-Черноморской нефтегазоносной области в пределах развития третичных отложений четко выделяются по своему геологическому строению две зоны: восточная — Майкопская и западная — Ильско-Таманская. Майкопская зона протягивается от р. Кубани на востоке до станицы Ильской на западе и характеризуется спокойным, моноклинальным залеганием пород, на фоне которого изредка располагаются широкие, большие складки с пологим падением крыльев. Ильско-Таманская тектоническая зона, располагающаяся к западу от станицы Ильской, охватывает Таманский и Керченский полуострова. В этой зоне в пределах полосы видимого моноклинального залегания верхнетретичных пород (с олигоцена и моложе) появляется ряд структур, интенсивность дислокаций которых увеличивается по направлению к западу, где в границах Таманского и Керченского полуостровов развиты уже типичные диапировые складки.

Характерной особенностью Ильско-Таманской зоны является также наличие, под несогласно залегающими отложениями олигоцена и миоцена, сильно нарушенных антиклинальных структур, сложенных эоценовыми и палеоценовыми породами и, как правило, запрокинутых в северном направлении (Зыбзенская, Ахтырско-Бугундырская и др.).

В соответствии с описанными особенностями указанных выше Майкопской и Ильско-Таманской тектонических зон связанные с ними нефтяные и газовые месторождения характеризуются специфическими чертами, свойственными этим зонам.

Основные месторождения Майкопской зоны приурочены к породам, залегающим моноклинально, т. е. падающим в одном направлении. Характерным примером месторождений этого типа являются нефтяные залежи Апшеронско-Хадыженского района, связанные со средним отделом майкопской свиты. Песчаные отложения майкопа, содержащие нефтегазоносные горизонты, залегают моноклинально, с простиранием, совпадающим с кавказским, и падением на северо-восток под углами от 6 до 20° при полном отсутствии дизъюнктивных нарушений. К западу от Хадыженского промысла углы падения увеличиваются до 60°, но вниз по падению пластов происходит быстрое выполаживание.

До исследований И. М. Губкина в Апшеронском районе (1909—1911 гг.) общепринятым среди геологов было воззрение, согласно которому для образования залежей нефти и газа считалось обязательным наличие антиклинальной структуры, на которой газ и нефть размещались в наиболее повышенной части. В соответствии с этим взглядом перспективы нефтеносности Апшероно-Хадыженского района большинством геологов оценивались очень низко, так как все нефтепроявления в этом

районе были связаны с майкопской свитой, обнажающейся на поверхности в условиях моноклинального залегания пород.

Тщательные и детальные исследования И. М. Губкина выявили в Апшеронском районе существование своеобразного типа нефтяной залежи, названного им «рукавообразной» залежью. На примере Апшеронского месторождения И. М. Губкин показал, что помимо залежей нефти, приуроченных к сводам антиклинальных поднятий, в природе существуют также залежи, форма контура нефтеносности которых и положение на структуре зависят не только от тектонических условий, но также и от характера изменчивости литологического состава продуктивных пластов.

И. М. Губкин в своих исследованиях на Нефтяно-Ширванской площади (ныне Апшеронское месторождение) основное внимание уделил изучению залежи легкой нефти, расположенной в нижней части майкопской свиты, на границе с отложениями фораминиферовой свиты. Для изображения поверхности фораминиферовых слоев им была применена новая методика построения структурной карты, которая заключалась в том, что отметки глубин залегания фораминиферовых слоев брались не от уровня моря, а от кровли пласта конгломерата «б». Это позволило получить наглядное изображение размыва поверхности фораминиферовых слоев и установить, что залежь легкой нефти приурочена к образованиям, отложенным в русле водного потока в виде обособленных песчаных линз. Русло было промыто в фораминиферовых слоях, представлявших в то время сушу, омывавшуюся водами майкопского моря. Пески, отложенные в русле потока, были затем перекрыты мощным (до 50 *м*) слоем глин во время наступившей трансгрессии майкопского моря.

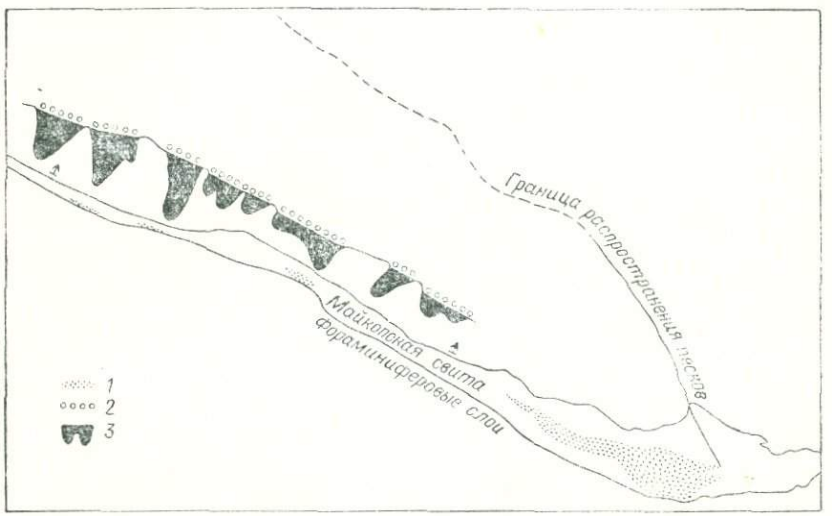
В работах советских геологов взгляд И. М. Губкина о решающей роли в образовании залежей нефти наравне с тектоническим также литологического фактора получил дальнейшее развитие.

Работами геологического коллектива треста Майнефть, кроме рукавообразной залежи были выявлены еще два новых типа, получивших наименование залежей «заливообразной» формы и залежей «лентообразной» формы, объединенных в одну общую группу под названием «зональных» залежей ввиду приуроченности их к зонам течений.

Зональные или, как их также именуют, литологически ограниченные залежи характеризуются резкой изменчивостью литологического состава нефтесодержащих пластов, обусловивших изменение мощности продуктивного горизонта до его полного выклинивания в пределах структуры. Уменьшение мощности песчаных пластов в этих залежах может происходить не только в направлении восстания пластов, но также и по простиранию, а иногда и по падению пластов, и вызывается наличием и изменением направления морских течений, отложивших песчаные осадки.

При разработке таких залежей характерным для них является большое разнообразие в дебитах скважин, проведенных на один и тот же нефтяной горизонт, а при незнании закономерностей в изменчивости литологического состава нередко также и значительное количество пустых скважин.

В советское время разведочным бурением в Апшероно-Хадыженском районе была охвачена полоса моноклинального залегания майкопской свиты от станицы Ширванской на востоке до станицы Ключевой на западе и было открыто значительное




Фиг. 11. Карта распространения песков и нефтяных залежей майкопской свиты (составил Г. А. Хелькви́ст).

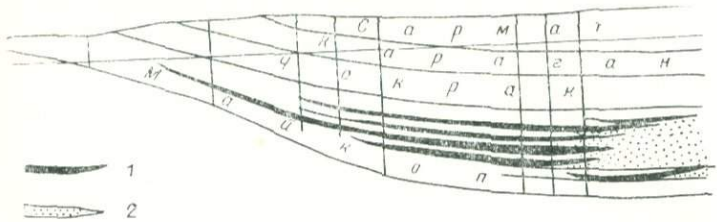
*1*—выходы песков на поверхность; *2*—водонефтяной контакт; *3*—нефтеносная площадь.

количество новых нефтяных месторождений в отложениях майкопской свиты (*месторождения Асфальтовая гора*, Курацеце, балка Широкая и др.). Все залежи обладали резкой изменчивостью разреза продуктивных горизонтов, и важнейшей задачей являлось выявление закономерностей в характере этой изменчивости.

Построением карт нулевых линий[1] мощностей отдельных прослоев нефтяных горизонтов было установлено, что все залежи нефти майкопской свиты на моноклинали приурочены к участкам, на которых линии контуров выклинивания песчаных пластов (нулевые линии мощностей) делают изгиб в направлении восстания пород (фиг. 11).

[1] Методика построения карт нулевых линий изложена в работе Г. А. Хелькви́ста «Геологическое строение зональных залежей нефти», Гостоптехиздат, Москва, 1946.

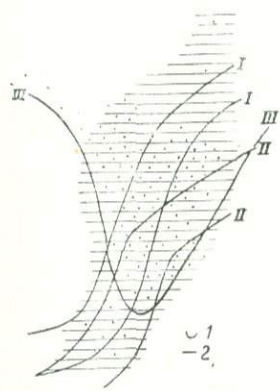
На фиг. 12 схематически показано геологическое строение зональной залежи заливообразной формы, характерное для залежей Апшероно-Хадыженского района.




Фиг. 12. Геологическое строение зональной залежи заливообразной формы.

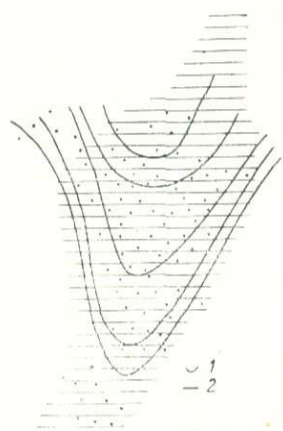
*1*—нефтеносные слои; *2*—водоносные пески.

Характеристика изменчивости мощностей отдельных прослоев продуктивных горизонтов показана на фиг. 13 и 14, составленных по данным буровых скважин одного из нефтяных месторождений Апшероно-Хадыженского района.




Фиг. 13. Карта нулевых линий продуктивных горизонтов майкопской свиты (составил Г. А. Хелькквист).

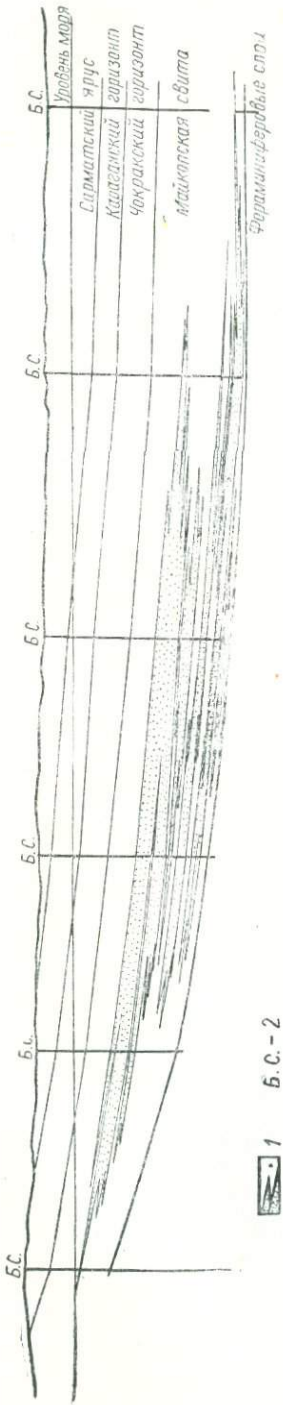
*1*—нулевые линии, *I*, *II* и *III* горизонта; *2*—горизонтали структурной карты по верхнему караганскому реперу.




Фиг. 14. Карта нулевых линий мощностей песчаных пачек нефтяного горизонта майкопской свиты (составил Г. А. Хелькквист).

*1*—нулевые линии песчаных пачек III горизонта; *2*—горизонтали структурной карты по верхнему караганскому реперу.

Точное послойное сопоставление разрезов скважин показало, что распределение песков в разрезе майкопской свиты связано с существованием морских течений в майкопский век.




Фиг. 15. Геологический профильный разрез вкрест простирания пород (Апшероно-Хадыженский район, составил Г. А. Хельквист).

*1* — пески майкопской свиты; 2 — буровые скважины.

Мощная водная артерия, впадающая в майкопское море на участке между станциями Ширванской и Нефтяной, приносила с суши, расположенной к югу от Апшероно-Хадыженского района, огромное количество терригенного материала, который затем транспортировался и откладывался морскими течениями вдоль древней береговой линии с постепенным уменьшением величины зерен песков по мере удаления от Апшеронской площади в северо-западном направлении (см. фиг. 11).

На профильном разрезе, построенном по данным поверхностной геологии и материалам глубоких буровых скважин, хорошо видны границы течений, отложивших песчаные осадки (фиг. 15). Этот профильный разрез проведен в крест простирания пород и почти перпендикулярно направлению морских течений на площади Апшеронского месторождения.

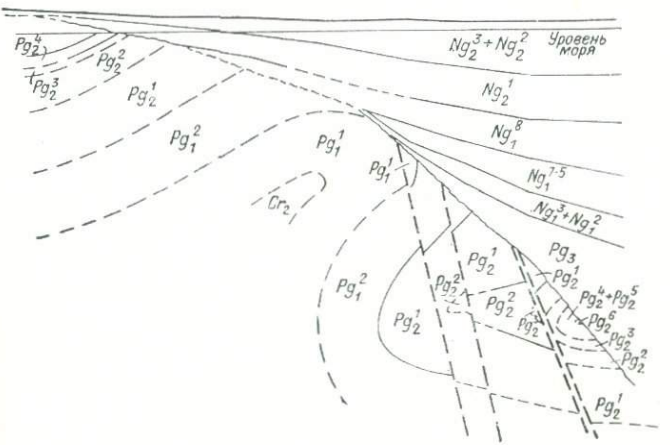
Ширина зоны песчаных осадков в разрезе майкопской свиты на территории Апшероно-Хадыженского района достигает 10—12 *км*, но это не есть ширина течения, границы которого, как это видно на профиле, перемещались как в сторону приближения к древней береговой линии майкопского моря, так и временами удалялись от нее на северо-восток.

Буровые скважины, расположенные вне зоны течений, вскрывали разрезы, выраженные исключительно глинами.

Залежи нефти в майкопской свите относят к первичным, то есть считают, что они образовались за счет органического материала, погребенного на дне майкопского моря вместе с терригенными осадками.

Газ обычно содержится в нефти в растворенном состоянии, образуя газовые шапки лишь после снижения пластовых давлений; в редких случаях залежи имеют газовые шапки. Чисто газовые горизонты в майкопской свите имеются на антиклинальном поднятии вблизи г. Майкопа.

В Ильско-Таманской зоне, расположенной к западу от Апшероно-Хадыженского района, промышленные залежи нефти выявлены, помимо майкопской свиты, также в плиоценовых, миоценовых и эоцен-палеоценовых отложениях.



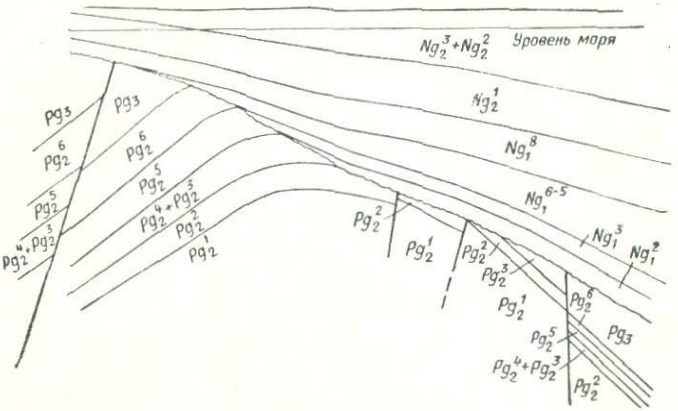

Фиг. 16. Погребенная антиклинальная складка с размытой сводовой частью.

Структурные формы этих нефтяных и газовых месторождений существенно отличаются от структурных форм, развитых в восточной части области. Моноклинальное, слабо нарушенное залегание пород свойственно здесь лишь верхнему осадочному комплексу — начиная с майкопских слоев и моложе. Что же касается эоценовых и более древних отложений, то в пределах зоны моноклинально залегающих пород верхнего осадочного комплекса они, как правило, образуют сильно нарушенные дислокациями антиклинальные складки, опрокинутые к северу. При этом в результате последующих трансгрессий наблюдались явления размыва сводовых частей и крыльев погребенных складок (фиг. 16 и 17).

Нефтяные залежи в этих сложных структурах приурочены к отложениям эоцена и палеоцена, разрез которых в отличие от восточной части области характеризуется значительным увеличением мощности и наличием резких несогласий на границе палеогена и неогена.

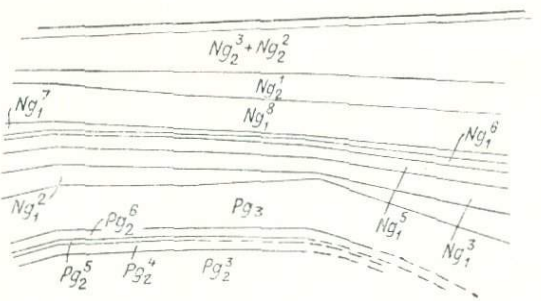
Наличие крупных угловых несогласий затрудняет выяснение глубинного строения и требует обязательного применения геофизических методов разведки (сейсмического метода).

Практическое значение приобретают также структурные формы, располагающиеся в зоне, непосредственно прилегающей к южному борту Прикубанского прогиба, отделяющего геосинклинальную зону Большого Кавказа и его предгорьев от южной




Фиг. 17. Погребенная антиклинальная складка с размытой крыльевой частью.

части Русской платформы. Развитые здесь антиклинальные поднятия (Ново-Дмитровское, Калужское, Анастасиевское и др.) характеризуются крупными размерами (до 20 *км* в длину и до 8 *км* в ширину) и более пологим и спокойным залеганием про-



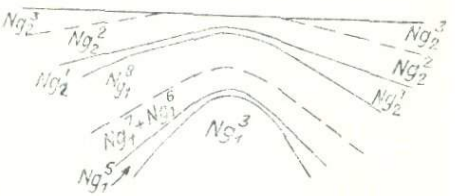

Фиг. 18. Антиклинальная складка со спокойным залеганием продуктивных отложений.

дуктивных отложений, возрастной интервал которых увеличивается за счет молодых образований неогена (фиг. 18). По своему строению эти структурные формы являются как бы переходным типом между структурами характерными для геосинклинальных и платформенных областей.

В западной части Ильско-Таманской зоны, на Таманском и Керченском полуостровах, преимущественное распространение получают криптодиапировые (фиг. 19) и типичные диапировые

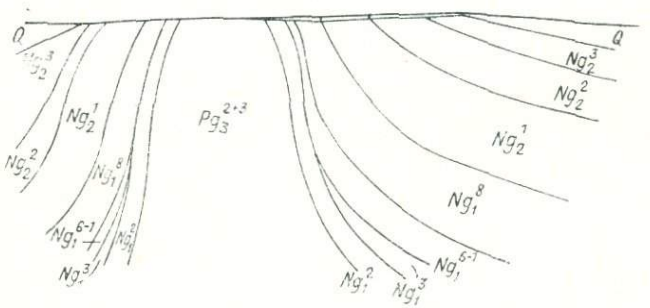
(фиг. 20) структуры, характеризующиеся наличием многочисленных признаков нефтегазоносности в различных стратиграфических горизонтах третичной системы, но еще недостаточно изученные в промышленно-нефтеносном отношении.

Коллекторами нефти в Ильско-Таманской зоне являются пески, мергеля, известняки и доломиты, обладающие различной степенью изменчивости их литологической характеристики, поэтому имеются залежи как с выдержанной в пределах структуры характеристикой коллекторских свойств, так и обладающие резкой изменчивостью литологического состава.



Фиг. 19. Суворово-Черкесская криптодиапировая складка.

Из сказанного очевидно, что по своим потенциальным возможностям Кубано-Черноморская нефтеносная область, несомненно, обладает широкими перспективами, и весьма вероятно, что дальнейшие работы позволят выявить новые типы неф-



Фиг. 20. Диапировая складка.

тяных и газовых залежей платформенного типа, наличие которых, исходя из геологического строения зоны, переходного между геосинклиналью и платформой, можно ожидать в пределах Прикубанской низменности и в области Степного Крыма.

## Терско-Дагестанская (Северо-Кавказская) нефтегазоносная область

Терско-Дагестанская нефтегазоносная область располагается в границах Северо-Восточного Кавказа от берегов Каспийского моря на востоке и почти до района Минеральных Вод на западе.

Южная граница области условно проводится в полосе развития мезозойских отложений и почти совпадает с водораздельной линией Главного Кавказского хребта. Менее четко намечается

северная граница области, которая условно может быть проведена по широте Промысловской структуры.

Геологическое строение рассматриваемой области в значительной степени определяется особенностями строения северного склона Главного Кавказского хребта и примыкающей к нему с севера и северо-востока Притеречной равнины, ограниченной с запада Ставропольским поднятием, а на востоке погружающейся под воды Каспийского моря.

По особенностям рельефа поверхности Терско-Дагестанская нефтегазоносная область может быть подразделена на три части: *нагорную полосу* (Нагорный Дагестан — Черные горы), зону передовых хребтов и широкую низменность, объединяющую Притеречную и Затеречную равнины.

Нефтяные источники Терско-Дагестанской области были известны давно. В районе Грозного за период с 1833 по 1875 гг. из колодцев было добыто 6 млн. *т* нефти. Первая буровая скважина была заложена в Старо-Грозненском районе в 1893 г. и в августе того же года дала нефтяной фонтан с глубины 130 *м*.

Зарождение нефтяной промышленности Терско-Дагестанской области относится примерно к этому же времени, когда было начато бурение в Каякенте и Берекее. Дальнейшее развитие нефтяной промышленности пошло в основном за счет Грозненского района, после открытия в 1913 г. и введения в разведку Новогрозненского месторождения.

После национализации началось массовое разбуривание нефтеносных площадей и общая добыча с 640,6 тыс. *т* в 1920 г. поднялась в 1932 г. до 7709,8 тыс. *т*.

В строении Терско-Дагестанской нефтегазоносной области принимает участие мощный комплекс осадочных образований, начиная от нижних горизонтов мезозоя и до верхов третичных и четвертичных отложений.

Наиболее древними из мезозойских отложений являются отложения нижней юры или лейаса, представленные темносерыми и черными глинистыми, местами аспидными сланцами с конкрециями сидеритов, в основании которых залегает базальный конгломерат и пачки кварцитов и песчаников. Встречаются пластовые массы диабазов, порфиритов и их туфов. Общая мощность этих отложений до 2000 *м* и более.

В Восточном Дагестане к верхам нижней юры относится угленосная свита.

Примерно аналогичным типом осадков представлены и отложения средней юры, которые, однако, установлены не повсеместно. На р. Ассе мощность среднеюрских сланцев составляет более 1000 *м*. В Восточном Дагестане мощность среднеюрских отложений достигает 2000 *м* и более.

Отложения верхней юры в Терско-Дагестанской области представлены всеми своими ярусами — от келловея до титона включительно. Выражены они преимущественно известняками и доломитами, среди которых довольно часто встречаются би-

туминозные разности и только нижний ярус верхней юры (келловей) состоит в основном из песчано-глинистых пород.

В Южном Дагестане среди верхнеюрских отложений довольно широко распространены красноцветные глины, песчаники, доломиты и гипсы.

Мощность верхней юры колеблется в широких пределах, достигая 1700 *м*.

Отложения нижнего мела представлены в области преимущественно карбонатными (известняки, доломиты, мергели) осадками, исключением служат наиболее молодые ярусы нижнего мела — апт и альб, выраженные песчано-глинистыми породами.

Наиболее древние осадки нижнего мела — валанжинского яруса на р. Терек и западнее — представлены мергелями и известняками общей мощностью 290 *м*. В Дагестане мощность валанжина довольно быстро уменьшается и составляет 30—80 *м*, причем он выражен известняками, а местами (в Южном Дагестане) — прослоями темных известковистых глин и известковистых песчаников.

Следующим по возрасту (снизу вверх) является готеривский ярус нижнего мела, представленный на р. Баксан рыхлыми песчаниками и известняками общей мощностью 40—60 *м*. Далее на восток его мощность увеличивается до 460—480 *м* (рр. Терек и Асса), причем он состоит здесь из мергелей, песчаников и песчанистых известняков, а еще юго-восточнее — в Южном Дагестане — в отложениях готерива начинают преобладать известковистые глины с пачками известняков общей мощностью до 115 *м*.

Такой же преимущественно глинистый характер имеют на р. Сулак отложения залегающего выше барремского яруса общей мощностью 150 *м*, представленные глинистыми песчаниками, известняками и песчаными глинами. По направлению к западу, по р. Ассе, мощность барремских отложений, состоящих из серых мергелистых песчаников с прослоями оолитовых известняков, достигает 225 *м*. В основании осадков барремского яруса нередки линзы конгломерата.

Залегающие выше отложения аптского яруса в долине р. Терек представлены мергелистыми глауконитовыми и глинистыми песчаниками и песчанистыми глинами. Аналогичные песчаные осадки апта продвигаются и далее к востоку — в Дагестан, через область Черных гор.

В нижней части аптских отложений обычно встречаются фосфоритовые прослои, а в верхах — крупные конкреции, углистые остатки и линзочки угля. Мощность аптских отложений колеблется от 60 до 250 *м*.

Отложения альбского яруса характеризуются постоянством состава почти на всем протяжении описываемой области. В основном это песчано-глинистые породы и только на отдельных участках среди них появляются прослои мергелей и из-

вестняков. Мощность альбских отложений колеблется от 17 до 330 *м*.

Появление в верхних горизонтах нижнемеловых отложений карбонатных пород — известняков и мергелей — указывает на новое изменение условий в накоплении осадков. Особенно широкое развитие получают карбонатные породы в верхнемеловых отложениях, которые в пределах описываемой области представлены всеми своими ярусами (снизу вверх): сеноманским, туронским, коньякским, сенонским и датским.

Отложения наиболее нижнего яруса верхнего мела — сеномана — присутствуют не везде, местами они размыты. В Дагестане и Черных горах они представлены чередованием известняков и мергелей, среди которых иногда (Майрамадаг, Ярык-су и др.) появляются кварцево-глауконитовые пески.

Мощность отложений сеноманского яруса невелика и колеблется в пределах от 10—12 до 100 *м*.

Залегающие выше отложения туронского и коньякского ярусов обычно несогласно перекрывают более древние отложения нижнего мела (альба и др.) и выражены карбонатными породами — чередованием известняков и мергелей. Характерным является присутствие известняков, окрашенных в розоватые тона.

Общая мощность отложений туронского и коньякского ярусов колеблется от 30 (Дагестан) до 350 *м* (Черные горы).

Отложения сенонского яруса также представлены известняками и мергелями; в крайней южной части области — в Южном Дагестане — они значительно обогащены примесью песчаного материала.

Мощность отложений сенонского яруса колеблется от 180 до 680 *м*.

Отложениям датского яруса, вероятно, отвечают низы залегающей выше толщи фораминиферовых слоев, большая верхняя часть которых относится уже к породам третичного возраста.

Фораминиферовые слои представлены мощной толщей мергелей, по возрасту относимых к датскому ярусу — эоцену. В описываемой области большинство исследователей обычно подразделяют их на три части, обозначаемые (снизу вверх) следующими буквами: самая нижняя часть $F_1$ представлена зелеными и пестроцветными мергелями мощностью до 170 *м*, местами она отсутствует; средняя $F_2$ представлена коричневыми битуминозными глинисто-мергелистыми сланцами с характерными чешуйками рыбы, известной под названием *Lyrolepis caucasica* Rom., мощность 15—100 *м*, и, наконец, верхняя $F_3$ состоит из зеленоватых и белых мергелей мощностью от 90 до 200 *м*.

Непосредственно на зеленых мергелях эоцена залегает связанный с ним постепенным переходом хадумский горизонт, по возрасту отвечающий низам третичных отложений — олигоцена. Большинство исследователей хадумский гори-

зонт относят к низам майкопской свиты, как составляющий нижний ее отдел, хотя некоторые исследователи Терско-Дагестанской области выделяют его из майкопской свиты в самостоятельную стратиграфическую единицу.

По своему составу хадумский горизонт довольно резко отличается от подстилающих его отложений фораминиферовых зеленых мергелей, хотя местами и связан с ними постепенным переходом.

Отложения хадумского горизонта состоят из темных сланцеватых глин с прослоями мергелей, мощностью от 15 до 380 *м*.

Отложения майкопской свиты, залегающие выше хадумского горизонта, подразделяются на две части: нижнюю и верхнюю.

Нижняя часть майкопской свиты мощностью от 200 до 1100 *м* подразделяется в свою очередь на три горизонта: нижний — миатлинский горизонт, представленный темносерыми с коричневым оттенком («шоколадными») глинами с прослоями и линзами песчаников и включениями глыб из пород фораминиферовых и хадумских слоев; средний — глинистый горизонт и верхний — муциадакальский горизонт, представленный такими же глинами, но с прослоями плотных песчаников.

Залегающие выше верхнемайкопские слои мощностью от 150 до 600 *м* подразделяются на два горизонта: нижний — горизонт рики, выраженный темными глинами с конкрециями мергелей и тонкими прослоями песчаников в основании с прослоями характерных конкреций, называемых септариями, и верхний — зурмакентский горизонт, представленный темными глинами с сидеритовыми конкрециями.

Характерной особенностью отложений майкопской свиты является присутствие в ее обнажениях на поверхности присыпок порошкообразного минерала желтого и яркожелтого цвета, известного под названием ярозита, и коричневатая («шоколадная») окраска слагающих ее глин. Ярозит образуется только в результате выветривания на поверхности и в свежих образцах, взятых из скважин, отсутствует. Свежие образцы глин также лишены коричневых оттенков и имеют темносерый цвет.

Возраст майкопской свиты, включая хадумский горизонт, определяется в настоящее время в пределах нижний олигоцен—нижний миоцен.

Отложения майкопской свиты покрываются маломощной (20—25 *м*) пачкой тонкослоистых глин с шаровидными конкрециями мергелей и обычно прослоем мергеля в основании, в котором встречается характерная для описываемого горизонта ракушка *Amussium denudatum* Reuss. Этот горизонт называется тарханским по имени мыса Тархан на Керченском полуострове, где он впервые был обнаружен, и по возрасту относится к среднему миоцену.

Выше тарханского горизонта залегают связанные с ним постепенным переходом чокракско-спириалисовые

слои, относимые по возрасту к среднему миоцену и представленные внизу глинами с прослоями мергелей, в средней части глинами с чередующимися прослоями песчаников и мергелей, а вверху — глинами с прослоями мергелей и пластами песчаников; мощность чокракско-спириалисовых слоев колеблется от 180 до 1300 *м* (Дагестан). В мергелях обычно встречается небольшая спирально закрученная ракушка *Spirialis* sp.

Караганские или, как они ранее назывались, спаниодонтелловые слои — по названию характерной для них ракушки *Spaniodontella pulchella*, непосредственно залегая выше чокракско-спириалисовых слоев, представлены чередованием глин, песчаников и мергелей мощностью от 200 до 400 *м*.

Выше залегают отложения, известные под названием конкско-фоладовых слоев, по возрасту также относимые к среднему миоцену; выражены они глинами с прослоями мергелей и обладают обычно небольшой мощностью, колеблющейся в пределах от 10 до 50 *м*.

В ряде районов ввиду отсутствия характерной фауны и литологического состава пород, весьма сходных с породами караганских слоев, конкско-фоладовые слои вообще не выделяются.

Выше залегают отложения сарматского яруса, по возрасту относящиеся уже к верхнему миоцену. На Кавказе, в том числе и в пределах описываемой области, они обычно подразделяются на три подъяруса: нижний, средний и верхний сармат.

В нижнем сармате достаточно четко выделяются два горизонта: нижний — синдесмиевые слои, названные так по наличию в них характерной раковины *Syndesmya reflexa* Eichw., представленные глинами с многочисленными прослоями твердых мергелей, и верхний слой с *Mactra eichwaldi* Lasn., выраженный глинами с прослоями мягких мергелей. Суммарная мощность обоих горизонтов нижнего сармата колеблется в пределах от 50 до 380 *м*.

К среднему сармату относятся криптомактровые слои с *Cryptomactra pesanseris* Andrus., представленные глинами с прослоями мергелей, и слои с типичной среднесарматской фауной *Cardium subfittoni* Andrus. и др., выраженные глинами с прослоями песков и песчаников. Суммарная мощность отложений среднего сармата колеблется в широких пределах — от 90 до 800 *м*, достигая наибольшей величины в Дагестане.

Обычно криптомактровые слои занимают более низкое положение в разрезе, чем слои с кардиум фиттони, однако некоторые исследователи считают оба указанных горизонта одновозрастными образованиями и отмеченные выше изменения в составе фауны и характере слагающих отложения пород объясняют различными условиями их осаждения.

Отложения верхнего сармата представлены разнообразными типами осадков — глинами с прослоями мергелей, из-

вестняками, ракушниками, песками, песчаниками и конгломератами.

В зависимости от состава фауны верхнесарматские слои подразделяются на две толщи: нижнюю (глинистую) или грозненские слои и верхнюю или слои с *Mactra caspia* Eichw.

Общая мощность верхнесарматских отложений колеблется в широких пределах и достигает 1250 *м*.

Верхняя часть верхнесарматских слоев содержит наземную фауну *Helix*, указывающую на тот факт, что к концу верхнесарматского времени отложение осадков происходило уже в условиях суши, а не морского бассейна.

Наиболее верхним членом верхнего миоцена являются отложения меотического яруса, которые в пределах описываемой области представлены глинами, песками, песчаниками, оолитовыми известняками, реже ракушниками; в основании — конгломераты. По литологическому составу они подразделяются на два подъяруса. Общая мощность — от 345 до 1000 *м*. Местами (Присулакский район) отложения меотиса отсутствуют.

Более молодые отложения понтического яруса, относимые по возрасту к нижнему плиоцену, на большей части области отсутствуют, а там, где установлено их присутствие, они представлены рыхлыми песчаниками и глинами с прослоями ракушника, которые залегают с размывом на нижележащих отложениях. Мощность колеблется в широких пределах — от 25 до 150 *м*.

Залегающие выше отложения плиоцена представлены только верхним его отделом — акчагыльским и апшеронским ярусами. Осадки акчагыльского яруса, несогласно перекрывающие более древние породы, достигают мощности от 100 до 400 *м* и представлены глинами, песками, известняками, ракушниками и конгломератами.

Выше, также несогласно, залегают отложения апшеронского яруса, выраженные глинами, песками, песчаниками с включениями гальки и прослоями ракушников, среди которых в западной части области имеется примесь вулканического материала. Общая мощность апшеронских отложений достигает 400 *м*.

Отложения среднего плиоцена, охарактеризованные фаунистически, отсутствуют. Условно к ним относится в ряде районов немая пресноводно-континентальная толща, представленная глинами с тонкими прослоями белых мергелей и пластами песчаников, подразделяемая геологами на две свиты: нижнюю глинистую — назрановскую и верхнюю более песчанистую — континентальную, представленную бесструктурными глинами с прослоями среднезернистых песчаников и с конгломератом в основании. Некоторые исследователи (А. И. Ватуров) объединяют две последних свиты в одну под названием терской и считают ее возрастным аналогом продуктивной толщи Апшеронского полу-

острова. Мощность терской свиты колеблется в пределах от 80 до 465 *м*. В с. Правобережном эти отложения газоносны.

Описанные отложения покрываются четвертичными осадками, мощность которых в пониженных частях рельефа и Затеречной равнине достигает значительной величины.

Основными промышленно-нефтеносными горизонтами Терско-Дагестанской области являются чокракско-спириалисовые (Старогрозненский и Новогрозненский районы, Махач-Кала, Избер-баш, Вознесенск, Молгобек и др.) и караганские (Старогрозненский и Новогрозненский районы, Малгобек и др.). Промышленные притоки нефти получены также из майкопских отложений (Берекей, Беной, Ачикулак) и из отложений нижнего мела (апт, валанжин).

Промышленные притоки газа установлены в хадумских (Дагогни), сарматских и плиоценовых (Червленная, Правобережненское) отложениях.

Признаки нефтеносности, не имеющие промышленного значения, распространены значительно шире и встречаются как в мезозойских (нижняя, средняя и верхняя юра, альб, верхний мел), так и в различных горизонтах третичных отложений (фораминиферовые слои, майкопская свита).

Особенно эффектные нефтепроявления известны в известняковых толщах верхней юры (Балкария), где они представлены битуминозными породами, черными вязкими нефтями, асфальтами и асфальтитами.

В зависимости от геологического строения, возраста нефтеносных и газоносных свит, географического положения, а также типа структур, с которыми связаны нефтяные месторождения, в Терско-Дагестанской нефтегазоносной области можно выделить два основных нефтегазоносных района: Грозненский и Дагестанский.

**Грозненский нефтегазоносный район.** Грозненский нефтегазоносный район тяготеет к г. Грозному и занимает часть Северо-Восточного Кавказа.

Южную часть района занимают Черные горы, представляющие собой горные цепи с резко расчлененным рельефом, покрытые лесами и сложенные моноклинально залегающими третичными отложениями.

К северу от Черных гор располагается обширная площадь, выполненная более молодыми третичными и четвертичными породами, в границах которой выделяются Передовые хребты — Сунженский и Терский, а еще севернее — глубокая синклинальная впадина, известная под названием Терско-Кумо-Сулакской депрессии (также Затеречная равнина), отделяющая складчатые сооружения Кавказа от расположенной севернее Донбасс-Мангышлакской тектонической зоны.

По своему геологическому строению Сунженский и Терский хребты являются крупными и сложнопостроенными складчатыми сооружениями, так называемыми антиклинориями. Они пред-

ставляют собой систему отдельных антиклинальных поднятий, сложенных породами третичного возраста.

К наиболее южному — Сунженскому — антиклинорию приурочены Старогрозненское, Новогрозненское (Октябрьское) и Ташкалинское месторождения, а к Терскому и его продолжениям — Брагунскому и Гудермесскому хребтам — Малгобекское, Горское, Вознесенское, Гудермес-Ойсунгурское и др. (фиг. 21). Каждое из указанных месторождений приурочено к антиклинальным поднятиям различной сложности строения, располагающимся в пределах того или иного антиклинория и отделенных друг от друга седловинами.

Первые сведения о добыче нефти в Грозненском районе относятся к 1833 г., однако еще задолго до этого времени в нем производилась кустарная добыча нефти из колодцев, которая перерабатывалась на керосин на нефтеперегонном заводе, построенном братьями Дубиниными в г. Моздоке в 1823 г.

Началом нефтяной промышленности Грозненского района следует считать 1893 г., когда был получен из караганских отложений первый нефтяной фонтан с глубины 130 *м* из скважины, пробуренной на Старогрозненском месторождении обществом Ахвердова.

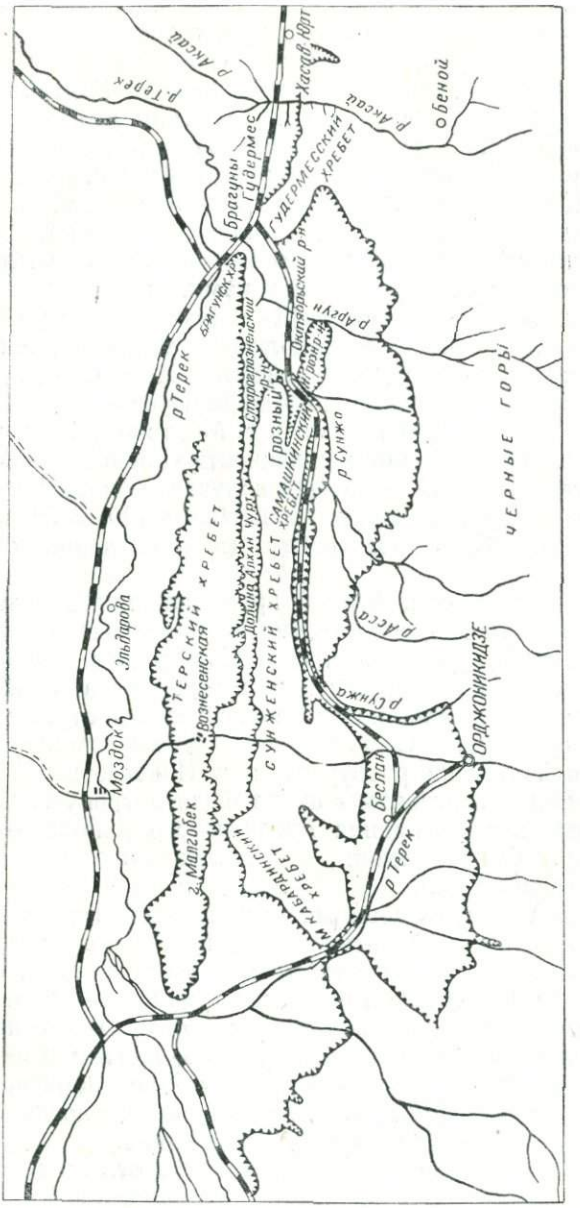
До национализации нефтяной промышленности в эксплуатации в Грозненском районе находилось практически только два месторождения: Старогрозненское и Новогрозненское, открытое в 1913 г. Разработка Вознесенского месторождения развития не получила вследствие сложности геологического строения. К моменту национализации Старогрозненское месторождение было в значительной степени разбурено, а в Новогрозненском месторождении нижние горизонты еще не были затронуты разведкой. Все остальные месторождения Грозненского района (Малгобек, Горская и др.) были введены в эксплуатацию только после Октябрьской революции.

В строении эксплуатационных площадей Грозненского района принимают участие майкопские, чокракско-спириалисовые, караганско-конкские, сарматские и меотические слои. Главные промышленно-нефтеносные горизонты приурочены к чокракско-спириалисовым и караганско-конкским слоям. Общее количество разрабатываемых горизонтов достигает 23, причем 9 из них связано с чокракскими слоями, остальные — с караганско-конкскими слоями. Представлены они песчаниками, иногда достигающими мощности в несколько десятков метров.

Разрез продуктивной части нефтеносных отложений Грозненского района представлен чокракско-спириалисовыми и караганско-конкскими слоями (снизу вверх).

Чокракско-спириалисовые слои (+ тарханский горизонт) подразделяются на два отдела: нижний — глинистый и верхний — песчано-глинистый.

Нижний отдел чокрака представлен черными, бурыми и зеленовато-бурыми глинами с прослоями мергелей, верхний отдел —




Фиг. 21. Обзорная карта Грозненского района.

такими же глинами с прослоями мергелей и пластами песчаников.

Мощность чокракского горизонта и количество пластов песчаников изменяются по определенным закономерностям. Так, по направлению к западу и востоку от Старогрозненского и Ново-

грозненского месторождений мощность чокрака значительно уменьшается; резкое сокращение мощности происходит также на юге, при приближении к древней береговой линии чокракского моря на северном склоне Кавказского хребта; в юго-восточном направлении мощность чокрака увеличивается и наибольшей величины достигает в Северном Дагестане.

Соответственно с увеличением мощности чокрака растет также количество прослоев песчаников, число которых от четырех в Малгобеке (при общей мощности чокрака в 200 *м*) доходит до восьми в Старогрозненском (при общей мощности чокрака около 450 *м*) и до двенадцати в Бенойском районе (при общей мощности чокрака около 600 *м*).

Караганско-конкские слои выражены, так же как и чокрак, чередованием глин и песчаников, характеризующихся значительной изменчивостью литологического состава. Некоторые пласты песчаников изменяют свою мощность до полного выклинивания в пределах одной структуры.

Наиболее резко изменчивость литологического состава выражена на Малгобекском месторождении. Мощность отдельных пластов песчаников в Старогрозненском и Новогрозненском месторождениях достигает 50 *м*; на Малгобеке не более 15 *м*.

Общая мощность караганско-конкских слоев колеблется от 250 (в Малгобеке) до 350 *м* (Старогрозненское месторождение).

Глины содержат прослои мергелей небольшой мощности, один из которых, называемый мергель «*П*», обладает исключительным постоянством и является хорошим репером при сопоставлении разрезов скважин.

Сходная характеристика разрезов чокракских и караганских отложений обусловлена образованием их в едином предгорном прогибе, наибольшая интенсивность опускания которого в чокракский век имела место в Северном Дагестане, сопровождаясь одновременным интенсивным подъемом Кавказского острова.

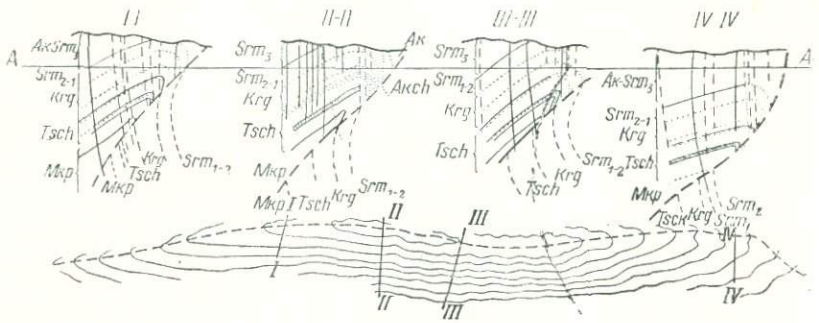
Песчаники чокракского горизонта, так же как и песчаники караганского горизонта, являются нефтеносными и имеют общую нумерацию в порядке сверху вниз.

Так, в разрезе Старогрозненского месторождения первые сверху три пласта песчаника называются $1^в$, $2^в$ и $3^в$, а залегающие ниже нумеруются римскими цифрами от I по XVI. Первый, второй и третий «водяные» пласты ($1^в$, $2^в$ и $3^в$) получили свое название вследствие первоначального предположения об отсутствии в них промышленной нефти ввиду их обнаженности в Мамакаевской балке на площади Старогрозненского месторождения. Впоследствии в результате бурения выяснилось, что пласты $2^в$ и $3^в$ содержат промышленную нефть.

*Пласты с X по XVI относятся к чокраку, а с IX и выше* — к карагану. Между IV и V пластами расположен мергель «*П*».

В разрезе Новогрозненского месторождения выделяются 22 песчаника, которые нумеруются римскими цифрами от I по XXII; из них пласты с I по XIV относятся к карагану, а с XV по XXII — к чокраку. Мергель «*П*» залегает между XI и XII пластами.

Наиболее крупные нефтяные залежи относятся к сводовому типу, наряду с которым встречаются также залежи типа литологически ограниченных. Последние наибольшее распространение имеют в месторождениях Терского хребта. В этом районе И. О. Бродом выделен тип козырьковых залежей, местоположе-




Фиг. 22. Геологические разрезы и структурная карта Старогрозненского района.

*А—А*—уровень моря.

ние которых на структурных поднятиях приурочено к участкам, примыкающим к поверхностям нарушений.

Нефтяные месторождения Грозненского района приурочены к трем зонам антиклинальных поднятий, расположенных параллельно между собой, из которых две — Сунженская (Южная) и Терская — относятся к передовым хребтам, а третья — Притеречная — расположена на равнине, севернее Терского и Брагунского хребтов.

Антиклинальные структуры южной зоны передовых хребтов, к которой относятся Старогрозненское и Новогрозненское месторождения, характеризуются асимметричным строением брахиантиклинальных поднятий, осложненных большим количеством дизъюнктивных нарушений, наличием надвигов и местами опрокинутым залеганием пластов.

Геологические профильные разрезы, проведенные в крест простирания пород (фиг. 22), дают представление о сложном строении Старогрозненского и Новогрозненского месторождений.

Старогрозненская антиклинальная складка в сводовой части сложена караганскими отложениями. Южное крыло — сравнительно спокойное, с углами падения пород 20—35°. На северном крыле в присводовой части проходит нарушение, поверхность которого падает на юг под углом 40—50°. По этому нарушению

южное крыло вместе со сводом надвинуто на северное крыло, круто поставленное, а местами даже опрокинутое. Кроме того, на северном крыле имеется еще одно нарушение, которое соединяется на глубине с первым, образуя отдельный блок складки, называемый «клином».

Амплитуда нарушения с запада на восток увеличивается с 500 до 1200 *м* на востоке (по вертикали). Залегание продуктивных пластов в поднадвиге — под углом 70—85°, что крайне осложняло разведку и разработку поднадвиговых нефтяных горизонтов до тех пор, пока не было применено бурение направленно-наклонных скважин.

Складка Новогрозненского (Октябрьского) месторождения имеет характерную коробчатую форму с пологим сводом и крутыми крыльями; она осложнена рядом дизъюнктивных нарушений.

Новогрозненское поднятие по сравнению со Старогрозненским является более погруженным и в сводовой части его выступают на дневную поверхность глины верхнего сармата.

Естественные поверхностные проявления нефти и газа на площади Новогрозненского поднятия отсутствовали, и разведочное бурение на этой площади было начато в 1910 г. на основании сходства ее геологического строения с рядом расположенной Старогрозненской нефтеносной площадью. В 1913 г. переливающаяся нефть была получена из песчаников караганского возраста.

Интересно отметить, что в скважинах, пробуренных вблизи нарушений, отмечалось наличие нефтеносности в сарматских отложениях.

Севернее Сунженской антиклинальной зоны расположена вторая зона антиклинальных поднятий, выраженная в рельефе Терским, Брагунским и Гудермесским хребтами. У грозненских геологов система антиклинальных складок, расположенных вдоль осей основных антиклинальных линий, получила название антиклинория.

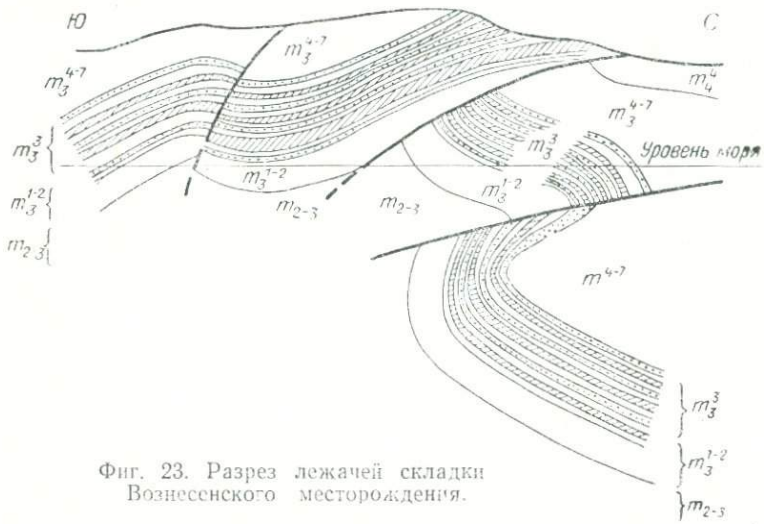
К Терскому антиклинорию приурочены нефтяные месторождения Малгобекское, Гора Горская и ряд других.

Между двумя антиклинориями (Терским и Сунженским), выраженными в рельефе горными хребтами, расположена долина синклинального строения (Алханчуртская долина). Складки Терского антиклинория обладают более сложным строением по сравнению с Новогрозненским и Старогрозненским поднятиями. Характерным структурным типом для них служат брахиантиклинальные складки с широким, как бы продавленным сводом и крутыми, изогнутыми дугообразно в сторону центра складки крыльями. Нередко резкий прогиб свода коробчатой складки вызывает разрыв соседних присводовых участков, причем поверхности разрывов в таком случае обычно падают в различные стороны, расходясь книзу, а по поверхности разрывов одно крыло складки надвигается на другое в направлении к опу-

стившемуся своду. Некоторые структуры вследствие наличия нескольких таких надвигов приобретают чешуйчатое строение. Примером такой структуры является Вознесенское месторождение нефти (фиг. 23).

Разведка антиклинальных структур Терской зоны затруднена не только сложностью их тектонического строения, но также и резкой изменчивостью литологической характеристики газонефтеносных отложений.

Севернее Терского антиклинория на территории, протягивающейся от г. Моздока до ст. Червленной, геофизическими рабо-




Фиг. 23. Разрез лежачей складки Вознесенского месторождения.

тами выявлена новая (третья) зона антиклинальных поднятий, характеризующаяся более спокойными тектоническими формами и большей глубиной залегания караганских и чокракских горизонтов.

Залежи нефти в Грозненском районе И. М. Губкин относит к первичным и, рассматривая процесс их образования, пишет: «Основная стадия этого процесса — накопление органического материала в осадках терригеновой зоны — происходила в век отложения майкопской свиты и в века отложения I и II средиземноморских ярусов (тарханский, чокракский и караганский горизонты). Процесс превращения органического материала в нефть под действием различных факторов (бактериального разложения, температуры, давления и пр.) начался со времен погребения этого материала на морском дне и продолжался по мере погружения его в более глубокие зоны с более высокой температурой и давлением. Происходил, согласно теории Потонье, процесс образования диффузно-рассеянной нефти в глинистых пластах сапропелевого типа.

По мере увеличения давления, уплотнения осадков и прочего их диагенетического изменения диффузно-рассеянная нефть и

сопровождавшие ее газы начали перемещаться в песчаные пласты майкопской свиты и второго средиземноморского яруса и распределяться в них по удельному весу. Весь этот процесс происходил до возникновения антиклинальных складок. Начали формироваться эти складки в послесарматское время и первая стадия их формирования закончилась перед наступлением понтической эпохи, а вторая — перед акчагыльской трансгрессией. В первую стадию были сформированы антиклинальные складки нормального типа. По мере их формирования в сводовых частях их среди песчаных горизонтов второго средиземноморского яруса и майкопской свиты происходило образование нефтяных залежей, причем нефтесборной площадью служили соседние депрессии — Притеречная, Алханчуртская, Сунженская и др. Отсюда нефть и газы, находившиеся над водой в песчаных пластах, устремлялись к точкам наивысшего поднятия».

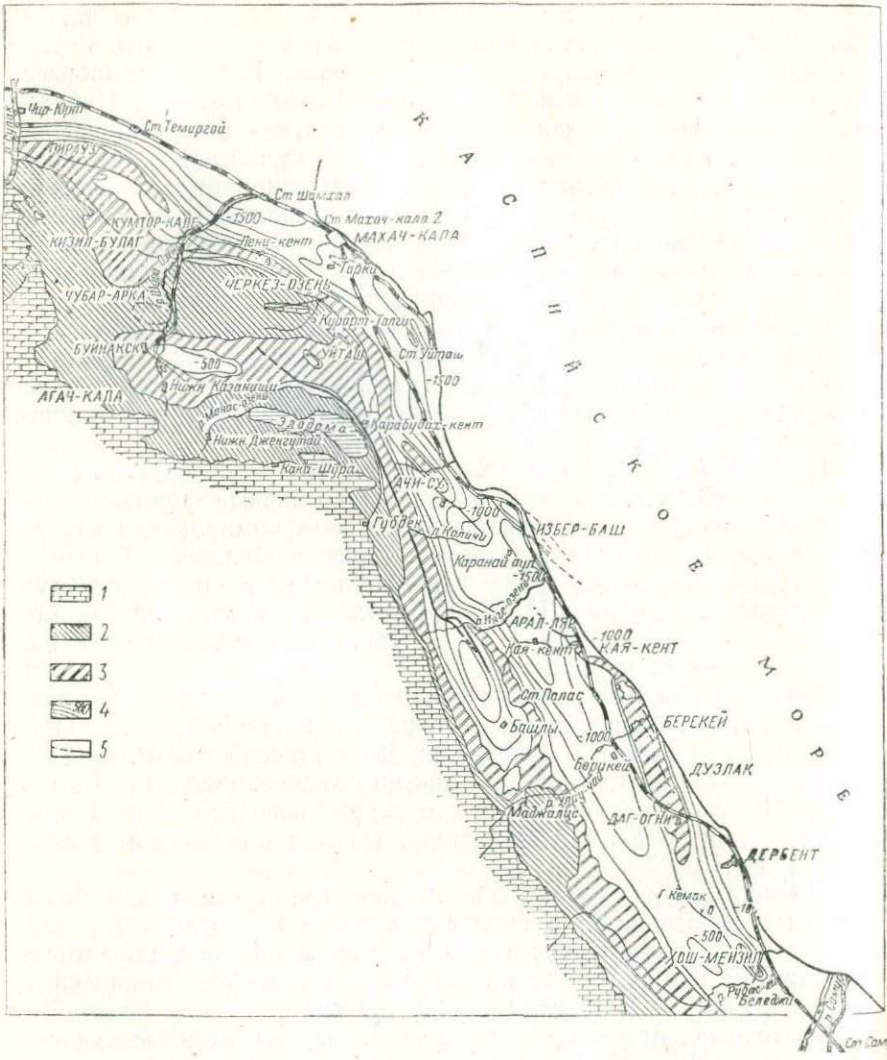
И. М. Губкин, кроме того, отмечает, что в последующем новые тектонические процессы, создавшие основные формы современных структур, вызывали частичное переформирование нефтяных залежей, которые все время приспособлялись к новым структурным формам. Факт наличия нефти в поднадвиговых структурах, по мнению И. М. Губкина, указывает на то, что нефтяные месторождения в целом были сформированы до начала дизъюнктивных явлений.

**Дагестанский нефтегазоносный район.** Дагестанский нефтегазоносный район, располагаясь в крайней восточной части Северо-Восточного Кавказа, в пределах Дагестанской АССР, объединяет в своих границах, от р. Сулак на северо-западе до р. Самур на юго-востоке, тектонические структуры, известные как в прибрежной полосе Каспийского моря, так и на некотором удалении от нее.

Площадь, занимаемая полосой развития третичных и более молодых образований, в пределах которой расположены разведываемые и эксплуатируемые нефтяные месторождения, имеет протяжение около 200 *км* при ширине ее, между Каспийским морем и Горным Дагестаном, в 30—50 *км*.

Третичные отложения Дагестана, представленные серией осадков от фораминиферовых слоев до апшеронского яруса включительно, сложены в две параллельные антиклинальные линии с рядом приуроченных к ним куполообразных поднятий (фиг. 24). Оси складок образуют выгнутую к северу дугу и, повидимому, продолжаются на запад в Грозненский нефтегазоносный район. Можно предполагать, что северо-восточная антиклинальная линия непосредственно связывается через Хадумское поднятие с Гудермесской антиклиналью.

Характерным почти для всех поднятий северо-восточной антиклинальной линии является наличие разрывов, обусловивших надвигание северо-восточных крыльев складок в южном направлении.




Фиг. 24. Схематическая геологическая и структурная карта полосы третичных отложений Дагестана.

*1* — мел; *2* — палеоген; *3* — чокракский горизонт неогена; *4* — горизонтали подземного рельефа по кровле чокракского горизонта (горизонтали проведены через 500 *м* относительно уровня Черного моря); *5* — взбросы и разрывы.

Наиболее распространенным типом складок являются коробчатые структуры, особенно четко выраженные в Горном Дагестане, сложенном мезозоем.

Все основные нефтяные и газовые месторождения Дагестана приурочены к наиболее восточной (северо-восточной) антиклинальной линии.

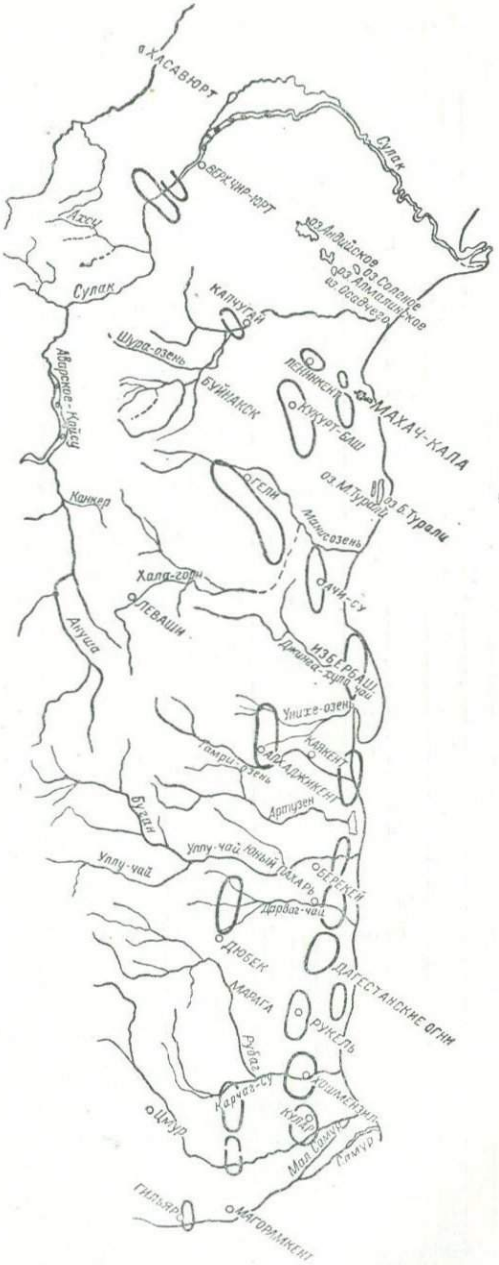
Кустарная добыча нефти колодцами началась в Дагестане с 70-х годов прошлого столетия, первые же буровые скважины были заложены в Кая-кенте и Берекее в 90-х годах. Однако в дореволюционный период добыча держалась на очень низком уровне.

На устойчивый путь развития нефтяная промышленность Дагестана вступила лишь после установления Советской власти и национализации нефтяной промышленности.

В этот период в разработку вступили месторождения Кая-кент, Ачи-су, Избер-Баш, Махач-Кала и ряд других.

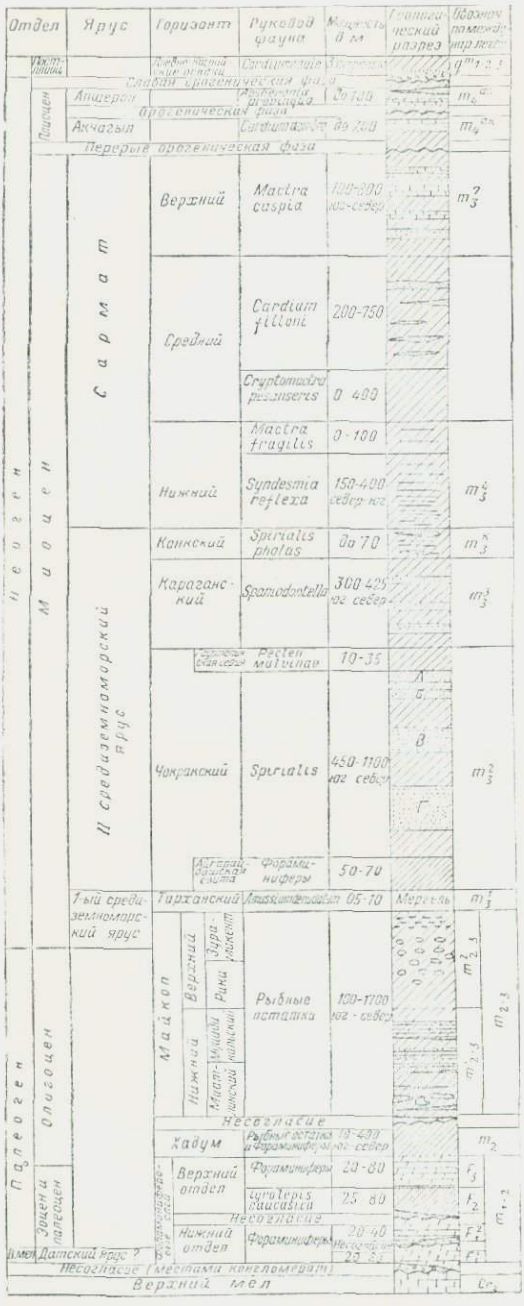
Основные промышленные нефтеносные горизонты Дагестанского района приурочены к чокракско-спириалисовым отложениям (Махач-Кала, Избер-Баш, Кая-кент, Ачи-су и др., фиг. 25). Кроме того, залежи газа и нефти известны также в майкопской свите (Берекей) и в нижнем мелу.

Разрез основной продуктивной части третичных отложений Дагестана (фиг. 26) следующий (снизу вверх).




Фиг. 25. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений Дагестана.

Майкопская свита — на юге серые слоистые глины, с прослоями сидеритов и тонкими прослоями песков (местами




нефтеносных); общая мощность 200—400 *м*.

В низах майкопской свиты залегает хадумский горизонт, представленный мергелистыми глинами от 12 до 40 *м* мощности, с которыми связаны газоносные горизонты. По направлению к западу и северу общая мощность майкопских отложений увеличивается до 1300—1600 *м*, причем они подразделяются на две толщи: верхнюю — глинистую и нижнюю — песчано-глинистую, состоящую из глин с частыми и тонкими прослоями песчаников. Мощность хадума, представленного здесь темными битуминозными мергелями, по сравнению с южной частью района увеличивается до 40—50 и даже до 400 *м*.

Тарханский горизонт — серые мергели со *Spirialis* sp. и *Amussium denudatum*; мощность 0,5—1 *м*.

Чокракско-спириалисовые слои. В южной части района представлены в низах

Фиг. 26. Сводная стратиграфическая колонка третичных отложений Дагестана.

*1*—песчаники; *2*—глины; *3*—мергельные глины; *4*—прослои мергелей; *5*—известняки; *6*—мергели; *7*—мергельные сланцы; *8*—сидеритовые конкреции; *9*—мергельные конкреции; *10*—базальный конгломерат.

глинистыми отложениями, а в верхах — чередованием темных глин с мощными прослоями песчаников и песков; мощность около 500 *м*. По направлению к северу песчанистость и мощность чокрака увеличиваются. В окрестностях Махач-Кала выделяются три пачки песчаников, при общей мощности чокрака до 1300 *м*. Породы чокрака нефтеносны в Махач-Кале, Каякенте, Уйташе и других пунктах.

Карагапские (и конкские) слои — глины с прослоями песчаников, песков и мергелей. Мощность 350—450 *м*. Среди отложений, начиная с карагана и выше, довольно широко распространена газоносность. Присутствие газовых выходов установлено в караганских слоях (Хош-Мензил), в нижнем сармате, в верхнем сармате и в отложениях апшеронского и бакинского ярусов (Северо-Дагестанская равнина).

Наиболее распространенным типом структур нефтяных месторождений Дагестанского района являются антиклинальные складки, осложненные сбросами, несимметричные, обычно с более крутым юго-западным (до 60—75°) и пологим северо-восточным (до 20°) крыльями, на поверхности сложенные в своде сарматскими или караганскими слоями.

*В сводовых частях некоторых структур на поверхности обна*жаются майкопские слои (Берекей).

Некоторые из складок имеют асимметрично-коробчатое строение (Хош-Мензил). Формы антиклиналий последнего типа наиболее характерны для антиклинальных структур второй (западной) тектонической линии, сводовые части которых сложены меловыми породами.

В связи с резкой изменчивостью литологического состава большей части продуктивных пластов чокракского горизонта в Дагестанском районе широкое распространение имеют залежи, местоположение которых на антиклинальных структурах обусловлено не только тектоникой, но также выклиниванием песчаных отложений, являющихся коллекторами нефти. Подобные залежи называются литологически ограниченными или зональными.

## Азербайджанская нефтегазоносная область

В Азербайджанскую нефтегазоносную область входит почти вся территория Азербайджанской ССР. Значительная ее часть как на поверхности, так и на глубине характеризуется наличием различных типов нефте- и газопроявлений — от битуминозных пород до крупнейших в мире промышленных скоплений нефти и газа.

Занимая юго-восточное окончание Главного Кавказского хребта и примыкающие к нему с севера и востока побережье Каспийского моря, а с юга — обширную Прикуринскую низменность и частично горные сооружения Малого Кавказа, Азербайджанская ССР располагается на площади 86 тыс. *км*$^2$, превышающей территорию всей Австрии.

Первое знакомство с нефтью древних обитателей Апшеронского полуострова относится, повидимому, ко времени появления там огнепоклонников. Однако более или менее подробные сведения о нефтяных источниках в Баку становятся известными лишь в XVII столетии, когда Апшеронский полуостров посетил акад. Кемпфер (1684 г.). Наиболее достоверные сведения о добыче бакинской нефти стали поступать лишь с конца 1813 г., когда между Россией и Персией был подписан договор о присоединении к России Бакинского, Кубинского и Дербентского ханств и была начата более или менее систематическая разработка нефтяных источников.

Однако до 1872 г. количество добываемой нефти было невелико и за весь период с 1821 по 1872 г. было добыто только 319,6 тыс. *т* нефти.

Первым наиболее определенным указанием на огромное богатство нефтью недр Апшеронского полуострова был нефтяной фонтан, ударивший в Балаханах в 1873 г. с глубины всего 38 *м*[1]. Нефть выбрасывалась из пробуренной скважины с такой силой, что в короткое время заняла громадное пространство, образовав несколько больших озер. Непрерывное фонтанирование продолжалось в течение 3—4 месяцев, после чего скважина стала действовать периодически и дала всего около 250 тыс. *т*. С этого момента добыча нефти стала быстро расти и в 1901 г. составила уже 11 млн. *т*. В дальнейшем, однако, добыча нефти начала уменьшаться и ко времени установления в Азербайджане Советской власти она составляла всего лишь 2,6 млн. *т* (1921 г.).

Новый подъем добычи нефти был осуществлен после национализации нефтяной промышленности Азербайджана. До Великой Октябрьской революции нефть в Азербайджане добывали только на шести месторождениях Апшеронского полуострова: Балаханы-Сабунчи-Романы, Сураханы, Биби-Эйбат, Бинагады, о-в Святой (Артема) и Шубаны. После революции, уже в 1936 г., к ним прибавилось еще восемь (Пута, Кара-Чухур, Кергез, Кала, Лок-Батан, Сулу-Тепе, Зых, Кызыл-Тепе) и в дальнейшем число месторождений продолжало и продолжает непрерывно расти.

В противоположность хаотической хищнической эксплуатации недр в дореволюционный период национализация нефтяной промышленности в Советском социалистическом государстве позволила наладить плановую и рациональную разработку нефтяных месторождений и детальное изучение их строения, что в значительной степени увеличило коэффициент использования недр и добычу нефти, которая в 1938 г. увеличилась по сравнению с 1921 г. почти в 9 раз.

Такие исключительные успехи нефтяной промышленности

[1] Глубокое механическое бурение было начато в Баку в 1869 г.

Азербайджана, несомненно, были обязаны новой системе социалистического хозяйства.

В строении Азербайджанской нефтегазоносной области принимают участие мезозойские и третичные отложения. Мезозойские отложения развиты на поверхности в горной зоне юго-восточного погружения Большого Кавказа, тогда как породы третичного возраста слагают территорию, в пределах которой располагаются все нефтепромысловые площади Азербайджана. Разрез их следующий.

Наиболее древним стратиграфическим комплексом, с которым связаны признаки нефтеносности, являются отложения нижней юры или лейаса, представленные темными глинистыми сланцами, местами аспидными, и глинами (в верхней части), железисто-глинистыми конкрециями и горизонтами песчаников. Нижняя часть этих отложений выделяется под названием корхунской свиты, верхняя — под названием джиминской свиты. Общая мощность этих отложений достигает 1000—1500 *м*.

Отложения средней юры представлены байосским и батским ярусами. Байос (хиналугская свита) состоит из чередования песчаников и глинистых черных сланцев. В низах свиты залегают конкреции сидеритов и глинистые конгломераты. Общая мощность байоса достигает 700—800 *м*.

Отложения батского яруса (кейванская свита) представлены частым чередованием глинистых сланцев и косослоистых известковистых алевролитов, иногда переходящих в микроконгломераты; мощность до 300 *м*.

**Верхнеюрские** отложения начинаются светлыми зоогеновыми известняками, относящимися к келловей-лузитану (салаватская свита). Этими породами представлены останцы известняков, известные под названием «бешбармак» («пять пальцев»).

Выше залегают кимериджские отложения (земчайская свита), представленные кремнисто-глинистыми сланцами и серыми и зеленовато-серыми алевритами [1] с прослоями глыбовых конгломератов; мощность до 450 *м*.

Отложения титона (кызыл-казминская свита) представлены серыми и зеленовато-серыми песчаниками и конгломератами, на юге — флишевыми отложениями; мощность до 800 *м*.

Отложения ***нижнего мела*** начинаются осадками валанжинского яруса, выраженными так называемой бабадагской свитой, состоящей из серых косослоистых песчаников, песчанистых известняков, мергелей и известковистых и неизвестковистых глин. Местами встречаются прослои конгломератов; мощность нижнего мела до 1500 *м*.

Готеривский ярус (кайтарская свита) представлен зеленовато-серыми слабоизвестковистыми глинами с конкре-

[1] Алевритами называются рыхлые осадочные породы, состоящие из обломочного материала размером от 0,1 до 0,01 *мм*.

циями сидерита и прослоями мергелей и конгломератов; мощность до 500 *м*.

Выше залегают отложения барремского яруса (халчайская свита), состоящие из зеленовато-серых тонкополосчатых глин с редкими прослоями мергелей, известняков и песчаников, с фауной аммонитов, брахиопод и гастропод; мощность до 1000 *м*.

Отложения апта (хипягинская свита) представлены известковистыми зеленовато-серыми и незвестковистыми зелеными и кирпично-красными глинами с прослойками мергелей и битуминозных глин; общая мощность до 100 *м*.

Отложения альбского яруса подразделяются на нижний, средний и верхний альб.

Нижнеальбские отложения представлены темносерыми, серыми, зелеными и красными неизвестковистыми глинами с прослоями алевролитов и битуминозных глин.

Среднеальбские отложения выражены чередованием известковистых глин, мергелей и алевролитов с органическими остатками. Общая мощность нижне- и среднеальбских отложений, объединяемых некоторыми исследователями под наименованием алтыагачской свиты, достигает 100 *м*.

Отложения верхнего альба (кюллюлинская свита) представлены светлосерыми известковистыми алевролитами с прослоями светлозеленых глин и в нижней части песчаниками. Верхи верхнего альба (ауцеллиновый горизонт) представлены чередованием известковистых и неизвестковистых песчаников и алевролитов, глин, мергелей и известняков; общая мощность до 100 *м*.

Отложения **верхнего мела** представлены всеми ярусами. К сенонскому ярусу (кемишдагская свита) относится толща пород, состоящая из чередования известковистых песчаников и песчанистых темносерых глин; мощность до 450 *м*.

Выше залегает свита пород, состоящая из темных битуминозных мергелей и глин, горючих сланцев, серых глин, светлых мергелей и прослоев известковистых алевролитов, песчаников и мергелей общей мощностью до 40 *м*. Эта свита пород, известная под названием зоратского горизонта, по возрасту отвечает верхнему сеноману и нижнему турону.

Верхнетуронские отложения (низы кемчинской свиты) представлены чередованием микроконгломератов, известняков, мергелей, глин, бентонитов и местами, на севере — глыбовыми конгломератами (хизинская свита).

К коньякскому ярусу относятся флишевые осадки, представленные чередованием микроконгломератов, известняков, мергелей и глин (верхи кемчинской свиты).

Общая мощность верхнетуронских и коньякских отложений (всей кемчинской свиты) достигает 200 *м*.

Отложения сенона (сантон-маастрихт) представлены флишевыми осадками, выраженными чередованием песчаников,

известняков, мергелей и зеленых и красных глин (юнусдагская и агбурунская свиты).

Осадки, относящиеся к датскому ярусу (ильхидагская свита), представлены флишевым чередованием известковистых песчаников, темносерых мергелей и аргиллитов мощностью до 600 *м*.

**Третичные отложения** Азербайджана начинаются хорошо известной геологам сумгаитской свитой, относящейся к *палеоцену* и представленной в нижней части темносерыми оскольчатыми глинами, а в верхней — типичными красными глинами с прослоями марганцевистых песчаников. Общая мощность сумгаитской свиты достигает 280 *м*.

Выше залегает коунская свита, по возрасту отвечающая *эоцену* и по литологическим особенностям подразделяемая на три отдела: белый, бурый и зеленый коун.

Нижний (белый) коун представлен светлозеленовато-бурыми и светлыми зеленовато-серыми оскольчатыми мергелями. Средний (бурый) коун выражен чередованием зеленовато-бурых и зеленовато-серых глин, переслаивающихся с черными пиробитуминозными сланцами. Верхний (зеленый) коун представлен зелеными глинами с прослоями известковистых песчаников. Общая мощность коунской свиты колеблется в пределах от 450 до 1250 *м*.

Выше залегают осадки майкопской свиты, относящиеся по возрасту к *олигоцен-нижнему миоцену*. Достигая мощности до 1000 *м*, майкопская свита по литологическому составу может быть грубо подразделена на два отдела: нижний и верхний.

Нижний отдел представлен чередованием зеленовато-бурых, зеленовато-серых и коричнево-бурых сланцеватых глин с редкими прослоями песка. Верхний отдел выражен шоколадно-бурыми и темнобурыми пиробитуминозными глинами с конкрециями доломита и линзами сидерита. Общая мощность майкопской свиты колеблется в пределах от 175 до 800—1000 *м*.

Непосредственно на отложениях майкопской свиты залегает толща чокракско-спириалисовых слоев, представленная бурыми глинами с прослоями доломитов, иногда брекчиевидных, с многочисленными спириалисами и местами с редкими прослоями песков; общая мощность толщи от 200 до 500 *м* и по возрасту отвечает среднему миоцену. Весьма вероятно, что нижние горизонты этой толщи относятся уже к тарханскому горизонту или слоям с *Amussium denudatum* Reuss. (нижний миоцен), что подтверждается наличием в низах этой толщи, в килязинском разрезе, тарханских фораминифер и макрофауны тарханского типа в Хорасанах.

Выше чокракско-спириалисовых слоев залегают отложения диатомовой свиты, по возрасту отвечающие интервалу средний миоцен — верхний миоцен. Литологически они представлены чередованием бурых глин и диатомовых сланцев с прослоями мергелей, доломитов и вулканического пепла. Общая

мощность диатомовых слоев, подразделяемых некоторыми исследователями (снизу вверх) на четыре свиты (чикильчайская, байгушкаинская, ахудагская, бюргутская), достигает 1000 *м*. При сопоставлении диатомовой свиты с разрезами миоценовых отложений других областей Кавказа можно считать, что диатомовая свита по возрасту отвечает всему интервалу миоцена от меотиса до караганских слоев включительно, на что указывает ее стратиграфическое положение непосредственно ниже отложений понтического яруса (нижний плиоцен) и наличие в низах диатомовых слоев караганской фауны *Spaniodontella pulchella* Baily (район Чеил-дага).

Залегающие выше отложения понтического яруса, относящиеся к *нижнему плиоцену* подразделяются на три подъяруса: нижний, средний и верхний. Нижний представлен глинами и песками с фауной одесского типа. К среднему относятся синевато-серые глины с *Valenciennesia* sp., верхний выражен глинами и известняками-ракушниками с фауной бабаджанского типа. Общая мощность отложений понтического яруса достигает 400—450 *м*.

Выше понтических отложений залегает основная нефтеносная толща Азербайджана — продуктивная толща, по возрасту относимая к *среднему плиоцену*, литологически представленная чередованием глин, песков и песчаников и подразделяемая на три отдела — нижний, средний и верхний, каждый из которых подразделяется на ряд свит, а последние в свою очередь на ряд горизонтов. Общая мощность продуктивной толщи колеблется в широких пределах — от 1600 до 2000 *м* и более.

*Отложения верхнего плиоцена* представлены акчагыльским и апшеронским ярусами.

Осадки акчагыла залегают на отложениях продуктивной толщи и представлены черными сланцеватыми глинами и известняками-ракушниками с прослоями вулканического пепла; мощность до 125 *м*. Залегающие выше отложения апшеронского яруса по фауне подразделяются на нижний, средний и верхний подъярусы и литологически представлены глинами, песками, известняками и ракушниками с общей мощностью 1000 *м* и более.

Постплиоценовые образования, залегающие на более древних коренных породах, представлены древнекаспийскими и современными осадками.

Древнекаспийские осадки, выраженные конгломератами, песками, глинами, известняками и ракушниками, по фауне подразделяются на три части, из которых самая нижняя носит название бакинского яруса. Общая мощность древнекаспийских отложений составляет около 130 *м*.

Современные отложения выражены речными образованиями (аллювий), осыпями склонов (делювий), эоловыми (отложения ветра) и солончаковыми осадками, а также осадками современного Каспия с раковинами *Cardium edule* L.

Известные в настоящее время нефтяные месторождения Азербайджана располагаются не только на Апшеронском полуострове, в Прикуринской низменности и на западном побережье Каспийского моря, но и в самом море на значительном расстоянии от берега.

Признаки нефтегазоносности распространены еще более широко. Они наблюдаются почти во всех осадочных образованиях, слагающих Азербайджанскую нефтегазоносную область, и встречаются в различных по составу породах: песках, песчаниках, глинах, сланцах, известняках и т. д.

Наиболее древними породами, в которых было установлено наличие нефтепроявлений, служат сланцы нижней юры (или лейаса), развитые в районе г. Шах-даг, где к ним приурочены выходы горючих газов.

В отложениях верхней юры известны асфальтиты (р. Гильгинчай) и выходы нефти (Чирак-Кала).

Ряд выходов нефти связан с породами нижнего мела: баррема (р. Гильгин-чай), апта (Килязи) и альба (Агри-Эйлаг).

В отложениях верхнего мела известны мощные песчаники и известняки, пропитанные нефтью в районе с. Хильмили, твердые битумы — в районе с. Кахи, Кайнар, близ г. Шемахи и др. Выходы жидкой нефти в верхних горизонтах верхнего мела (ильхидагская свита) известны на р. Пирсагат и между гг. Баку и Шемахой.

В отложениях третичного возраста нефтепроявления известны от самых древних горизонтов (палеоцен) до наиболее молодых (апшеронский ярус).

В палеоцене (сумгаитская свита) прослои битуминозных и горючих сланцев и выходы жидкой нефти известны в Кобыстане.

В коунской свите, по возрасту относящейся к эоцену, обнаружены прослои горючих сланцев, нефтеносных песчаников и выходы жидкой нефти (г. Боз-даг, Шор-булак, Ахзу-Хозры и др.).

Еще более молодые по возрасту отложения майкопской свиты (олигоцен-миоцен) Азербайджана по всему разрезу характеризуются обильными выходами жидкой нефти (Талышский район, Чеил-даг, Маразы, Чондагар и др.). В ряде районов (Кировабадский район и др.) с ними связаны промышленные залежи нефти.

Широко распространены нефтепроявления, связанные с чокракско-спириалисовыми слоями, известные в Кобыстане (Чеилдаг и др.) и на Апшеронском полуострове (Бинагады, Аташкя и др.).

В залегающих выше отложениях диатомовой свиты (миоцен) установлены не только насыщенные нефтью тонкие прослои песков (Бинагады, Шубаны, Сулу-тепе), но и промышленные скопления нефти.

В отложениях понта, относящегося к низам наиболее верхней части третичной системы — к плиоцену, известны только спорадические нефтепроявления. К плиоцену же относится и знаменитая продуктивная песчано-глинистая толща (средний отдел плиоцена), к которой приурочены крупнейшие в мире промышленные залежи нефти, широко разрабатываемые на Апшеронском полуострове.

Однако не все части разреза продуктивной толщи в одинаковой степени насыщены нефтью. Наиболее постоянным является ее нижний отдел.

Присутствие нефтепроявлений и относительно небольшие промышленные скопления нефти установлены и в верхнем плиоцене как в акчагыльских (Нафталан и др.), так и в апшеронских слоях (Нефтечала).

В осадочных породах четвертичной системы известны случайного характера скопления нефти в осадках Древнего Каспия (Хурдалан), в современных осадках в виде залежей кира и т. д.

Как видно из краткого обзора, нефтепроявления в границах Азербайджанской нефтегазоносной области охватывают огромный по возрасту интервал осадков и известны во всех отложениях от нижней юры до современных.

Исходя из особенностей геологического строения и нефтегазоносности отдельных площадей Азербайджанской области, известные в ее пределах нефтяные месторождения можно объединить в несколько нефтегазоносных районов.

Апшеронский нефтегазоносный район включает месторождения нефти и газа, расположенные на территории Апшеронского полуострова и на прилегающих к нему морских участках и островах. К этому району приурочены богатые нефтяные месторождения, дающие нефть из песчаных пластов среднего плиоцена.

В начале двадцатого столетия Апшеронский полуостров являлся крупнейшим в мире нефтедобывающим районом; в 1901 г. здесь было добыто нефти около 11 млн. *т*, в то время как в США было добыто за этот год всего около 9,1 млн. *т*.

В советское время добыча нефти на Апшеронском полуострове значительно увеличена в связи с вводом в разработку ряда новых месторождений (Калинское, Кара-Чухурское, Лок-Ботанское и др.).

Кобыстано-Шемахинский нефтегазоносный район расположен к западу и юго-западу от Апшеронского полуострова, на юге его границей является Прикуринская низменность, а на севере южный склон Главного хребта.

Район обладает исключительно хорошей обнаженностью пород третичного и мелового возрастов. Многочисленные поверхностные газонефтепроявления связаны как с выходами нефтеносных пород на сводовых частях интенсивно дислоцированных

антиклинальных структур, так и с явлениями грязевого вулканизма и линиями крупных дизъюнктивных нарушений.

В буровых скважинах притоки нефти получены из песчаных пород продуктивной толщи, чокракского горизонта и майкопской свиты.

Прикуринский нефтегазоносный район находится в восточной части обширной Куринской депрессии, выраженной равниной, снивеллированной водами Древнего Каспия; отдельные изолированные возвышенности являются конусами грязевых вулканов и сводовыми частями антиклинальных поднятий.

Нефтегазоносные горизонты выявлены в отложениях апшеронского яруса и продуктивной толщи.

Прикаспийский нефтегазоносный район расположен в прибрежной полосе к северу от Апшеронского полуострова. В строении района принимают участие меловые и третичные отложения.

В равнинной части проходит крупное нарушение, сопровождаемое надвигом третичных пород на меловые. Нагорная часть района сложена меловыми отложениями.

С зоной надвигового нарушения связаны многочисленные нефтегазопроявления, приуроченные к отложениям майкопской свиты и нижнего мела.

Кировабадский нефтегазоносный район приурочен к полосе третичных отложений, слагающих предгорную часть северо-восточного склона Малого Кавказа. Нефтегазоносные горизонты связаны с песчаниками майкопской свиты и конгломератами акчагыльского яруса.

**Апшеронский нефтегазоносный район.** В геологическом строении района принимают участие в основном третичные и меловые отложения.

Меловые слои выходят на поверхность лишь в крайней северо-западной части Апшеронского полуострова, погружаясь вместе с третичными в направлении на юго-восток, поэтому в восточной части полуострова и на прилегающих островах на поверхности залегают лишь осадки плиоцена, Древнего Каспия и современные.

Апшеронский полуостров является областью резкого юго-восточного погружения Главного Кавказского хребта.

Особенно интенсивное погружение испытал Апшеронский полуостров в плиоценовое время, когда за короткий промежуток времени (средний плиоцен) образовалась продуктивная толща мощностью свыше 2000 *м*.

При осадкообразовании продуктивной толщи одновременно с опусканием Апшеронского полуострова происходил подъем и образование Главного Кавказского хребта. О величине амплитуды этих вертикальных движений разного знака можно судить потому, что в районе горы Шах-даг (в 175 *км* к северо-западу от Апшеронского полуострова) понтические отложения находятся на высоте свыше 2000 *м*, а на Апшеронском полуострове они залегают на глубинах до 2000 *м* и более.

В результате столь резких вертикальных движений земной коры тектоническое строение Апшеронского полуострова и прилегающих к нему районов приобрело ряд специфических черт, из которых явления грязевого вулканизма и диапировое строение ряда антиклинальных поднятий представляют наибольший интерес. По мнению И. М. Губкина, диапировая структура, нефтяное месторождение и грязевый вулкан составляют единое генетическое целое. И. М. Губкиным указывается, что основным морфологическим признаком диапировой структуры является наличие сильно дислоцированного ядра складки, представленного более древними породами, чем включающие ею свиты, слагающие крылья структуры. По своей внутренней структуре эти складки отличаются от обычных складок, возникших в результате действия тангенциальных сил. В них нет обычного сводообразного перегиба пластов, а наблюдается сильно измятое ядро, в котором пласты бывают поставлены на голову и перемяты настолько, что бывает трудно определить их элементы залегания.

В результате своих исследований в Азербайджане И. М. Губкин пришел к заключению, что образование нефтяных месторождений на Юго-Восточном Кавказе тесно связано с диапиризмом и обусловлено им. Ядро диапировой складки при своем движении образует в облегающих его породах сеть трещин, которые явились путями для нефти и газа, поднимающихся из нефтепроизводящих свит под влиянием выжимающего действия вертикального давления. К нефтепроизводящим свитам или материнским породам относятся, по мнению И. М. Губкина, осадки майкопской свиты, спириалисовых слоев, диатомовые свиты, бурого коуна и сумгаитской серии. Опускание этих осадков, богатых органическим материалом, сопровождалось подъемом температуры и ростом давления, содействовавшими процессу нефтеобразования и газообразования, чему помогала и деятельность анаэробных бактерий. В результате этих факторов возникла нефть, первоначально в диффузно-рассеянном состоянии.

После отложения продуктивной толщи неравномерность нагрузки начала влиять на создание местной тектоники, поэтому уже в акчагыльский век начали формироваться диапировые купола, грязевые вулканы и нефтяные месторождения.

Нефтяные месторождения приурочены к куполовидным поднятиям, четковидно расположенным на антиклинальных линиях. Антиклинальные поднятия характеризуются диапировым и скрытодиапировым строением, обычно осложненным большим количеством дизъюнктивных нарушений.

В ряде случаев осевые линии поднятий ветвятся, сохраняя тенденцию общего погружения в юго-восточном направлении.

Свойственное западным структурам северо-западное простирание в пределах Апшеронского полуострова начинает довольно резко поворачивать на юг, образуя ряд полукольцевых антиклинальных линий, оконтуривающих синклинальные впадины чаше-

образного строения, обычно сложенные известняками апшеронского яруса (Бакинская и Гездекская мульды), тогда как располагающиеся по их окраинам антиклинальные структуры, обычно имеют в своде отложения верхнего отдела продуктивной толщи или нижние горизонты верхнего плиоцена.

Основной нефтегазоносной свитой Апшеронского района является продуктивная толща, представленная мощной серией переслаивающихся песков и глин. Общая мощность ее очень велика и достигает на Апшеронском полуострове 2000 *м* (Биби-Эйбат), а за его пределами и больше.

По своему литологическому составу продуктивная толща подразделяется на три отдела, а последние в свою очередь на свиты (сверху вниз).

### Верхний отдел

Сураханская свита — преимущественно глины с прослоями песков; мощность 340—400 *м*.

Сабунчинская свита — чередование мощных песчаных и глинистых пачек; мощность 290—300 *м*.

Балаханская свита — преимущественно песок и рыхлые песчаники; мощность 390—460 *м*.

### Средний отдел или «I перерыв»

Крупнозернистые пески и песчаники с черной кремневой галькой; мощность 100 *м*.

### Нижний отдел

Надкирмакинская глинистая свита (НКГ) — глины с прослоями песков; мощность 36—40 *м*.

Надкирмакинская песчаная свита (НКП) или «II перерыв» — пески и песчаники с галькой; мощность 40 *м*.

Кирмакинская свита (КС) — чередование песков и глин; мощность 260—300 *м*.

Подкирмакинская свита (ПК) или «III перерыв» — пески и песчаники с мелкой черной галькой; мощность в среднем 60 *м*.

Калинская свита (КаС) — пески, песчаники, глины; мощность 300—350 *м*.

Изменение общей мощности продуктивной толщи и появление новых горизонтов происходит закономерно, по мере движения на юго-восток — от Балаханов к Зыху; увеличение глинистости разреза происходит в юго-западном направлении.

Подстилается продуктивная толща иногда со следами размыва (Бинагады) трехсотметровой глинистой свитой понтического яруса, а покрывается черными сланцевыми глинами с прослоями вулканического пепла, относящимися к акчагыльскому ярусу.

С продуктивной толщей Апшеронского полуострова связаны крупнейшие в мире промышленные скопления нефти и газа. Однако не во всех районах и не во всех частях своего разреза она характеризуется одинаковой нефтенасыщенностью.

Наиболее постоянным является нижний отдел продуктивной толщи. Верхний отдел дает добычу лишь на тех участках Апшеронского полуострова, где он защищен от размыва относительно непроницаемой покрышкой из отложений акчагыльских и апшеронских слоев. Таковы месторождения Сураханское, Калинское, Карачухурское, Балаханы-Сабунчи-Романинское и Биби-Эйбатское, в которых продуктивная толща лишь частично затронута размывом.

В отложениях среднего отдела, как правило, нефтяные залежи отсутствуют, почему он в свое время и получил название «перерыва» (перерыв в нефтеносности). Исключением является лишь месторождение Лок-Батан, где из стратиграфически однозначных отложений (VII—VIIa горизонты), представленных, однако, породами другого типа, получены промышленные притоки нефти.

Нижний отдел дает нефть почти во всех месторождениях, где эксплуатируются и более верхние части продуктивной толщи. Исключением служит наиболее нижний ее горизонт — калинская свита, появление которой установлено лишь в месторождениях, расположенных в юго-восточной части Апшеронского полуострова (Кала-Тюркяны, Бина-Гоусаны, Кара-Чухур и др.) и прилегающих к нему участках Каспийского моря.

В разрабатываемых в настоящее время нефтяных месторождениях число основных нефтяных горизонтов в продуктивной толще достигает девятнадцати, причем некоторые из них подразделяются на ряд еще более мелких эксплуатационных объектов, благодаря чему общее количество нефтегазоносных пластов по некоторым месторождениям превышает 60.

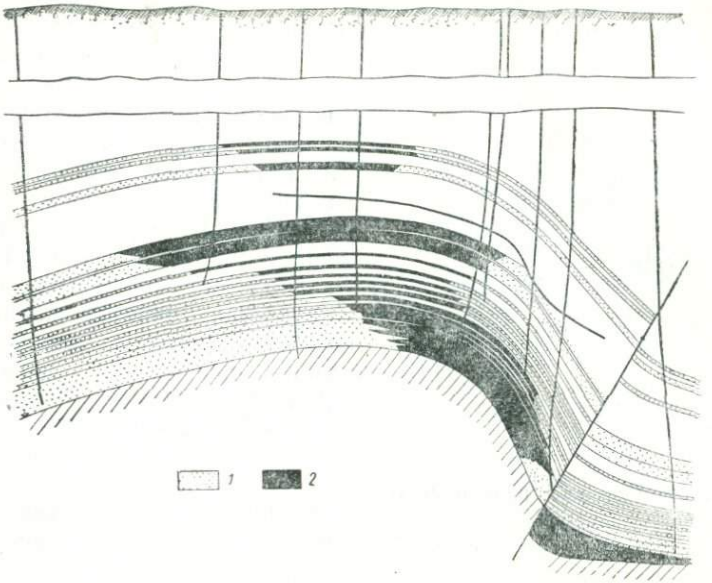
Учитывая литологические особенности продуктивной толщи и характер найденных в ее отложениях организмов, представленных очень бедно лишь немногими наземными и пресноводными раковинами, указывающими, что образование пород этой толщи происходило в условиях крупных континентальных пресноводных водоемов, возможность образования нефти в этих осадках большинством исследователей отрицается (акад. И. М. Губкин и др.). Находящиеся в ней залежи нефти по своему происхождению обычно связываются с более древними осадками (диатомовой свитой, майкопскими слоями и др.).

Основным типом структур нефтяных месторождений Апшеронского района являются антиклинальные складки, среди которых выделяются следующие.

1. Тип пологих куполов:

а) без грязевых вулканов (Сураханы, Кара-Чухур, Кала, фиг. 27);

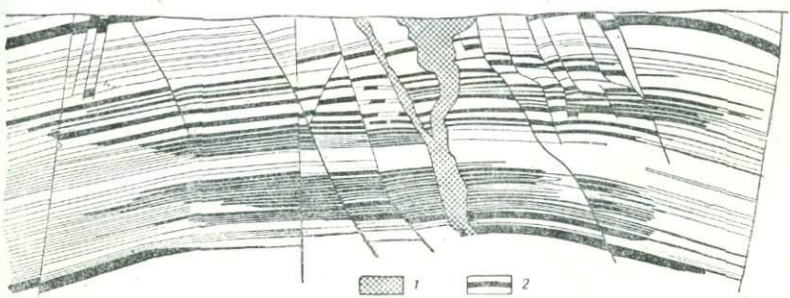
б) с жерлами ископаемых грязевых вулканов (Биби-Эйбат, Зых, фиг. 28).




**Фиг. 27. Тип пологого купола.**

*1*—вода; *2*—нефть.

2. Тип структур, приуроченных к активным грязевым вулканам (Лок-Батан, Пута и др., фиг. 29).

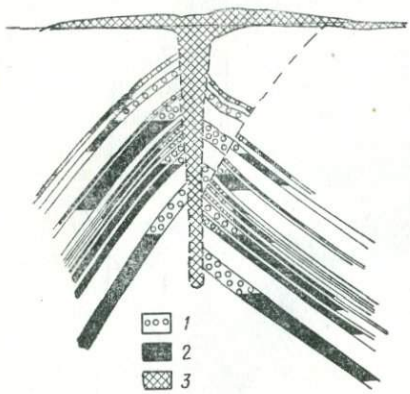



**Фиг. 28. Грязевый вулкан.**

*1*—жерло грязевого вулкана; *2*—нефть.

3. Тип диапировых структур с ядром протыкания:
а) открытых (Бинагады, Аташкя, фиг. 30);
б) полуоткрытых (скрытодиапировых) (Балаханы-Сабунчи-Романы).
4. Тип антиклиналей, осложненных надвигами (о-в Артема).

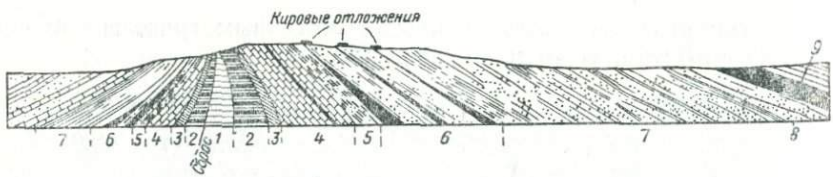
Основным типом залежей нефтяных месторождений Апшеронского района являются залежи, располагающиеся в сводовых частях антиклинальных складок, ограниченные сверху и с боков слабо проницаемыми породами, а снизу подпираемые водой. При таких условиях нефтяная залежь имеет в плане вид окружности или овала, в центре которой нередко располагается скопление свободного газа (газовая шапка), а по периферии, примерно совпадая с одной из горизонталей, залежь ограничивается водой, полностью оконтуриваясь этой границей, почему залежи этого типа называются сводовыми или залежами «полного контура» (фиг. 31).




Фиг. 29. Грязевый вулкан Лок-Батан.

*1*—газ; *2*—нефть; *3*—сопочная брекчия.

Однако помимо описанных залежей нефтяных месторождений Азербайджана известны залежи и другого типа. Встречаются залежи нефти (Ясамальская долина), образовавшиеся в результате наличия на пути движения (миграции) нефти слабопроницаемых пород, послуживших барьером, у которого и образовалась впослед-




Фиг. 30. Диапировая структура с ядром протыкания (Бинагадинская возвышенность).

*1*—коунская свита; *2*—майкопская свита; *3*—*спириалисовые слои*; *4*—*диатомовая свита*; *5*—понтический ярус; *6*—нижний отдел продуктивной толщи; *7*—средний и верхний отделы продуктивной толщи; *8*—акчагыльский ярус; *9*—нефтеносные горизонты.

ствии нефтяная залежь. Такого типа залежи называются литологически ограниченными (фиг. 32, *в*).

К залежам стратиграфического типа можно отнести залежи нефти, образовавшиеся в результате выклинивания отдельных пластов (на крыльях диапировых складок) или целых стратиграфических комплексов (например, калинская свита), перекрываемых несогласно вышележащими отложениями более молодого возраста (см. фиг. 4, *а*).

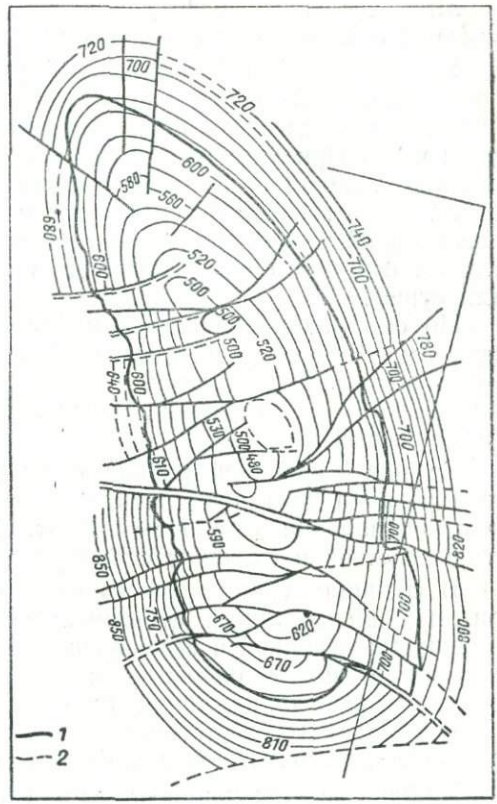
**Кобыстано-Шемахинский нефтегазоносный район.** Общая ха-

рактеристика геологического строения этого района имеет много сходных черт с расположенным к северо-западу от него Апшеронским полуостровом.

Многочисленные куполовидные и брахиантиклинальные поднятия в большинстве случаев имеют диапировое строение с большим количеством сбросовых нарушений. Эти структурные формы четковидно расположены на ветвящихся антиклинальных линиях, имеющих кавказское простирание с северо-запада на юго-восток.

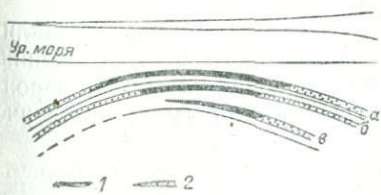
С зонами поднятий генетически связаны грязевые вулканы. Центральная часть Кобыстана (прежнее название Кабристан) является классическим местом развития грязевого вулканизма.

В результате общего регионального погружения пород в юго-восточном направлении имеют место закономерные изменения в возрасте пород, слагающих отдельные части района.




Фиг. 31. Сводовая залежь Биби-Эйбат.
*1*—контур нефтеносности; *2*—разрывы.

В северо-западной части района в разрезе сводовых участков поднятий принимают участие меловые и нижнетретичные отложения. Поверхностные нефтепроявления приурочены к нарушениям в сводовых частях крутых антиклинальных складок.




Фиг. 32. Казанбулахская структура.
*а* и *б*—сводовые залежи; *в*—литологически ограниченная залежь. *1*—нефть; *2*—вода.

В строении южной части района участвуют в основном плиоценовые отложения и лишь в сводах наиболее приподнятых структур встречаются выходы более древних пород, главным образом майкопской свиты. Здесь нефтегазоносными являются отложения

продуктивной толщи, чокракского горизонта и майкопской свиты.

Многочисленные нефтепроявления в окрестностях Шемахи связаны с песчаными породами майкопской свиты.

**Прикуринский нефтегазоносный район.** Прикуринский район располагается к юго-востоку от Апшеронского полуострова, занимая непосредственно прилегающую к побережью Каспийского моря часть Прикуринской низменности, соответствующую долине нижнего течения р. Куры. Это пологая и почти ровная низменность, очень мало возвышающаяся над уровнем моря, заполненная мощной толщей довольно грубых современных и верхнетретичных осадков, образовавшихся в континентальных условиях (на суше).

По особенностям рельефа и расположению между горными хребтами Большого и Малого Кавказа Прикуринская низменность может быть отнесена к межгорным впадинам, которые оцениваются как площади, благоприятные в отношении нефтегазоносности.

Северной границей района служит Алятская гряда, состоящая из ряда возвышенностей, протягивающаяся в северо-западном направлении в районе ст. Алят. С юга Прикуринский район непосредственно граничит с Талышским районом.

В границах Прикуринского района располагаются несколько антиклинальных линий, состоящих из ряда небольших поднятий, вытянутых цепочкой в северо-западном направлении и разделенных широкими и плоскими синклинальными впадинами. Известно четыре таких линии (с северо-востока на юго-запад): Пирсагатская (соответствует Алятской гряде), Мишов-даг-Бяндованская, Кюрсянгинская и Бабазананская.

Каждая из этих линий имеет ряд поднятий, разделенных опусканиями (седловинами), причем, как правило, в отличие от Апшеронского полуострова они нарушены крупными разрывами, которые нередко прослеживаются по всей гряде. Примером такого разрыва может служить сброс, проходящий по Бабазананской гряде через месторождения Кюров-даг-Баба-Занан. Другим примером может служить сброс, проходящий по Бяндованской гряде, и т. д.

Приуроченные к указанным тектоническим линиям антиклинальные складки, с которыми связаны нефтяные месторождения, в наиболее приподнятых участках сложены породами апшеронского яруса или породами продуктивной толщи (месторождение Баба-Занан и др., фиг. 33).

В наиболее нарушенных частях складок нередко присутствуют грязевые вулканы.

Разрез отложений, слагающих Прикуринский район, следующий (сверху вниз).

Четвертичные отложения:

а) древнекаспийские террасы;

б) бакинский ярус (глины и пески с прослоями вулканических пеплов); мощность до 200 *м*.

Плиоцен:

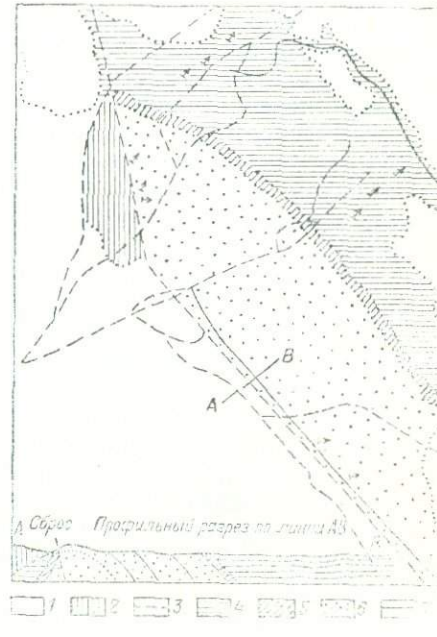
а) апшеронский ярус (глины, пески, раковинные известняки, прослои вулканических пеплов); мощность до 1000 *м*;

б) акчагыльский ярус (темные глины с прослоями вулканических пеплов); мощность до 125 *м*;

в) продуктивная толща; по сравнению с продуктивной толщей, развитой на Апшеронском полуострове, характеризуется большей мощностью, заметным увеличением глинистости и своеобразным минералогическим составом; мощность до 2500 *м*.

Присутствие нефтяных залежей установлено в Прикуринском районе в продуктивной толще и в среднем отделе апшеронского яруса.

Основным типом являются литологически ограниченные залежи.




Фиг. 33. Баба-Зананская структура.

1—эоловые отложения; 2—древнекаспийские отложения; 3—линия сброса; 4—апшеронский ярус; 5—акчагыльский ярус; 6—продуктивная толща; 7—ось складки.

**Прикаспийский (Сиазано-Кубинский) район.** Прикаспийский нефтегазоносный район занимает часть территории Азербайджанской ССР, располагается к северо-западу от Апшеронского полуострова и объединяет нефтяные месторождения, находящиеся на побережье Каспийского моря и в нагорной части Азербайджана.

В границах этого района находятся месторождения Нардаран-Сиазань, Саадан и др.

Наиболее распространенным типом структур нефтяных месторождений служат моноклинальные зоны, нарушенные разрывами типа надвигов или сбросов.

Нефтяные залежи установлены в миоценовых и в палеогеновых (майкопская свита) отложениях, хотя нефтепроявления распространены значительно шире и известны во многих отложениях, начиная с юры и моложе.

**Кировабадский нефтегазоносный район.** Кировабадский район занимает западную часть Азербайджанской ССР, приуроченную

к южному борту Куринской впадины, и располагается к северу и северо-востоку от предгорий Малого Кавказа.

В строении района принимают участие фораминиферовые и майкопские отложения, трансгрессивно перекрытые морским акчагылом и континентальным апшероном.

В результате указанного несогласия структурные формы верхнеплиоценовых отложений не всегда находятся в соответствии со структурами палеогена. Так, например, на Нафталанской площади на крыле палеогеновых пород нафталанского брахиантиклинального поднятия имеется дополнительная складка в верхнеплиоценовых отложениях.

Нефтяные залежи установлены в конгломератах акчагыльского яруса, в плотных песках и трещиноватых песчаниках и глинах майкопских и фораминиферовых отложений.

Наиболее характерным типом являются стратиграфические и литологически ограниченные залежи, обусловленные широко распространенными несогласиями между отдельными толщами (между акчагылом и майкопом, между майкопом и фораминиферовыми слоями), а также литологическим изменением и трещиноватостью пород.

Издавна большой известностью пользовалась нефть Нафталанской площади, об употреблении которой с лечебной целью при накожных заболеваниях упоминает еще в XIII веке итальянский путешественник Марко Поло.

Хорошо изученной является Нафталанская площадь, представляющая собой антиклинальную складку меридионального простирания.

Отложения акчагыла, перекрывающие майкопские слои, залегают трансгрессивно с угловым и азимутальным несогласием. По майкопским отложениям складки асимметричны и осложнены двумя сбросами. Нефть приурочена к конгломератам акчагыльского яруса и к трещиноватым песчаникам и глинам майкопской свиты.

На Казанбулагской площади нефтеносными являются нижнемайкопские и фораминиферовые песчаники.

## Грузинская нефтеносная область

Грузинская нефтеносная область занимает территорию Грузинской ССР и составляет одну шестую часть Кавказа (около 70 тыс. $км^2$).

На востоке Грузинская нефтегазоносная область граничит со степными пространствами Азербайджана, на юге — с Турцией и Армянской ССР, а на западе ее границей является восточное побережье Черного моря.

Особенностью Грузинской нефтегазоносной области, сближающей ее с Азербайджаном, служит ее связь с горными сооружениями Большого и Малого Кавказа и межгорной Рионско-Куринской впадиной, являющейся непосредственным продолже-

нием Прикуринской низменности, в пределах которой располагаются Прикуринский и Кировабадский нефтегазоносные районы Азербайджана.

Нефтяные месторождения и признаки нефтеносности распространены в Грузии чрезвычайно широко и известны с давних времен. В настоящее время в Грузии известно более 800 признаков нефтеносности, представленных самыми разнообразными типами от горючих газов и легких бесцветных нефтей (природных бензинов) до тяжелых нефтей уд. веса 0,950, асфальтитов и озокеритов, связанных с самыми различными как по возрасту (от лейаса до современных), так и по литологическому составу породами — от рыхлых песков и глин до известняков и изверженных пород.

Однако, несмотря на такое обилие нефтепроявлений, Грузинская нефтегазоносная область как по добыче, так и по количеству эксплуатационных площадей значительно уступает соседним граничащим с ней Азербайджанской и Кубано-Черноморской областям. Главной причиной этого является сложность геологического строения нефтеносных площадей Грузии и неблагоприятная характеристика коллекторских свойств продуктивных пластов.

Первые сведения о нефтяных источниках Грузии стали известны в России в конце XVIII столетия, когда путешествовавший по Кавказу в 1770—1773 гг. акад. Гильденштадт дал беглое описание нефтяных источников в Кахетии. Добыча из них нефти была крайне незначительна и в 1870 г. составляла всего 971,2 *т*, а в 1875 г. — 1923,3 *т*.

По имеющимся сведениям, в 1877 г. в месторождении Малые Шираки действовало до 180 буровых скважин глубиной от 8 до 65 *м*, лишь одна скважина имела глубину, превышающую 100 *м* (116 *м*).

По официальным данным, за период с 1872 по 1877 г. в Шираках было добыто уже 18950,8 *т*.

Одновременно с Шираками колодезная добыча нефти производилась в некоторых других пунктах Грузии (в Навтлуге, Гурджаани, Земо-Ходашени и др.).

Первые сведения о нефтяных источниках в Западной Грузии (в Гурии) становятся известными с 1810 г. Первая буровая была заложена здесь в 1878 г. в районе с. Самхто, причем уже на глубине 15 сажен показалась тяжелая нефть с водой. Во второй скважине, тоже незаконченной, произошел выброс нефти и взрыв газа.

В 1886 г. в районе с. Омпарети бурение производилось одной бельгийской компанией, но вскоре приостановилось и возобновилось вновь лишь в 1912 г., когда разведка Гурийского района была начата английской фирмой.

Начало XX столетия характеризуется оживлением промышленной деятельности в нефтеносных районах Грузии. К этому

времени относится начало буровых работ в Чатме, Пховели, Земо-Ходашены, Ильдокани и других пунктах.

Однако все эти работы, проводившиеся в основном иностранными фирмами и мелкими частными владельцами, в лучшем случае сводились к бурению в различных районах двух-трех скважин, закладывавшихся к тому же без достаточных геологических обоснований. Вполне понятно, что ожидать от подобных работ каких-либо существенных результатов было нельзя.

Начало первой мировой войны в 1914 г. и последующие события отвлекли внимание промышленности от нефтегазоносных районов Грузии и только начиная с 1926 г., уже при советской власти, начинается их планомерное и систематическое изучение.

В этом же году трестом Азнефть в Омпарети было начато глубокое разведочное бурение, а год спустя, в 1927 г., разведочные буровые работы были поставлены в Малых Шираках и в Мирзаанах, где они велись «Итало-Бельгийским горнопромышленным анонимным обществом» на концессионных началах.

Начиная с 1930 г., все разведочные работы в Грузии переходят в ведение вновь организованного треста Грузнефть.

Геологическое строение Грузинской нефтегазоносной области в основном определяется совокупностью тех же геотектонических элементов, которые распространены и в пределах соседней Азербайджанской области: поднятиями Большого и Малого Кавказа и депрессионной зоной Рионско-Куринской низменности, сливающейся на юго-востоке с Прикуринской депрессией Азербайджана.

Однако в Грузинской нефтегазоносной области влияние этих элементов друг на друга оказывается значительно сильнее, благодаря чему и геологическое строение области характеризуется особенной сложностью и пестротой.

В строении Грузинской нефтегазоносной области принимают участие все отложения от докембрия до современных, однако наиболее широким распространением пользуются лишь юрские, меловые и третичные осадки.

Учитывая, что наиболее древними образованиями, к которым приурочены признаки нефтеносности, являются отложения нижней юры, описание осадочных образований, развитых в пределах Грузии, целесообразно начать с низов мезозоя.

Наиболее характерными породами для нижнего и среднего лейаса Грузии являются темносерые и черные глинистые и аспидные сланцы общей мощностью до 2000 м, несогласно перекрывающие кристаллические породы Главного хребта.

Такой характер осадки нижнего и среднего лейаса имеют в пределах Абхазии, Сванетии, Раче и только на периферии Дзирульского кристаллического массива они сменяются порфиритами, кварцевыми порфирами и туфогенными породами континентального происхождения, переходящими кверху, в сред-

нем лейасе, в кварцевые песчаники мощностью 200 *м* и зоогеновые известняки такой же мощности.

Зоогеновыми известняками представлены в пределах Дзирульского массива и отложения верхнего лейаса, переходящие в восточном и западном направлениях в глинистые сланцы и песчаники, местами содержащие жидкую нефть (районы с. Ватра и Лесса); мощность верхнего лейаса достигает 1000 *м*.

Выше залегает, в большинстве районов согласно, за исключением периферии Дзирульского, Храмского и Локского массивов, мощная порфиритовая серия, относящаяся уже к нижней части средней юры, мощность которой колеблется от 350 до 2800 *м*, достигая максимальной величины в верхнем течении р. Ингура.

Кверху порфиритовая свита сменяется туфогенными песчаниками, конгломератами и вулканическими туфами суммарной мощностью до 550 *м*.

Отложения верхней половины средней юры (батского яруса) представлены конгломератами, песчаниками и глинами (морские осадки), мощность которых достигает 600 *м*. Местами (Ткварчельский и Ткибульский районы) эти отложения переходят в угленосную фацию и приуроченные к ней пласты каменных углей являются объектами промышленной разработки.

Отложения средней юры, как правило, несогласно перекрываются верхнеюрскими породами, представленными всеми своими ярусами (келловей, оксфорд, лузитан, кимеридж, титон).

Литологический состав верхнеюрских отложений характеризуется большой пестротой и разнообразием слагающих их отложений. Наиболее распространенным типом пород служат карбонатные осадки, представленные мергелями и мергелистыми глинами, известняками различной окраски с конкрециями и линзами кремней и реже с прослоями песчаников. Суммарная мощность осадков всех ярусов верхней юры колеблется от 370 (Корта) до 2800 *м* (Верхняя Сванетия).

Карбонатными породами представлены и нижнемеловые отложения, покрывающие осадки верхней юры местами согласно, а местами (Лечхум, Окриба) несогласно.

Наиболее нижний горизонт нижнего мела — валанжинский ярус — представлен мергелями, известняками с кремнями и песчанистыми известняками с фауной брахиопод, устриц и др. мощностью от 30—40 *м* до 350 *м*.

Готеривский ярус представлен известняками мощностью до 600 *м*.

Известняками в основном представлены и вышележащие отложения барремского яруса мощностью от 30—40 *м* (Дзирульский массив) до 560 *м* (Гагры), хорошо охарактеризованные фаунистически.

Отложения аптского яруса также состоят из карбонатных пород, но в них заметна более значительная примесь терригенного материала; в основном это мергелистые породы общей мощностью от 30 (Мегрелия, Имеретия) до 400 *м*.

Наиболее верхним членом нижнемелового разреза служат отложения альбского яруса, представленные слоистыми мергелями, темными глинами и местами глауконитовыми песчаниками. По фауне альбские отложения довольно четко подразделяются на верхний и нижний; суммарная мощность альба от 50 до 270 *м*.

Верхний мел представлен сеноманским, туронским, сенонским и датским ярусами.

Отложения сеномана в большинстве районов несогласно перекрывают более древние осадки, представлены мергелями, туфогенными песчаниками, глауконитовыми песчаниками и, реже, известняками. Мощность обычно от 5 до 20 *м*.

Для туронских отложений наиболее характерными породами являются слоистые белые и особенно розовые известняки с включениями красных кремней; мощность до 100 *м*.

Отложения сенона представлены белыми известняками с фауной иноцерамов, белемнитов и ежей общей мощностью до 300 *м*.

Самым верхним членом мелового разреза служат отложения датского яруса, наиболее полно выраженные в Абхазии, где они представлены белыми известняками с устрицами и ежами общей мощностью в 120 *м*.

Такими же известняками представлены отложения датского яруса и в других районах Грузии.

Залегающие выше третичные отложения в большинстве районов Грузии связаны с меловыми постепенным переходом. Однако присутствие фаунистически охарактеризованных наиболее древних отложений третичной системы — осадков палеоцена — установлено лишь в небольшом числе пунктов. В Мегрелии (Абхазия) отложения палеоцена представлены известняками с включениями черных кремней; мощность палеоцена — несколько десятков метров.

Отложения эоцена также представлены карбонатными породами, но уже со значительной примесью терригенного материала. Это мощная (до 600 *м*) толща, состоящая из мергелей светлой, зеленоватой окраски, в которой, повидимому, можно выделить все те шесть горизонтов, какие намечаются в эоцене по микрофауне на Северо-Западном Кавказе.

Несколько иной характер имеют палеоценовые и эоценовые отложения в южной части Грузии в системе Аджаро-Триалетских гор, где они выражены мощным (до 3000 *м*) флишевым комплексом, состоящим из чередования сланцев, песчаников и мергелей, в верхней части которого большую роль играют вулканогенные породы, представленные туфо-сланцами, различными вулканообломочными продуктами и покровами андезитов.

Выше эоценовых отложений залегают породы майкопской свиты, возраст которой в настоящее время устанавливается в пределах нижний миоцен — нижний олигоцен. Характерными породами майкопской свиты являются коричневато-бурые, как правило, неизвестковистые глины с включениями ярозита и крупными конкрециями сидеритов и септариями, размеры которых изредка достигают более 1 *м* в поперечнике. По литологическому составу отложения майкопской свиты в пределах почти всей области подразделяются на нижний, средний и верхний отделы. Нижний отдел, или хадумский горизонт, представлен большей частью известковистыми глинами с фауной планорбелла и остракода; средний — песчано-глинистыми породами, и верхний — глинистыми.

Характерной фацией майкопских отложений Грузии являются онкофоровые слои (по наличию в них характерной ракушки онкофора), которые представлены в основном песчаными образованиями, не занимающими определенного стратиграфического положения, и известны как в верхних горизонтах майкопских отложений (а возможно, и выше), так и в среднем его отделе (Западная Грузия). В Чиатурском районе с майкопскими отложениями связаны промышленные залежи марганцевых руд.

Суммарная мощность майкопских отложений колеблется в широких пределах — от 125 до 2000 *м*.

Выше майкопских отложений располагаются чокракско-спириалисовые слои, в большинстве разрезов объединяемые с залегающим в их подошве маломощным тарханским горизонтом или горизонтом *Amussium denudatum* Reuss., представлены глинами с прослоями мергелей. Литологически чокракско-спириалисовые слои выражены мелководными прибрежного типа осадками — песчанистыми глинами с фауной спириалис, с прослоями песчаников и мергелей. Местами чокракско-спириалисовые слои представлены в известняковой фации или в фации пестроцветных отложений (Дзирульский массив) с прослоями конгломератов. Мощность чокракско-спириалисовых слоев колеблется в среднем от 150 до 400 *м*.

Залегающие выше караганские (спаниодонтелловые) слои представлены песчано-глинистыми породами с прослоями мергелей и реже известняков. В восточных районах области в составе караганских отложений преобладают песчанистые глины с прослоями мергелей. Мощность караганских слоев колеблется в широких пределах и достигает 400 *м*.

Конкско-фоладовые слои по литологическому составу настолько сходны с караганскими отложениями, что на отдельных участках описываемой области очень часто не выделяются в самостоятельный стратиграфический горизонт и объединяются с караганскими слоями под названием конкско-караганских слоев. Мощность конско-фоладовых слоев колеблется от 40 до 300 *м*.

Отложения сарматского яруса пользуются широким распространением. Представлены они всеми своими отделами — нижним, средним и верхним. Основным типом осадков для всего сармата в целом являются песчано-глинистые отложения с прослоями мергелей. Для верхнего и среднего сармата характерно развитие грубых песчаных отложений и конгломератов, хотя присутствие некоторых пачек песчаников установлено местами и в нижнем сармате. Другим характерным типом пород для сарматских отложений, имеющим широкое развитие в восточной части области, служат пестроцветные песчано-глинистые отложения. Суммарная мощность сарматских отложений области колеблется в широких пределах — от нескольких сотен до 2000 *м* и более (Гурия, Карталиния). В Карталинии аналогом верхнесарматских отложений считается так называемая нацхорская песчано-глинистая свита мощностью от 100 до 1100 *м*.

Фаунистически охарактеризованные отложения меотиса известны в Грузии только в западной ее части, где они представлены глинами и конгломератами, мощность непостоянна и колеблется в широких пределах — от 40—50 до 1000 *м*. Залегают они в большинстве случаев на более древних отложениях несогласно.

*Аналогом меотических отложений на востоке области*, повидимому, является так называемая эльдарская свита мощностью 125 *м* и, возможно, самые низы ширакской толщи.

Присутствие нижнеплиоценовых отложений — понтический ярус — достаточно определенно устанавливается лишь в Западной Грузии, где они представлены конгломератами и глинами с характерной понтической фауной. Общая мощность понта достигает 1000 *м*.

Среди плиоценовых отложений наиболее широкой известностью в области пользуется ширакская нефтегазоносная свита, распространенная в восточной части области в Южной Кахетии. Наиболее хорошо она изучена в Мирзаанском нефтегазоносном районе, где ее полная мощность достигает 2500 *м*. По литологическому составу она подразделяется на два отдела: нижний песчано-глинистый мощностью 1700 *м*, и верхний конгломерато-песчано-глинистый мощностью 800 *м*. По возрасту отложения ширакской свиты большинством исследователей относятся к нижнему (понт) и среднему плиоцену и сопоставляются, таким образом, частично с отложениями нефтеносной продуктивной толщи Апшеронского полуострова. По направлению к западу, в Карталинии, частично аналогом ширакской свиты является, повидимому, душетская свита (меотис — средний плиоцен), представленная конгломератами мощностью до 1000 *м*.

Ширакская свита в Западной Грузии отсутствует и условным аналогом ее верхней части можно считать отложения киммерийского яруса, представленные суглинками (иногда

красными), песками и конгломератами общей мощностью до 300 *м*. Своеобразной пресноводной фацией киммерийского яруса, развитой только в Западной Грузии, служат слои Дуаба [1], представленные песками и глинами со своеобразной фауной.

Верхний плиоцен представлен в описываемой области осадками различного типа: на востоке это акчагыльские и апшеронские отложения, на западе — куяльницкий ярус и часть колхидской серии, а в центре (Карталиния) они отсутствуют.

Отложения акчагыльского яруса, хорошо охарактеризованные фауной, представлены желтыми и серыми глинами и песками с прослоями конгломератов и вулканического пепла общей мощностью более 500 *м*.

Осадки апшеронского яруса выражены песчано-конгломератовыми отложениями с подчиненными пачками глин, с характерной фауной, мощностью в среднем 200—300 *м*.

Куяльницкий ярус представлен песчаными глинами, песками и песчаниками общей мощностью до 60 *м*.

Иногда отложения куяльницкого яруса включаются в состав колхидской серии, объединяющей в Западной Грузии комплекс красноцветных песчано-глинистых пород, лишенных руководящей фауны, возраст которой условно определяется в интервале киммерийский ярус — современные.

Кроме описанных наиболее молодых отложений третичной системы, необходимо упомянуть еще о двух комплексах, имеющих распространение только в Западной Грузии и известных под названием гурийских и чаудинских слоев.

Гурийские слои, установленные по своеобразной фауне только в Западной Грузии, располагаются между отложениями куяльницкого яруса и чаудинскими слоями. Известны они в небольшом числе пунктов и представлены в основном песчано-глинистыми осадками, а частью конгломератами; мощность до 300 *м*.

Чаудинские слои, также известные в описываемой области только в Западной Грузии, выражены глинами и суглинками с пачками галечников и конгломератов и несогласно перекрывают все нижележащие отложения до чокракских включительно. Максимальная мощность их достигает 400 *м*. По возрасту они относятся к низам четвертичной эпохи и сопоставляются с бакинским ярусом Азербайджана.

Почти весь описанный комплекс осадочных образований, достигающий суммарной мощности до 15000 *м*, характеризуется наличием многочисленных признаков нефтеносности.

С отложениями лейаса связаны выходы нефти в Юго-Осетии. В районе с. Ватра нефтеносными являются мощные песчаники лейаса.

С отложениями порфиритовой свиты средней юры связаны выходы нефти в окрестностях с. Цона, по р. Баруле и в других пунктах.

---

[1] По названию р. Дуаб, где эти отложения описаны.

Известное месторождение озокерита в районе с. Дзмуиси также приурочено к порфиритовой свите средней юры.

В отложениях верхней юры признаки нефтеносности в виде выходов жидкой нефти и асфальтов известны в породах келловея (зона Корта) и в кимеридже (Гагры).

Примазки жидкой нефти установлены в различных ярусах нижнего (валанжин, готерив, апт-альб) и верхнего (сенон — датский ярус) мела.

Еще более эффективные нефтепроявления связаны с третичными отложениями.

В породах палеоцена известны выходы нефти в Маяковском районе в долине р. Ханис — Цхали (Западная Грузия). Обильные выходы нефти известны в эоценовых отложениях Тбилисского района и в бассейне р. Ксаны.

Наиболее постоянными признаками нефтеносности обладают отложения майкопской свиты. С осадками этого возраста связаны нефтепроявления в ряде структур в Юго-Осетии, в Карталинии и других пунктах Грузинской ССР. В Абхазии (Звандрипши и др.) с этими же отложениями связаны выходы горючих газов с незначительным содержанием тяжелых углеводородов.

В отложениях чокракско-спириалисовых слоев нефтепроявления установлены в Норио-Марткобском районе (промышленная нефтеносность), в Гурии, в Абхазии и Имеретии.

В караганских слоях установлено присутствие мощных (до 3—4 *м*) прослоев нефтеносных песчаников (Имеретия).

В конкско-караганских слоях присутствие нефтеносных пород установлено в Гурии.

Широким распространением нефтеносности характеризуются отложения сарматского яруса. Со всеми отделами этого яруса — нижним, средним и верхним — связаны более или менее интенсивные нефтепроявления, хотя и не на всей площади описываемой области.

Наиболее эффективные признаки нефтеносности в сарматских отложениях известны в Южной Кахетии, где к верхнему сармату приурочены мощные (до 30 *м* мощности) пачки нефтеносных песчаников, дающих обильные выходы нефти, прослеживающиеся на протяжении нескольких километров.

Промышленная нефтеносность среднесарматских отложений установлена в Западной Грузии — в Супса-Омпаретском месторождении.

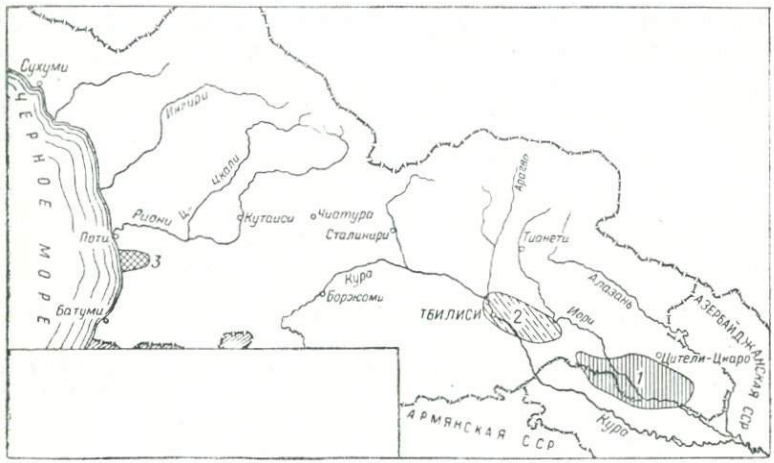
В отложениях нижнего сармата нефтепроявления известны в Супса-Омпаретском и Норио-Марткобском районе (вблизи Тбилиси).

Среди более молодых отложений третичной системы следует указать ширакскую свиту в Южной Кахетии, отложения которой содержат промышленные залежи нефти, являющиеся объектом эксплуатации в Мирзаанском и Мало-Ширакском районах.

Помимо перечисленных отложений, в ряде пунктов на терри-

тории Грузинской нефтегазоносной области (в Южной Кахетии, Гурии, Имеретии, Юго-Осетии и др.), нефтепроявления в виде выходов нефти и пропитанных нефтью пород отмечаются и в осадках четвертичного возраста, во всех случаях генетически связанные с подстилающими их коренными породами более древних отложений.

В пределах Грузинской нефтегазоносной области промышленная нефтеносность выявлена в следующих нефтегазоносных




**Фиг. 34. Нефтеносные районы Грузинской ССР.**

*1*—Южно-Кахетинский; *2*—Норио-Марткобский; *3*—Гурийский.

районах (фиг. 34): Южно-Кахетинском, Гурийском и Норио-Марткобском.

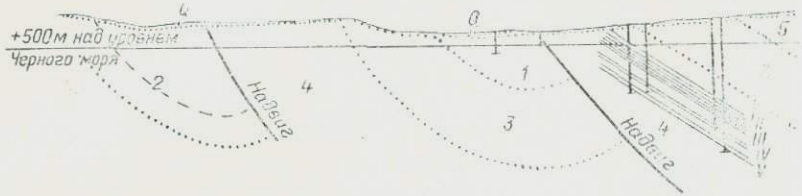
**Южно-Кахетинский район** расположен в юго-восточной части Грузинской ССР. Наиболее характерным типом структур для нефтяных месторождений описываемого района являются крупные, иногда довольно сложного строения брахиантиклинальные складки северо-западного простирания, в большинстве случаев разорванные надвигами и опрокинутые в южном направлении. Местами, в сводовых частях структур, располагаются грязевые вулканы (Кила-Купра, Тюльки-тапа и др.). Признаки нефтеносности известны во всех отложениях от эоцена до среднего плиоцена включительно, хотя промышленная нефтеносность установлена пока только в ширакской свите (нижний — средний плиоцен).

Из месторождений района лучше всех изучены находящиеся в эксплуатации нефтяные месторождения Мирзаани и Малые Ширакн (фиг. 35).

**Гурийский район** располагается в юго-западной части Грузии, к югу от Колхидского района. Характеризуется обилием нефтепроявлений в виде выходов нефти и нефтеносных пород,

приуроченных почти ко всем отложениям от майкопской свиты до четвертичных морских террас включительно. Тектонически построен весьма сложно и состоит из ряда антиклинальных (Супсинская, Натанебская, Гулианская) и синклинальных складок. Как правило, складки сдвинуты к северу, с крутым северным и более пологим южным крыльями и нарушены разрывами типа надвигов. В границах Гурийского района находится Супса-Омпаретское месторождение нефти.

**Норио-Марткобский район.** За последние годы промышленная нефтеносность миоценовых отложений выявлена на крупном антиклинальном поднятии Норио-Марткоби.




Фиг. 35. Поперечный геологический профиль через месторождение Малые Шираки.

*1*—акчагыльский и апшеронский ярусы (верхний плиоцен); *2*—акчагыльский ярус (нижняя часть верхнего плиоцена); *3*—ширакская свита, верхний отдел; *4*—ширакская свита, нижний отдел; *5*—красноколодская толща.

Сложность геологического строения этого района чрезвычайно затрудняет его разведку и освоение. Помимо крутых углов падения и крупных дизъюнктивных нарушений, имеется резкая изменчивость литологического состава продуктивной части разреза.

## § 2. ЗАКАСПИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Благодаря своим специфическим особенностям нефтяные месторождения Туркменской ССР могут быть веделены в Закаспийскую нефтегазоносную провинцию, ограниченную на западе берегом Каспийского моря, на севере и северо-востоке — обрывами Красноводского плато и Балханскими хребтами, а на юге — *государственной границей СССР с Ираном. Последняя* граница является условной, так как совершенно очевидно, что нефтепроявления, известные на южном побережье Каспийского моря в Иране, указывают на ее дальнейшее продолжение на юг.

В значительной своей части Закаспийская нефтегазоносная провинция представляет собой низменную равнину, занятую отложениями террас Древнего Каспия, покрытую барханными песками, шорами и такырами. В ее пределах могут быть выделены две области: северная — Прибалханская, тяготеющая к горам Большого и Малого Балхана и горному хребту Копет-даг,

и южная — Чикишляр-Кеймирская, расположенная вдоль юго-восточного побережья Каспийского моря, недалеко от границы с Ираном (фиг. 36).

Полуостров Челекен с его нефтяными месторождениями располагается в некотором отдалении от Прибалханской группы месторождений, однако его геологические условия, характер и тип нефтепроявлений заставляют относить его к Прибалханской нефтегазоносной области.

Из указанных двух областей главное значение имеет Прибалханская нефтегазоносная область, в пределах которой располагаются все основные промышленные нефтяные месторождения Туркмении (Небит-даг, Кум-даг, Челекен).

История промышленного освоения Закаспийской нефтегазоносной провинции начинается с 1876 г., когда на острове Челекен была заложена первая буровая скважина, давшая с 37 *м* фонтанный выброс нефти. Однако имеются сведения, что уже в первой половине XIX века (1836 г.) на Челекене насчитывалось около 100 нефтяных колодцев глубиной до 2—3 *м*, расположенных в западной части острова. Колодезная добыча нефти производилась и в районе Небит-дага.

В 1882 г. было начато бурение на Небит-даге, причем глубина скважин достигала здесь 300 *м*.

Первые доказательства крупнейшей промышленной ценности провинции были получены в первой половине XX века, в 1908 г., когда на острове Челекене был получен фонтан нефти с дебитом в 250 *т/сутки* с глубины всего 170 *м*. В апреле 1910 г. скв. 102, пробуренная там же, фонтанировала с дебитом нефти 1,5 тыс. *т/сутки*.

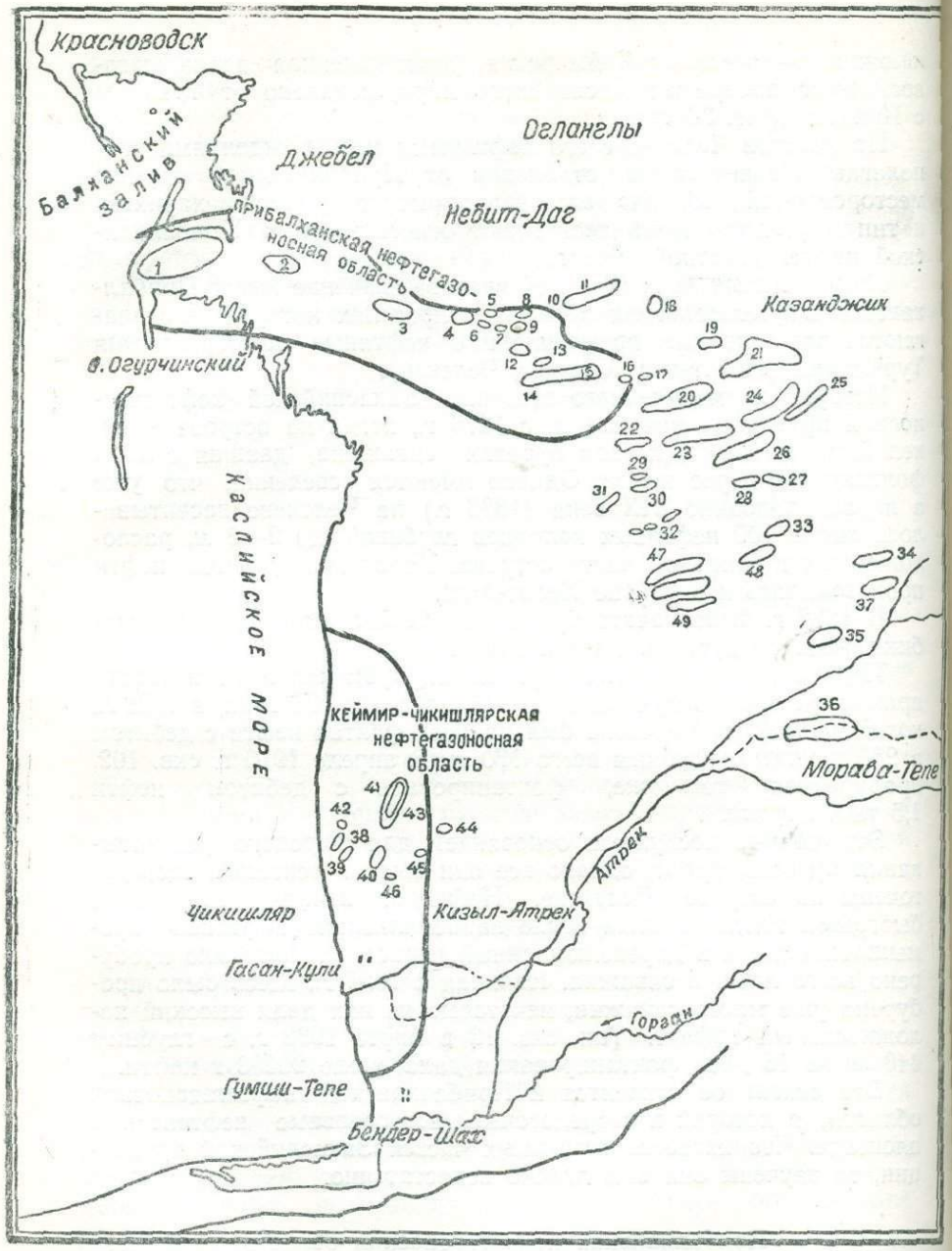
Эти данные послужили основанием для широкого развертывания буровых работ, однако все они были в основном сосредоточены на острове Челекене. Небит-даг начали разбуривать быстрыми темпами лишь после национализации нефтяной промышленности, а в дореволюционный период на нем было пробурено всего лишь 5 скважин. Начиная с 1927 г., здесь было пробурено уже много скважин, некоторые из них дали высокий положительный эффект. Так, скв. 13 в марте 1932 г. с глубины 440 *м* за 16 дней фонтанирования дала около 20000 *т* нефти.

Все сказанное относится к Прибалханской нефтегазоносной области, *в которой и сосредоточены все основные нефтеносные* площади. Что касается остальных частей Закаспийской провинции, то изучены они еще далеко недостаточно.

### Прибалханская нефтегазоносная область

В строении этой области принимают участие следующие отложения.

Самой нижней частью третичного разреза, вскрытого буровыми скважинами, служит *красноцветная толща*, с которой связаны основные эксплуатационные горизонты про-




Фиг. 36. Обзорная карта Закаспийской нефтегазоносной провинции.

Структурные поднятия: *1*—Чемкен; *2*—Котур-тепе; *3*—Небит-даг; *4*—Монжуклы; *5*—Северный Уруджук; *6*—Южный Уруджук; *7*—Тургай-даг; *8*—Ярыхлы; *9*—Худай-даг; *10*—Шорджа; *11*—Айдин; *12*—Кум-даг; *13*—Кобек; *14*—Боя-даг; *15*—Сыртланлы; *16*—Тузлучай; *17*—Ялма-куи; *18*—Ахча-куйма; *19*—Кызыл-баир; *20*—Даната; *21*—Обой; *22*—Бек-аслан; *23*—Чалджа; *24*—Камайлы; *25*—Ильяла; *26*—Южный Карагез; *27*—Эшен; *28*—Майкаран; *29*—Гяурли; *30*—Геокоба; *31*—Зирик; *32*—Южный Зирик; *33*—Сент-кердерик; *34*—Дойрун; *35*—Аджи-Куи; *36*—Сугун-даг; *37*—Куйджон; *38*—Северный Кеймир; *39*—Южный Кеймир; *40*—Ак-Эссер; *41*—Таганклыч; *42*—Западный Кеймир; *43*—Миассер; *44*—Сырт-лали; *45*—Хали-курук; *46*—Ули-курук; *47*—Северный Ала-даг; *48*—Ала-даг; *49*—Южный Ала-даг.

винции. Мощность отложений этой свиты составляет свыше 2000 *м*. Литологически она представлена краснобурыми, желтыми и серыми песчаниками, глинистыми песчаниками, алевритами и пестро окрашенными известковистыми глинами.

По своему положению в стратиграфическом разрезе и по литологическому составу красноцветная толща сопоставляется с продуктивной свитой Апшеронского полуострова, но по возрасту, повидимому, соответствует более древним образованиям вплоть до верхов миоцена (сармата). Разрез красноцветной толщи полностью ни в одной скважине еще не пройден.

Выше красноцветной толщи, так же как и на противоположном берегу Каспийского моря — в Азербайджанской нефтегазоносной провинции, залегают отложения акчагыльского яруса, представленные песчано-глинистыми отложениями с прослоями вулканического пепла, общей мощностью около 200 *м*. Маркирующим горизонтом акчагыльских отложений является прослой черной глины, *залегающий в кровле яруса* и хорошо отличаемый при бурении и кароттаже. В нижней части акчагыльских отложений появляется характерная разноцветная окраска глин.

Выше акчагыльского яруса залегают осадки апшеронского яруса, подразделяемые на нижний и средний отделы.

Нижний отдел мощностью 230—400 *м* представлен глинами, мергелями, песками и галечниками. В верхней части отдела залегают пески и песчанистые глины речного типа. В нижней части встречена опресненная фауна *Adelina voluta* Andr.

Средний отдел литологически представлен чередованием глин и песков и содержит богатую морскую фауну апшеронского яруса *Apscheronia propinqua* Eichw., *Didacna longintermedia* Andr. и др. Мощность 100—128 *м*.

Верхний отдел апшеронского яруса в разрезе месторождения Небит-даг отсутствует; присутствие его достаточно определенно устанавливается на полуострове Челекен, где он представлен мергелями и ракушниками с *Dreissensia* sp. и др.

На отложениях апшеронского яруса залегают осадки бакинского яруса, представленные нижним и верхним отделами, выраженными глинами, песками и галечниками. Осадки нижнего отдела представлены солоноватоводными морскими образованиями, породы верхнего отдела — пресноводно-солоноватоводными. Общая мощность отложений бакинского яруса 300—400 *м*.

Осадки бакинского яруса относятся уже к самым низам четвертичных отложений.

Еще выше залегают (снизу вверх): 1) слои с *Corbicula fluminalis* (глины, пески); 2) древнекаспийские образования (пески, галечники); 3) наземные образования (пески, глины) и отложения с *Cardium edule*.

Почти все перечисленные стратиграфические комплексы, за

исключением наиболее молодых, довольно сильно дислоцированы, образуя ряд брахиантиклинальных складок, располагающихся по определенным антиклинальным линиям. В районах хребтов Малый Балхан и в области Западного Копет-дага складки вытянуты почти в широтном направлении с востока на запад, а на полуострове Челекене с северо-востока на юго-запад.

Складки южной части провинции в юго-западном направлении соединяются со складками горных сооружений Эльбурса, находящимися уже в пределах Северного Ирана.

Нефтепроявления в пределах Закаспийской нефтегазоносной провинции встречены на поверхности во всех описанных выше отложениях, начиная от красноцветной толщи и до осадков бакинского яруса. Признаки нефтеносности представлены выходами нефти, закированными и озокеритоносными породами и жилами озокерита. В ряде свит установлено наличие крупных промышленных залежей нефти, поставивших Закаспийскую нефтегазоносную провинцию в один ряд с крупнейшими нефтедобывающими провинциями СССР. Основные эксплуатирующиеся горизонты связаны с красноцветной толщей. Общее количество нефтеносных пластов более 50, объединенных в 20 пачек.

Продуктивная мощность горизонтов весьма велика и в отдельных случаях достигает 10 тыс. *т* легкой парафинистой нефти в сутки. Мощность отдельных нефтеносных пачек, выраженных песчаными образованиями, достигает 20—50 *м* каждая.

Присутствие промышленных нефтеносных горизонтов установлено не только в красноцветной толще, но и в залегающих выше отложениях акчагыльского и апшеронского ярусов, хотя по дебитности они значительно уступают нефтяным залежам красноцвета. Первый промышленно-нефтеносный горизонт (с дебитом до 10 *т* в сутки) залегает в среднем отделе апшерона, где он выражен отдельными прослойками нефтеносных песков.

Разработка верхних горизонтов в настоящее время не производится.

Характерным типом структур нефтяных месторождений Закаспийской нефтегазоносной провинции является месторождение Челекен и Небит-даг. Это довольно крупные (до 25 *км* длины) брахиантиклинальные складки, сильно осложненные сбросовыми нарушениями, разбивающими всю структуру на ряд отдельных блоков. Амплитуды сбросов небольшие, но в отдельных случаях относительные перемещения достигают значительной величины (до 150 *м*). Наиболее крупные сбросы разбивают структуры на ряд отдельных ступеней, которые могут рассматриваться, в известной степени, как самостоятельные нефтеносные участки (например, Западный, Центральный и Восточный Небит-даг).

Углы падения пород на крыльях структур колеблются в пределах от 10—12° до 20—25°, как правило, увеличиваясь с возрастом отложений. Антиклинальным структурам обычно сопутствуют явления грязевого вулканизма.

Основным типом нефтяных залежей являются литологически ограниченные залежи.

### Чикишляр-Кеймирская нефтегазоносная область

Чикишляр-Кеймирская нефтегазоносная область располагается в южной части Туркменской ССР и объединяет группу газонефтеносных участков, приуроченных к полосе шириной 20—25 *км* и протяжением около 100 *км* на юго-восточном побережье Каспийского моря. Характерными особенностями этой области является наличие грязевых вулканов, возвышающихся над широкой низменной равниной, покрытой мощным покровом современных образований, благодаря чему выявление тектонического строения этой области представляет большие трудности. Как правило, все грязевые вулканы Кайпах или Кипячий бугор, Ак-Патлаух, Гек-Патлаух, Кеймир и др. располагаются на одной меридиональной линии. С грязевыми вулканами связаны выходы газа и нефти, особенно широко распространенные в южной части области.

Проведенные в 30-х годах текущего столетия геофизические исследования установили здесь на глубине наличие дислоцированных отложений, сложенных в ряд антиклинальных поднятий.

Бурение в Чикишляр-Кеймирской области было начато в 1931 г. В результате буровых работ был получен ряд благоприятных признаков в виде нефте- и газопроявлений.

### Перспективные районы Закаспия

Чикишляр-Кеймирской нефтегазоносной областью еще не ограничиваются перспективы дальнейшего расширения Закаспийской нефтегазоносной провинции. Не говоря уже о наличии ряда выявленных в Прибалханской области, но не затронутых пока бурением структур, интересной в отношении поисков нефтяных месторождений является вся территория, расположенная между Прибалханской и Чикишляр-Кеймирской областями, где предполагается наличие погребенных складок, и район, находящийся к востоку от этой области.

Наконец, перспективной является и огромная (свыше 300 тыс. *км*$^2$) территория Кара-кумов, в центральных частях которой обнажаются породы каракумской или надсарматской континентальной свиты, залегающей между низами сармата и акчагылом и являющейся возрастным аналогом красноцветной толщи. С отложениями каракумской свиты связаны богатые залежи серы, а в основании сероносных образований залегают черные битуминозные породы. Наличие складчатости в этих отложениях не вызывает сомнений, однако общий характер тектоники Каракумов еще не ясен. На основании далеко неполных геофизических работ эта область представляется в целом как огромная депрессия и нуждается в более детальных исследованиях.

Частью Закаспийской нефтегазоносной провинции, повидимому, следует также считать полуостров Мангышлак, расположенный на восточном побережье Каспийского моря между Прибалханской нефтегазоносной областью и Урало-Эмбенской нефтегазоносной провинцией.

По особенностям своего рельефа Мангышлак представляет невысокое складчатое нагорье, в осевой части которого располагается кряж Каратау антиклинального строения, сложенный пермскими и триасовыми породами и окаймленный с севера и юга менее высокими хребтами — Северным и Южным Актау.

Признаки нефтеносности на Мангышлаке были известны с давних пор. Первые сведения о нефтепроявлениях были собраны при топографических работах на Мангышлаке в 1899—1902 гг. Хотя в дальнейшем полуостров Мангышлак неоднократно являлся объектом геологических исследований, сколько-нибудь серьезных разведочных работ на нефть на нем не проводилось.

В геологическом строении полуострова принимают участие осадочные образования перми, триаса, юры, мела и кайнозоя. Наиболее древними отложениями служит комплекс каратаусских пород, включающий отложения верхнего палеозоя, перми и триаса, литологически выраженные глинистыми сланцами, песчаниками серых и красноватых цветов, известняками и конгломератами.

Юрские отложения представлены нижним, средним и верхним отделами, литологически выражены угленосными осадками (нижняя и средняя юра) и морскими образованиями (верхняя юра), представленными глинами, песками и песчаниками с фауной келловея, оксфорда и, возможно, волжского яруса. Общая мощность юрских отложений достигает 550 *м*.

Меловые отложения на Мангышлаке пользуются широким распространением и залегают на более древних породах несогласно (трансгрессивно). Представлены они всеми ярусами мела: валанжином, готеривом, барремом, аптом, альбом, сеноманом, туроном и датским ярусом.

Среди нижнемеловых (валанжин — альб) пород преобладают песчаники, глины, пески, реже известняки и мергели, охарактеризованные морской фауной.

Верхнемеловые отложения, за исключением сеномана, представлены главным образом в фации белого мела, мелоподобными и детритусовыми известняками.

Общая мощность меловых отложений колеблется в пределах 900—1400 *м*, причем из них на долю нижнего мела приходится от 500 до 1000 *м*.

Третичные отложения на Мангышлаке представлены морскими осадками палеогена (пески, глины, нуммулитовые известняки) мощностью 225 *м* и неогена (глина, пески, гипсы, мергели, известняки), также охарактеризованные морской фауной, общей мощностью около 450 *м*. В составе третичных

отложений выделяются: чокракские, караганские, конкские, сарматские, меотические и понтические слои.

Все перечисленные осадочные отложения затронуты складчатостью, основным структурным элементом которой являются каратаусская мегантиклиналь и параллельная ей Беке-Башкудукская антиклиналь, разделенные большой синклиналью, выполненной третичными отложениями. Ядро Каратаусской антиклинали сложено каратаусскими породами, а в наиболее приподнятой части Беке-Башкудукской антиклинали обнажаются юрские осадки. Обе антиклинали осложнены рядом сбросов. Кроме этих основных структурных элементов, на Мангышлаке отмечается еще ряд менее значительных по размерам складок (Тюбеджинская, Карадиирменьская, Огюзская и др.), связанных с осложнением на крыльях основных структур или являющихся самостоятельными.

Все антиклинальные складки дислоцированы довольно интенсивно с падением пород на крыльях от 5—10 до 40 и даже до 60°. Основное направление складок — северо-запад — юго-восток.

Признаки нефтеносности в виде закированных песков, кира и примазок жидкой нефти встречены в юрских, меловых и, частично, в третичных отложениях. В юре признаки нефти приурочены к среднему и верхнему ее отделам. В меловых отложениях нефтепроявления связаны с валанжином, аптскими и альбскими песками. В третичных отложениях признаки нефтеносности установлены только в одном пункте — в верховьях долины Тюбеджик, в караганских слоях. Большинство нефтепроявлений приурочено к сбросовым нарушениям. К наиболее вероятным нефтематеринским породам могут быть отнесены нижне- и среднеюрские отложения, образовавшиеся в условиях восстановительной обстановки морской среды.

В целом полуостров Мангышлак может рассматриваться как перспективная в отношении нефтегазоносности площадь и, несомненно, представляет практический интерес.

## § 3. СРЕДНЕАЗИАТСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Под названием Среднеазиатской нефтегазоносной провинции объединяются *Ферганская, Южно-Таджикская и Бухаро-Хивинская* депрессии, располагающиеся в крайней юго-восточной части Советской Средней Азии и по своему геологическому строению представляющие собой впадины, сложенные третичными и современными осадками, обрамленные горными сооружениями мезозойского и палеозойского возраста.

Общим для всех этих депрессий являются принадлежность их к определенной геотектонической структуре (впадины), относительно близкое сходство геологического строения и приуроченность основных нефтеносных горизонтов к стратиграфическим комплексам одного и того же возраста (палеоген).

На основании этих данных представляется целесообразным рассматривать Ферганскую, Южно-Таджикскую и Бухаро-Хивинскую депрессии как нефтегазоносные области, входящие в состав единой нефтегазоносной среднеазиатской провинции, тяготеющей к горным сооружениям Алайского, Туркестанского, Дарвазского, Зеравшанского и Нурат-Таусского хребтов, составляющих одну систему горных сооружений Тянь-Шаня и Памира. Эта горная область играет для Среднеазиатской провинции ту же роль, что и Кавказский хребет для Крымско-Кавказской нефтегазоносной провинции, а роль Малого Кавказа для Средне-Азиатской провинции выполняет хребет Сефид-Кух (Паро-памиз), располагающийся уже в Афганистане, продолжением которого на запад являются Туркмено-Хоросанские горы, еще западнее переходящие в горные массивы Эльбурса (Иран).

Начало нефтяной промышленности Среднеазиатской нефтегазоносной провинции относится к 1904 г., когда из скв. 1 на месторождении Чимион в Ферганской долине была получена промышленная нефть, хотя бурение было начато еще в 1901 г. (Майлисай). Промышленная нефтегазоносность Южно-Таджикской области была установлена значительно позднее, в 1934 г. (Хау-даг).

### Ферганская нефтегазоносная область

Ферганская нефтегазоносная область занимает обширную межгорную впадину, вытянутую в широтном направлении на протяжении около 300 *км* и ограниченную на северо-западе Кураминским и Чаткальским хребтами, на севере и востоке Ферганским хребтом, а на юге предгорьями Алайского хребта.

Максимальной ширины (150 *км*) Ферганская долина достигает на меридиане г. Намангана, а на западе, постепенно сужаясь до 8—10 *км*, узким проходом соединяется с равниной Голодной Степи.

При таком определении границ Ферганской нефтегазоносной области ее площадь составляет около 60000 *км*$^2$. Основными речными системами области являются р. Сыр-Дарья и ее притоки.

В геологическом строении Ферганской нефтегазоносной области принимают участие все отложения от триаса до современных образований включительно.

Отложения триаса подразделяются на нижний и верхний отделы.

Нижний триас залегает непосредственно на отложениях девонского возраста и известен под названием мадыгенская свита. Представлен он глинистыми сланцами и глинами, красными и зелеными, реже темносерыми, с прослоями песчаников, пачкой конгломератов с обугленными растительными остатками и небольшими прослойками угля; мощность около 100 *м*.

Верхний триас представлен пестроцветными породами, состоящими из песчаников, глинистых сланцев, глин и отчасти

конгломератов с незначительными линзочками угля, с пресноводными пелециподами и остатками растений. Мощность непостоянна и колеблется в широких пределах — от 65 до 200 *м* и более.

Юрские отложения выражены континентальными образованиями и присутствие среди них морских осадков достоверно не установлено. Литологически юрские отложения представлены глинистыми породами, песчаниками и конгломератами, с пластами угля (промышленной ценности); из организмов встречены пресноводные пелециподы, насекомые, рыбы, окремнелые стволы деревьев и остатки другой флоры. Общая мощность 800 *м*. Местами юрские отложения отсутствуют.

Осадки нижнего мела представлены мощной, до 1200 *м* (на северо-востоке), однообразной толщей красноцветных глин и песчаников, иногда переходящих в конгломераты. В южной части области нижнемеловые отложения представлены красноцветными глинами и мергелистыми глинами (исфаринский тип), среди которых встречаются отдельные прослои и пачки известняков до 25 *м* мощности (ляканская свита); общая мощность 250 *м*. Местами (на юго-западе) отложения нижнего мела отсутствуют и верхний мел непосредственно залегает на палеозойских породах.

Верхний мел изучен более детально. Выделяют несколько типов верхнемеловых осадков: исфаринский на юге, кизылярский на северо-востоке и нарынский на севере. Каждый из них подразделяется на ряд свит. В основном это красноцветные и зеленые породы — глины, песчаники, мергели, реже конгломераты, местами мощные (до 26 *м*) пачки гипсов (гипсы Гознау). Общая мощность верхнемеловых отложений колеблется в широких пределах, достигая максимальной величины на севере (более 1200 *м*). Характер осадков — лагунный. В возрастном отношении верхнемеловые отложения, повидимому, охватывают весь интервал от сеномана до датского яруса включительно.

**Третичные** отложения Ферганской нефтегазоносной области охватывают весь комплекс осадков от палеоцена до миоцена включительно (табл. 2).

По своему характеру они резко подразделяются на две части: морской палеоген и преимущественно континентальные неогеновые отложения. В убывающей возрастной последовательности (от более древних к более молодым) в палеогеновых отложениях выделяются следующие ярусы.

Бухарский — палеоцен; известняки, глины, песчаники, иногда конгломераты, реже гипсы; имеется морская фауна; мощность до 94 *м*.

Сузакский — палеоцен; красные и зеленые глины, часто гипсоносные, с пачкой известняков (на юге). Встречены в большом количестве устрицы, ядра пелеципод и гастропод; мощность до 80 *м*.

Таблица 2

**Стратиграфия третичных и меловых отложений Ферганы**

| Система | Отдел | Возраст | Ярус (серия) | Нефтяные горизонты | Литологическая характеристика |
|---|---|---|---|---|---|
| Древнечетвертичная | | | Сохская серия | | Конгломераты серые, иногда в нижней части светлобурые, песчанистые глины, несогласно залегают на подстилающих отложениях |
| Третичная | Чагатайский | Неоген | Бактрийский ярус | I | Глины светлобурые, песчано-известковистые, с прослоями песчаников и конгломератов; по литологическому составу чаще всего подразделяются на две свиты: верхнюю — андижанскую, представленную преимущественно конгломератами с прослоями песчаников и глин, и нижнюю — тогапскую, выраженную светлобурыми глинами с прослоями песчаников; мощность до 1500 *м* и более |
| | | | Массагетский ярус | | Литологический состав непостоянен. В состав отложений входят глины, песчаники, конгломераты. Во многих случаях по окраске подразделяются на две части: верхнюю — бледнорозовую и нижнюю — кирпично-красную; максимальная мощность до 3000 *м* |
| | ферганский | и олигоцен | Сумсарский ярус | II (v)<br>III (q) | Выдерживается в Фергане почти повсюду. Литологически подразделяются на три части (сверху вниз):<br>зеленовато-серые пески и песчаники;<br>малиновые известковистые глины, местами песчанистые, с тонкими прослоями малиновых и красных песчаников; в верхней части устричные банки;<br>зеленая известковистая (мергелистая) глина; в основании горизонт фосфоритовых желваков с ядрами пелеципод, гастропод, зубами акул и т. д. |
| Третичная | Верхне- | Верхний эоцен | | — | **Наиболее верхний из ярусов третичного** разреза, в котором обнаружена микрофауна (фораминиферы). Суммарная мощность яруса 8—120 *м* и до 1200 *м* (?) в северо-западной Фергане |
| | | | Ханабадский ярус | — | Глины яркозеленые, пластичные, сильно гипсоносные, с мергельными конкрециями и с типичной фауной *Ostrea tianschanensis* Rom., много пелеципод, фораминифер и остракод. Мощность 10 *м* |
| | | | Исфаринский ярус | — | Глины кремнистые светлосерые, розоватые, не вскипают с HCl, гипсоносные, с налетами ярозита, с радиоляриями и рыбными остатками. Мощность 10—30 *м* |
| | | | Риштанский ярус | IV (n) | Обычно разделяется на две части: верхнюю, представленную буровато-зелеными „табачными" известковистыми глинами с тонкими прослоями устричников, и нижнюю, выраженную пачкой песчано-мергельных пород (горизонт n), с устрицами и другой фауной. Мощность 10 *м* |
| | Нижне-ферганский | Средний эоцен | Туркестанский | V (m)<br>VI | Глины зеленые с устрицами: в средней части залегает пачка плотных светлых доломитов, известняков и мергелей (горизонт m), иногда с песчаными прослоями или прослоями оолитовых известняков. Местами верхняя пачка глин отсутствует и разрез начинается известняками. Мощность 40—107 *м* |
| | | Нижний эоцен | Алайский ярус | VII (l) | Глины зеленые известковистые с тонкими прослоями устричников и пачкой светлых доломитов и известняков с прослоями плотных мергелей. Мощность 33—60 *м* |
| | Согдийский | Палеоцен | Сузакский ярус | — | Глины красные, зеленые и серые гипсоносные с прослоями и линзами гипса, с включениями пирита, рыбных остатков и фауны (устрицы, пелециподы, гастроподы); местами в средней части толщи залегает пачка серых известняков (варзыкский горизонт). Мощность 12—80 *м* |

Продолжение табл. 2

| Система | Отдел | Возраст | Ярус (серия) | Нефтяные горизонты | Литологическая характеристика |
|---|---|---|---|---|---|
| Третичная | Согдийский | Палеоцен | Бухарский ярус | VIII (к)<br>IX | Представлен различными типами осадков (исфаринским, кизилярским и нарынским). Наиболее характерен исфаринский тип, представленный сверху вниз:<br>1) белые пористые известняки и доломиты с гипсами;<br>2) рыбный горизонт—зеленоватые и серые глины и песчаники с рыбными остатками и фауной. Мощность 11 *м*;<br>3) сулюктинские песчаники. Мощность 14 *м*;<br>4) глины оливковые пластичные, песчанистые, с фораминиферами. Мощность 35 *м*.<br>В бухарской толще к западу и югу исчезают карбонатные породы и замещаются песчаниками и конгломератами. Общая мощность бухарского яруса колеблется от 3—4 до 94 *м* |
| Мезозойская | Мел | Верхний | Датский ярус (i) | | Гипсы Гознау (мощность 19–26 *м*) и надрадиолитовая толща Турайгыра (красные гипсоносные глины и песчаники. Мощность около 100 *м*) |
| | | | Сенон-Сеноман (h, y, f, e, d) | | Пестроцветная свита (глины, мергели, пески, песчаники). Мощность 14,5—416,5 *м*. Общая мощность верхнемеловых отложений по р. Нарын (северная фация), включая и датский ярус, достигает 1240 *м* |
| | | Нижний | | | Глины красные, мергелистые, белые и розовые, доломитизированные известняки, прослои косослоистых песчаников. Мощность до 1200 *м* |

Бухарский и сузакский ярусы объединяются в согдийский отдел.

Алайский — нижний и средний эоцен; известняки и доломиты с устрицами, зеленоватые глины, в основании конгломерат (на юге); мощность порядка 30—60 *м*.

Туркестанский — средний эоцен; гипсоносные глины, устричники, доломиты, известняки, мергели, реже песчаные прослои; мощность в среднем 100 *м*.

Риштанский — верхний эоцен (?); гипсоносные известковистые глины с устричниками и в нижней части песчаники и мергельные породы; мощность порядка 10 *м*.

Исфаринский — олигоцен; глины светлосерые и розоватые, неизвестковистые. Из организмов встречены радиолярии, рыбные остатки, гастроподы; мощность до 30 *м*.

Ханабадский — олигоцен; гипсоносные глины с устрицами, фораминиферами и остракодами; мощность порядка 10 *м*.

Сумсарский — олигоцен; характерны малиновые глины; встречаются также зеленые известковистые глины, зеленовато-серые пески и песчаники и (на северо-западе) пласты каменной соли (до 50 *м*) и гипс. Из фауны встречены фораминиферы, пелециподы, гастроподы, устрицы и рыбные остатки; мощность до 1200 *м*.

Алайский, туркестанский, риштанский, исфаринский, ханабадский и сумсарский ярусы объединяются в ферганский отдел.

Массагетский — миоцен; глины, песчаники, конгломераты, преимущественно кирпично-красной (в низах) и розовой (в верхах) окраски; мощность до 2,5—3 тыс. *м*.

Бактрийский — миоцен (?); заведомо континентальные отложения, выраженные светлобурыми известковистыми глинами, песками, песчаниками и конгломератами; мощность — от нескольких сот до 1500 *м* и более.

Массагетский и бактрийский ярусы объединяются в чагатайский отдел.

Сохская серия — древнечетвертичные, преимущественно конгломераты, галечники, с угловым несогласием перекрывающие осадки бактрийского яруса и более древние породы; мощность 100 *м*.

Наиболее значительное распространение в пределах описываемой области имеют континентальные третичные отложения. Эти отложения развиты не только в зоне предгорий, но и широко распространены во всей зоне кольцевых адыров [1], которые в большинстве случаев образованы ими.

Менее широко распространены морские третичные отложения, полоса развития которых примерно совпадает с площадью развития меловых осадков.

Меловые отложения несогласно залегают на юре, а мезозой в целом несогласно залегает на палеозое.

[1] Местное название пологих удлиненных возвышенностей.

Характерной особенностью тектонического строения Ферганской области служит ясно выраженная зональность, благодаря чему в пределах области можно выделить ряд тектонических зон. В периферийной ее части вблизи контакта с палеозоем развиты сложно построенные крупные осложненные разрывами узкие складки, ядра которых представлены наиболее древними горизонтами мезозоя, а иногда и палеозоя.

*По направлению от периферии к центру* впадин породы становятся менее дислоцированными, исчезают крупные надвиги, складки становятся более пологими и крупными и в их сводах появляются более молодые отложения. Центральная часть области (собственно Ферганская депрессия) сложена четвертичными отложениями и о ее глубинном строении можно судить только по геофизическим исследованиям.

В соответствии с приведенными данными в пределах Ферганской нефтеносной области можно выделить три следующие тектонические зоны.

1. Зона сложно дислоцированных палеозойских отложений с незначительным распространением мезо-кайнозойских осадков (*палеозойское обрамление депрессии*).

2. Зона складок мезо-кайнозоя; характеризуется развитием крупных и более просто построенных складок, сложенных различными горизонтами третичных отложений. Складки, сложенные верхами третичного разреза, часто выражены в рельефе в виде вытянутых по простиранию возвышенностей — адыров, почему они и называются адырными складками. Эта полоса пологих складок, окаймляющих центральную часть области, известна под названием адырной зоны или адырного кольца.

К зоне складок мезо-кайнозоя приурочены основные нефтяные месторождения области (Андижан, Палванташ, Южный Аламышик и др.).

3. Центральная часть области, или зона затухающей складчатости, закрытая четвертичными образованиями. Палеозойское ложе залегает на глубине до 6000 *м* (по геофизическим данным).

Нефтепроявления в Ферганской области распространены довольно широко почти во всех отложениях от палеозоя до бактрийского яруса (миоцен) включительно. Наибольшее их число связано с морскими горизонтами палеогена, которые в настоящее время являются нижней границей промышленной нефтеносности области.

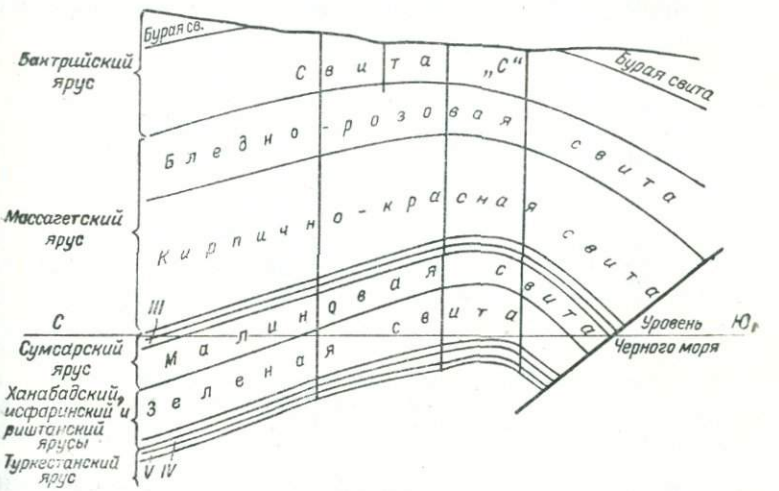
Признаки нефтеносности распространены значительно шире. Из наиболее древних отложений, с которыми связаны прямые *признаки нефтеносности, следует указать отложения* силура.

Для мезозойских отложений известны указания о наличии нефтепроявлений в триасе и в мелу.

В третичных отложениях установлены нефтепроявления в бухарском, сузакском, алайском, туркестанском, риштанском, исфаринском, ханабадском, сумсарском, массагетском, бактрий-

ском ярусах и в сохской серии. Промышленные залежи нефти встречены во всех перечисленных ярусах за исключением сузакского, исфаринского, ханабадского и массагетского ярусов и сохской серии. Нефтевмещающими породами служат известняки и пески.

Основными структурами нефтяных месторождений служат антиклинальные складки, нарушенные разрывами, среди которых выделяются два подтипа: открытые складки (фиг. 37), в которых отложения палеогена выходят на поверхность, и закрытые (или конгломератовые) складки, крылья которых и даже ядра




Фиг. 37. Поперечный разрез через Андижанскую антиклиналь (составил А. М. Хуторов, 1945 г.).

сложены бактрийскими или сохскими конгломератами, несогласно перекрывающими нефтеносные отложения палеогена (фиг. 38).

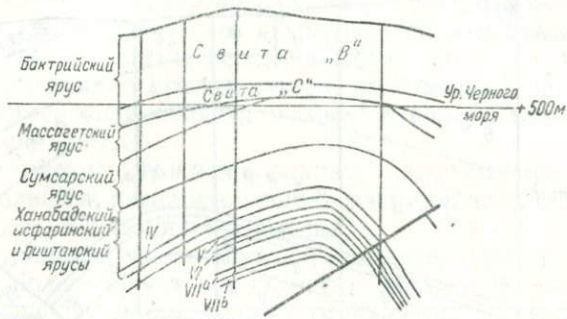
Нефтяные залежи в основных нефтяных месторождениях области распределяются по 10 горизонтам и обычно характеризуются наличием газовых шапок.

## Южно-Таджикская нефтегазоносная область

Южно-Таджикская нефтегазоносная область территориально совпадает с обширной депрессией, расположенной между Гиссарским хребтом и его западными отрогами с одной стороны и предгорьями Дарваза с другой. Южной границей области в пределах Советского Союза служит р. Пяндж, западнее называемая Аму-Дарьей; южная половина Южно-Таджикской депрессии располагается уже в границах Афганистана. На северо-востоке описываемая депрессия узкой межгорной полосой соединяется с Кашгарской впадиной.

В административном отношении Южно-Таджикская нефтегазоносная область территориально входит в состав Таджикской и частично Узбекской ССР. В ее границах протекает ряд мощных водных артерий, из которых наиболее крупными являются Сурхан-Дарья, Вахш, Кизил-су и Ях-су.

По своему геологическому строению Южно-Таджикская нефтегазоносная область представляет межгорную впадину, сложенную мезокайнозойскими осадками, окаймленными отложениями палеозоя, слагающими окружающие горные сооружения. Палеозойские осадочные породы представлены роговиками, кварцитами, мраморами и мраморовидными известняками, сменяю-




Фиг. 38. Поперечный разрез через центральную часть структуры Палванташ (составил А. А. Воробьев, 1946 г.).

щимися кверху песчано-конгломератовыми и вулканогенными породами. Наиболее верхние горизонты палеозоя — верхняя пермь — выражены красноцветными песчано-конгломератовыми отложениями (ханакинская свита).

Осадки мезозоя представлены триасом, нижней, средней и верхней юрой, нижним и верхним мелом.

Отложения триаса развиты весьма слабо, в основном это угленосные и конгломератовые отложения мощностью до 30 *м*, только местами сохранившиеся от размыва.

Более широким распространением пользуются юрские породы. Наиболее полные разрезы последних встречаются в юго-западных отрогах Гиссарского хребта, где они несогласно перекрывают отложения палеозоя.

**К нижней юре** относится залегающая в основании юрской системы свита светлосерых песчаников (100 *м*), сменяющаяся кверху свитой песчано-глинистых и глинистых сланцев с пропластками угля и углистых сланцев. Общая мощность нижнеюрских отложений достигает 300 *м*.

С угленосной свитой нижней юры связаны угольные месторождения Рават, Зудды, Саят и др.

**Среднеюрские отложения** *представлены морскими и континентально-лагунными* осадками. Морские осадки выражены

тонкозернистыми песчаниками, песчано-глинистыми сланцами (байос) и вверху песчанистыми и глинистыми известняками (бат).

Континентально-лагунные отложения (нижняя часть бата) состоит из тонкозернистых терригенных осадков с прослоями угля и углистых сланцев. Общая мощность среднеюрских отложений достигает 270 *м*.

Верхняя юра состоит из двух свит: нижней известняковой, представленной глинистыми и битуминозными известняками мощностью от 150 до 600 *м* и соляногипсовой или гаурдагской (кимеридж-титон), выраженной доломитизированными известняками, ангидритами, гипсами и вверху каменной солью; суммарная мощность 300 *м*.

**Нижнемеловые отложения** представлены в основном красноцветными дельтовыми осадками. Нормальные морские образования встречаются только в виде небольших по мощности пачек.

Валанжинский ярус и нижняя часть готеривского представлены темнокрасными тонкослюдистыми известковистыми песчанистыми глинами с тонкими пропластками гипса и прослоями песчаников. Последние в верхах яруса образуют мощную (до 65—75 *м*) пачку. Общая мощность валанжина 130—140 *м* и более.

Выше залегает пестроцветная глинисто-гипсовая толща, состоящая в нижней части из красных и зеленых глин с белыми и розовыми гипсами, изредка встречаются прослои доломита. Верхняя часть толщи состоит из прослоев темнокрасных глин и песчаников, количество которых увеличивается в верхах свиты. Возраст этих отложений, суммарная мощность которых достигает 275 *м*, определяется в интервале верхний готерив — апт.

Наиболее верхняя часть нижнемеловых отложений альбский ярус представлен зелеными и красными глинами с прослоями известняков с фауной и аркозовых и глауконитовых песчаников с крупными септариями. Мощность отложений альбского яруса достигает 230 *м*. Морские осадки альба известны на большей части территории Гиссарского хребта.

Общая мощность нижнемеловых отложений колеблется от 650 до 900 *м*.

Осадки верхнего мела представлены сеноманским, туронским и сенонским ярусами, подразделяемыми на ряд свит.

Отложения сеномана выражены зелеными и коричневато-серыми глинами с подчиненными прослоями белых и розовых мелкокристаллических гипсов и оолитовых и скрытокристаллических известняков с морской фауной (устрицы); мощность около 230 *м*.

Туронский ярус состоит из четырех свит, в которых преобладающими породами являются серые известковистые глины с септариями (в нижней части), с прослоями мергелей и органогенных и скрытокристаллических известняков, реже с прослоями тонкозернистых песчаников и пропластков гипса

(свита «м»). Встречается морская фауна (устрицы, морские ежи и др.). Мощность около 275 *м*.

Отложения сенона, подразделенные на три свиты, состоят из темносерых и зеленых, реже красных известковистых глин, переслаивающихся с прослоями известняков с морской фауной (устрицы и др.), тонкозернистых песчаников и иногда (свита «р») белых и розовых гипсов. Мощность 270 *м*.

К датскому ярусу относится 6-метровая пачка белых сахаровидных мелкокристаллических гипсов с прослоями белых плотных пелитоморфных известняков.

Общая мощность верхнего мела составляет 800—850 *м*.

**Отложения третичного** возраста представлены в Южно-Таджикской области теми же ярусами, что и в Ферганской депрессии.

Литологически третичные породы в целом также сходны с одновозрастными осадками Ферганы. Некоторым отличием является лишь большая мощность третичных отложений в Южно-Таджикской депрессии. Так, мощность бухарского яруса здесь достигает 160 *м* вместо 70 *м* в Фергане; сузакского до 80 *м* вместо 30 *м*; алайского до 150 *м* вместо 30 *м*; туркестанского до 140 *м* вместо 100 *м*; исфаринского и ханабадского до 125 *м* вместо 40 *м*.

Мощность сумсарского яруса, наоборот, в Южно-Таджикской депрессии значительно меньше (130—160 *м*), чем в Фергане, хотя общий литологический состав его почти не меняется. Характерным для Южно-Таджикской депрессии является также присутствие в большинстве разрезов сузакского яруса пласта горючих сланцев мощностью от 0,25 до 1,00 *м*.

Выше отложений сумсарского яруса (олигоцен) в Южно-Таджикской депрессии залегает мощная нерасчлененная красноцветная континентальная молассовая толща [1], состоящая из кирпично-красных глин, песчаников и конгломератов и указывающая, что в более позднее, миоценовое время море уже навсегда покидает пределы области. По окраинным зонам области в этих же осадках, вероятно, присутствуют аналоги из более древних образований до верхнего эоцена включительно. Максимальная мощность моласс достигает 5000 *м*.

**Четвертичные** отложения представлены кулябской свитой мощностью до 100 *м*, слабо дислоцированной (Кизыл-Тумшук) и несогласно перекрывающей все более древние осадки до палеоцена включительно. Литологически они выражены серыми песчаниками с линзами конгломерата. По характеру осадков кулябская свита может быть отнесена к озерным отложениям.

Современные образования представлены делювиальными, пролювиальными и аллювиальными осадками.

Общий характер описанных отложений, развитых в пределах

---

[1] Молассы — комплекс прибрежных образований, представленных толщей мергелистых песчаников, песков, глин, мергелей.

Южно-Таджикской депрессии, определяется двумя основными этапами, в течение которых условия накопления осадков были резко различными. В первый период, охватывающий время от начала мезозоя и до начала мелового периода, отмечается постепенный, но довольно быстрый переход от континентальных условий к морским, а затем, к концу верхнего мела (датский век), и к лагунным. Во второй период — от верхнего мела до миоцена — вначале вновь устанавливается связь с открытым морем, которая в сумсарский век (олигоцен) постепенно теряется и вся область Южно-Таджикской депрессии в дальнейшем становится сушей.

Указанные изменения условий образования осадков связаны с крупными тектоническими процессами, происходившими с большей или меньшей интенсивностью в продолжение всей геологической истории области. В результате этих процессов описываемая область по своему строению оказалась состоящей из двух различных частей — западной и восточной, разделенных так называемой Вахшской впадиной.

В западной части, при общем простирании складок от меридионального на юге до северо-восточного на севере, характерным является опрокидывание складок на юго-восток с надвиганием северо-западных крыльев структур на юго-восточные, иногда с полным перекрытием разделяющих антиклинали синклиналей. В восточной части области, при близком к широтному простиранию складок на севере и меридиональном на юге, наблюдается противоположное явление и все складки, как правило, опрокидываются на северо-запад с надвиганием юго-восточных крыльев на северо-западные. Встреча двух направлений складчатых усилий отчетливо наблюдается в Сангпарском узле у крупного Яланчинорского разрыва, амплитуда смещения горных масс по которому составляет не менее 10 *км*.

В пределах Южно-Таджикской депрессии по особенностям тектонического строения выделяется ряд тектонических зон (с востока на запад): Заалайская, Вахшская, Сурхандарьинская и др.

Заалайская зона, располагающаяся на крайнем северо-востоке области, характеризуется исключительной сложностью своего строения.

Наиболее изученной является Сурхандарьинская зона, территориально приуроченная к долине р. Сурхан-Дарьи. Сложена она в основном третичными красноцветными отложениями, перекрытыми четвертичными образованиями. В пределах зоны намечается ряд антиклинальных линий (Хаудагская, Кокайтинская, Актаусская), с которыми связаны газонефтеносные структуры Хаудаг, Ляльмикар и др.

Нефтепроявления в Южно-Таджикской депрессии известны во многих пунктах и, как правило, приурочены к толще карбонатных пород бухарского яруса, в которых установлена и промышленная нефтеносность (долина р. Сурхан-Дарья).

В красноцветных континентальных отложениях, а также в осадках верхних горизонтов морского палеогена до туркестанского яруса включительно признаков нефти не обнаружено. Единичные нефтепроявления встречены только в породах алайского яруса (известняк «l») и сенона.

Характерным структурным типом промышленных нефтяных месторождений Южно-Таджикской депрессии являются значительные по размерам (10—15 *км*) брахиантиклинальные складки, кулисообразно расположенные по отношению друг к другу. Своды складок относительно узкие, в поперечном сечении приближающиеся к коробчатой форме, хотя типичного сундучного перегиба не наблюдается. Нарушения сбросового характера хотя и присутствуют, но амплитуда их обычно незначительна и только в редких случаях достигает до сотни метров.

Сводовые части структур сложены верхами палеогена (Хаудаг) или красноцветной третичной толщей.

Как правило, все разрабатываемые в Южно-Таджикской депрессии нефтяные месторождения лишены на поверхности признаков нефтегазоносности.

Учитывая то обстоятельство, что в условиях описываемой провинции, при широком развитии четвертичных образований, складки целиком на поверхности обычно не наблюдаются, наиболее рациональным методом поисковых работ в Южно-Таджикской депрессии следует считать геофизические исследования и, в частности, сейсмические, для которых хорошим отражающим горизонтом могли бы служить карбонатные породы бухарского яруса.

В отношении нефтегазоносности наибольший интерес представляет Сурхандарьинская зона.

### Бухаро-Хивинская нефтегазоносная область

Бухаро-Хивинская нефтегазоносная область занимает обширную депрессию, располагающуюся в пределах Западного Узбекистана, Туркмении и Кара-Калпакии.

С севера ее ограничивают отроги Зеравшанского хребта, зона возвышенностей, сложенных палеозойскими отложениями в Кара-Кумах, и хребет Султан-уиз-даг. Восточной границей области служат западные отроги Гиссарского хребта, а западная и юго-западная границы не установлены и условно проводятся по р. Аму-Дарье. Широко развиты в области современные образования Кара-Кумов и только территория, непосредственно примыкающая к Правобережью р. Аму-Дарьи, имеющая форму треугольника, сложена в основном мезо-кайнозойскими осадками.

В геологическом строении этой области принимает участие весь комплекс осадочных образований — от юрских до верхнетретичных.

Наименьшей обнаженностью характеризуются юрские

отложения, представленные кирпично-красными и серыми глинами. Встречаются прослои кварцевых и гравийных песков и угля (мощностью 0,30 *м*). Общая мощность этих отложений, условно относимых к лейасу, не превышает 25 *м*. Возможно, что верхние их горизонты относятся уже к средней юре.

Судя по данным буровых работ и по аналогии с осадочными породами, развитыми на Гиссарском хребте, на глубине присутствуют и более молодые горизонты юры, представленные келловейскими, лузитанским, кимериджским и титонским ярусами, выраженными преимущественно карбонатными породами — серыми известняками и ангидритами с прослоями серых песчаников и краснобурых (титон) глин; суммарная мощность до 150 *м*.

Залегающие выше меловые отложения подразделяются на ряд свит (снизу вверх): сардобинскую, авкамарскую, караиз-скую, сукайтанскую, карнапскую и тымскую.

Отложения неокома и апта представлены сардобинской свитой, состоящей из чередования красноцветных глин, серых песков, песчаников и конгломератов, мощностью до 100 *м*. Местами породы сардобинской свиты залегают непосредственно на палеозое.

К нижней части альбского яруса относится азкамарская свита, выраженная песчаниками, конгломератами, иногда ракушниками и темными септариевыми глинами с морской фауной (нижняя часть); мощность от 10 до 110 *м*.

Выше залегает караизская свита, состоящая из пестроцветных глин с линзами конгломератов и песчаников; мощность от 24 до 100 *м*. Ввиду отсутствия фауны возраст не установлен.

Фаунистически охарактеризованные отложения сеномана представлены сукайтинской свитой, состоящей из чередования серых и зеленых глин с прослоями песков, песчаников и гравийников. В отдельных разрезах наблюдается преобладание песчаных отложений в верхней или нижней части свиты; общая мощность 200—300 *м*.

Выше залегает карнапская красноцветная свита, состоящая из чередующихся прослоев красной, серой и зеленоватой глины с прослоями песков и песчаников. Местами (Аз-Камар) песчаники преобладают в верхней части свиты; мощность свиты до 300 *м*.

Фаунистически охарактеризованные осадки сенонского яруса представлены тымской свитой, выраженной зеленоватыми песками и рыхлыми песчаниками с прослоями плотных песчаников и иногда ракушников; в верхней части свиты залегает радиолитовый горизонт; мощность сенона до 110 *м*.

Отложения датского яруса представлены глинами с песчаными и известняковыми прослоями мощностью 7—12 *м*.

Нижним горизонтом третичных отложений являются отложения бухарского яруса (палеоцен), характеризующиеся значительным развитием в пределах описываемой провинции. Литологически они представлены белыми, часто кавернозными

известняками, нередко доломитизированными, содержащими характерную морскую фауну пелеципод и гастропод; встречаются подчиненные прослои гипса и мергелей; мощность колеблется от 20 до 100—130 *м*.

Аналогами сузакского, алайского и туркестанского ярусов, повидимому, являются зеленовато-серые глины, покрываемые красноцветной континентальной серией, представленной буровато-желтыми глинами с прослоями гипсоносного серого или зеленовато-серого песчаника, гипса и песка. Общая мощность этих отложений, по возрасту относимых к олигоцен-миоцену, превышает 40 *м*. Никаких органических остатков в них найдено не было.

Описанный разрез осадочных образований, развитых в пределах описываемой области, дает основание притти к выводу, что после континентального периода в нижнеюрское время последовала трансгрессия среднеюрского моря, которая позже, в верхнеюрское время, сменилась регрессией (отступлением моря), на что указывают лагунные отложения титонского века.

Начиная с нижнего мела и до апта, Бухарская депрессия в значительной своей части являлась сушей. Наличие в апте и альбе морских осадков указывает на новую трансгрессию моря, которая в верхнемеловое время достигла значительного развития. Мелководное меловое море к началу кайнозойской эры испытало дальнейшее углубление, а в бухарский век в пределах описываемой области устанавливается нормальный морской режим. Только в начале олигоцена, повидимому, имело место новое поднятие, благодаря которому значительная часть Бухаро-Хивинской депрессии освободилась из-под воды. Поднятие юго-западных отрогов Гиссарского хребта способствовало накоплению красноцветной молассовой толщи, несогласно перекрывающей все более древние горизонты до верхнего мела. Наступивший вслед за отложением пород красноцветной свиты континентальный режим сопровождался образованием пород так называемой туранской серии, залегающих горизонтально и по своему литологическому составу, видимо, относящихся к осадкам пресноводных водоемов.

По своему тектоническому строению Бухаро-Хивинская депрессия является в значительной степени однообразной.

Не останавливаясь на рассмотрении дислокаций палеозоя, окаймляющих Бухаро-Хивинскую депрессию, отметим только интенсивную складчатость этих отложений, сопровождающуюся разрывами.

Складчатость мезо-кайнозойских отложений более спокойна и состоит из ряда брахиантиклинальных складок, нередко осложненных куполовидными поднятиями, сидящими на общем цоколе. Размеры складок обычно варьируют в пределах от 3 до 10—15 *км*.

На востоке, в непосредственной близости к Гиссарскому хребту, ориентировка тектонических линий имеет северо-восточ-

ное направление, а складки обладают явно выраженной асимметрией с более крутым наклоном северо-западных крыльев. По мере удаления от Гиссарского хребта складчатость принимает более спокойный характер и складки оказываются вытянутыми уже параллельно Копет-дагу в северо-западном направлении.

В строении складок принимают участие породы мела и палеогена. Благодаря относительной твердости карбонатных пород бухарского яруса, которые обычно слагают крылья складок, последние довольно отчетливо выражаются в рельефе, образуя увалы и кольцевые гребни. Как правило, сводовые части складок, располагающихся по северной окраине депрессии, сложены более древними верхнемеловыми породами, чем ядра складок, находящихся на юге, в своде которых выступают породы палеогена.

Значительная часть Бухаро-Хивинской депрессии покрыта мощными четвертичными образованиями, и только основываясь на региональных соображениях, можно предполагать, что и здесь мы можем рассчитывать на присутствие в коренных отложениях более или менее интенсивной складчатости. Справедливость этого предположения подтверждается наличием структур около известного серного месторождения Гажды в Кизыл-Кумах и ряда складок в нижней части течения р. Аму-Дарьи. Характерной особенностью этих структур служат многочисленные сбросовые нарушения, не наблюдающиеся в таком количестве в более восточных районах.

По сравнению с другими областями Среднеазиатской провинции в Бухаро-Хивинской области отмечено сравнительно небольшое число нефтегазопроявлений, хотя и установлена их приуроченность к относительно широкому стратиграфическому интервалу — начиная с палеозоя и до третичных отложений включительно.

Признаки нефтеносности в палеозойских сланцах отмечены на антиклинали Караиз в Каганском районе.

В толще юрских отложений признаки нефтеносности в виде газа и пленок нефти отмечены в породах средней юры при бурении скважин на площади Пролетарабад и Ходжакаб.

Признаки нефти известны в среднеюрских песках, подстилающих известняковую толщу верхней юры.

В нижнемеловой толще нефтепроявления на поверхности в виде выходов жидкой нефти и закированных песчаников известны в отложениях апта (антиклиналь Караиз).

В полосе развития верхнемеловых отложений известны только газопроявления (Питнякский район).

В наиболее древних отложениях третичной системы — в породах бухарского яруса — явные нефтепроявления известны только в Кизыл-кумах в уроч. Гажды, к северо-западу от г. Бухары. При бурении нефтепроявления констатированы также на Наразымской структуре на правом берегу р. Аму-Дарьи.

Нефтепроявления, приуроченные к песчаным пластам туркестанского яруса у кишл. Шур-Гасан, уже давно описаны в литературе.

Основными перспективными нефтегазоносными горизонтами Бухаро-Хивинской области являются: 1) карбонатная толща бухарского яруса; 2) песчаниковая свита апта и 3) свита песчаников доггера.

Промышленная нефтегазоносность Бухаро-Хивинской области не установлена и перспективы ее до настоящего времени остаются невыявленными, хотя часть структур (Караиз, Пролетарабад, Мама-Джургаты) и находилась уже в разведочном бурении.

## § 4. КАРПАТСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Основным геотектоническим элементом Карпатской нефтегазоносной провинции, располагающейся в центре Европы, являются альпийские горные сооружения Карпатского антиклинория [1], имеющего в плане вид эллипса, в центральной части которого находится область Венгерской впадины (Венгерская газоносная область), а к периферийным зонам тяготеют нефтегазоносные области СССР (Восточно-Карпатская нефтегазоносная область), Румынии (Юго-Восточная Карпатская нефтегазоносная область), Югославии (Юго-Западная Карпатская нефтегазоносная область), Австрии (Западная Карпатская или Венская нефтегазоносная область), Польши (Северная Карпатская нефтегазоносная область) и Чехословакии (Северо-Западная Карпатская нефтегазоносная область).

Однако указанное подразделение Карпатской нефтегазоносной провинции на отдельные области является в значительной мере условным и вызванным в большинстве случаев принадлежностью этих областей различным государствам, ибо если исходить лишь из геологического строения областей и их нефтегазоносности, то почти все они, тяготея к одному и тому же Карпатскому антиклинорию, являются непосредственным продолжением одна другой.

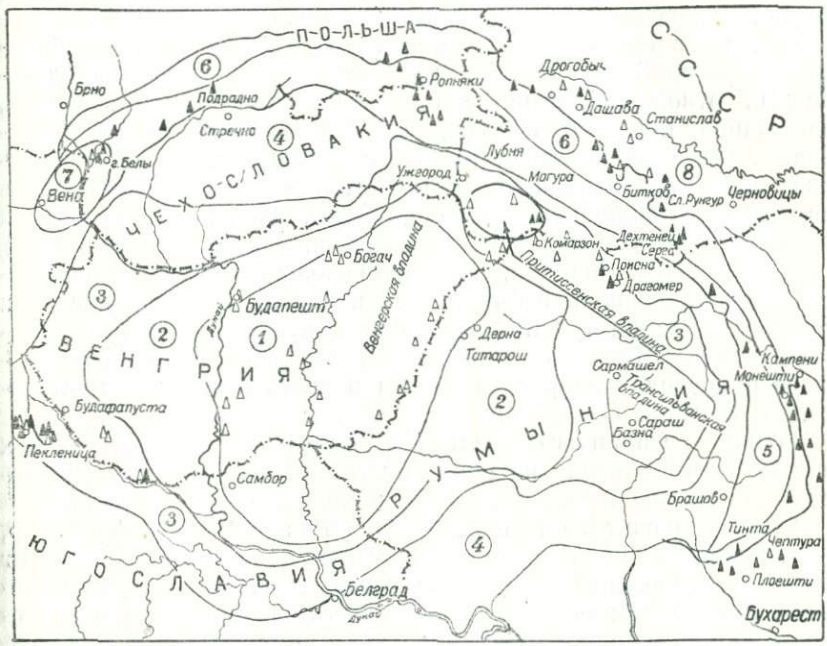
Этот вывод находит себе подтверждение в том факте, что при тектоническом районировании Карпатской нефтегазоносной провинции представляется возможным выделить в ее пределах ряд тектонических зон, которые, располагаясь концентрически по отношению к центральной части Карпат, охватывают их кольцеобразно со всех сторон.

Таких основных тектонических зон в настоящее время насчитывается восемь (по В. И. Славину, фиг. 39): 1) Венгерская впадина; 2) зона внутренних массивов; 3) зона внутренних про-

[1] Антиклинорием называется система крупных сложнопостроенных складок антиклинального строения.

гибов; 4) зона главного антиклинория и древних покровов; 5) зона центральных карпатских структур; 6) зона внешних структур (скибовая); 7) Венская впадина и 8) зона передовых прогибов.

Характерные особенности этих зон, послужившие основанием для их выделения, следующие.




Фиг. 39. Тектонические зоны Карпатской нефтегазоносной провинции (по В. И. Славину, 1948 г.).

*1*—Венгерская впадина; *2*—зона внутренних массивов; *3*—зона внутренних прогибов; *4*—зон главного антиклинория и древних покровов; *5*—зона центральных карпатских структур; *6*—зон внешних структур (скибовая); *7*—Венская впадина; *8*—передовой прогиб.

Венгерская впадина представляет собой обширную впадину, заполненную мощной толщей третичных отложений, начиная с эоцена.

Наиболее мощные толщи осадочных отложений накопились в сарматское и более позднее паннонско-левантийское время. Мощность последних отложений, содержащих пористые породы, которые могут быть коллекторами для нефти и газа, достигает 2,5 тыс. *м*.

Характерным типом структур служат асимметричные флексурообразные складки, осложненные сбросами, к которым (в центральной части) приурочены залежи газа. Прямые признаки нефтегазоносности (асфальтиты и пр.) установлены только в окраинных зонах (триас, олигоцен, миоцен).

Промышленные нефтяные месторождения в Венгерской впадине не обнаружены, хотя почти вся территория впадины газоносна. Основные скопления газа связаны с понтическими отложениями.

Зона внутренних массивов имеет горстовое строение и почти на протяжении всей своей геологической истории являлась областью сноса (денудации), только в олигоценовое время испытав частичное погружение.

Зона внутренних прогибов (впадин) характеризуется мощным (до 3000 *м*) развитием эоценовых и олигоценовых отложений, выше которых залегают осадки миоцена, содержащие пористые породы, которые могут служить коллекторами. Осложнена складчатостью, обусловившей наличие в пределах зоны ряда куполовидных поднятий и депрессионных участков, также осложненных складчатостью. Примером последних могут служить Трансильванская газоносная впадина (Румыния) и Притиссенская впадина, характеризующаяся наличием многочисленных признаков нефти и газа и находящаяся в пределах СССР. К зоне внутренних прогибов приурочены нефтяные месторождения Югославии (Людберг и Пекленица), располагающиеся в пределах депрессии Дравы и часть нефтяных месторождений Венгрии (Будафапуста).

Зона главного антиклинория и древних покровов сложена на поверхности метаморфизованными породами палеозоя и мезозоя, интенсивно дислоцированными.

Зона центральных карпатских структур, прослеживаясь вдоль всех северных и восточных Карпат от Бжеслава (Моравия) до широты Кампина (Румыния), характеризуется наличием мощных флишевых отложений мела и палеогена, собранных в сложнопостроенные крутые косые складки, опрокинутые к периферии и часто разорванные надвигами. В меловых и палеогеновых отложениях отмечены обильные нефтепроявления и даже промышленные нефтяные залежи (месторождения Польши Ясло, Кросно, Харглова, Горлице). К этой же зоне приурочены нефтепроявления на территории Советской Буковины (месторождения Серга и Дехтинец), месторождения Закарпатской Украины Лугское и Ясинское и промышленные нефтяные месторождения Чехословакии Годонин и Гбелы, располагающиеся на северном крыле Венской впадины, с которой связан ряд нефтяных месторождений Австрии.

Зона внешних структур (скибовая) характеризуется весьма сложным тектоническим строением и наличием ряда чешуй (или «скиб») [1], надвинутых друг на друга. Обильны прямые и косвенные признаки нефтеносности. В этой зоне в конце прошлого и начале текущего столетия добывалось наи-

[1] Скиба — местное название слоя или массива земли, поднимаемого плугом при вспашке. Здесь применено к крупным чешуям, обусловленным наличием надвигов.

большее количество нефти [Бориславское месторождение (СССР), месторождения Буштенари, Моинешти и др. (Румыния), нефтяные месторождения Польши и др.].

Зона передовых прогибов ограничивает Карпаты с севера, востока и юго-востока.

Отличительной чертой этой зоны служит глубокое погружение меловых и палеогеновых пород под залегающими на них мощными образованиями неогена, выраженными довольно часто в фации моласс, в составе которых значительную роль играют соленосные свиты.

В тектоническом отношении описанная зона характеризуется наличием относительно пологой складчатости и только в южной ее части развиты более сложно построенные диапировые структуры с соляным ядром протыкания (складки Морени-Цинтеу).

С описываемой зоной связаны наиболее крупные нефтяные месторождения Румынии (район Плоешти) и газовые месторождения в СССР (Дашава, Опары, Косов и др.).

## Восточно-Карпатская нефтегазоносная область

Восточно-Карпатская нефтегазоносная область, входящая в состав СССР, является частью Карпатской нефтегазоносной провинции, основным геотектоническим элементом которой служат горные сооружения Карпат. Подобно тому, как все основные нефтегазоносные области Крымско-Кавказской нефтегазоносной провинции находятся в определенной генетической связи со складчатой зоной Главного Кавказского хребта и его продолжением на запад — Крымскими горами, так и все основные нефтегазоносные области Карпатской провинции в той или иной степени связаны с альпийской складчатой Карпатской зоной.

В Восточно-Карпатскую нефтегазоносную область входит часть Карпатской провинции, включая цепь восточных горных хребтов и примыкающие к ним депрессии.

Нефтеносность Восточных Карпат была известна с давних времен. Местное население пользовалось естественными выходами нефти, собирая ее как смазочный материал.

Первые сведения о промышленной эксплуатации нефтяных богатств относятся к 1770 г., когда добыча нефти производится в Слободе Рунгурской.

Одним из первых нефтяных промыслов, где была начата промышленная эксплуатация, является Нагуевица. В 1792 г. здесь было добыто 6900 *л* нефти. В 1865 г. сообщается о наличии соли, серы и нефти на площадях Величка, Добромил, Старая Соль, Дрогобыч.

В 1866 г. добыча нефти производится для освещения городов Вены и Праги. В 1819 г. инспектор соляных промыслов в Трускавце И. Беккер указывает ряд нефтяных выходов в предгорье Карпат. В Трускавце были открыты залежи озокерита.

В 1881 г. отмечается присутствие нефти в районах Кросно, Туралов, Глаженки. В 1855 г. в районе Бориславa была начата разработка озокерита, вслед за которой началась и разработка нефти из шахт. Суточная добыча нефти из шахт колеблется в 1865 г. от 140 до 230 *кг*. К этому времени относятся появление первых буровых скважин. Однако механическое ударное бурение было начато лишь в 1893 г. В 1894 г. из буровых скважин Борислава было добыто 150 *т* нефти. В 1906 г. отдельные скважины давали до 5000 *т* ежемесячно, а в 1908—1909 гг. годовая добыча из отдельных скважин достигала 60 000 *т*.

Крупные месторождения нефти располагаются в настоящее время в области предгорий Карпат и в краевой части Скибовой области (Борислав, Тустановицы, Мражевица, Нагуевица и др.), наиболее продуктивное из них Бориславское месторождение.

В период второй мировой войны добычу нефти в Западной Украине фактически не производили, и только после ее окончания начали планомерное изучение геологического строения области и систематическую эксплуатацию ее богатств.

Тектоническое строение Восточно-Карпатской нефтегазоносной области довольно сложное. В ее границы входит ряд геотектонических элементов, начиная от юго-западного края Русской платформы (Подольская плита) и Прикарпатской депрессии до собственно Восточных Карпат, представляющих собой сложное антиклинальное сооружение, подразделяемое на ряд тектонических зон (фиг. 40).

**Подольская плита или Подоло-Волынское поднятие** расположено на западном погружении Украинской кристаллической полосы и сложено мощными толщами силура, девона и карбона, закрытыми почти на всем протяжении зоны сравнительно тонким (120—200 *м*) чехлом более молодых отложений. Падение палеозойских пород пологое (5—8°) моноклинальное и только по окраинным зонам плиты породы падают под углом 12—15°. Более интенсивно дислоцированы породы в южной части зоны (до 50—60°).

К юго-западу от Подольской плиты располагается обширная **Прикарпатская депрессия** (впадина), в пределах которой с востока на запад выделяют:

а) средне- и верхнесарматскую часть впадины;

б) среднемиоценовый и нижнесарматский край впадины;

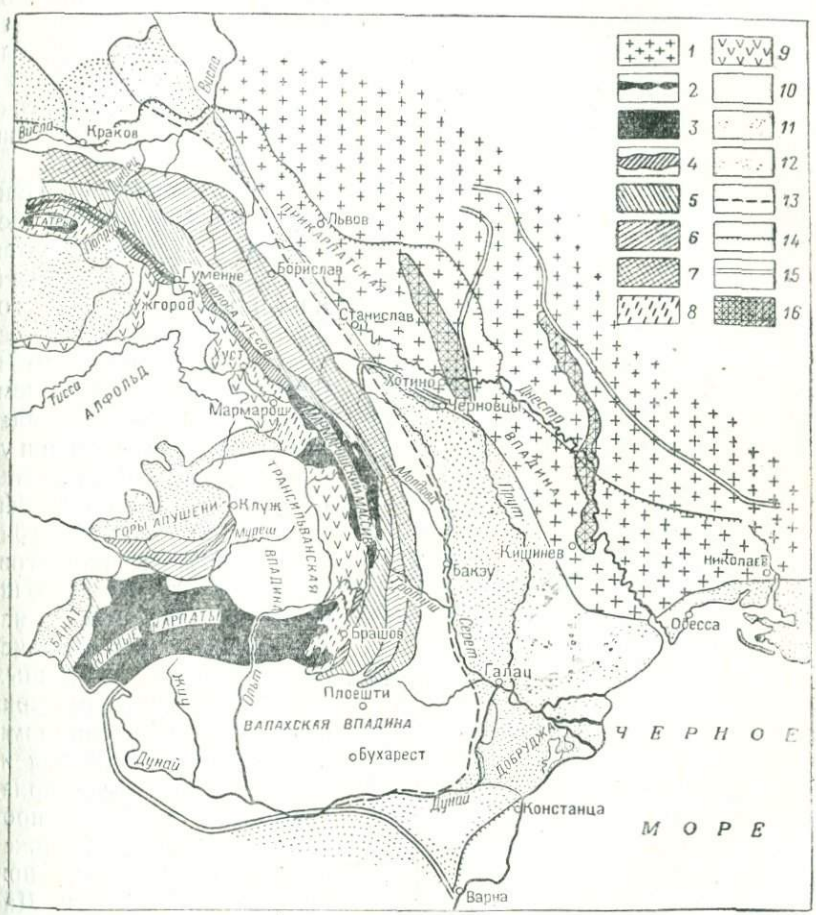
в) зону предполагаемого палеозойского основания впадины, скрытую миоценом и плиоценом вдоль северного края, и

г) нижнемиоценовый край Прикарпатской впадины.

Еще западнее располагается обширная флишевая зона, по существу являющаяся северо-восточным крылом Восточных Карпат. Она сложена флишевыми отложениями нижнего и верхнего мела и палеогена, слагающими складки, как правило, опрокинутые на северо-восток и осложненные надвигами и чешуями, по которым происходило перемещение горных масс на восток или северо-восток. По восточной границе флишевой зоны рас-

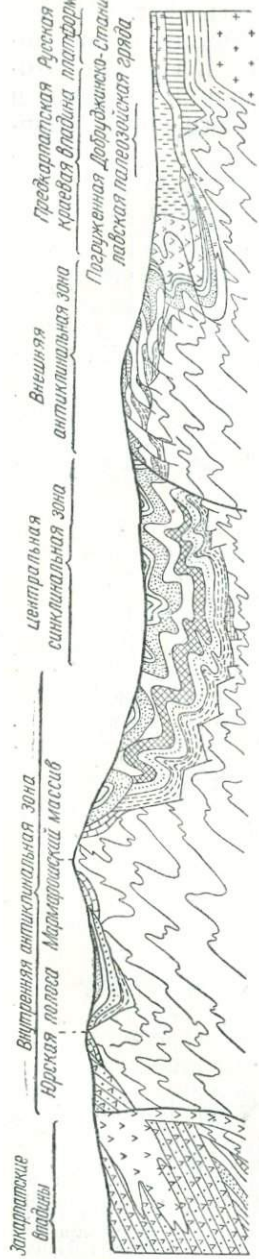
полагается ряд крупных надвигов, обусловливающих ее надвигание на западный край Прикарпатской впадины (фиг. 41).

Северо-восточная часть флишевой зоны, известная под названием Внешней антиклинальной или Скибовой зоны, осложнена системой многочисленных надвигов и чешуй; среди последних с северо-востока на юго-запад выде-




Фиг. 40. Схема тектонической структуры Восточных Карпат.
(Составил М. В. Муратов.)

*1*—Русская платформа с докембрийским фундаментом, частично перекрытая неогеном альпийских краевых впадин; *2*—гряды Карпатских утесов; *3*—внутренние палеозойские ядра краевой антиклинальной дуги Карпат; *4*—антиклинали в осевой части Карпат и в синклинории Муреша; *5*—внутренняя антиклинальная зона Восточных Карпат; *6*—синклинорий Центральной Карпатской депрессии и синклинорий гор Муреш и Баната; *7*—внешняя антиклинальная зона северо-восточного крыла Карпат; *8*—юго-западное крыло мегантиклинали Восточных Карпат; *9*—неогеновые эффузивы; *10*—неогеновые впадины на палеозойско-мезозойском основании; *11*—выступы палеозойско-мезозойского основания неогеновых впадин; *12*—предполагаемое палеозойское основание впадин, скрытое миоценом и плиоценом вдоль северного края (Добруджинско-Станиславская гряда); *13*—нижнемиоценовый край Прикарпатской впадины; *14*—среднемиоценовый и нижнесарматский край Прикарпатской впадины; *15*—контуры среднего и верхнесарматской Прикарпатской впадины; *16*—гряды неогеновых барьерных рифов.




Фиг. 41. Схема взаимоотношений основных структурных элементов Восточных Карпат (по М. В. Муратову, 1949 г.).

*1*—докембрийское основание Русской платформы; *2*—докембрийские и палеозойские породы основания Карпат; *3*—древний палеозой и девон платформы; *4*—карбон Русской платформы; *5*—юра; *6*—нижний мел; *7*—альб-сеноман; *8*—нижние горизонты верхнего мела; *9*—сенон (флишевый); *10*—верхний мел в платформенных фациях; *11*—палеоцен и эоцен; *12*—олигоцен; *13*—миоцен и плиоцен Закарпатья; *14*—эффузивы Закарпатья; *15*—нижний миоцен Предкарпатья; *16*—тортон и сармат Предкарпатья.

ляют: береговую чешую, Оровскую, Скольскую, Парашку, Мальмансталь-скую и Зелемянку.

Далее на юго-запад в пределах основной флишевой зоны выделяют Центральный синклинорий (прогиб), называемый также Центральной Карпатской депрессией, выполненной палеогеновым флишем.

На юго-западе Центральная Карпатская депрессия ограничивается крылом Внутренней **антиклинальной** зоны, сложенной в основном верхнемеловым и палеогеновым флишем. Это крыло иногда выделяют под названием **внутренней подзоны флишевой зоны**. На эту подзону с юга, по системе крутых надвигов, надвинут Мармарошский массив, являющийся кристаллическим ядром Восточных Карпат, сложенным кристаллическими сланцами и мраморами палеозоя и, возможно, докембрия. Выходы этих пород прослеживаются на протяжении около 225 *км*, при ширине в 30—50 *км*. Далее к западу они постепенно погружаются под флишевые отложения внутренней антиклинальной зоны.

К северо-западу от Мармарошского массива на его продолжении протягиваются две прерывистые полосы, сложенные утесами, состоящими из карбонатных пород, объединяемых в зону или гряду Карпатских утесов или

клиппов, происхождение которых объясняется антиклинальным строением этой зоны.

Согласно последним данным О. С. Вялова (1951 г.), единая схема деления для флишевых толщ северного склона Советских Карпат следующая (снизу вверх).

Спасская серия нижнего мела подразделяется (снизу вверх) на следующие свиты:

а) *яблонская свита* — черные глинистые и песчано-глинистые сланцы с сидеритами и тонкими прослоями окремненных песчаников с фауной (баррем—апт?);

б) тершовская свита — массивные песчаники, иногда глауконитовые с прослоями темных сланцев;

в) янковская свита — плотные черные кремнистые сланцы с прослоями роговиков и стекловатых окремненных песчаников;

г) головнинская свита — плитчатые кремнистые фукоидные мергели с прослоями темносерых, зеленоватых, иногда красных сланцев (альб-сеноман).

Возраст спасской серии, по данным М. В. Муратова и Н. И. Маслаковой (1951 г.), определяется как валанжин — низы баррема.

Стрыйская серия (иноцерамовые слои) — серые песчаники, чередующиеся с серыми и зеленовато-серыми известковистыми аргиллитами с призмами иноцерамов и целыми раковинами.

По данным О. С. Вялова стрыйская серия целиком относится к верхнему мелу.

Подъямненский пестроцветный горизонт — тонкочередующиеся песчаники зеленые, местами красные, аргиллиты (палеоцен-эоцен). Прослеживается не везде.

Ямненская серия — массивные и толстослоистые светлосерые и желтоватые песчаники с прослоями и линзами гравийников и мелкогалечных конгломератов.

Ямненскими песчаниками, по мнению О. С. Вялова, заканчивается разрез меловых отложений.

Располагающиеся выше ямненской серии отложения до подошвы менилитовой серии относятся О. С. Вяловым к палеоцен-эоцену и подразделяются следующим образом.

Надъямненский пестроцветный горизонт (по литологическому составу сходен с подъямненским горизонтом). Прослеживается местами.

Витвицкая серия подразделяется на две свиты:

а) манявская свита представлена зелеными некарбонатными аргиллитами с тонкими, частыми прослоями песчаников, преимущественно с мелкими двухсторонними иероглифами; иногда появляются мощные пласты песчаников;

б) выгодская свита фациально резко изменчива; состоит то целиком из толстослоистых или массивных выгодских песчаников, нередко с мелкими нуммулитами, то из чередующихся серых и зеленоватых аргиллитов.

Попельская серия подразделяется на следующие свиты:

а) пасечнянская свита — серые песчанистые мергели, переходящие в песчаники, местами прослои и линзы конгломератов, мергелистых известняков с нуммулитами; при выветривании породы приобретают характерную белесовато-голубоватую окраску; встречаются остатки моллюсков;

б) надпасечный пестроцветный горизонт прослеживается не везде;

в) быстрицкая свита — зеленые аргиллиты с тонкими редкими прослоями песчаников. В нижней части выделяется шешорский горизонт, представленный чередующимися светлосерыми и темносерыми известковистыми аргиллитами, мергелями и серыми песчаниками, иногда образующими мощные песчанистые пачки (бориславский песчаник); общая мощность 10—30 *м*.

Менилитовая серия подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю свиты.

Нижняя менилитовая свита, имеющая в основании пачку мергелистых роговиков (тонкослоистых силицилитов), образована черными или шоколадными невскипающими, листоватыми при выветривании аргиллитами с налетами ярозита. В небольшом количестве присутствуют прослои светлосерых, часто глауконитовых песчаников, более мощные слои которых известны под названием кливских.

Средняя (лопянецкая) менилитовая свита по своему составу близко напоминает поляницкие слои. Представлена темносерыми известковистыми аргиллитами, при выветривании светлосерыми, чередующимися с известковистыми песчаниками с доломитовыми конкрециями. По фауне относится к нижнему олигоцену (хадумский горизонт Кавказа).

Верхнеменилитовая свита по составу близка к нижней; слагается черными и шоколадными неизвестковистыми аргиллитами. В основании залегает прослой роговиков. Встречаются пачки липаритовых туфов мощностью в несколько десятков метров (чечвинские туфы). Возраст верхнеменилитовой свиты условно определяется как средний олигоцен.

Указанное деление менилитовой серии, вероятно, сохраняется не везде; возможно средняя свита местами отсутствует и весь разрез серии представлен однообразными некарбонатными черными аргиллитами с прослоями песчаников.

Поляницкая серия представлена темносерыми карбонатными аргиллитами, при выветривании стально-серыми, чередующимися с серыми известковистыми песчаниками. В нижней ее части присутствуют прослои и пакеты черных некарбонатных аргиллитов менилитового типа. Условно относятся О. С. Вяловым к верхнему олигоцену.

Воротыщенская серия[1], или соленосная свита, под-

[1] Название предложено В. И. Берлявским в 1946 г.

разделяется (снизу вверх) на две части (бориславский тип):

а) нижневоротыщенская свита представлена темными известковистыми гипсоносными и соленосными глинами с прослоями песчаников и линзами экзотических (гальки не карпатского происхождения) конгломератов, экзотическими («жупными») песчаниками и конгломератами (загорская свита по В. Г. Юрковой).

Возрастным аналогом нижневоротыщенской свиты в антиклинали Слободы Рунгурской, видимо, являются мощные слободские (экзотические) конгломераты, залегающие несогласно на менилитовой серии (рунгурский тип);

б) верхневоротыщенская свита представлена темносерыми неизвестковистыми гипсоносными и соленосными глинами с прослоями песчаников.

В районе Слободы Рунгурской возрастным аналогом, видимо, являются добротовские слои — свита чередующихся песчаников и глин; нижние поверхности песчаников неровные, бугристые (в противоположность песчаникам стрыйской серии, слоев кросно, где такой особенностью обладают верхние поверхности песчаников). Возраст воротыщенской серии предположительно устанавливается в пределах аквитанский—бурдигальский ярусы (нижний миоцен).

Стебницкая серия состоит из красноватых и розовых сильно известковистых глин местами с прослоями зеленоватых и зеленовато-серых, серых и розовых песчаников. Согласно залегает на воротыщенской толще.

Воротыщенская и стебницкая серия по возрасту сопоставляется с верхним отделом майкопских слоев Кавказа.

Угерская серия — глины серые, зеленоватые, голубоватые, известковистые и рыхлые косослоистые полосчатые мелкозернистые песчаники. Найден *Pseudoamussium denudatum* Reuss. По возрасту относится к нижнему тортону (тарханский горизонт).

Тирасская серия (по Н. Д. Елину) представлена гипсо-ангидритовыми отложениями.

Галицкая серия — зеленые и зеленовато-серые глины, с прослоями и пачками неплотных серых песчаников с фауной нижнего сармата в верхней части серии. Возраст всей серии условно устанавливается в пределах верхний тортон — нижний сармат (аналоги чокракско-спириалисовых, караганских, конкских и нижнесарматских слоев).

В других районах (Косовский район) в галицкой серии снизу вверх выделяются нижняя покутская свита, состоящая из зеленых глин, мощных массивных пистынских песчаников и конгломератов и верхние покутские глины.

Галицкой серией заканчивается молласовая толща, слагающая (начиная с воротыщенской серии) Предкарпатский краевой прогиб.

Приведенная выше стратиграфическая схема отложений, развитых в Восточных Карпатах, является наиболее распространенной, однако имеется и ряд других схем, в которых отдельные стратиграфические комплексы разбиты на более мелкие свиты, имеющие местные названия (краковицкие глины, радицкие конгломераты, белицкие отложения и т. д.). Эти схемы имеют в основном местное значение, поэтому мы их не приводим.

Отложения коренных пород перекрываются четвертичными образованиями, представленными лёссовидными суглинками, галечниками и песками, имеющими широкое развитие в зоне предгорий.

Признаки нефтеносности в Восточно-Карпатской области, на площади длиной в 250 *км* и шириной около 40—80 *км*, встречены в ряде стратиграфических комплексов.

Признаки нефтеносности встречаются во всех зонах Карпат. Наиболее многочисленные нефтепроявления известны на северном склоне Восточных Карпат — в Северной Буковине и Закарпатской Украине. Признаки нефтеносности в виде выходов нефти, газа, озокерита и других битумов обнаружены в ряде горизонтов палеозойских, меловых и третичных осадков.

Из наиболее древних отложений наличие битуминозных разностей установлено в известняках (Подольская плита) и сланцах (Наславец) силура.

Промышленные залежи нефти, газа и озокерита обнаружены в верхнемеловых, палеоценовых, олигоценовых и миоценовых отложениях.

В иноцерамовых слоях промышленные залежи нефти установлены в месторождениях Стрельбице, Чарно, Сходница и др.

С ямненскими песчаниками связаны залежи нефти в Бориславе, Стрельбице, Сходнице, Биткове, Лугу и др.

В отложениях олигоцена (поляницкие, кросненские слои, бориславский песчаник, менилитовые сланцы) промышленные скопления нефти установлены в Бориславе, Биткове, Сходнице и др. С этими же отложениями связаны промышленные залежи озокерита в Полянице. Нефть обычно легкая, уд. веса 0,84—0,88.

К соленосной формации миоцена относятся залежи озокерита в Бориславе, Дзвиняч, Старуня и др.

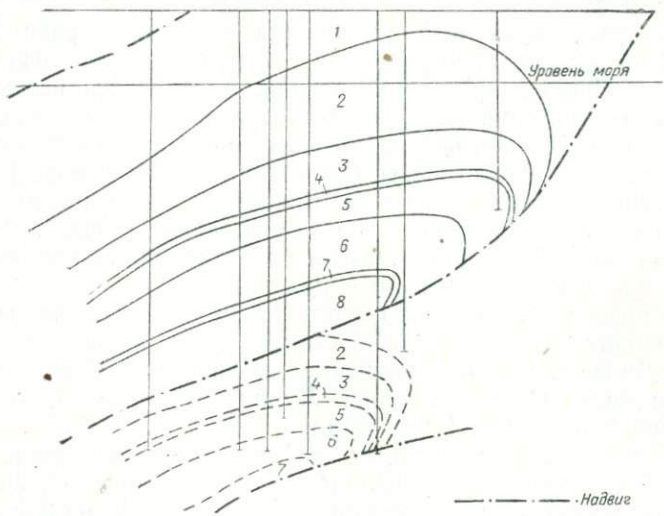
В тортонских отложениях (средний миоцен) известны крупнейшие промышленные залежи газа (Дашава, Опара и др.).

Наиболее крупным нефтяным месторождением Восточных Карпат является до настоящего времени Бориславское месторождение, где промышленные залежи нефти связаны с ямненскими (палеоцен) и бориславскими (олигоцен) песчаниками.

В зависимости от принадлежности месторождений к той или иной тектонической зоне находятся и их структурные особенности. В более западных интенсивно дислоцированных районах характерным типом структур месторождений служат сложно построенные, нарушенные надвигами и нередко опрокинутые антиклинальные складки. В восточных районах области, характери-

зующихся менее интенсивной складчатостью, развиты сравнительно пологие, не нарушенные разрывами антиклинальные структуры.

Основным типом структур западных районов является антиклинальная складка Бориславского месторождения. В тектоническом отношении она представляет собой опрокинутую на северо-восток антиклинальную складку, причем ее северо-восточное подвернутое крыло оборвано крутым разрывом, по которому Бориславская складка надвинута на сдавленные и перемятые отложения соленосной формации, слагающие новую складку аналогичного строения (фиг. 42). В свою очередь на Бориславскую складку надвинуты с юга отложения Береговой скибы.




Фиг. 42. Поперечный геологический профиль месторождения Борислав.

*1*—воротыщенская серия; *2*—поляницкая серия; *3*—менилитовые слои; *4*—бориславский песчаник; *5*—верхний эоцен; *6*—нижний эоцен; *7*—ямненский песчаник; *8*—иноцерамовые слои.

Ядро Бориславской антиклинали сложено ямненскими песчаниками, содержащими нефть, покрываемыми отложениями, среди которых залегает бориславский песчаник (олигоцен) мощностью 20—30 *м*, являющийся основным нефтяным горизонтом месторождения.

В залегающих выше осадках соленосной формации миоцена (воротыщенская серия) широко известны промышленные залежи озокерита и прослои и линзы, содержащие нефть и газ.

По своему характеру Бориславская антиклинальная складка представляет собой типичную для скибовой зоны погребенную антиклинальную структуру. Аналогичным строением обладают и другие промышленные месторождения этой части Восточных Карпат (Нагуевица, Слобода Рунгурская и др.).

Иным типом структур характеризуются газовые месторождения, расположенные в пределах зоны передовых прогибов, в так называемой тортонской мульде. Здесь развиты относительно спокойные, пологие крупные антиклинальные складки (Угерско и др.).

Дальнейшие перспективы нефтегазоносности Восточных Карпат, повидимому, связаны с двумя зонами. Первая перспективная зона является полосой распространения прикарпатской соленосной формации, к которой приурочены основные месторождения нефти, а вторая — полосой развития миоценовых газоносных отложений.

## § 5. ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Дальневосточная нефтегазоносная провинция располагается в крайней восточной части СССР в пределах Восточно-Азиатской или Ниппонской геосинклинали, являющейся весьма интересным геотектоническим элементом современной эпохи, поскольку она до настоящего времени обладает всеми особенностями, которые свойственны геосинклинальным зонам (большие мощности осадочных пород и резкая их дислоцированность), т. е. является современной геосинклиналью. Повидимому, в таком состоянии Восточно-Азиатская геосинклиналь находится уже с мезозоя, а вероятнее всего с палеозоя.

В пределы Восточно-Азиатской геосинклинали на материке Азии входит Коряцкий хребет, Анадырская депрессия и Камчатка. Далее к югу продолжением геосинклинали являются восточная часть Охотского моря, Курильские острова, о-в Сахалин, японский остров Иессо и др.

По сравнению с другими нефтегазоносными провинциями СССР Дальневосточная провинция изучена еще очень слабо. Поэтому, несмотря на огромную ее площадь (свыше 3 млн. $км^2$), в ее пределах можно лишь со значительной условностью выделить две нефтегазоносные области: Сахалинскую и Камчатскую. Промышленная разработка нефти ведется пока лишь на о-ве Сахалине и то лишь с недавнего времени — с 1923 г.

### Сахалинская нефтегазоносная область

О-в Сахалин расположен вблизи восточной окраины Советского Союза и отделен Татарским проливом от восточного берега Сибири.

Все промышленные нефтяные месторождения располагаются в северной части острова. По геологическому строению, тектонике и нефтеносности все месторождения Сахалина (включая и южную часть) объединяются в Сахалинскую нефтегазоносную область.

Первые указания о присутствии на о-ве Сахалине признаков нефтеносности относятся к восьмидесятым годам прошлого столетия, когда А. Е. Иванов, купец г. Николаевска на Амуре, 6 июня 1880 г. подал прошение на имя Приамурского военного

губернатора с заявкой об открытии им «на оконечности острова Северо-Сахалина, на речке, называемой Оха», источника нефти. На самом деле впервые нефть на о-ве Сахалине была обнаружена местными жителями, которые, случайно наткнувшись на необычное для них явление, известили об этом Иванова. Будучи человеком предприимчивым, Иванов послал на место заявки своего человека и на основании собранных сведений подал губернатору указанное выше прошение. Однако сделанная заявка реализована не была, повидимому, вследствие смерти исполнителя, так как вскоре, уже от вдовы Иванова, было сделано новое заявление, в котором указывалось на присутствие выхода нефти «в двухдневном переходе на северо-восток от гилякской Лондри или Лонгри». В 1883 г. Ивановой был разрешен отвод нефтеносного участка, причем казной ей дано было право самой определить необременительную для нее плату. Однако Иванова от отвода отказалась. В таком положении дело с заявкой на нефть находилось до 1886 г., когда начальник Александровского округа на Сахалине Ф. П. Линденбаум посетил знаменитое Большое асфальтовое озеро в бассейне р. Охи и отобрал образец, подвергнув специальным лабораторным исследованиям, подтвердившим нефтяную природу его и высокое качество нефти.

В 1888 г. наследник купца Иванова — лейтенант флота Г. И. Зотов, получив отвод первого заявителя, составил компанию из капиталистов для разведки нефтеносных участков, при условии, что в случае положительного результата разведочных работ он сам будет принят в число участников этой компании.

Почти одновременно, в 1889 г., была организована первая геологическая экспедиция во главе с горным инженером Л. Ф. Бацевичем, в задачу которой входило отчасти изучение условий залегания нефти, а отчасти — определение границ участка с нефтепроявлениями. Проведенные Бацевичем работы позволили ему сделать вывод, что сахалинские нефтяные месторождения «заслуживают полного внимания со стороны капиталистов», так как притоки нефти, полученные в пробитых Бацевичем шурфах, «заставляют предполагать с большой вероятностью о существовании более или менее значительных запасов нефти...», а наблюдавшееся им чередование песков с глинами представляет «наилучшие естественные резервуары для скопления горного масла».

Результаты исследований Бацевича послужили основанием для постановки дальнейших работ, тем более, что к этому времени выходы нефти были обнаружены на Сахалине уже во многих местах (р. Ноглик, у дер. Чай-во, у мыса Ратминова и др.).

В 1892 г. на Сахалине Зотовым и горным техником С. В. Масленниковым в Ноглике начинается механическое бурение, в результате которого были пробурены две скважины до глубины 96 и 137 *м*, вскрывшие песчанистые глины, глинистые пески и сланцы с незначительными признаками нефти и газа. Отрица-

тельные результаты бурения и недостаток средств вынудили Зотова прекратить работы, которые были возобновлены только в 1898 г. прусским инженером Ф. Ф. Клейе. В 1901 г. Клейе пробурил в Нутовском месторождении ручным способом одну скважину до глубины 85 *м*, не давшую существенных результатов. В 1903 г. Клейе удалось убедить английских капиталистов послать на Сахалин экспедицию под руководством д-ра Нормани и Ботта, обследовавших большую площадь от Оссоя до Хандузы и пришедших к выводу о достаточной благонадежности нефтяных месторождений о-ва Сахалина. Однако дальнейшие работы были прекращены вследствие начавшейся русско-японской войны, в результате которой, как известно, Россия лишилась южной половины о-ва Сахалина.

С 1907 г. исследования на о-ве Сахалине начинает вести Геологический комитет (З. Анерт, Н. И. Берлинг, П. И. Полевой, Н. Н. Тихонович). В результате этих исследований, проводившихся до 1910 г. включительно, была составлена десятиверстная геологическая карта острова, а все известные месторождения нефти были разбиты на три группы по геологическим признакам и составлен «Геоморфологический очерк русского Сахалина».

В 1908 г. образуется «Немецко-китайская компания», которая посылает на Сахалин своих геологов Клейнера и Бехагеля. Сахалин посещают геологи фирмы Нобель (Ф. Андерсон и Дальтон) и геологи «Сахалинского нефте- и каменноугольного промышленного общества». Посылали своих представителей на Сахалин даже мексиканские нефтепромышленники.

В 1910 г. начинаются разведочные работы на Боатсине «Сахалинским обществом» и на Охе «Английской компанией».

Начинается бурение глубоких скважин (до 283 *м*) на Боатсине, Охе и в Нутово, но положительных результатов получено не было.

В 1916 г. на Сахалине ведут работу японцы, поставившие свои исследования совместно с Геологическим комитетом. В 1918 г. открываются выходы нефти на западном берегу острова в районе р. Лянгри. Начиная с 1918 г., японцы в широком масштабе ведут геолого-поисковые на нефть работы, а в 1919 г. приступают к бурению разведочных скважин.

Промышленная нефть на Сахалине была получена в 1923 г., когда на Охе было добыто 1252 *т* нефти. В 1924 г. было добыто 12 170 *т*. Уже в советское время, в 1923 г., в разработке сахалинской нефти пытается принять участие американский капитал в лице промышленника Синклера и английская компания «Sakhalien Oil Field Ltd».

В 1925 г. с освобождением Сахалина от японской оккупации Всесоюзный геологический комитет приступает к широким исследованиям нефтяных месторождений острова (Полевой, Миронов, Кудрявцев, Штемпель). С 1927 г. началась систематическая геологическая съемка в масштабе 1 : 50 000 и в том же году был

организован государственный трест Сахалиннефть для эксплуатации русских участков, а японцы возобновили свою разведочную деятельность.

В период 1927—1929 гг. в результате предпринятого геологического изучения сахалинских месторождений нефти устанавливается региональное значение разрывов пород (сбросов) в строении Чайвинского, Пильтоунского и Охинского районов, детализируется стратиграфия и значительно расширяются границы распространения нефтеносных отложений.

До 1935 г. Оха была единственной эксплуатационной площадью и только с 1935 г. в эксплуатацию было введено месторождение Катангли.

В настоящее время эксплуатация ведется в Охе, на Восточном и Западном Эхаби и в Катангли.

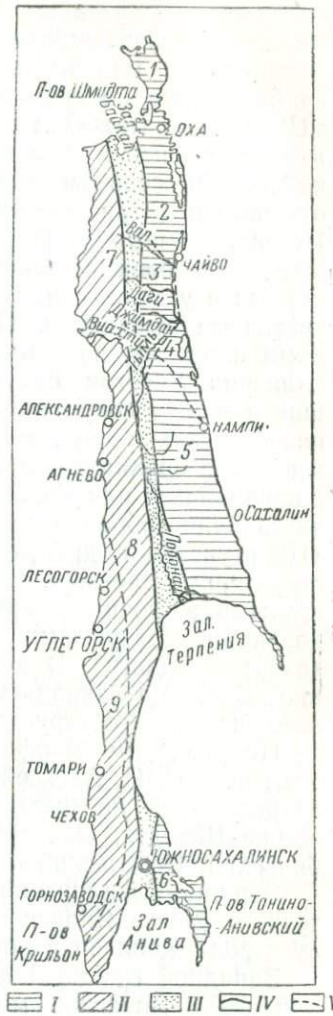
Тектоническое строение острова Сахалина, характеризуясь меридиональным или близким к нему простиранием и большой сложностью строения локальных структур, определяется наличием трех основных геоструктурных элементов, совпадающих с орографическими элементами острова (фиг. 43):

1) Восточно-Сахалинский антиклинорий, совпадающий с Восточно-Сахалинским хребтом;

2) Западно-Сахалинский антиклинорий, совпадающий с Западно-Сахалинским (Камышевым) хребтом;

3) Центрально-Сахалинский синклинорий, совпадающий с депрессией (впадиной), частично занятой долинами рек Поронай и Тымь, и простирающийся от залива Байкал на севере до залива Терпения на юге.

Восточно-Сахалинский антиклинорий прослеживается вдоль восточного края острова от залива Терпения до полуострова Шмидта. На востоке он ограничивается берегом Охотского моря, на западе — восточным бортом Тымь-Поронайской депрессии. Ядро




Фиг. 43. Схема тектонического районирования Сахалина (составил С. Н. Алексейчик).

*I* — Восточно-Сахалинский антиклинорий; *II* — Западно-Сахалинский антиклинорий; *III* — Центрально-Сахалинский синклинорий; *IV* — границы антиклинориев и синклинория; *V* — границы тектонических зон.

Основные тектонические зоны:

*1* — зона п-ва Шмидта; *2* — Охинско-Эхабинская; *3* — Джимдан-Дагинская; *4* — Набильская; *5* — Невельская; *6* — Тонино-Анивская; *7* — Лангерийская; *8* — Сводовая; *9* — Лесогорско-Горнозаводская.

антиклинория слагается сильно дислоцированными метаморфизованными образованиями палеозоя, которые непосредственно контактируют с меловыми и третичными породами и прослеживаются с юга на север от широты 49°30′ до широты Лунского залива на протяжении до 200 *км* при ширине 50 *км*. Соотношение палеозойских пород с более молодыми отложениями мезокайнозоя в основном имеет тектонический характер, хотя местами отмечается и трансгрессивное залегание последних на палеозое. Вследствие погружения шарнира антиклинория на север отложения палеозоя постепенно погружаются под более молодые породы и у долины р. Тымь на поверхности развиты уже только третичные отложения. Полуостров Шмидта, сложенный породами плиоцена, повидимому, является составной частью антиклинория. Участок Восточно-Сахалинского хребта, располагающийся между полуостровом Шмидта и выходами на поверхность палеозойских пород, сложен третичными породами, смятыми в пологие брахиантиклинальные складки, ориентированные в меридиональном или близком к нему направлении и в большей части кулисообразно заходящие друг за друга. Такие складки (Пильтунская и др.) в свою очередь осложнены локальными структурами третьего порядка, обычно асимметричными, с более крутыми восточными крыльями и нарушенными частыми продольными разрывами различной амплитуды и характера (взбросо-надвиги). В южном направлении происходит погружение Восточно-Сахалинского антиклинория, но с некоторым осложнением его структуры.

По внешним морфологическим особенностям структурных элементов С. Н. Алексейчик подразделяет Восточно-Сахалинский антиклинорий на шесть тектонических районов (зон): полуостров Шмидта, Охинско-Эхабинский, Джимдан-Дагинский, Набильский, Невельский и Тонино-Анивский.

Западно-Сахалинский антиклинорий расположен вдоль восточного берега Японского моря и Татарского пролива — от полуострова Крильон и почти до Сахалинского залива.

Западной границей антиклинория является берег Татарского пролива и Японское море, а восточной, с севера до широты г. Александровска, — крупный разрыв, отделяющий антиклинорий от центрального синклинория. Сводовая часть антиклинория сложена меловыми породами, которые узкой полосой шириной от 5 до 30 *км* прослеживаются от верховьев р. Виахту на севере до мыса Крильон на юге. На крыльях и погружениях антиклинория развиты третичные породы, залегающие трансгрессивно на меловых. Последние не образуют антиклинальной структуры, а в основном зелагают в виде моноклинали или синклинали. Третичные отложения севернее р. Виахту образуют ряд различных по своим размерам пологих антиклинальных складок брахиантиклинального типа меридионального простирания с небольшим отклонением к западу. По особенностям геологического строения С. Н. Алексейчик выделяет (1951 г.) в пределах За-

падно-Сахалинского антиклинория три тектонические зоны: Сводовую (территория развития меловых пород), Лесогорско-Горнозаводскую (площадь развития третичных пород, сложенных в складки, со значительным количеством эффузивных пород) и Лангерийскую — с небольшой дислоцированностью третичных пород.

Центрально-Сахалинский синклинорий располагается между Западно-Сахалинским и Восточно-Сахалинским антиклинориями от устья р. Поронай на юге до залива Байкал на севере и на всем своем протяжении сложен третичными породами, образующими в общем структурном плане синклинальный прогиб, осложненный рядом небольших и пологих антиклинальных складок. Прежние представления об этом синклинории, как о грабене, по последним данным не подтверждаются. Можно говорить лишь об осложнении его краевых частей дизъюнктивными дислокациями.

По особенностям геологического строения нефтяные месторождения Сахалина могут быть подразделены на два района: Восточный (нефтяные месторождения восточного берега острова) и Западный (нефтяные месторождения западного берега).

Общее тектоническое строение острова рисуется в виде грабена, занимающего центральную часть острова, вытянутого в меридиональном направлении и опущенного по сравнению с восточными складками на 1000—1500 *м*. Поперечными разрывами северная половина острова делится на три части: северную — приподнятую (полуостров Шмидта), среднюю — опущенную и южную (от Лунского залива) — опять приподнятую. Значительная часть острова покрыта аллювием, широко распространенным в долинах и руслах обильно развитой гидрографической сети, и торфяниками, занимающими обширные площади в западной прибрежной низменности. Вдоль береговых линий острова тянутся также морские террасы и намывные песчаные косы. Послетретичные (древнечетвертичные) отложения, залегая трансгрессивно на более древних образованиях, дислоцированы (углы падения до 5°). Отложения третичного возраста и более древние осложнены пликативными и дизъюнктивными дислокациями, ориентированными обычно в меридиональном направлении. Этому же основному направлению подчинен ряд складок, располагающихся вдоль восточного (более 10 складок) и западного (более 6 складок) берегов Сахалина. Областями наибольших тектонических поднятий являются гребни Западного и Восточного хребтов.

**Восточная часть Сахалина.** В восточной части Сахалина располагаются следующие нефтяные месторождения: Оха, Эхаби, Парамай, Нутово, Катангли и Горомай.

Сводный разрез отложений, слагающих месторождения восточной части Сахалина (снизу вверх), следующий.

В самых низах разреза нефтеносных отложений залегает нижнедуйская свита, по возрасту относящаяся к эоцен-олигоцену. Разрез выражен аргиллитами, алевролитами и песчаниками, имеются прослои углистых сланцев и углей; мощность 500—700 *м*.

Выше располагается хандасинская или даехуриинская морская свита (верхний олигоцен — нижний миоцен), представленная песчаниками, глинистыми сланцами и алевролитами; мощность 1200 *м*.

Еще выше залегает морская свита Уйни (нижний миоцен), выраженная мягкими сланцами с прослоями песков и песчаников; мощность 600 *м*.

К среднему миоцену относится дагинская свита, частью морская, частью континентальная, представленная в нижней части песчаниками Атоа и угленосными слоями, а в верхах — надугленосными светлосерыми песчаниками и песками с растительными остатками; мощность свиты до 1900 *м*.

Выше залегает лагунно-морская окобыкайская свита, относимая к верхнему миоцену и представленная толщей серых, голубовато-серых и зеленоватых глин с фауной в нижней части и толщей песков и глин с характерной табачно-бурой и буровато-серой окраской в верхней; общая мощность до 1700 *м*.

Верхняя часть разреза третичных отложений, относимая к плиоцену, выражена морскими осадками нутовской свиты мощностью около 2500 *м*, обычно подразделяемой на два отдела: нижний, представленный рыхлыми мелкозернистыми и грубозернистыми песками с тонкими прослоями голубоватых глин и линзами известковистых песчаников с фауной, и верхний, состоящий из рыхлых кварцевых песков и песчаников с прослоями гравия, галечника и слоистых глин.

Ранее выделявшиеся в разрезе третичных отложений Восточного Сахалина эхабинская и наднутовская свиты в настоящее время уже не выделяются в самостоятельные стратиграфические комплексы, а первая из них — эхабинская — входит в состав верхней части окобыкайской свиты, а вторая — наднутовская — составляет верхи нутовской свиты.

Все промышленные нефтяные месторождения Сахалина сосредоточены в северо-восточной его части (Оха, Эхаби, Катангли, фиг. 44). Нефтегазоносной является окобыкайская свита, нефтеносные горизонты которой сложены песками, местами с прослоями глин. Часть горизонтов является газоносной.

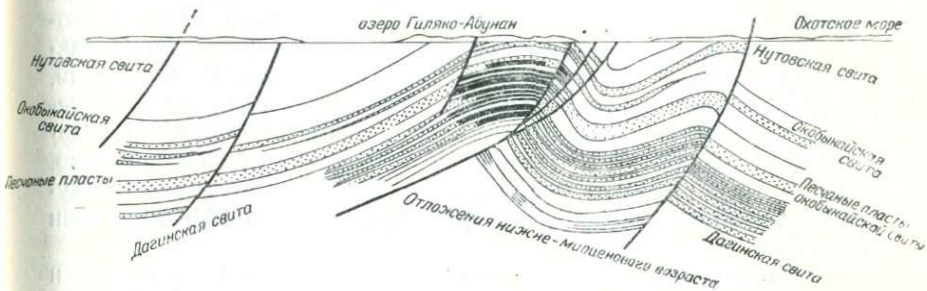
Дагинская свита также содержит ряд нефтеносных горизонтов. Нефтепроявления, не имеющие промышленного значения, известны и в более древних осадочных образованиях (свита Уйни).

Наиболее характерными структурами для нефтяных месторождений являются брахиантиклинальные складки, вытянутые в ме-

ридиональном направлении с пологими западными (13°) и крутыми (до 80°) восточными крыльями, разбитыми системами сбросов с крутыми углами падения (до 60°). Наличие сбросов нередко обусловливает ступенчатость. Иногда центральная часть складки опущена клином (Оха).

Имеются структуры (Парамай), в которых нарушенным является западное крыло (до 45—50°), при пологом восточном крыле (до 15°).

Антиклинальные поднятия западного берега Сахалина располагаются в пределах Лянгеринского района, находящегося в северной части западного побережья, которая прилегает к нижнему течению р. Лянгери, почти прямо против устья р. Амура. Место-




Фиг. 44. Геологический разрез месторождения Оха-Эхаби.

рождения тектонически приурочены к двум широким, пологим антиклинальным складкам, вытянутым в меридиональном направлении. Западные крылья имеют падение 10—15°, восточные — 20°. В ядре обнажена угленосная свита с углами падения до 60°. Выходы нефти обнаружены на западном крыле восточной складки около оз. Сладкого, нефть удельного веса 0,951.

Известными в настоящее время нефтяными месторождениями Сахалина далеко не исчерпываются его перспективы. Несомненно, что как на западном побережье Северного Сахалина, так и в южной его части при соответствующем развороте буровых работ будет открыт ряд нефтяных месторождений. Несомненно, что новые месторождения будут открыты и на восточном берегу Северного Сахалина. Наличие нефтяных и газовых залежей следует ожидать не только в низах третичных отложений, но и в более древних осадках мела.

### Камчатская нефтегазоносная область

Камчатская нефтегазоносная область занимает территорию полуострова Камчатки, расположенного на крайнем северо-востоке Европейско-Азиатского материка и по площади составляет 237 тыс. $км^2$, т. е. равная примерно всей территории Кавказа. Примыкая к южной окраине Чукотско-Анадырского выступа,

Камчатка омывается с востока водами Тихого океана, а с запада Охотским морем.

Рельеф поверхности полуострова Камчатки в значительной степени определяется наличием двух хребтов: Срединного, расположенного в центральной части Камчатки, и Восточного — в восточной половине полуострова, вытянутых в северо-восточном направлении.

Проблема нефтеносности Камчатки возникла в 1921 г., когда на восточном ее побережье, на р. Богачевке, был обнаружен естественный выход нефти удельного веса 0,836, приуроченный к сбросу, секущему отложения богачевской свиты (плиоцен)

В 1930 г. начинается специальное изучение геологического строения восточного берега Камчатки с целью выявления ее нефтеносности, в проведении которого принимают участие геологи Нефтяного геолого-разведочного научно-исследовательского института Б. А. Алферов, А. А. Гречишкин, М. Ф. Двали, Н. М. Маркин и др.; на западном берегу полуострова нефтепоисковые работы проводятся с 1931 г. (Б. Ф. Дьяков, Н. М. Маркин, М. Ф. Двали, И. Б. Плешаков и др.). Почти одновременно, с 1934 г., было начато и структурное крелиусное, а затем глубокое разведочное бурение, законсервированное в 1940 г. в связи с военными событиями.

Возобновление поисковых и разведочных работ на нефть и газ на Камчатке относится уже к послевоенному времени.

В геологическом строении Камчатки, характерной особенностью которой до последнего времени является наличие действующих вулканов или, как их называют местные жители, сопок (Ключевская, Кроноцкая, Талбачинская и др.), принимает участие ряд стратиграфических комплексов — палеозойский, мезозойский и кайнозойский.

Палеозойские отложения, развитые в центральной части южной половины полуострова, представлены сильно дислоцированными и метаморфизованными породами — гнейсами, кристаллическими сланцами типа парагнейсов и пара- и ортосланцев.

Мезозойские отложения Камчатки, также в значительной степени осложненные складчатостью, представлены различными типами пород — нормально осадочных морских и континентальных, в основном песчано-сланцевых и вулканогенных. Развиты отложения мезозоя в центральной части южной половины Камчатки и в крайней северной части полуострова (Ленжинский и Олюторский районы).

Третичные отложения обладают слабой дислоцированностью по сравнению с более древними осадочными образованиями и характеризуются развитием среди них мелководных морских и континентальных песчано-глинистых пород.

Среди четвертичных образований встречаются морские, лагунные, озерные и террасовые речные отложения, часто залегающие высоко над современным уровнем моря (до 500 *м*)

и характеризующиеся присутствием среди них мощных покровов вулканических образований, слагающих всю северную часть Срединного Камчатского хребта, большую часть Восточного Камчатского хребта и всю южную оконечность полуострова.

Основным направлением простирания перечисленных стратиграфических комплексов является меридиональное или близкое к нему северо-восточное или северо-северо-восточное, характерное и для всех основных тектонических элементов Камчатки: антиклинория Западной Камчатки, складчатых глыб, горстов и грабенов [1] депрессии центральной части полуострова и для различных структур Северной и Восточной Камчатки, сложенных мезозойскими и третичными породами.

Признаки нефтеносности выражены выходами нефти, наличием жидкого и твердого битумов с нефтяным запахом и газопроявлениями, приуроченными главным образом к третичным (тигильская палеогеновая толща и ковачинская верхнеолигоценовая свита Западной Камчатки, богачевская плиоценовая и ивановская верхнемиоценовая свита Восточного побережья Камчатки) породам и в меньшей степени мезозойским (пыльгинская свита Северной Камчатки).

В зависимости от наличия указанных признаков нефтеносности и геологического строения полуострова на Камчатке можно выделить ряд нефтеносных площадей, различных по степени перспективности в нефтеносном отношении. Наиболее интересными являются восточное и западное побережья Камчатки, где помимо признаков нефтеносности имеется и ряд антиклинальных структур, благоприятных для скопления нефти и газа. В качестве объектов разведки наибольший интерес представляют в первую очередь отложения палеогена.

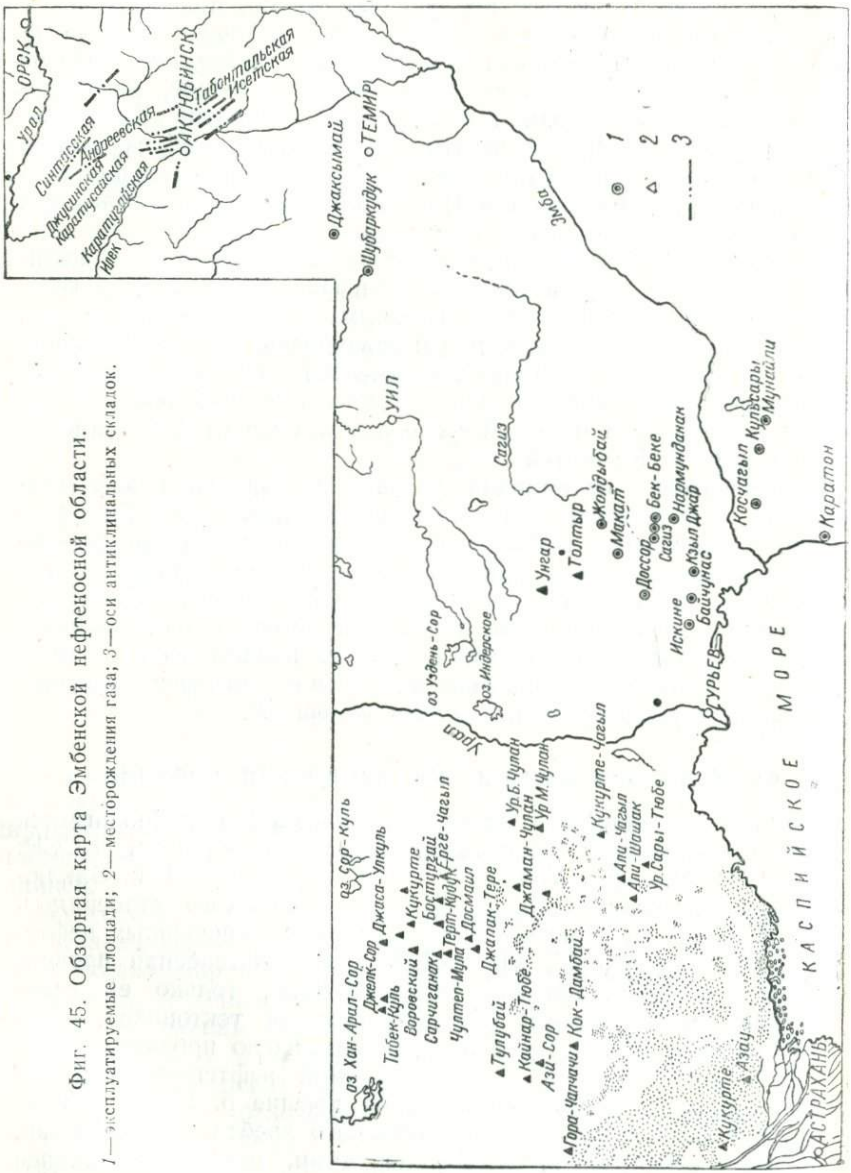
## § 6. УРАЛО-ЭМБЕНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Урало-Эмбенская нефтегазоносная провинция располагается между крупнейшими нефтегазоносными провинциями СССР: Крымско-Кавказской, Урало-Волжской и Закаспийской. Заключая в себе некоторые общие черты геологического строения и нефтегазоносности с окраинными частями перечисленных нефтегазоносных территорий, Урало-Эмбенская нефтеносная провинция все же характеризуется определенными, только ей свойственными особенностями (соляно-купольная тектоника), которые позволяют выделить ее в самостоятельную провинцию.

За северную границу Урало-Эмбенской нефтегазоносной области принимается условно широтное течение р. Урал, восточную — смежный с ней контур Уральского хребта и Мугоджар, сложенных среднепалеозойскими породами, западную — нижнее

[1] Грабеном называется своеобразная форма дислокации, в результате которой участок земной поверхности, ограниченной по сторонам разрывами (сбросами), занимает пониженное по сравнению с соседними участками положение. Противоположная форма дислокации называется горстом.

течение р. Волги и за южную — осевую линию гравитационного Урало-Донбасского максимума, намечаемого по геофизическим данным на юге Урало-Эмбенской провинции (южнее Каратона),




Фиг. 45. Обзорная карта Эмбенской нефтеносной области.
1 — эксплуатируемые площади; 2 — месторождения газа; 3 — оси антиклинальных складок.

с направлением его дальнейшего продолжения в сторону Донбасса через Каспийское море.

В указанных пределах общие размеры провинции достигают 500 тыс. *км*², хотя заведомо перспективная в отношении нефте-

носности площадь составляет примерно половину этой территории (фиг. 45).

В значительной части Урало-Эмбенская нефтегазоносная провинция представляет собой слабо всхолмленную равнину, почти лишенную древесной растительности, и только на северо-востоке, в районе г. Актюбинска, рельеф принимает горный характер. Основными речными системами являются реки Урал, Эмба, Уил, Сагиз, Илек и другие и их притоки.

Главными населенными пунктами области служат гг. Гурьев, Темир, Уральск, Актюбинск, Уил и рабочие поселки нефтяных промыслов.

Климат резко континентальный, с жарким засушливым летом и суровой зимой, поэтому одним из серьезных факторов, отражающихся на экономическом развитии провинции, является слабая водообеспеченность пресными водами.

Изучение Урало-Эмбенской нефтегазоносной провинции началось еще в 1892 г., когда были сделаны первые заявки частных предпринимателей на разведки нефти в месторождении Доссор. Однако началом нефтяной промышленности Эмбы, повидимому, следует считать 1899 г., после получения фонтанной нефти в месторождении Карачунгул (из соли). Окончательно промышленная нефтеносность Эмбы была установлена в 1911 г. на промысле Доссор в результате бурения одной из разведочных скважин (скв. 3) Урало-Каспийским нефтяным обществом (УКНО), из которой с глубины 213,5—226 *м* ударил нефтяной фонтан, давший за 30 часов 16 000 *т* нефти. В том же году была начата разведка месторождения Макат, в котором в 1915 г. была получена первая промышленная нефть.

Одновременно с указанными работами производилось разведочное бурение и на других месторождениях Эмбы (Искине, Каратон, Новобогатинск, Черная речка, Акаткуль и др.).

С началом первой мировой войны объем буровых работ довольно резко снижается и основное внимание уделяется разработке промыслов Доссор и Макат.

Второй этап развития нефтяной промышленности провинции относится к 1920 г., когда после национализации промыслов все работы по их эксплуатации и разведке новых месторождений переходят к тресту Эмбанефть.

Подавляющее большинство нефтяных месторождений, эксплуатирующихся в настоящее время, вступили в разработку после Великой Октябрьской Революции. В 1938 г. началась эксплуатация месторождения Сагиз, в 1930 г. — промысла Шубаркудук, в 1934 г. — Байчунас, в 1934 г. — Искине, в 1935 г. — месторождения Косчагыл.

Наиболее крупные успехи были достигнуты в результате работ, проведенных в годы Великой отечественной войны, благодаря которым в Урало-Эмбенской нефтеносной провинции были открыты новые промышленно-нефтеносные горизонты, новые участки в уже разрабатываемых месторождениях и ряд новых

промысловых площадей (Жолдыбай, Тентяк-сор, Южный-Кошкар, Каратон и др.).

Перспективы нефтегазоносности Урало-Эмбенской провинции весьма велики, благодаря чему неоднократно ставилась проблема создания Большой Эмбы, успешное разрешение которой задерживается лишь по причине недостаточной экономической освоенности территории и тяжелыми физико-географическими условиями (отсутствие дорог, пресной воды и т. д.).

Геологическая история Урало-Эмбенской нефтегазоносной провинции достаточно определенно устанавливается только начиная с кунгурского века. С этого момента Урало-Эмбенская провинция характеризуется чередованием континентального и морского режимов с преобладанием последнего.

В геологическом строении Урало-Эмбенской нефтегазоносной провинции принимает участие весь комплекс отложений от нижнепермских до третичных включительно.

Нижнепермские отложения представлены артинским и кунгурским ярусами, относительно хорошо обнажающимися лишь в Актюбинском районе (Северная Эмба).

Отложения артинского яруса слагаются битуминозными перекристаллизованными известняками, глинами и конгломератами, общей мощностью до 2000 *м*.

Кунгурский ярус представлен обломочными породами в верхней части и химическими (гипс и соль) в нижней. Суммарная мощность отложений кунгурского яруса достигает 650—950 *м*. Мощность соли в ядрах соляных куполов не менее 2000—3000 *м*.

Отложения верхней перми обычно в самостоятельный стратиграфический комплекс не выделялись и объединялись с нижней частью мезозойских отложений под названием пермо-триаса. Имеющиеся в настоящее время данные позволяют с бо́льшим основанием относить этот стратиграфический комплекс к триасу. Литологически он выражен однообразной пестроцветной (красные, зеленые и голубые цвета) толщей, состоящей из песчано-глинистых пород с прослоями известняков (вверху) и преимущественно песчаников в нижней части. Общая мощность этих отложений точно не установлена, но, повидимому, превышает 1000—1400 *м*.

Отложения триаса являются наиболее древними из пока известных промышленно нефтеносных горизонтов провинции.

Юрские отложения представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижняя юра представлена песчано-глинистой свитой, выраженной глинами, песками, конгломератами, обычно водоносными; мощность в среднем 130 *м*.

Средняя юра выражена чередованием темносерых, серых, коричневых и буроватых глин с пластами песков, песчаников и прослоями каменного и мягкого сажистого угля. Фауна отсутствует.

На основании находок растительных остатков (спор и пыльцы) устанавливается присутствие всех ярусов средней юры. В связи с получением в 1911 г. фонтанной нефти из этих отложений в месторождении Доссор они получили название доссорской свиты.

Мощность средней юры в пределах нефтеносной части провинции составляет в среднем 300 *м*. В настоящее время она подразделяется на 4 свиты, охватывающих возрастной интервал от ааленского до батского (а возможно, и моложе) ярусов включительно (снизу вверх): песчано-глинистую (кулсаринскую), нижнюю угленосную (жолдыбаевскую), лингуловую и верхнюю угленосную (кайкаринскую).

Верхняя юра на юге провинции представлена в верхней части известняками, мергелями и глинами, а в нижней (келловейский ярус) песчано-глинистыми угленосными осадками; мощность около 70 *м*. В составе верхнеюрских отложений по фаунистическим данным выделяется (снизу вверх) келловейский, оксфордский, кимериджский и волжский (нижний и верхний подъярусы) ярусы.

Нижняя часть нижнемеловых отложений на отдельные ярусы ранее обычно не подразделялась и объединялась под общим названием неокома, в котором выделяли нижний и верхний отделы.

Нижний неоком, мощностью до 120 *м*, представлен свитой зеленых и серовато-зеленых песков, песчаников и глин, иногда мергелей.

Верхний неоком сложен пестроцветными (красными, зелеными), песчано-глинистыми породами, состоящими из песков, песчаников, глин и мергелей, мощностью 165 *м*.

В настоящее время на Эмбе выделяют валанжинский, готеривский и барремский ярусы, а в границах некоторых из них — ряд свит. Так, к нижнему готериву относится пелециподовая свита (глобулиновая микрофаунистическая зона). В верхнем готериве выделяют две свиты: нижнюю — песчано-глинистую и верхнюю — горизонт песков. Пестроцветная свита баррема подразделяется на подбайчунасскую (нижнюю) и байчунасскую (верхнюю) свиты.

Залегающие выше отложения нижнего апта, мощностью до 30 *м*, представленные темносерыми глинами с мелкими фосфоритами и песками, подразделяются (снизу вверх) на три свиты: подэмбенские, эмбенские и надэмбенские слои.

Верхний апт, выраженный черными слюдистыми глинами, в кровле которых залегает фосфоритоносный глауконитовый песок с окатанными гальками, соответствует аммобакулитовой зоне. Мощность верхнего апта достигает 55 *м*.

Залегающие выше отложения альбского яруса выделяются в виде спинулиферовой микрофаунистинеской зоны.

Средний и нижний альб представлен темносерыми глинами с прослоями песка и конкрециями. Выделяются две подсвиты:

нижняя — темирская и верхняя — мортукская, объединяемые под названием «белой» свиты (по Яншину). Мощность нижнего и среднего альба более 100 *м*.

Верхний альб, представленный кинкиякской (или «желтой») свитой, выделяется в самостоятельный комплекс только в последнее время, а ранее обычно объединялся с сеноманом под названием альб-сеномана.

Верхний альб сложен литологически однообразными породами, состоящими из толщи желтых песков крупно- и среднезернистых с редкими прослоями песчаников и глин, а вверху с горизонтом фосфоритов, представляющим плотную плиту мощностью в 12—13 *м*. Мощность альб-сеномана достигает 280 *м*.

Залегающие выше отложения сенон-турона в нижней части представлены зеленовато-серыми мергелями (известняками), а в верхней зелеными глинами. Общая мощность этих отложений достигает 115 *м*. Фаунистически достаточно определенно устанавливается присутствие в верхнем мелу туронского, сантонского, кампанского и маастрихтского ярусов. Присутствие датского яруса допускается с известной условностью.

Отложения третичной системы не содержат промышленных нефтяных и газовых залежей, поэтому изучены они относительно слабо. В основном это песчано-глинистые осадки, среди которых достаточно определенно устанавливается присутствие эоценовых, олигоценовых, сарматских, акчагыльских и апшеронских слоев.

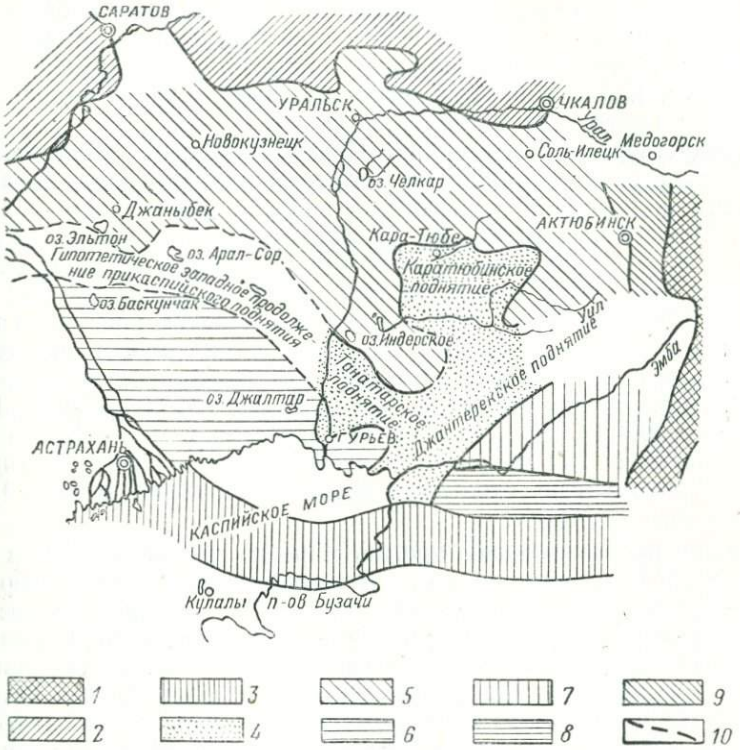
Широким развитием пользуются древнекаспийские и современные осадки, залегающие мощным (до 60—70 *м*) покровом в южной части провинции и представленные преимущественно глинистыми песками с многочисленной фауной, а местами ракушниками.

Характерными тектоническими особенностями Урало-Эмбенской нефтегазоносной области, как части Прикаспийской депрессии, являются наивысшая мощность осадочных толщ и наличие соляной тектоники. Однако по своим тектоническим особенностям Урало-Эмбенская нефтегазоносная провинция неоднородна.

Анализ мощностей и фациальных особенностей осадочных образований, слагающих Прикаспийскую впадину, и данные геофизических исследований позволяют выделить в ее пределах ряд тектонических зон, отличающихся друг от друга по своему строению. Согласно этим данным (фиг. 46), выделяются следующие тектонические элементы.

**Северо-Прикаспийская синеклиза.** Северо-Прикаспийская синеклиза представляет собой глубокую депрессию, вытянутую в широтном направлении, протяженностью по длинной оси 700—750 *км* и по короткой 200—250 *км*. Северным бортом является южный склон Общего Сырта, южным — северный склон Прикаспийского выступа. Северо-Прикаспийская депрессия сливается со Сталинградским прогибом на востоке, а несколько северо-восточнее р. Илек граничит с Актюбинским Приуральем. В преде-

лах Северо-Прикаспийской синеклизы в геологическом отношении изучена более или менее только восточная ее часть. Западная часть (к западу от р. Урал) покрыта мощной (до 60 *м*) толщей четвертичных отложений и геологически плохо изучена. О геологическом строении этой территории можно судить по рез-




**Фиг. 46. Схема тектонического районирования Прикаспийской впадины (по Н. В. Неволину, 1951 г.).**

*1*—складчатая зона; *2*—южная граница положительных значений гравитационных аномалий в пределах Русской платформы; *3*—Южно-Эмбенский гравитационный максимум; *4*—Прикаспийский (Джантерек-Танатарский) выступ; *5*—Северная Прикаспийская синеклиза; *6*—Южный Прикаспийский прогиб; *7*—Предмугоджарский прогиб; *8*—Предустьуртский прогиб; *9*—Предуральский прогиб (Актюбинское Предуралье); *10*—условная граница Прикаспийского выступа.

кому погружению палеозоя в районе Саратовских и Пугачевских дислокаций, по гравиметрическим данным и по выходам палеозойских пород (начиная с кунгура и моложе) в районе оз. Эльтон.

**Прикаспийское Джантерек-Танатарское поднятие.** Это поднятие является зоной минимального накопления меловых осадков и нулевой мощности третичных отложений. Расположено примерно в центральной части Прикаспийской впадины и образует три ветви: Джантерекскую, Танатарскую и Каратюбинскую (Хобдинский вал). С востока и юго-востока ограничивается Предму-

годжарской и Предустьуртской депрессиями, а с запада — Абжель-Ракушинской котловиной (часть Южно-Прикаспийского прогиба). Наиболее древними отложениями, выходящими на поверхность, являются гидрохимические осадки кунгурского яруса.

**Предмугоджарский прогиб** — прогиб платформенного типа (депрессия в пределах Прикаспийского поднятия). С юга ограничен погребенным палеозойским платформенным поднятием, в востока Мугоджарским кряжем и с запада Джантерекским поднятием. Характеризуется отрицательными значениями аномалий силы тяжести от 20 до 40 *мгл.*

**Предустьуртская депрессия.** Северо-западным обрамлением Предустьуртской депрессии является восточный борт Джантерекского поднятия, а восточным, видимо, погребенная южная часть Мугоджарского кряжа. Северным обрамлением депрессии служит поперечный подъем подсолевого фундамента, являющегося как бы мостом между Мугоджарами и Прикаспийским выступом. Существование этого порога обусловлено широтным простиранием соляно-купольных структур и различным литолого-фациальным составом мезозойских отложений, выполняющих Предмугоджарский прогиб и Предустьуртскую депрессию. Глубина прогибания Предустьуртской депрессии в меловых отложениях достигает 700 *м*, а в третичных — 400 *м*. Осадки — типичные платформенные, сходные с осадками южного склона Прикаспийского поднятия.

**Южно-Прикаспийский прогиб.** Прогиб устанавливается по резкому возрастанию на юге Прикаспийской впадины верхнепермских и мезо-кайнозойских отложений. Северным и восточным бортами этого прогиба являются соответственно южный и западный борта Джантерекско-Танатарского поднятия. Западная и южная границы рассматриваемого прогиба не установлены. На поверхности обнажаются отложения гидрохимических осадков кунгура и моложе. Третичные отложения (по данным сейсморазведки) достигают огромной мощности — 2100—2500 *м*.

Несмотря на различия в тектоническом строении отдельных областей, между ними наблюдается общее сходство, которое позволяет объединять их в одну нефтегазоносную провинцию. Сходство это выражается не только в преобладающей роли соляной тектоники и других особенностях строения, но и в нефтегазоносности отдельных стратиграфических комплексов.

Нефтеносность наиболее древних артинско-кунгурских отложений установлена в Актюбинском районе, где признаки нефтеносности отмечены как в карбонатных, так и в терригенных породах, а также в соли, гипсах и ангидритах. Промышленная нефтегазоносность артинских отложений установлена в 1950 г. на Жилянской структуре (Актюбинское Приуралье).

Однако наиболее постоянными и более значительными нефтепроявлениями обладают осадочные комплексы, начиная с пермотриаса, содержащие промышленные залежи нефти в Шубаркудуке, Джаксымае, Макате, Сагизе, Косчагыле, Кулсарах-

Признаки нефтеносности, связанные с этими отложениями, распространены значительно шире и известны как в северо-восточной части провинции (Мортук), так и на западе (Новобогатинск).

В отложениях нижней юры встречаются лишь единичные признаки нефтеносности и промышленные скопления нефти нигде не установлены.

Среднеюрские отложения характеризуются наиболее постоянной нефтегазоносностью. В значительном числе нефтяных месторождений провинции (Доссор, Макат, Байчунас, Сагиз, Косчагыл и др.) со среднеюрскими отложениями связаны промышленные залежи нефти, причем первые наиболее значительные притоки нефти были получены на промысле Доссор, почему они и были первоначально названы доссорской свитой.

В меньшей степени отмечается нефтегазоносность в верхней юре, промышленные залежи нефти в которой известны в Кулсарах.

В отложениях нижнего мела установлены признаки нефтеносности и промышленные залежи нефти. В нижней части нижнего мела — в неокомских отложениях — промышленные залежи нефти имеются в Макате, Байчунасе, Сагизе, Косчагыле и Кулсарах.

С отложениями апта промышленные притоки нефти связаны в Байчунасе, Сагизе, Косчагыле, Кулсарах, Нармунданаке и др.

В сенон-туронских отложениях присутствие признаков нефтеносности установлено во многих пунктах (Байчунас, Танатар, Тентяксор и др.).

Известны нефтепроявления и в третичных отложениях — в палеогене (Тентяксор, Каратон) и в неогене. В неогене (акчагыл) имеются небольшие нефтяные залежи в Новобогатинске.

На ряде куполов (Новобогатинск, Алтыкуль, Бек-беке, Нармунданак и др.) нефтепроявления установлены в современных отложениях.

По характеру среди нефтей Урало-Эмбенской нефтегазоносной провинции можно выделить пять типов, отличающихся друг от друга по содержанию смол и парафинов.

Среди юрских нефтей выделяются два основных типа:

а) нефти малосмолистые беспарафинистые или слабопарафинистые с малым содержанием легких фракций (юрские нефти Доссора и II и IV горизонтов Маката);

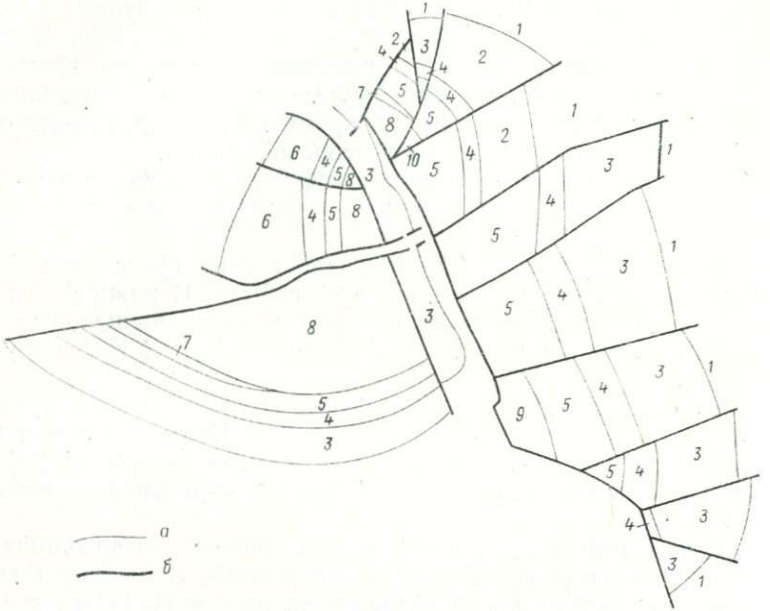
б) нефти смолистые, слабо парафинистые или парафинистые с малым содержанием легких фракций (большинство юрских нефтей Байчунаса, Сагиза, Косчагыла, III горизонт Маката и др.).

Как правило, смолистость юрских нефтей увеличивается в юго-восточном направлении.

Неокомские и альбские нефти обычно смолистые и высокосмолистые, беспарафинистые, с малым содержанием или отсутствием легких фракций.

Верхнемеловые и третичные нефти (Каратон, Новобогатинск) смолистые, слабопарафинистые, с высоким содержанием легких фракций.

Наконец, устанавливается еще один тип нефтей — малосмолистых с повышенным содержанием парафина и легких фракций, встречающихся в различных стратиграфических горизонтах (пермотриасовые нефти Джаксымая, юрские нефти Кулсаров, Восточного и Северного Байчунаса, аптская нефть Искине).




Фиг. 47. Геологическая схема месторождения Доссор.

*1* — сенон-турон ($Cr_2^{s+t}$); *2*—сеноман ($Cr_2^{cm}$); *3*—альб-сеноман ($Cr_{1+2}^{alb+cm}$); *4*—апт ($Cr_1^{apt}$); *5*—неоком ($Cr_1^{n}$); *6*—альб ($Cr_1^{alb}$); *7*—верхняя юра ($I_3$); *8*—средняя юра ($I_2$); *9*—средняя и верхняя юра ($I_{2+3}$); *10*—нижняя юра ($I_1$); *а*—границы слоев; *б*—границы разломов.

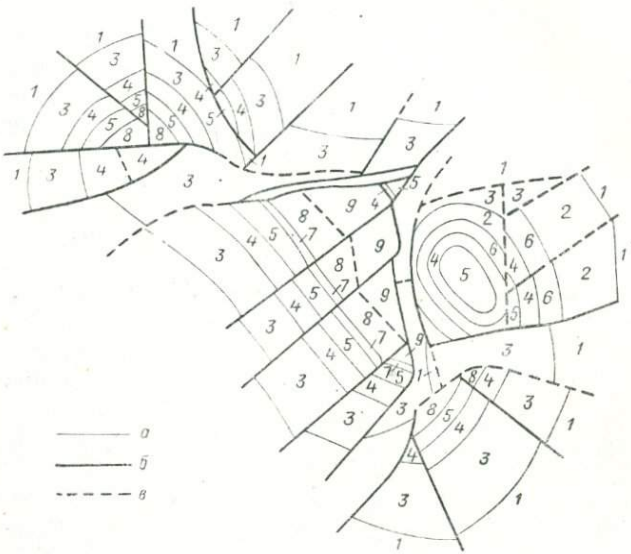
Урало-Эмбенская нефтегазоносная провинция является областью соляно-купольной тектоники и все известные в ее пределах нефтяные месторождения связаны с соляными куполами, поэтому типы нефтяных месторождений определяются формой и строением соляных куполов.

Основными элементами соляных куполов провинции служат соляной шток (ядро), крылья и грабены. Под крыльями в данном случае понимаются части купола, разобщенные грабеном. В пределах каждого купола может быть несколько грабенов, а следовательно, и несколько крыльев.

Так, различают купола двухкрылые (месторождение Сагиз), трехкрылые (месторождение Доссор, фиг. 47), четырехкрылые (месторождение Макат, фиг. 48).

В зависимости от взаимоотношения соляного ядра с окружающими породами различают следующие типы куполов: прорванные, частично-прорванные и непрорванные.

Прорванными куполами называются такие купола, в которых соляное ядро прорывает весь комплекс нефтегазоносных пород (фиг. 49). Если оно при этом выходит на поверхность, купол называется открытым прорванным куполом. Если же




Фиг. 48. Геологическая схема месторождения Макат.

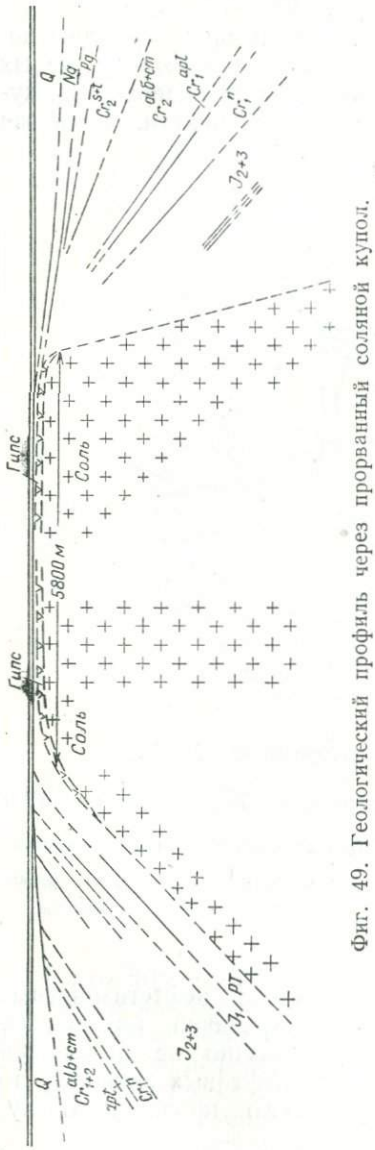
*1*—сенон-турон ($Cr_2^{s+t}$); *2*—сеноман ($Cr_2^{cm}$); *3*—альб-сеноман ($Cr_{1+2}^{alb+cm}$); *4*—апт ($Cr_1^{apt}$); *5*—неоком ($Cr_1^{n}$); *6*—альб ($Cr_1^{alb}$); *7*—верхняя юра ($I_3$); *8*—средняя юра ($I_2$); *9*—нижняя и средняя юра ($I_{1+2}$); *а*—границы слоев; *б*—границы разломов; *в*—предполагаемые границы разломов.

соляное ядро хотя и прорывает комплекс нефтегазоносных пород, но отделяется от поверхности покрышкой из древнекаспийских и современных отложений, обычно не превышающих 100 *м* мощности и не содержащих нефтяных залежей, то такой купол носит название закрытого прорванного купола.

Частично-прорванным соляным куполом называется такой купол, в котором соляное ядро хотя и прорывает нефтеносные отложения (в пределах пермотриас — палеоген), но неполностью.

В зависимости от глубины залегания соляного ядра можно различать среди частично-прорванных куполов неглубокие

(соляное ядро на глубине свыше 100 *м*, но не глубже 450 *м* [1]) и глубокие (соляное ядро на глубине свыше 450 *м*[2]).




Фиг. 49. Геологический профиль через прорванный соляной купол.

Непрорванными куполами называются такие купола, соляное ядро которых не прорывает наиболее древнего из известных в настоящее время нефтегазоносных комплексов — пермотриаса или прорывает его только частично (нижнюю часть). Непрорванные соляные купола подразделяются по глубине залегания соляного ядра на неглубокие (до 100 *м*), средней глубины (свыше 100, но не более 450 *м*) и глубокие (соляное ядро на глубине свыше 450 *м*).

Как уже отмечалось, купола подразделяются по числу связанных с ними крыльев. Крылья могут подразделяться на опущенные, приподнятые и промежуточные в зависимости от положения по отношению друг к другу.

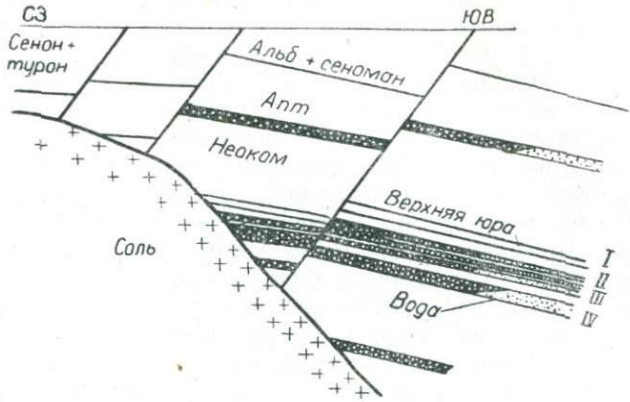
Каждое из крыльев может быть нарушено сбросами, в результате чего оно разбивается на ряд отдельных участков, или полей, количество которых иногда достигает 10. Условно, по числу полей, крылья могут подразделяться на простые (числом полей не более двух) и сложные (число полей более двух).

В различных частях куполов — на крыльях, полях и даже в грабенах — располагаются нефтяные залежи, которые в зависимости от того, каким из факторов обусловливается скопление в них нефти, подразделяются на несколько типов: сводовые или полного контура; экранирован-

[1] К этому типу куполов принадлежит наибольшее количество куполов Эмбы.

[2] Глубины, определяющие тип купола —100—450 *м* и более, взяты условно в соответствии с мощностями станков, применяемых при картировочном, структурном и поисковом бурении.

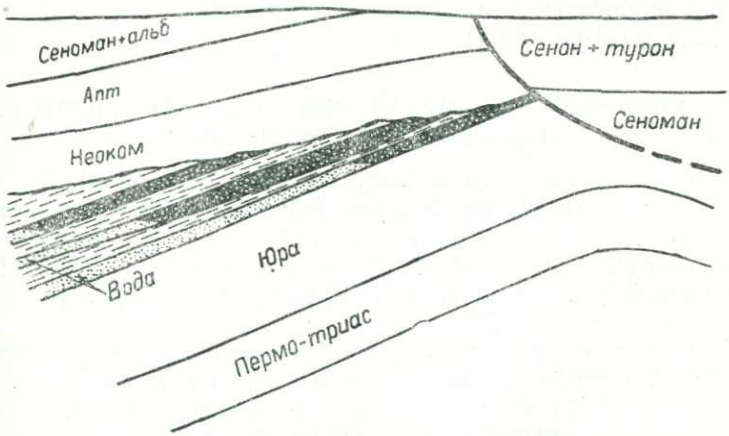
ные сбросами; экранированные солью (фиг. 50); стратиграфические, обусловленные несогласным залеганием вышележащих пород (фиг. 51), литологически ограниченные, связанные с рез-




Фиг. 50. Экранированный тип залежи.

ким изменением литологического состава продуктивных пластов.

Общее количество нефтяных залежей (или горизонтов) в пределах купола при небольшой площади их распространения до-




Фиг. 51. Стратиграфический тип залежи.

стигает более 20, однако в большинстве случаев колеблется в пределах от 4 до 10.

Нефтяные залежи Эмбы, связанные с соляными куполами, обычно характеризуются небольшими размерами. Чаще всего ширина их достигает 300 *м*, при длине залежи 1—1,5 *км*. Поэтому разведчики Урало-Эмбенской нефтегазоносной области

уже давно поставили перед собой задачу поисков новых типов нефтяных месторождений.

В качестве перспективных объектов для таких поисков выдвигались территории, располагающиеся в межкупольных пространствах, где предполагалось наличие нормальных антиклинальных складок и подсолевые отложения (артинские и др.) в зоне соляно-купольных структур. Геофизические исследования, поставленные впервые в 1942—1943 гг. в межкупольных зонах (Макат-Доссор-Сагиз), установили наличие в них антиклинальных структур, не связанных с соляными куполами, но последующее их разбуривание не дало положительных результатов.

Бурение на подсолевые отложения производилось на Макате, где по данным сейсмической разведки была установлена структура в подсолевых отложениях. Однако бурение это не было доведено до конца и нефтегазоносность пород более древних, чем кунгурские, на Южной Эмбе не установлена.

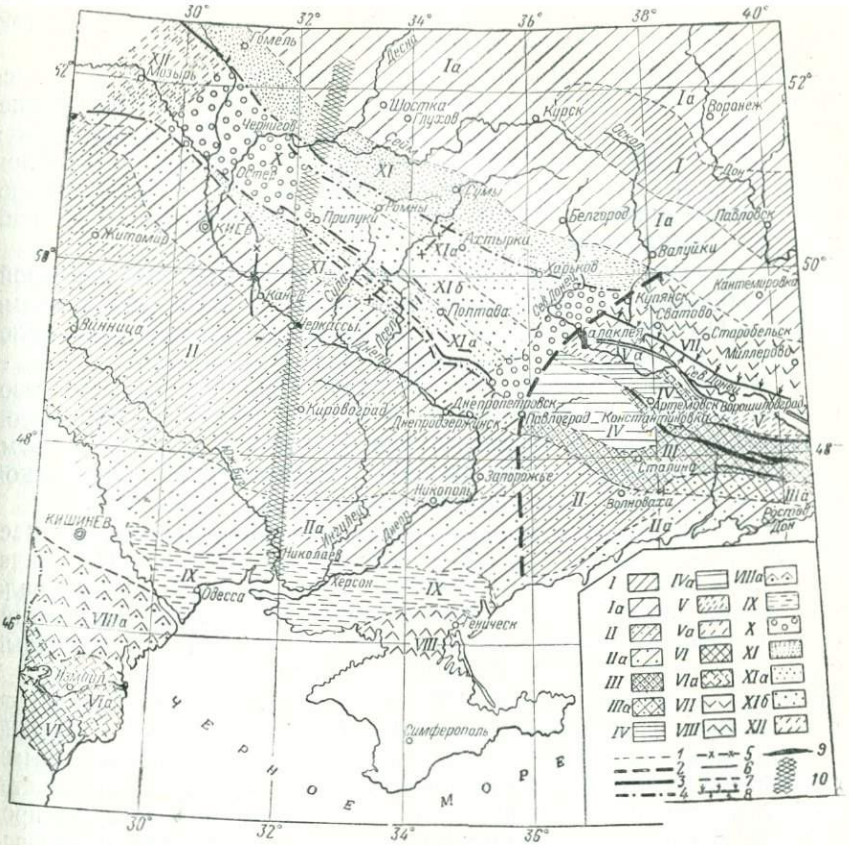
В результате производившегося в последние годы глубокого разведочного бурения в южной части Урало-Эмбенской нефтегазоносной провинции, в пределах Урало-Донбасского гравитационного максимума (Тугаракчанский р-н), выявлено новое перспективное направление поисковых и разведочных работ. Основными объектами глубокой разведки в этом районе являются каменноугольные отложения, весьма сходные по своему составу и слабой метаморфизованности с промышленно нефтеносными осадками Русской платформы, слагающие широкие структуры платформенного типа и трансгрессивно перекрытые осадочными породами мезозоя (юра).

## § 7. ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКАЯ ИЛИ ВОСТОЧНО-УКРАИНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Днепровско-Донецкая нефтегазоносная провинция располагается в восточной части Украинской ССР и представляет довольно сложное геологическое сооружение, в котором можно выделить следующие геотектонические элементы (фиг. 52): Донецкое складчатое сооружение, Преддонецкий прогиб и Днепровско-Донецкую впадину.

Донецкое складчатое сооружение является геосинклинальной областью, выполненной в основном мощными толщами верхнего палеозоя. Основным элементом этого сооружения служит Донецкий кряж, сложенный метаморфизованными прибрежными и континентальными осадками карбона, с осложняющими его строение котловинами (Бахмутской и др.).

Между Донецким складчатым сооружением и Воронежским кристаллическим массивом располагается предгорный Преддонецкий прогиб с более крутым южным бортом, на который надвинуты краевые складки Донецкого кряжа (Северодонецкий надвиг). Преддонецкий прогиб в отличие от геосинклинальных фаций карбона Донбасса сложен платформенными




Фиг. 52. Тектоническая схема восточной части Украинской ССР и сопредельных областей. (Составили И. Ю. Лапкин, С. Е. Черпак, М. В. Чирвинская, 1951 г.).

Докембрийские кристаллические массивы: *I*—Воронежский кристаллический массив; *Ia*—склоны Воронежского кристаллического массива; *II*—Украинский кристаллический массив; *IIa*—склоны Украинского кристаллического массива.

Верхнепалеозойские и нижнемезозойские складчатые сооружения; *III*—Донецкий кряж; *IIIa*—подземное продолжение Донецкого кряжа; *IV*—Бахмутская котловина; *IVa*—Кальмиус-Торецкая котловина; *V*—северный склон Донецкого кряжа; *Va*—западная, более погруженная часть северного склона Донецкого кряжа; *VI*—Добруджский кряж; *VIa*—северный склон Добруджского кряжа.

Предгорные прогибы: *VII*—Преддонецкий прогиб; *VIII*—Генический прогиб (юго-восточная часть Причерноморской впадины); *VIIIa*—Преддобруджский прогиб (юго-западная часть Причерноморской впадины); *IX*—северные склоны Преддобруджского и Генического прогибов (северная часть Причерноморской впадины).

Впадины и их структурные элементы: *X*—Днепровско-Донецкая впадина; *XI*—бортовые части Днепровско-Донецкой впадины; *XIa*—зоны окаймления центрального грабена Днепровско-Донецкой впадины; *XIб*—центральный грабен Днепровско-Донецкой впадины; *XII*—Ельско-Шацилковская депрессия Днепровско-Донецкой впадины. *1*—границы тектонических элементов; *2*—зона предполагаемого разлома в кристаллическом фундаменте между Донецким кряжем, Преддонецким прогибом и Днепровско-Донецкой впадиной; *3*—зона Северодонецкого надвига; *4*—зоны предполагаемых продольных нарушений в кристаллическом фундаменте Днепровско-Донецкой впадины; *5*—зоны предполагаемых поперечных нарушений в кристаллическом фундаменте Днепровско-Донецкой впадины; *6*—нарушения Ельско-Шацилковской депрессии и зон окаймления; *7*—линии, ограничивающие Преддобруджский прогиб (Белградский уступ и др.); *8*—осевая часть Преддонецкого прогиба; *9*—осевые части главных антиклинальных поднятий Донецкого кряжа; *10*—Кировоградская полоса региональных минимумов силы тяжести.

осадками этих отложений, слабо метаморфизованными и меньшей мощности; осевая часть прогиба выполнена мезозойскими образованиями, в основном верхним мелом.

Днепровско-Донецкая впадина, являющаяся частью Русской платформы, выполнена мощной толщей верхнепалеозойских и мезозойских осадков. В ее границах выделяются северная и южная бортовые части с моноклинальным залеганием осадочного чехла и Центральный грабен с окаймляющими его зонами, нарушенными соляными штоками и валообразными поднятиями.

Центральный грабен в осевой части выполнен мезо-кайнозойскими породами и красноцветными образованиями с прослоями гипса и ангидрита. В пределах грабена выделяется ряд валообразных поднятий, осложненных складчатостью.

Днепровско-Донецкая или Восточно-Украинская нефтегазоносная провинция, совпадающая с Днепровско-Донецкой впадиной, располагается в пределах ряда областей (Полтавской, Сумской, Харьковской, Могилевской, Черниговской, Гомельской и др.) и занимает площадь размерами около 420000 $км^2$.

На севере она граничит с Воронежским кристаллическим массивом, на юге — со склонами Азово-Подольского кристаллического массива, а на западе с ядром Полесского девонского вала или моста, связывающего Азово-Подольский массив с Балтийским щитом. Юго-восточным ее ограничением служит западный борт Донецкого каменноугольного бассейна.

Таким образом, Днепровско-Донецкая впадина, будучи со всех сторон ограничена отличными от нее по своему строению геотектоническими элементами и характеризуясь свойственными ей особенностями геологической структуры и нефтегазоносности, может рассматриваться как обособленная нефтегазоносная провинция. В ее строении принимают участие осадочные образования от девона до четвертичных включительно.

Непосредственно на докембрийских породах, являющихся фундаментом Днепровско-Донецкой впадины, представленным метаморфизованным складчатым комплексом, залегают отложения девона, выраженные глинисто-ангидритовыми, глинисто-мергелистыми и галогенными образованиями. Среди последних присутствуют прослои битуминозных сланцев, мергелей и ракушников с фауной франского яруса (Исачки). Общая мощность этих отложений колеблется от 38 (Полтава) до 78 *м* (Исачки).

К девонским же отложениям некоторые исследователи относят диабазы, изученные в Ромнах и Исачках.

Каменноугольные отложения, развитые в пределах Днепровско-Донецкой впадины, залегают на породах, относимых к девону, или несогласно ложатся различными своими горизонтами на докембрий.

Наиболее древние горизонты карбона представлены турнейскими известняками мощностью до 170 *м*. Выше залегает свита

темных глинистых сланцев с прослоями горючих сланцев и каменного угля, относимая к визейскому ярусу; мощность до 563 *м*.

Еще выше располагается толща, представленная глинистыми и карбонатными сланцами с прослоями известняков, алевролитов и песчаников, общей мощностью от 100 до 180 *м*, относимая к намюрскому ярусу.

Выше залегают угленосные отложения среднего карбона, представленные толщей темносерых и зеленовато-серых песчанистых глин с прослоями песков и песчаников, с тонкими прослоями угля, переходящие выше в пестроцветную толщу, вскрытую бурением в Ромнах, представленную песками и реже конгломератами, глинами, известняками и песчаниками, окрашенными в красные, голубовато-зеленые и желтые цвета, охарактеризованные в нижней части морской фауной. В составе этих отложений мощностью от 1400 до 2000 *м* выделяются башкирский и московский ярусы. Верхняя часть пестроцветной свиты, не содержащая фауны, относится, повидимому, уже к континентальным образованиям пермского, триасового и нижнеюрского возраста.

Присутствие пермских отложений в Днепровско-Донецкой впадине достаточно определенно установлено в Черниговской опорной скважине и других пунктах впадины. Исходя из находок пермской фауны, к нижнепермским отложениям относят глинисто-ангидритовую толщу мощностью до 66 *м*, а к нижней перми — песчано-конгломератовую свиту мощностью несколько более 200 *м*.

Триасовые отложения обнаружены при бурении южнее Ромен и в других пунктах (Чернигов, Полтава и т. д.), и представлены сургучно-красными глинами. Мощность триасовых отложений колеблется в широких пределах — от 70 *м* (Ромны) до 440 *м* (Домановичи).

Юрские отложения в Днепровско-Донецкой впадине сравнительно хорошо изучены в Каневском районе и по северной окраине впадины. В Каневском районе известны отложения байоса мощностью до 55 *м*, представленные темными глинами, выше которых залегают бурые и серые глины и мергели с типичной фауной нижнего келловея Поволжья. Средний и верхний келловей представлен песчаниками мощностью 2 *м*.

Присутствие всех трех отделов юры установлено в разрезе Перекоповской скважины, где нижне- и среднеюрские отложения, представленные континентальными образованиями, выражены серыми и местами кирпично-красными глинами и светлосерыми песчаниками, а верхняя юра (келловей и оксфорд) — морскими осадками — серыми плотными глинами. Мощность юрских отложений достигает 600 *м*.

К нижнемеловым отложениям в Днепровско-Донецкой впадине относится пачка кварцевых песков мощностью до 30 *м*, в верхней части которой залегает слой песчаных фосфоритов. Среди фосфоритов были найдены редкие верхнеальбские ископаемые.

Отложения верхнего мела представлены более полно — сеноманским ярусом и турон-датскими породами.

Сеноман выражен глауконитовыми кварцевыми песками мощностью 3—10 *м*, налегающими на кварцевые пески альба. В кровле сеномана залегает сплошная плита фосфоритов, известная под названием «курского саморода»; в фосфоритах встречены многочисленные кости рептилий и ряд характерных сеноманских моллюсков (устрицы) и брахиопод. В Каневском районе мощность сеноманских отложений, представленных глауконитовыми, частью известковистыми песками, переходящими в плотные кремнистые песчаники, достигает 50 *м*.

Толща турон-датских отложений представлена белым мелом и белыми мергелями мощностью от 221 до 552 *м* (Кириковка). Встречена морская фауна, характерная для туронского, кониакского, сантонского, кампанского, маастрихтского и датского ярусов.

Третичные отложения Днепровско-Донецкой впадины начинаются глауконитовыми песками с конкрециями фосфоритов каневского яруса, мощностью от 20 до 30 *м*. Местами между белым писчим мелом и палеогеном залегает пачка (мощностью 10 *м*) конгломерата (Ромны). Пески каневского яруса, относимые к нижнему эоцену или палеоцену, покрываются зеленовато-серыми глауконитовыми песками мощностью до 18 *м*, с прослоями неправильных сростков кремнистого песчаника с фауной, позволяющей относить вмещающие ее породы к бучакскому ярусу (средний эоцен). Местами (у сел. Трактемиров) отложения бучакского яруса выражены сыпучими кварцевыми песками с прослоями и крупными конкрециями песчаников. В большинстве случаев в пределах Днепровско-Донецкой впадины трудно подразделить описанные отложения на бучакский и каневский ярусы, почему они и объединяются обычно под единым наименованием бучакско-каневского яруса. Суммарная мощность этих осадочных образований колеблется от 112 до 420 *м* (перекоповская скважина).

Выше бучакско-каневских отложений залегают породы киевского яруса (верхний эоцен), представленные синевато- и зеленовато-серыми глинами, местами переходящими в мергели, с фауной, рыбными и растительными остатками. В основании киевского яруса залегают зеленовато-серые пески (мощностью 2 *м*) с многочисленными фосфоритовыми сростками. Максимальная мощность киевского яруса достигает 68 *м*.

Выше отложений киевского яруса залегают связанные с ними постепенным переходом породы харьковского яруса (нижний олигоцен), представленные зелеными рыхлыми песчанистыми глинами с типичными опоками, иногда переходящими в спонголиты. В основании описываемых отложений залегает пачка мощностью в 10—12 *м* серых или зеленовато-серых песков со значительной примесью глауконита, слюды и растительными остатками. На западном продолжении Роменской струк-

туры, в отложениях харьковского яруса, обнаружены прослои углей. Местами наблюдается значительное обогащение песчанистым материалом, в результате чего в общем разрезе пески играют преобладающую роль (мандриковская фация). Общая мощность пород харьковского яруса колеблется от 40 до 450 *м*.

Залегающие выше отложения, относимые ранее к полтавскому ярусу, выражены мелкозернистыми песками белыми и серовато-белыми, кварцевыми, иногда с примесью каолина и прослоями (в низах) бурого угля. В связи с отсутствием фауны достаточно определенных данных о возрасте описываемых отложений не имеется. По А. Д. Архангельскому, возраст пород полтавского яруса определяется как верхний олигоцен. Другие исследователи на основании изучения остатков ископаемой флоры приходят к выводу о принадлежности нижней части полтавского яруса к континентальной эпохе верхнего олигоцена и нижнего миоцена, а верхнюю часть полтавского яруса относят к среднему и верхнему миоцену до среднего сармата включительно (Я. М. Коваль). Мощность отложений полтавского яруса колеблется в пределах от 30 до 67 *м*.

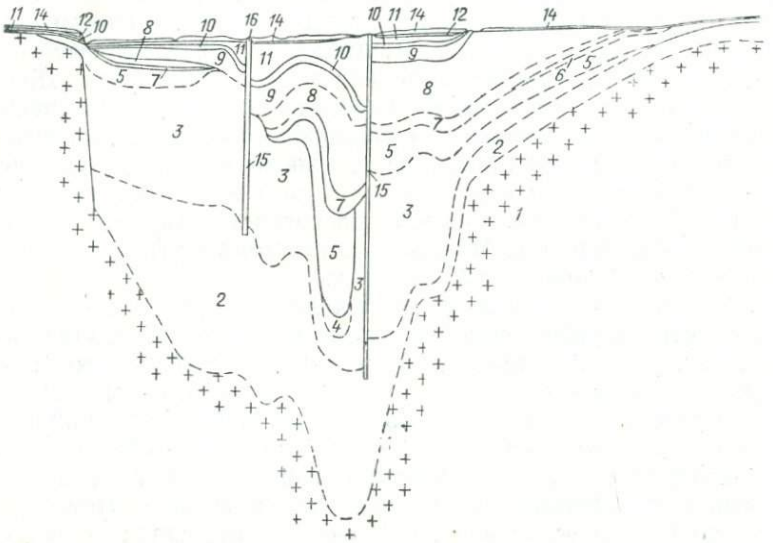
В наиболее поздних работах полтавский ярус как самостоятельный стратиграфический комплекс не выделяется, так как, по мнению ряда исследователей, в состав полтавского яруса входят разновозрастные породы, в основной своей массе относящиеся к неогену. Пески полтавского яруса перекрываются пачкой небольшой мощности (2—4 *м*) пестрых красно-бурых и кирпично-красных глин, спорадически окрашенных в желтый и малиновый цвета. Возраст этих отложений в связи с отсутствием фауны точно не установлен. Обычно они относятся к неогену (плиоцену?) или к четвертичным образованиям, хотя некоторые исследователи (О. В. Крашенинникова и др.) считают возможным относить их к верхнему миоцену.

Развитые в Днепровско-Донецкой впадине четвертичные образования представлены доледниковыми (суглинки, горшечные глины), ледниковыми (валунные отложения) и послеледниковыми (лёссовидные суглинки, лёсс, супеси) образованиями. Мощность их довольно значительна и местами достигает 50 и даже 120 *м*.

Общие черты тектонического строения Днепровско-Донецкой впадины были выявлены благодаря применению геофизических исследований, постановка которых относится еще к 1932 г. Начиная с этого времени в границах Днепровско-Донецкой впадины выполнен большой объем магнитометрических, гравиметрических, электроразведочных и сейсмических работ, на основании которых можно считать, что Днепровско-Донецкая впадина представляет собой обширный прогиб (фиг. 53) в докембрийских породах, характеризующийся пологими крыльями и осложненный в приосевой части Центральным грабеном. Приосевая часть прогиба заполнена осадочными образованиями мощностью 4—5 тыс. *м*.

Кроме основных северного и южного разломов, по которым произошло опускание впадины, намечается еще несколько параллельных им разломов, по которым породы докембрийского фундамента оказались погруженными к центру впадины путем ряда уступов.

Характер сочленения Днепровско-Донецкой впадины с располагающимся к востоку от нее Донбассом изучен еще недостаточно.



Фиг. 53. Геологический разрез вкрест простирания Днепровско-Донецкой впадины (по И. Т. Шаменко, 1946 г.).

*1*—докембрийские образования; *2*—девонские отложения; *3*—каменноугольные отложения; *4*—триасовые отложения; *5*—юрские отложения; *6*—нижнемеловые отложения; *7*—сеноманский ярус; *8*—турон-датские отложения; *9*—бучакско-каневский ярус; *10*—киевский ярус; *11*—харьковский ярус; *12*—полтавский ярус; *13*—пестрые глины; *14*—четвертичные отложения; *15*—каменная соль; *16*—каменная шапка соляных куполов.

Характерным типом структурных форм, развитых во впадине, служат относительно укороченные брахиантиклинальные складки с пологими крыльями северо-западного простирания, параллельного простиранию впадины. Часть из этих поднятий имеет четко выраженную соляную тектонику и благодаря наличию протыкающего соляного ядра довольно крутое падение пород на участках, располагающихся вблизи соляного штока.

Из этого типа структур наиболее хорошо изучен Роменский купол, располагающийся в 10 *км* от г. Ромны по левому берегу р. Сулы, четко выраженной топографическим поднятием (гора Золотуха).

По своему строению Роменская структура представляет собой соляной купол. В ядре купола залегает докарбоновый соляной шток, длинная ось которого имеет 5,5 *км*, короткая около 2 *км*.

Соляной шток, залегающий в ядре структуры на глубине

от 87 до 800 *м*, по своей форме напоминает цилиндр (в меридиональном сечении), пережатый посредине (фиг. 54), благодаря чему четко выделяются его нависающие сверху края. Соляной шток покрывает глинистая гипсовая покрышка (кэпрок) мощностью от 12 до 50 *м* (на крыльях).

Между соляным штоком, мощность которого вскрыта бурением до 1946 *м*, и облекающими его нормальными осадочными породами располагается толща глинистой брекчии с обломками и утесами диабазов (мощностью до 20 *м* и по площади до 4 *га*). В составе брекчии встречены палеозойские, верхнемеловые и палеогеновые породы. Соляной шток Роменского купола прорывает породы, начиная с девонских.

Форма купола асимметричная с приподнятым северным крылом и опущенным южным; углы падения пород колеблются от 3—5 до 25—50° на северном крыле и от 10 до 30—40° на южном, увеличиваясь в более древних породах.

Роменский соляной купол приурочен к складке северо-западного простирания, прослеживается на протяжении около 100 *км* при ширине около 8 *км*.

К структурам того же типа, что и Роменский купол, т. е. к открытым, следует отнести Исачковский, Дмитриевский и другие купола. В некоторых куполах (например, Давыдовский) соль не прорывает окружающих ее осадочных пород (закрытые купола).

Признаки нефтегазоносности в Днепровско-Донецкой впадине были обнаружены впервые в диабазовой брекчии Роменского купола (1937 г.). В дальнейшем в результате буровых работ нефтегазопроявления были установлены в ряде стратиграфических комплексов.

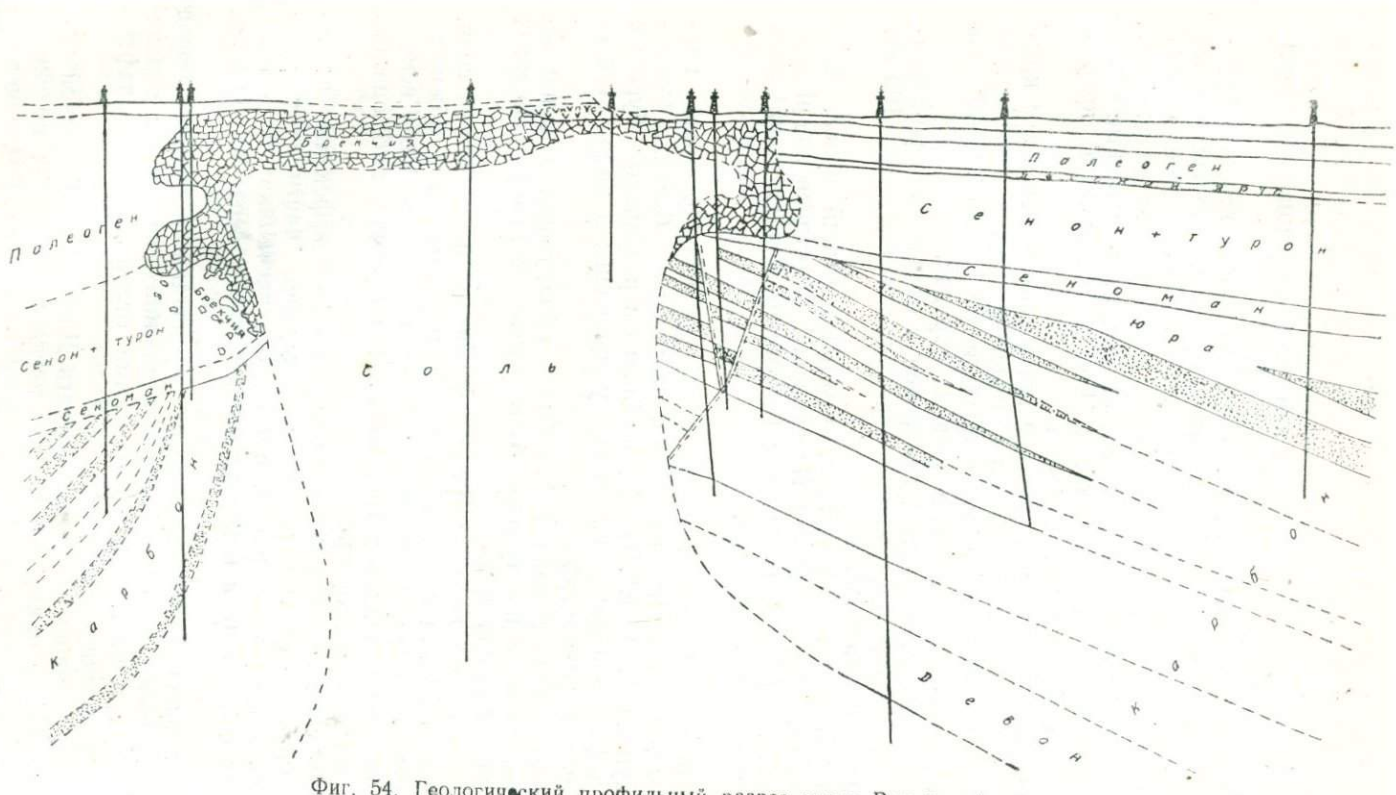
В отложениях девона нефть была обнаружена в кальцитовых прожилках и по трещинам в свите метаморфизованных известковистых сланцев.

Присутствие жидкой нефти установлено в каменной соли, в зоне ее контакта с вышележащими породами и в обломках глинистых сланцев, включенных в каменную соль. При вскрытии бурением контакта каменной соли и брекчии наблюдались сильные газовые выбросы.

В каменноугольных отложениях наиболее эффектные нефтегазопроявления были установлены в верхней части известняковой свиты нижнего карбона, в песках и песчаниках среднекарбоновых отложений и в песках нижней части верхнекарбоновых слоев.

Обильные нефтепроявления, от пропитанных нефтью пород до небольших притоков нефти в скважинах, связаны с верхнемеловыми и, в частности, сеноманскими отложениями, где нефтью насыщены пески и песчаники.

Промышленная нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины была установлена в 1950 г., когда в результате поисковых и разведочных работ в Миргородском районе на Радченковской

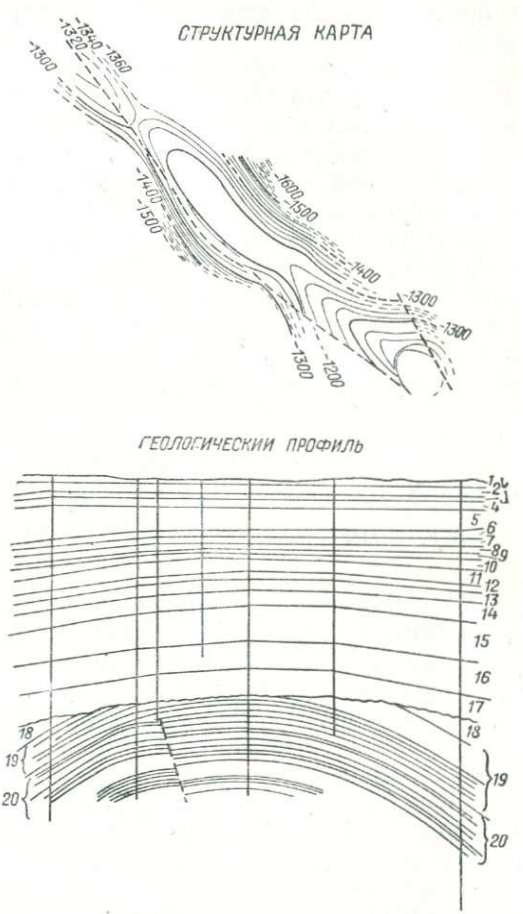



Фиг. 54. Геологический профильный разрез через Роменский купол.

структуре в отложениях нижнего карбона (намюрский ярус) был вскрыт промышленный приток легкой нефти. В процессе дальнейшей разведки на той же структуре была выявлена промышленная газоносность триасовых отложений, представленных переслаиванием рыхлых песков, мелко- и среднезернистых песчаников и буровато-красных глин; в одной скважине из триасовых отложений был получен также небольшой приток нефти.

В каменноугольных отложениях при бурении получены многочисленные нефтегазопроявления и опробыванием установлена промышленная нефтегазоносность ряда горизонтов.

По своему строению Радченковское месторождение представляет брахиантиклинальную структуру северо-западного простирания, осложненную солевым штоком в юго-восточной ее части и разделенную на два участка — юго-восточный и северо-западный — сбросом широтного простирания. Юго-восточный участок по сравнению с северо-западным приподнят на 200 *м* (фиг. 55).




Фиг. 55. Геологическое строение Радченковской антиклинальной структуры.

*1*—четвертичные отложения; *2*—харьковский ярус; *3*—киевский ярус; *4*—канево-бучакский; *5*—сенон-турон; *6*—сеноман; *7*—верхний мел; *8*—нижний мел; *9*—келловей; *10*—бат; *11*—байос; *12*—байос-аален; *13*—верхний лейас; *14*—средний и нижний лейас; *15*—глинистая свита; *16*—песчанистая свита; *17*—пермь; *18*—башкирский ярус; *19*—намюрский ярус; *20*—визейский ярус.

Другим промышленным месторождением Днепровско-Донецкой впадины является Шебелинское газовое месторождение, располагающееся на западном погружении Донецкого кряжа, где промышленная газоносность связана с соленосными отложениями нижней перми, сложенными в брахиантиклинальную складку.

Кроме упомянутых месторождений, в пределах Днепровско-Донецкой впадины имеется еще ряд антиклинальных структур (Красно-Оскольская, Михайловская, Петровский купол и др.) с признаками нефтеносности в нижне-, средне- и верхнекаменноугольных отложениях.

На основании уже имеющегося материала можно считать несомненным, что Днепровско-Донецкая впадина обладает большими перспективами в отношении нефтегазоносности.

Справедливость этого предположения подтверждается наличием благоприятных для скопления нефти и газа структур, пористых пород, которые могут быть коллекторами, и обильных нефтегазопроявлений, а также получением промышленных притоков нефти и газа из карбоновых, нижнепермских и нижнетриасовых отложений на южной окраине Днепровско-Донецкой впадины. Перспективными для поисков нефтяных и газовых залежей являются отложения палеозоя (девон, карбон, пермь), в первую очередь на тех участках, где можно ожидать наличие благоприятных фаций и условий, способствующих образованию стратиграфических ловушек.

Такие условия, несомненно, существуют в южной и северной окраинах Днепровско-Донецкой впадины.

## § 8. ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ (ВТОРОЕ БАКУ)

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция или, как часто ее называют, Второе Баку, располагается в пределах обширной территории, протягивающейся на север до побережья Белого моря, на востоке ограничивается узкой полосой крутых складок передовых хребтов Уральских гор, а на юге — северными границами Эмбенской нефтегазоносной провинции и северо-восточной окраины Донбасса.

Западная граница Волго-Уральской нефтегазоносной провинции пока точно не установлена. Чисто условно она намечается по меридиану г. Горького, хотя дальнейшее ее продолжение на запад вполне вероятно.

Большая часть этой огромной территории сложена слабо нарушенными, почти горизонтально залегающими отложениями преимущественно верхней перми. На поверхности они обнажаются на правом возвышенном берегу р. Волги, начиная от г. Горького, вниз по течению до г. Тетюшей, в берегах р. Камы, вдоль железнодорожных линий Куйбышевского узла и во многих других пунктах.

Ближе к Уралу на поверхность выходят более древние отложения палеозоя (казанские и кунгурские), а на юге (к югу от Саратова и в окрестностях г. Сталинграда) развиты отложения мезокайнозоя, трансгрессивно перекрывающие более древние коренные породы.

В северной части провинции отложения верхнего палеозоя перекрываются ледниковыми осадками.

История развития нефтяной промышленности Волго-Уральской провинции, или Второго Баку, весьма поучительна. Начало изучения нефтеносности этой территории относится еще к 1760 г., когда впервые Шебером были указаны в Поволжье нефтепроявления. В 1767—1768 гг. Лепехин описывает выходы нефти на р. Белой в 9 км от Ишимбая. В 1860 г., т. е. примерно через 100 лет после первых упоминаний в литературе о нефтяных источниках, начинаются буровые работы в ряде пунктов Поволжья, не давшие, однако, положительных результатов.

Одновременно к изучению нефтеносных площадей приступили крупнейшие геологи того времени Романовский, Гельмерсен, А. П. Павлов, которому принадлежит крупная заслуга в установлении у Жигулей большого тектонического нарушения, доказывающего определенную связь нефтепроявлений со структурными формами и вероятность наличия нефтяных залежей на глубине. Однако, несмотря на эти данные, положительно оценивающие перспективность недр в отношении нефтеносности, разведочные работы в тот период не получили должного развития.

Только в 1929 г., после получения нефтяного фонтана в Верхне-Чусовских городках, из скважины, пробуренной для разведки на калийные соли, разведочные работы были развернуты более широко, но вскоре в связи с незначительными размерами нефтяного месторождения дальнейшая их разведка была прекращена. Только благодаря настойчивости акад. И. М. Губкина по его инициативе работы были продолжены и завершились открытием ряда нефтяных месторождений. В 1932 г. была начата эксплуатация Ишимбаевского месторождения нефти, а в 1934 г. были получены первые обнадеживающие результаты возле Сызрани и в Яблоновом овраге.

В 1934 г. на XVII съезде ВКП(б) товарищем И. В. Сталиным была поставлена задача: «Взяться серьезно за организацию нефтяной базы в районах западных и южных склонов Уральского хребта». Для решения этой крупнейшей проблемы, исключительная важность которой с полной очевидностью выявилась во время Великой отечественной войны, когда связь центральных районов СССР с основными нефтедобывающими районами Кавказа была сильно затруднена, были привлечены крупнейшие научные силы во главе с акад. И. М. Губкиным.

В 1936 г. в Краснокамске из каменноугольных отложений была получена промышленная нефть; в 1937 г. началась промышленная разработка Туймазинского, Бугурусланского, Сызранского месторождений и месторождения Яблоновый овраг. В 1938—1939 гг. промышленная нефть была получена на Северокамском и Полазненском поднятиях Молотовской области, газ в Тепловском районе, в 1940 г. нефть на Похвистневской площади около г. Бугуруслана.

За восемь лет, с 1929 до 1937 г., добыча нефти на промыслах Волго-Уральской провинции увеличилась почти в 20 раз.

Таблица 3

**Стратиграфия палеозойских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Второе Баку)[1], 1952 год**

| Эры | Системы | Отделы | Ярусы | Свиты, подъярусы | Слои, горизонты, зоны | | Краткая литологическая характеристика |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Мезозойская | Триасовая (Т) | Нижний | Ветлужский | | | | Розовые и серые пески и песчаники с линзами конгломерата |
| Палеозойская | Пермская (Р) | Верхний ($P_2$) | Татарский $P_2^{tat}$ | Верхнетатарский (сарминская толща) | Парейозавровая зона | | Глины красные и зеленые с мощными линзами косослоистых песчаников и прослоями известняков; меднорудные проявления |
| | | | | Нижнетатарский (уржумская толща) | Дейнецефаловая зона | | Чередование пестроокрашенных мергелей, глин и песчаников с прослоями известняков; меднорудные проявления |
| | | | Казанский $P_2^k$ | Верхнеказанский (красновидовский пелециподовый или конхиферовый) | Цехштейн | Белебеевская свита (континентальные отложения) | Преимущественно доломиты; местами красноцветные отложения (белебеевская, уфимская свиты), меднорудные проявления (цехштейн)<br>Среди нижнеказанских отложений часто встречаются серые глины, пески и песчаники с богатой фауной и прослоями доломитов; местами галогенные осадки |
| | | | | Нижнеказанский (камский или спириферовый) | | Юговская свита (континентальные отложения) | |
| | | | Уфимская свита | | | | |
| Палеозойская | Пермская (Р) | Нижний ($P_1$) | Кунгурский $P_1^{kg}$ | | Верхний<br>Средний<br>Нижний | | Ангидриты, гипсы, доломиты, каменные и калийные соли; местами, в кровле, пестроокрашенные породы (бирская свита) |
| | | | Артинский $P_1^a$ | Верхнеартинский<br>Нижнеартинский | Саргинский<br>Иргинский<br>Бурцевский | | Песчано-глинистые отложения с прослоями известняков (западный склон Урала и восточная полоса Приуралья); карбонатные фации (в западной части Приуралья); рифогенные образования (Чусовские городки, Стерлитамакско-Ишимбаевский район), а далее к западу — фузулиновые и штаффелевые карбонатные отложения |
| | | | Сакмарский $P_1^s$ | Верхнесакмарский<br>Нижнесакмарский | Стерлитамакский<br>Тастубский<br>Швагериновый | | |
| | | Верхний ($C_3$) | Гжельский $C_3^2$ | Омфалотроховый горизонт Подмосковья | Псевдофузулиновый | | На крайнем востоке (на западном склоне Урала) кремнисто-мергельно-глинистые отложения (верхняя половина $C_3$), а по основной части области и в нижней половине разреза $C_3$ западного склона Урала карбонатные отложения (известняки, доломитовые известняки и доломиты) |
| | | | | | тритицитовый горизонт | Зона Triticites jigulensis | |
| | | | | | | Зона Triticites stuckenbergi | |
| | | | Касимовский $C_3^1$ | Тегулиферинoвый горизонт Подмосковья | | Зона Trit. arcticus и Trit. acutus | |
| | | | | | | Зона Trit. montiparus | |
| | | | | | Зона с протритицита | | |

Продолжение табл. 3

| Эры | Системы | Отделы | Ярусы | Свиты, подъярусы | Слои, горизонты, зоны | Краткая литологическая характеристика |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Палеозойская | Каменноугольная (С) | Средний ($C_2$) | Московский $C_2^2$ | | Мячковский и ведекинделлиновый | Известняки, доломитовые известняки, доломиты и отчасти мергели |
| | | | | | Подольский | |
| | | | | | Каширский | Доломиты, доломитовые известняки и известняки, в низах глины; в основании конгломерат (местами) |
| | | | | | Верейский | Глины зеленовато-серые, местами пестроокрашенные песчаники, мергели и известняки, в основании конгломерат |
| | | | Башкирский $C_2^1$ | Тепловская свита (верхнебашкирский) | Верхний | Известняки (Урал и Приуралье), песчаноглинистые отложения и известняки, Саратовское Поволжье) |
| | | | | Нижнебашкирский | Нижний | Известняки светлые и белые |
| Палеозойская | Каменноугольная (С) | Нижний ($C_1$) | *Намюрский* $C_1^3$ | Верхний | | На большой части территории Урало-Поволжья верхний намюр отсутствует, а на западном склоне Урала — известняки и доломиты |
| | | | | *Нижний* | *Протвинский* | Доломиты и известняки |
| | | | Визейский $C_1^2$ | Серпуховский | Стешевский Тарусский | |
| | | | | Окский | Веневский Михайловский Алексинский | Известняки серые, буроватые и желтоватые, доломиты |
| | | | | Яснополянский (продуктивная свита) | Тульский Угленосный (сталиногорский) | Глинисто-песчаные отложения, темные глины, пески, песчаники, известняки и мергели, пирит, местами углистые сланцы |
| | | | Турнейский $C_1^1$ | Верхнетурнейский (Чернышенский) | Кизеловский, Черепетский (агеевская толща и чернышенские известняки) | Известняки |

Продолжение табл. 3.

| Эры | Системы | Отделы | Ярусы | Свиты, подъярусы | Слои, горизонты, зоны | Краткая литологическая характеристика |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Каменноугольная (С) | Нижний ($C_1$) | Турнейский | Нижнетурнейский (лихвинский) | Упинский, Малевский | Известняки |
| Палеозойская (D) | Девонская | Верхний ($D_3$) | Фаменский $D_3^2$ | | Данково-лебедянские слои, Задонско-елецкие | Известняки и доломиты, иногда с прослоями глин |
| | | | Франский $D_3^1$ | | Евлановско-ливенские, воронежские и мендымские | |
| | | | | | Доманиковые | Чередование темносерых и черных битуминозных кремнисто-карбонатных пород и известняков |
| | | | | | Саргаевские или шугуровские | Глины серые и темносерые известняки |
| | | | | | Кыновские (михайловские) | Глины зеленовато-серые и бурые с прослоями известняков в верхней части |
| | | Верхний | | | Пашийские (нарышевские, яблоновские) | Песчаники кварцевые мелкозернистые и кварцевые алевролиты с подчиненными прослоями аргиллитов (песчаники $D_I$ и $D_{II}$ в Бавлах) |
| | | Средний ($D_2$) | Живетский $D_2^2$ | Верхнеживетский | Ардатовские | Алевролиты, аргиллиты с прослоями песчаников (горизонты $D_{III}$ и $D_{IV}$ в Бавлах) |
| | | | | Нижнеживетский | | Известняки, мергели (вверху), алевролиты и аргиллиты |
| | | | Эйфельский $D_2^1$ | | Такатинские | Песчаники грубозернистые, мелко- и среднезернистые |
| | | Нижний $D_1$ | Кобленцский $D_1^2$ | Бавлинская свита [2] | | Розовые, фиолетово-коричневые разнозернистые кварцевые и кварцево-полевошпатовые песчаники с прослоями алевролитов и аргиллитов |
| | | | Жединский $D_1^1$ | | | |
| | | | | | | Перерыв |
| Докембрий | | | | | | Граниты и гнейсы |

[1] По материалам унифицированных схем стратиграфии девонских, каменноугольных и пермских отложений, разработанных на специальных совещаниях ВНИГРИ, и данным разных авторов.

[2] Возраст бавлинской свиты точно не установлен и колеблется от $D_1$ до Cm.

В годы Великой отечественной войны (1941—1945 гг.) дальнейший рост нефтяной промышленности Второго Баку продолжался еще более ускоренными темпами. В этот период были открыты месторождения Елшанка, Кинзебулатово и многие другие. Однако крупнейшим достижением в эти годы следует считать выявление в 1944 г. в пределах Волго-Уральской нефтеносной провинции промышленной нефтеносности девонских отложений, сначала в Яблоновом овраге, а затем в Туймазах (Западная Башкирия), чрезвычайно увеличевшей перспективы нефтеносности Второго Баку.

В дальнейшем площадь нефтеносности девонских отложений расширяется до настоящего времени. По имеющимся данным, перспективы дальнейшего развития нефтяной промышленности Второго Баку исключительно велики. Задача, поставленная в 1934 г. на XVII съезде ВКП(б) товарищем Сталиным о создании нефтяной базы в районах западных и южных склонов Уральского хребта, выполнена.

Тектоническое строение Волго-Уральской нефтеносной провинции, в значительной части связанной с Восточно-Европейской платформой, характеризуется всеми особенностями платформенных областей. Такими особенностями являются: очень пологая (в большинстве случаев) складчатость слагающих ее палеозойских отложений, залегающих почти горизонтально, а в структурах с наклоном пород, измеряемым единицами и даже долями градусов, относительно небольшая мощность осадков и, как следствие, сравнительно неглубокое залегание кристаллического (докембрийского) фундамента. Например, глубина залегания кристаллического фундамента в Бавлах несколько более 2000 *м*, в Туймазах около 1750 *м*, в Яблоновом овраге 1600 *м*, в Подмосковной впадине 1648 *м* (Боенская скважина) и т. д.

В строении нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции принимает участие комплекс осадочных образований, охватывающий интервал осадков от девона до современных включительно. Однако третичные и мезозойские (начиная с триаса) породы в пределах рассматриваемой территории в отношении нефтегазоносности не играют существенной роли. Интерес представляют лишь отложения палеозоя от девона до перми включительно. Стратиграфия этих отложений изучена довольно детально, так как в пределах Второго Баку — Волго-Уральской нефтегазоносной провинции — пробурены уже многие тысячи скважин, керн которых, а также породы, обнажающиеся на поверхности, были тщательно и всесторонне изучены.

Мощность и литологический состав палеозойских отложений Второго Баку варьирует в широких пределах.

Приводимая схема (табл. 3) является условной и в ней указываются лишь основные стратиграфические комплексы, характеризующиеся наличием нефтепроявлений и пользующиеся наи-

более широким распространением в нефтеносных районах Второго Баку.

Наиболее древним горизонтом палеозоя в Волго-Уральской области является бавлинская свита, возраст которой до настоящего времени точно не установлен и определяется в границах от кембрия до нижнего девона. По литологическим признакам она подразделяется в восточной части Русской платформы на две подсвиты: нижнебавлинскую, представленную толщей аркозовых и красноцветных кварцевых песчаников, и верхнебавлинскую, выраженную зелеными полимиктовыми породами. На западном склоне Урала возрастным аналогом этой свиты является, повидимому, ашинская свита.

Девонские отложения представлены нижним, средним и верхним отделами.

Отложения нижнего девона палеонтологически установлены только на Урале, где они подразделяются на два яруса: нижний жединский и верхний кобленцский. В Волго-Уральской области фаунистически охарактеризованные осадки нижнего девона не обнаружены и непосредственно на кристаллическом допалеозойском фундаменте в большинстве районов залегают отложения среднего девона.

В среднем девоне выделяют два яруса: нижний эйфельский и верхний живетский. К эйфельскому ярусу условно относятся токатинские слои, выраженные песчаниками.

Живетский ярус представлен двумя подъярусами: нижнеживетским, состоящим из карбонатных пород — известняков, мергелей и алевролитов и аргиллитов, и верхнеживетским, представленным алевролитами и аргиллитами с прослоями песчаников. Подразделение живетского яруса на верхний и нижний подъярусы основано на палеонтологических данных.

Верхний девон состоит из двух ярусов: нижнего — франского и верхнего — фаменского. Франский ярус представлен кварцевыми песчаниками и глинами (аргиллитами), по фауне подразделяется на нижний, средний и верхний подъярусы. Нижний и средний подъярусы по биостратиграфическим данным подразделяются каждый на две зоны. Верхний подъярус франского яруса соответствует одной биостратиграфической зоне.

К франскому ярусу относятся пользующиеся широкой известностью в нефтеносных районах пашийские (нарышевские, яблоновые), кыновские (михайловские), саргаевские (или шугуровские), доманиковые (битуминозные известняки), мендымские, воронежские и евлановско-ливенские слои. Все перечисленные слои представлены терригенными (песчаники, глины) и карбонатными (местами битуминозными) породами.

В верхней части франского яруса преобладают известняки, в нижней — терригенные породы.

Фаменский ярус состоит из двух подъярусов: нижнего и верхнего. Верхний подъярус по фауне подразделяется на две биостратиграфические зоны. К нижнему подъярусу фаменского

яруса относятся задонско-елецкие слои, а к верхнему подъярусу — данково-лебедянские.

Литологически все отложения фаменского яруса представлены известняками и доломитами с прослоями глин.

Залегающие выше отложения карбона или каменноугольной системы принято подразделять на три отдела: нижний, средний и верхний.

Нижний отдел каменноугольной системы состоит из трех ярусов (снизу вверх): турнейского, визейского и намюрского

Турнейский ярус, представленный в основном известняками, подразделяется на два подъяруса: нижний — лихвинский и верхний — чернышинский. В составе лихвинского подъяруса выделяют малевский (нижний) и упинский (верхний) горизонты. В чернышинском подъярусе выделяют (снизу вверх) черепетский и кизеловский горизонты.

Визейский ярус подразделяется на три подъяруса: нижний — яснополянский, средний — окский и верхний — серпуховский. Породы яснополянского подъяруса представлены темными глинами, песками, песчаниками, известняками, мергелями, местами углистыми сланцами. В его составе выделяются угленосный (сталиногорский) и тульский горизонты.

Подразделение на горизонты произведено по микрофауне.

В составе окского подъяруса, представленного известняками и доломитами, выделены снизу вверх алексинский, михайловский и веневский горизонты. В серпуховском подъярусе, также представленном доломитами и известняками, выделяют тарусский (нижний) и стешевский (верхний) горизонты.

Намюрский ярус нижнего карбона подразделяется на два подъяруса — нижний и верхний. В состав нижненамюрского подъяруса входит протвинский горизонт.

Преобладающими породами для отложений намюрского яруса являются известняки и доломиты.

Средний отдел каменноугольной системы состоит из двух ярусов: нижнего — башкирского и верхнего — московского. Башкирский ярус по литологическим признакам подразделяется на две толщи: нижнюю (светлые известняки) и верхнюю (известняки и песчано-глинистые отложения). В состав последней условно входит тепловская свита. Московский ярус на подъярусы не подразделяется, но в нем выделяются ряд отдельных горизонтов (снизу вверх): верейский, каширский, подольский и мячковский (включая ведекинделлиновый). Большинство перечисленных горизонтов представлены известняками, доломитами и мергелями; терригенные породы — глины и песчаники, конгломераты — характерны для верейского горизонта и частично для низов каширского.

Верхний карбон представлен двумя ярусами: нижним — касимовским и верхним — гжельским.

Литологически касимовский и гжельский ярусы представлены известняками и доломитами.

Выше верхнего карбона залегают отложения пермской системы, которая подразделяется на верхний и нижний отделы.

В нижнем отделе пермской системы выделяют (снизу вверх) три подъяруса: сакмарский, артинский и кунгурский.

Сакмарский ярус подразделяется на нижнесакмарский и верхнесакмарский подъярусы. В составе этих подъярусов выделяются (снизу вверх) швагериновый, тастубский и стерлитамакский горизонты.

Артинский ярус также подразделяется на два подъяруса: нижнеартинский и верхнеартинский, которые включают (снизу вверх) бурцевский, иргинский и саргинский горизонты. Литологически отложения сакмарского и артинского ярусов представлены в двух основных фациях: песчано-глинистой с прослоями известняков на востоке и карбонатной в более западной части. Верхний ярус нижней перми — кунгурский — подразделяется на нижний, средний и верхний горизонты и представлен литологически иными породами: ангидритами, гипсами, доломитами, среди которых большую роль играют каменные и калийные соли. Мощности пород указанных выше ярусов колеблются в широких пределах — от 0 до нескольких сотен метров.

Верхний отдел пермской системы подразделяется также на три части (снизу вверх): уфимскую свиту, казанский ярус и татарский ярус.

Уфимская свита на значительной части территории отсутствует.

Казанский ярус подразделяется на нижнеказанский (камский или спириферовый) и верхнеказанский (красновидовский, пелециподовый или конхиферовый) подъярусы. Возрастным аналогом нижнеказанского подъяруса служит континентальная юговская свита, а верхнеказанского — континентальная белебеевская свита.

Литологически отложения казанского яруса представлены преимущественно доломитами; местами красноцветные отложения (белебеевская, уфимская свиты), меднорудные проявления (цехштейн). Среди нижнеказанских отложений часто встречаются серые глины, пески, песчаники с богатой фауной и прослоями доломитов, местами галогенные осадки.

Татарский ярус подразделяется на два подъяруса: нижнетатарский (уржумская толща) и верхнетатарский (сарминская толща). Литологически нижнетатарский подъярус представлен чередованием пестроокрашенных мергелей, глин и песчаников с прослоями известняков, местами с меднорудными проявлениями. Верхнетатарский подъярус выражен красными и зелеными глинами с мощными линзами косослоистых песчаников и прослоями известняков, местами с рудными проявлениями.

Выше отложений пермской системы залегают осадки нижних горизонтов мезозойской эры — триаса, представленные в низах грубообломочными породами — песками и песчаниками различной окраски с линзами конгломерата.

Мезозойские отложения в Волго-Уральской провинции распространены в полном развитии лишь на небольших участках, залегая на незначительной глубине от поверхности, поэтому разрез их представляет меньший интерес, чем разрез отложений палеозоя. В отношении газонефтеносности они могут быть перспективными лишь в районах Нижнего Поволжья.

Мезозойские отложения широко развиты в Ульяновско-Саратовском прогибе и в Сталинградском районе, где они наиболее полно изучены.

Отложения триаса представлены только нижним его отделом — ветлужским ярусом, в котором на отдельных участках выделяются две свиты: бузулукская (нижняя), представленная розовыми и серыми песками и песчаниками с линзами конгломерата, и тананыкская (верхняя), выраженная красными глинами с прослоями зеленых песчаников. Суммарная мощность триасовых отложений не превышает 55 *м*.

Юрские отложения представлены средним и верхним отделами. Нижний отдел (лейас) отсутствует (размыт).

Средняя юра представлена двумя ярусами: байосским (нижним) и батским (верхним). Литологически они выражены желтоватыми и серыми глинами с прослоями песков и с включением гальки. Мощность 2—128 *м*.

Верхняя юра представлена всеми своими ярусами. Нижняя часть верхнеюрских отложений, отвечающих келловейскому, оксфордскому и кимериджскому ярусам, выражена серыми и светлыми глинами, местами с прослоями черных сланцев, известняков, мергелей и опок, мощностью до 50 *м* и более.

Портландский (волжский, титонский) ярус представлен серыми глинами, мергелями, опоками, мощностью до 100 *м*.

Залегающие выше меловые отложения подразделяются на нижний и верхний отделы.

В нижнем мелу обычно выделяют три комплекса (снизу вверх): неоком, аптский и альбский ярусы.

Неоком включает отложения валанжинского, готеривского и барремского ярусов и литологически выражен темносерыми плотными слюдистыми глинами с прослоями песчаников и песков, с фосфоритовыми гальками. Мощность до 50 *м*.

Аптский ярус представлен серыми песчаными глинами и песками с прослоями сидеритов и глин. Мощность 30—110 *м*.

Отложения альбского яруса выражены серыми глинами, серыми и светлосерыми сахаровидными песками с прослоями песчаника и фосфоритами. Мощность 20—90 *м*.

Отложения верхнего мела представлены сеноманским, туронским и сенонским ярусами. Датский ярус точно не установлен.

Сеноманский ярус представлен серыми и зелеными песками, местами с прослоями глин. Мощность 25—70 *м*.

Туронский ярус почти всюду выражен мелом и мелоподобными мергелями. Мощность колеблется в широких пределах — от 0 до 45 *м*.

Сенонский ярус объединяет сантонский, кампанский и маастрихтский подъярусы, представлен опоками, глинами и мергелями с фауной белемнитов. Мощность колеблется от 60 до 300 *м*.

Непосредственно на отложениях сенонского яруса залегают третичные породы, самые нижние горизонты которых представлены отложениями палеоцена, в состав которого входят сызранский (нижний) и саратовский (верхний) ярусы.

Сызранский ярус представлен чередованием зеленоватых глауконитовых песков, песчаников и опок. Мощность 10—75 *м*.

Саратовский ярус, верхняя часть которого выделяется иногда под названием каневского яруса, выражен переслаиванием глин, кварцевых песков, глауконитовых песчаников и местами опок. Мощность 22—45 *м*. Залегающие выше отложения эоцена в своей нижней части представлены царицинским ярусом (на р. Хопер известным под названием бучакских слоев), а в верхней — киевским ярусом (фораминиферовые слои).

Отложения царицынского яруса выражены зелеными глауконитовыми и кварцевыми песками с прослоями серых глин, песчаников и фосфоритов. Мощность 15—150 *м*.

Киевский ярус представлен глинами и мергелями с фораминиферами. Мощность 5—25 *м*.

Залегающие выше отложения харьковского яруса, являющиеся возрастным аналогом майкопских слоев Кавказа (олигоцен — нижний миоцен), представлены песками с фосфоритами (Саратовский район) и местами (Сталинградский район) темносерыми глинами, мощностью до 10 *м* и более.

Миоценовые, нижне- и средне-плиоценовые отложения в пределах Волго-Уральской провинции отсутствуют. Наиболее молодыми из третичных пород являются осадки акчагыльского яруса (верхний плиоцен), залегающие горизонтально и несогласно перекрывающие в южных частях провинции все более древние отложения. Развиты они главным образом по речным долинам и представлены разнообразными породами: кварцевыми песками, серыми, черными, зелеными и красными глинами и песками с морской фауной, местами с прослойками ракушников. Мощность около 100 *м*.

Акчагыльскими слоями заканчивается разрез третичных отложений провинции.

Признаки нефтеносности в осадочных отложениях Волго-Уральской провинции распространены довольно широко. Они установлены в палеозойских, мезозойских и даже в современных отложениях. Однако промышленные залежи нефти и газа,

вскрытые буровыми скважинами, связаны только с палеозойскими осадками. В отложениях мезозоя известны лишь газопроявления и залежи асфальта, являющиеся объектами разработки. Таковы, например, среднеюрские асфальтовые песчаники, обнажающиеся у д. Бахиловой, расположенной на северном крае дислокаций Самарской Луки.

Наиболее древними из отложений палеозоя, к которым приурочены нефтяные залежи, являются осадки девона. С ними связаны промышленные залежи нефти в Туймазинском районе, в Молотовском Прикамье, в Татарии, на Самарской Луке (Яблоновый овраг, Зольное) и в Нижнем Поволжье. Кроме того, в ряде районов Второго Баку в девонских отложениях установлено наличие нефтепроявлений и битуминозных пород (доманиковая фация франского и других ярусов). Промышленные притоки нефти связаны с песчаными коллекторами.

К отложениям девона (живетский ярус) приурочены и промышленные залежи нефти в месторождениях Ухты Печорской области. Нефть связана с терригенными образованиями, имеет удельный вес от 0,868 до 0,918 и эксплуатируется не только буровыми скважинами, но и шахтным способом.

Среди каменноугольных отложений промышленные залежи нефти и газа приурочены к породам турнейского, визейского, намюрского и московского ярусов.

Наиболее постоянным является визейский ярус, в нижней части которого располагается нефтеносный горизонт, имеющий промышленное значение на многих площадях территории Волго-Уральской провинции. Из этого горизонта добывается нефть в Сызрани, Туймазах, Яблоновом овраге, в Прикамье и в других месторождениях. Нефть приурочена к пескам и песчаникам тульского и угленосного горизонтов; удельный вес нефти колеблется от 0,850 до 0,880. На Самарской Луке и в Краснокамско-Полазненском месторождении угленосный горизонт именуется горизонтом Б.

В отложениях турнейского яруса промышленные притоки газа и нефти обнаружены в структурах Саратовского района.

К намюрскому ярусу в Сызрани относятся , пропитанные нефтью брекчиевидные известняки, относимые к нижнему ($А_4$) нефтеносному пласту верхнего нефтеносного горизонта А.

Большим постоянством в отношении нефтеносности характеризуются породы верейского и низов каширского горизонтов московского яруса. Промышленные нефтеносные залежи в верейском горизонте (горизонт А) установлены в Краснокамском, Северокамском и Сызранском, Шугуровском и других месторождениях. Нефть удельного веса 0,840—0,903 пропитывает пласты песчаников и известняков. Промышленные притоки горючего газа в отложениях верейского горизонта обнаружены в Саратовском районе (Елшанка).

Промышленные залежи нефти в отложениях пермской системы установлены в сакмаро-артинском, кунгурском и казан-

ском ярусах. К осадочным образованиям сакмаро-артинского возраста приурочены нефтяные залежи в рифогенных массивах в Ишимбаевском и Верхнечусовском месторождениях; нефть удельного веса 0,877—0,950; коллекторами нефти являются пористые и трещиноватые известняки и доломиты. В Туймазах с артинскими отложениями связаны притоки газа.

Промышленные залежи нефти в породах кунгурского яруса установлены в Ишимбае и в Бугурусланском месторождении; нефть удельного веса 0,950 приурочена к известнякам.

К отложениям казанского яруса приурочены промышленные притоки нефти и горючий газ в Бугурусланском районе (Бугурусланское, Ново-Степановское и Калиновское месторождения). Нефть удельного веса 0,867—0,880 насыщает пласты песчаников, залегающих в низах спириферовой толщи.

К отложениям казанского яруса приурочены гудронные песчаники и известняки месторождений Татарии, многие из которых служат объектами промышленной разработки. Аналогичного типа гудронные песчаники и мощные жилы асфальтита известны в Татарской АССР и в Бугурусланском районе.

Высокое содержание в нефтях Сызранского, Ставропольского, Бугурусланского, Туймазинского, Ишимбаевского, Краснокамского и Чусовского месторождений серы, смол и парафина резко отличает эти нефти от нефтей Кавказа.

Наиболее серниста нефть Верхнечусовских городков (5,4% серы), наименее — краснокамская (0,58%). Сызранская, ставропольская и туймазинская нефти содержат в среднем 2,5% серы, бугурусланская и ишимбаевская — около 3%. При наличии общих свойств, нефти Волго-Уральской провинции характеризуются большим разнообразием химического состава. Встречаются нефти с ярко выраженными ароматическим основанием (чусовская), метано-нафтено-ароматические (бугурусланские и ишимбаевские) и метано-нафтеновые (Сызрань; Ставрополь).

Основным типом структур большинства нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, как платформенной области, служат пологие поднятия значительного протяжения (валы, дислокации), оси которых, ундулируя как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях, образуют ряд отдельных вздутий или брахиантиклинальных складок, углы падения крыльев которых обычно колеблются в очень небольших пределах — от долей градуса до нескольких градусов (1—3°).

Структуры, расположенные по восточной и юго-восточной окраинам Русской платформы, характеризуются более крутым залеганием пород, представляя собой формы, переходные к структурам геосинклинального типа. К этому же типу структур следует отнести и соляно-купольные структуры Чкаловского Приуралья (Кауровская и др.).

К особому типу структур нефтяных месторождений следует отнести погребенные структуры, не выраженные на поверхности.

Типы залежей нефти и газа, приуроченные к платформенным областям вообще и к Русской платформе в частности, характеризуются большим разнообразием.

Основными типами нефтяных и газовых залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции являются залежи, литологически ограниченные и сводовые. Залежи стратиграфического типа, связанные с наличием крупных несогласий в условиях залегания продуктивных пластов среди вмещающих их пород, разведаны недостаточно, хотя наличие их в девоне доказано.

По особенностям геологического строения, приуроченности нефтеносных и газоносных горизонтов к определенным стратиграфическим комплексам, типам нефтяных месторождений и связанных с ними залежей нефти и газа, в пределах Волго-Уральской провинции можно выделить пока условно ряд самостоятельных нефтегазоносных областей и районов. Выделяются две нефтегазоносные области:

а) Волго-Камская нефтегазоносная область с районами Самаролукским, Саратовским, Бугурусланским, Татарским, Туймазинским и Краснокамско-Полазненским;

б) Приуральская нефтегазоносная область с районами Ишимбаевским и Чусовским.

## Волго-Камская нефтегазоносная область

Под названием Волго-Камской нефтегазоносной области мы условно выделяем центральную часть Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, включающей Самаролукский, Саратовский, Бугурусланский, Татарский, Туймазинский и Краснокамско-Полазненский нефтегазоносные районы.

Общим для области является приуроченность нефтяных и газовых месторождений к пологим поднятиям платформенного типа, связанным с определенными тектоническими зонами, иногда имеющими характер асимметричных поднятий (Жигулевская дислокация, Бугурусланская дислокация и др.), и принадлежность главных промышленно нефтеносных и газоносных горизонтов к одним и тем же стратиграфическим комплексам девона и каменноугольной системы.

Хотя по своему геологическому строению и удельному весу в добыче основных промышленно-нефтеносных горизонтов перечисленные выше районы не являются полностью идентичными, общим для них служит также принадлежность к определенной геоструктурной единице второго порядка, какой в данном случае является Волго-Камская впадина.

**Самаролукский нефтегазоносный район.** Район Самарской Луки представляет собой асимметричное плато с приподнятым северным бортом, расчлененным сетью оврагов, и пониженным южным. Река Волга делит район на правобережный и левобережный

Основной формой рельефа служит массив Самарской Луки, омываемый с севера, востока и юга р. Волгой, образующей вытянутую в широтном направлении излучину.

В строении поверхности района принимают участие осадочные породы от верхнего карбона до неогена включительно. Эти породы слагают основную структуру района, представляющую обширную асимметричную антиклинальную складку, известную под названием Жигулевской дислокации, прослеживаемую от с. Барановка на западе до с. Водино на левобережье р. Волги на востоке. Породы карбона северного крыла складки падают на север под углом до 70°, тогда как южное крыло пологое и падение слагающих его пород не превышает 1°. Северное крыло складки, видимо, осложнено нарушениями типа сбросов.

Ось жигулевской дислокации протягивается примерно в широтном направлении на протяжении около 200 *км* и на всем этом расстоянии осложнена рядом вторичных антиклинальных поднятий, располагающихся цепочкой: Яблоновское, Зольное, Сызранское и другие, с которыми связаны нефтяные месторождения (фиг. 56).

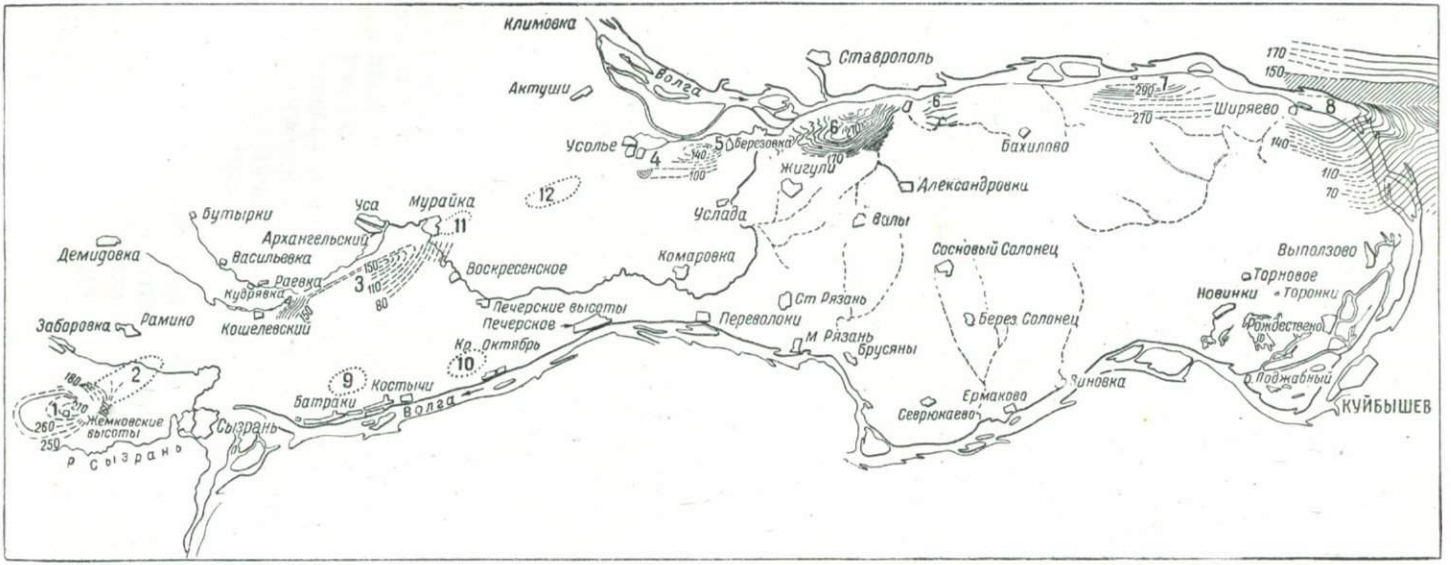
Разведочные буровые работы на Самарской Луке были начаты в 1931 г. вблизи г. Сызрани. Хотя нефтепроявления в разрезе палеозоя были установлены первой же скважиной, промышленная нефтеносность района была выявлена в отложениях нижнего карбона в 1936 г. (Сызрано-Заборовское поднятие), а промышленная нефтеносность девонских отложений (Яблоновый овраг) только в 1944 г. Мощность девонских отложений достигает 400 *м*, мощность карбона более 1200 *м*.

Девонские отложения, вмещающие нефтяные залежи, залегают непосредственно на кристаллическом фундаменте докембрия и представлены пачками глин с прослоями песчаников в нижней части и карбонатными породами в верхней. Промышленные нефтеносные горизонты приурочены к среднему и верхнему девону, где они выражены выклинивающимися прослоями песчаников и песков ($Д_1$, $Д_2$, $Д_3$ и $Д_4$), частью водоносных.

В каменноугольных отложениях известны нефтеносные горизонты Б (нижний карбон — яснополянский подъярус) и А (средний карбон — верейский горизонт), подразделяемые также на ряд пластов: $Б_1$, $Б_2$, $А_1$, $А_2$, $А_3$, $А_4$. Нефтеносными породами являются различной зернистости песчаники и известняки (пласт $А_1$).

Хотя нефтеносные пласты приурочены к сводам антиклинальных структур, некоторые из горизонтов имеют узко локальное распространение, что указывает на значительную изменчивость литологического состава, свойственного залежам стратиграфического типа.

Наиболее характерным типом структур нефтяных месторождений Самарской Луки служат антиклинальные складки длиной до 10 *км*, расположенные на осевой линии Жигулевской дислокации и отделенные друг от друга небольшими синклинальными прогибами. Падение пород на крыльях структур ко-




Фиг. 56. Схематическая структурная карта Самарской Луки. (Составлена по работам Н. Т. Сазонова, Д. А. Савченко, А. Б. Дворкина, О. Д. Возвышаевой, 1941 г.)

Наименование поднятий; *1*—Заборовское; *2*—Сызранское; *3*—Троекуровское; *4*—Усольское; *5*—Березовское; *6*—Яблоновое; *7*—Зольное; *8*—Ширяевское; *9*—Батракское; *10*—Первомайское; *11*—Муранское; *12*—Карловско-Сытовское.

леблется в пределах от 1—1,5° до 35—40° и более, причем более крутыми являются северо-западные крылья структур. Лишь в отдельных случаях наблюдаются складки (Байтуганская, Радаевская), характеризующиеся наличием крутых падений (от 30°) на южном крыле и более пологим (до 1—2°) на северном.

**Саратовский нефтегазоносный район.** К югу от юго-западного окончания Жигулевской дислокации располагается обширная зона опускания палеозойских отложений, перекрываемых осадками мезозойского и кайнозойского возраста. На правом берегу р. Волги, севернее и южнее Саратова, мезозойские отложения образуют ряд антиклинальных складок, в наиболее приподнятых частях которых обнажаются каменноугольные породы.

В левобережной части района р. Волги располагается крупная Пугачевская структура.

На территории Саратовской области в настоящее время находится в разработке ряд газонефтяных месторождений.

Буровые работы на нефть и газ были начаты впервые в 1938 г. на Тепловской структуре, а затем на поднятиях, расположенных к югу (Ириновское, Курдюмо-Елшанское и др.).

В 1942 г. на Курдюмо-Елшанской площади из каменноугольных отложений был получен газовый фонтан.

Из девонских отложений первая промышленная нефть была получена в 1948 г. на Соколовогорской площади.

В геологическом строении Саратовского газонефтеносного района принимают участие девонские, каменноугольные, пермские, юрские, меловые, третичные и четвертичные отложения.

Девонские отложения в Саратовской области вскрыты бурением на многих площадях, причем на некоторых из них пройден весь комплекс осадочных образований до кристаллического фундамента.

Мощность девонских отложений на Курдюмо-Елшанской площади превышает 1800 *м*. На этой площади непосредственно на кристаллических породах залегает немая толща красноцветных песчано-глинистых пород мощностью свыше 400 *м*, называемая бавлинской свитой. Выше отложений бавлинской свиты залегает также фаунистически неохарактеризованная толща песчаников сероцветной свиты, которая предположительно относится к низам живетского яруса. Мощность сероцветной свиты достигает 200 *м*.

Выше описанных отложений залегают терригенные образования с фауной брахиопод живетского возраста. Эти отложения представлены песчано-глинистыми породами с редкими прослоями известняков. К песчаникам живетского яруса приурочены нефтяные залежи на Соколовогорском антиклинальном поднятии; прослои известняков являются хорошими реперами при сопоставлении электрокароттажных характеристик девонских отложений.

Франский ярус включает отложения щигровского подъяруса, семилукских, петинских, воронежских и евлано-ливенских слоев. Разрез франского яруса начинается песчано-глинистыми отложениями пашийских слоев, содержащих ряд нефтяных горизонтов. Мощность пашийских слоев на Соколовогорской площади испытывает значительные колебания в результате крупных вертикальных движений, возникших в начале франского века. Верхняя граница пашийских слоев проводится по смене терригенных пород карбонатными, включающими фауну верхнещигровских слоев, нижняя граница — по исчезновению известняков с живетской фауной.

Верхняя граница щигровских слоев проводится по появлению темных битуминозных известняков с семилукской фауной. Глинисто-карбонатные породы семилукских слоев сменяются петинскими отложениями, сложенными плотными известковистыми глинами, постепенно переходящими в мергели.

Воронежские слои, выделяемые на основании фауны, представлены темными известняками в различной степени глинистыми, конгломератовидными.

Верхняя граница воронежских слоев проводится по появлению светлых известняков с фауной евлано-ливенских слоев, которыми заканчивается разрез франского яруса.

Фаменский ярус представлен отложениями елецких и данково-лебедянских слоев, выраженных доломитизированными известняками и доломитами с обедненной фауной в связи с обмелением и засоленностью морского бассейна.

В конце фаменского века устанавливаются нормальные морские условия и начинается образование известняков каменноугольного возраста (турнейский ярус).

Нижний отдел карбона представлен турнейским, визейским и намюрским ярусами.

Турнейский ярус сложен обоими своими подъярусами — лихвинским и чернышинским и выражен известняками, характеристика которых весьма различна — от чистых органогенных разностей до глинистых, буровато-серого цвета, с прослоями темносерых и зеленовато-серых глин; имеются также прослои доломитов и доломитизированных известняков.

Некоторые геологи считают, что в Саратовском районе турнейские известняки были выведены на поверхность или близко к поверхности, в результате чего в угленосное время произошел их размыв. К этой эрозионной части турнейских известняков приурочены промышленные газонефтепроявления на некоторых структурных поднятиях Нижнего Поволжья.

Визейский ярус представлен яснополянским, окским и серпуховским подъярусами.

Яснополянский подъярус подразделяется на два горизонта: угленосный, или сталиногорский, и тульский. Оба горизонта выражены песчано-глинистыми породами с редкими прослоями известняков и содержат залежи нефти и газа.

При общей, выдержанной на значительной территории нефтяных районов Второго Баку литологической характеристике этих отложений наблюдается резкая изменчивость в разрезе соотношений глин и песков; изменяется также и мощность обоих горизонтов.

В практической работе промысловых геологов выделение в разрезе яснополянского подъяруса производится по литологическим признакам, так же как и подразделение на угленосный и тульский горизонты.

Угленосный горизонт представлен глинами и углисто-глинистыми сланцами с прослоями песков, песчаников и тонких прослоев известняков. Контакт песчано-глинистых прослоев небольшой мощности с толщей плотных известняков, отчетливо выделяющийся на электрокароттажных диаграммах, является нижней границей угленосного горизонта.

Верхняя граница угленосного горизонта проводится по подошве пласта известняка небольшой мощности, отличающегося выдержанностью в разрезе и содержащего микрофауну, характерную для тульского горизонта.

Прослои песков и песчаников обладают невыдержанностью и выклиниваются в пределах структурных поднятий. Мощность угленосного горизонта к югу увеличивается.

Тульский горизонт по литологическому составу сходен с угленосным, однако отдельные прослои песков и песчаников обладают более высокими мощностями.

Верхняя граница тульского горизонта определяется по смене глинисто-песчаного комплекса известняками окского подъяруса.

Окский подъярус, как и перекрывающий его серпуховский, представлен известняками с редкими прослоями глин. Газонефтепроявления в этих отложениях не встречены.

Выше залегает намюрский ярус, которым заканчивается нижний отдел каменноугольных отложений.

Намюрский ярус представлен светлосерыми сахаровидными, местами доломитизированными известняками с редкими прослоями глин. Газонефтепроявления отсутствуют.

Средний отдел каменноугольных отложений включает башкирский и московский ярусы.

В башкирском ярусе выделяются нижнебашкирский и верхнебашкирский горизонты. Нижнебашкирский сложен известняками с редкими прослоями глин; на некоторых поднятиях в нижней части этого горизонта имеется оолитовый известняк, содержащий промышленные количества газа.

Верхнебашкирский горизонт, называемый также тепловской свитой, выражен терригенными осадками — чередованием глин, песчаников, алевролитов и глинистых известняков. В Саратовской области эти отложения газоносны, а в Сталинградской к ним приурочены притоки нефти.

Выше по разрезу расположен московский ярус, подразделяемый на четыре горизонта: верейский, каширский, по-

дольский и мячковский, каждый из которых характеризуется присущей ему микрофауной.

Отложения верейского горизонта представлены чередованием небольшой мощности прослоев глин, песчаников, алевролитов и известняков. Мощность верейского горизонта значительно возрастает, а количество прослоев известняков уменьшается в южном и юго-восточном направлениях. Песчаники содержат промышленные количества газа.

Каширский горизонт сложен карбонатными породами (известняками) с прослоями глин.

В Сталинградском районе в разрезе каширского горизонта появляются прослои песков и песчаников, с которыми связаны газопроявления при бурении скважин.

Подольский горизонт также представлен известняками, поэтому в промысловой практике его обычно объединяют с каширским горизонтом.

Мячковский горизонт на территории Саратовской области встречен только в южной и юго-восточной частях. На Курдюмо-Елшанской площади этот горизонт полностью размыт, а на Жирновском поднятии размыт только в своей верхней части.

Отложения верхнего карбона на Правобережье Саратовской области отсутствуют. В сводовой части Курдюмо-Елшанского поднятия на размытой поверхности известняков подольского горизонта залегают несогласно отложения средней юры.

Пермские отложения на Правобережье Саратовской области отсутствуют; в Сталинградской области они встречены в буровых скважинах на Уметском и Коробковском поднятиях, где выражены известняками и доломитами.

На сводовых участках многих структур Саратовской области глины среднеюрского возраста, залегающие на разных горизонтах карбона, выходят на дневную поверхность.

Разрез юры представлен глинами с прослоями песков.

На размытой поверхности юрских глин с угловым несогласием залегают отложения нижнего мела, представленные песчано-глинистыми породами нижнего и верхнего баррема; валанжин и готерив отсутствуют. Разрез нижнего мела характеризуется песчано-глинистыми породами, а в верхнем мелу присутствуют опоки, мергели и писчий мел.

Третичные отложения на погруженных участках достигают мощности нескольких сот метров и представлены палеогеном и неогеном; разрез их выражен однообразными толщами песков и глин.

Повсеместное распространение имеют четвертичные отложения, достигающие мощности нескольких десятков метров.

Вследствие слабой обнаженности коренных пород в Саратовской области данные о геологическом строении получены лишь в результате буровых и геофизических работ.

Структурные формы антиклинальных поднятий характеризуются пологими сводами и различной крутизной крыльев, одно из которых обычно значительно круче другого; осевые линии в большинстве случаев изогнуты, а размеры поднятий различны (фиг. 57).

Полукольцевое расположение поднятий обусловлено овальной формой крупных зон погружения мезозойского возраста, заполненных юрскими и меловыми отложениями. К бортам этих депрессий приурочено расположение крутых крыльев антиклинальных поднятий.

Размеры отдельных поднятий колеблются в пределах от 5 до 15 *км* по длине и от 2 до 18 *км* по ширине.

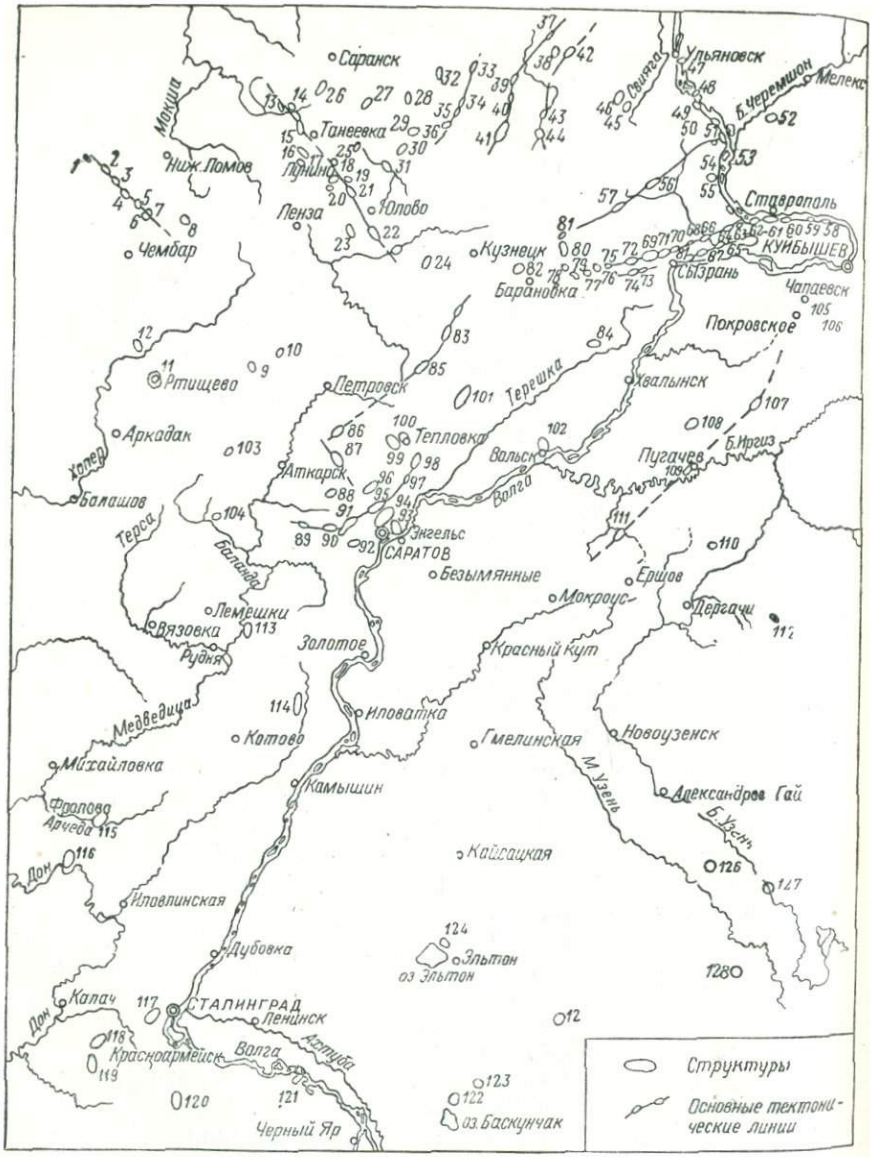
В Саратовской области помимо чисто газовых и нефтяных залежей на некоторых антиклинальных поднятиях в отложениях яснополянского подъяруса выявлены залежи, содержащие крупные скопления газа и небольшие количества нефти. Такие залежи относятся к сравнительно редкому типу газовых залежей с нефтяной оторочкой.

**Бугурусланский нефтегазоносный район.** Бугурусланский нефтегазоносный район расположен в пределах самого г. Бугуруслана и прилежащих к нему участков долин рр. Большая и Малая Кинель. Нефтяные месторождения Бугурусланского района приурочены к двум широтным зонам поднятий: Бугурусланской (Большекинельской) и Малокинельской, сложенным на поверхности отложениями татарского яруса и конхиферового подъяруса казанского яруса верхней перми. Указанные зоны поднятий ограничиваются с юга флексурами с падением пород на поверхности под углами 5—9°, возрастающим с глубиной. Наклон северных склонов поднятий незначителен и не превышает нескольких метров на километр. Бугурусланская структура отражена в строении современного рельефа (четвертичных террас, фиг. 58).

Первые разведочные работы на нефть в Бугурусланском районе были поставлены в 1935 г., когда около д. Садки в долине р. Кинель местными жителями была обнаружена мощная залежь асфальта.

Бурение было начато в 1936 г., причем первая скважина, давшая нефть, была заложена в г. Бугуруслане. Приток нефти был приурочен к низам казанского яруса. Позднее (1938 г.) нефтепроявления были установлены в отложениях кунгурского яруса и др.

В геологическом строении района принимают участие девонские, каменноугольные и пермские отложения (фиг. 59). Девонские отложения вскрыты бурением, причем часть из них, мощностью более 115 *м*, относится к нижнему девону. Каменноугольные породы представлены нижним, средним и верхним отделами, выраженными известняками и доломитами и в меньшей степени терригенными породами. Мощность более 1000 *м*.



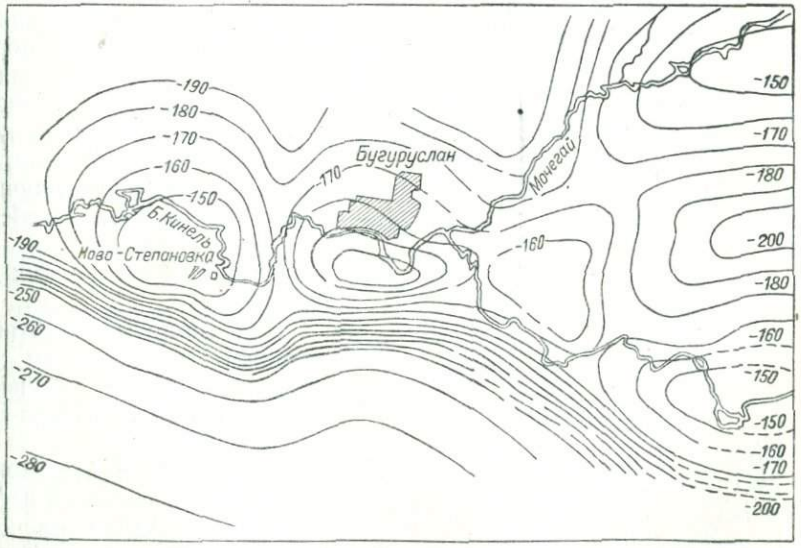

Фиг. 57. Схема расположения структур Пензенской, Саратовской и Сталинградской областей (по В. М. Сенюкову, 1942 г.)

Структуры: *1*—Ушимская; *2*—Поливановская; *3*—Ильинская; *4*—Красноозерская; *5*—Пачелмская; *6*—Вязовская; *7*—Пустынная; *8*—Троицкий купол; *9*—Бакуро-Которовская; *10*—Малосердобская; *11*—Ртищево-Сосновская; *12*—Ртищевская вторая; *13*—Бестужевская; *14*—Салмовская; *15*—Иссинская; *16*—Танеевская; *17*—Вознесеновская; *18*—Екатериновская; *19*—Ивантырсинская; *20*—Ниорская; *21*—Чибирлейская; *22*—Юлово-Ишимско-Канаевская; *23*—Шнаевская; *24*—Кряжимская; *25*—Липовская; *26*—Любатинская; *27*—Турдаковская; *28*—Сурско-Острожская (Ивановская); *29*—Покровская; *30*—Усовская; *31*—Шкафтинская; *32*—Аргашская; *33*—Таловская; *34*—Юловская; *35*—Труслейская; *36*—Забалуйская; *37*—Козмино-Городищенская; *38*—Уреньская; *39*—Корсунская; *40*—Зимненская; *41*—Краснососенская; *42*—Теньковская; *43*—Красноборская; *44*—Дурасовская; *45*—Верхнесвияжская; *46*—Верхнесвияжская вторая; *47*—Киндяковская; *48*—Криуминская; *49*—Южношиловская; *50*—Утяжинская; *51*—Кондаковский электромаксимум; *52*—Южносенгилеевская; *53*—Мордовинская; *54*—Подвальская; *55*—То-

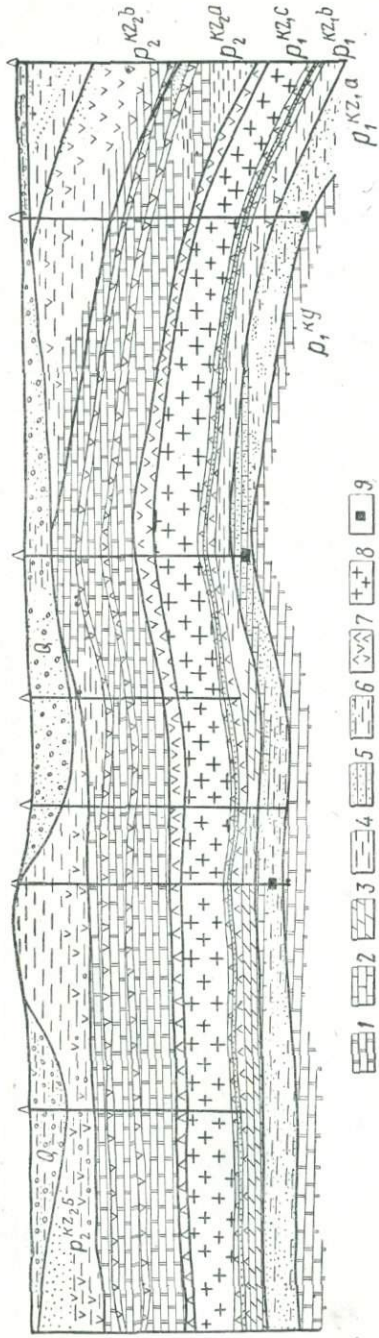
машевская; *58*—Зольненская; *59*—Бахиловский гравитационный максимум; *60*—Марквативский гравитационный максимум; *61*—Яблоновооврежная; *62*—Березовская; *63*—Усольская; *64*—Карлово-Сытовский гравитационный максимум; *65*—Первомайская; *66*—Губинская; *67*—Костычевская; *68*—Троекуровская; *69*—Южносызранская; *70*—Троекурово-Сызранская (промежуточная); *71*—Сызранская; *72*—Заборовская; *73*—Новорачейский гравитационный максимум; *74*—Васильевский гравитационный максимум; *75*—Репьевский гравитационный максимум; *76*—Новотомышевский гравитационный максимум; *77*—Суруловский гравитационный максимум; *78*—Александровский гравитационный максимум; *79*—Варваровская (Устиновский гравитационный максимум); *80*—Канадейская; *81*—Верхнесызранская; *82*—Барановская; *83*—Кикино-Чирчимская; *84*—Лебежайская; *85*—Гусихинская; *86*—Оркинская; *87*—Полчаниновская; *88*—Слепцовская; *89*—Суровская; *90*—Злобновская; *91*—Гладковская; *92*—Михайловская; *93*—Соколовогорская; *94*—Елшанская; *95*—Курдюмская; *96*—Хлебновская; *97*—Радищевская; *98*—Воронцовско-Ириновская; *99*—Ненарокомовская; *100*—Тепловская; *101*—Карабулакская (Алайская); *102*—Вольская; *103*—Аткарская; *104*—Баландинская; *105*—Томыловская; *106*—Троицкая; *107*—Ивантеевская; *108*—Орловская; *109*—Пугачевская; *110*—Малышковская; *111*—Чапаевская; *112*—Озинки; *113*—Жирновская; *114*—Иловлинская; *115*—Арчединско-Паникская; *116*—Зимовская; *117*—Карповская; *118*—Карпинско-Еритская; *119*—Осиновская; *120*—Тингутинско-Ластинская; *121*—Каменный яр; *122*—Баскунчакская; *123*—Малое Богдо; *124*—Эльтонская; *125*—Каргаде; *126*—Сакрыл; *127*—Алтык-Гай-Арал; *128*—Азичагыл.

Пермские отложения представлены нижним и верхним отделами. Мощность нижнего отдела, выраженного известняками, доломитами и ангидритами, составляет около 260 *м*. Верхний отдел пермской системы представлен казанским и татарским ярусами. В составе этих отложений присутствуют как терригенные, так и карбонатные отложения, а также гидрохимические (соль, ангидрит) осадки. Мощность верхнепермских отложений достигает 300 *м*. Верхнепермские породы перекрываются четвертичными образованиями. Мезозойские и третичные отложения отсутствуют.

В границах Бугурусланского района устанавливается несколько нефтеносных площадей, связанных с Бугурусланским, Ново-Степановским и другими антиклинальными поднятиями. По своему строению эти поднятия могут быть отнесены к брахиантиклинальным складкам асимметричного строения с более




Фиг. 58. Схематическая структурная карта Бугурусланского нефтяного района (по кровле спириферового горизонта).




Фиг. 59. Геологический профильный разрез Бугурусланского поднятия.

*1*—доломит; *2*—известняк; *3*—мергель; *4*—глина; *5*—песчаник; *6*—суглинки и галечники; *7*—ангидрит; *8*—гипс; *9*—нефтеносные породы.

крутыми южными крыльями. Угол падения пород на северных крыльях обычно менее одного градуса, тогда как породы южного крыла падают под углом 4—10°, достигая местами на некотором удалении от свода складки 20° и более (Ново-Степановка).

Основные нефтеносные горизонты приурочены к спириферовому подъярусу казанского яруса. Нефтепроявления установлены также в отложениях кунгурского яруса нижней перми и в угленосном горизонте нижнего карбона. Нефтевмещающими породами служат доломиты и песчаники.

По своим особенностям нефтяные и газовые залежи могут быть отнесены к типу сводовых, приуроченных к антиклинальным поднятиям, однако насыщенность коллекторов карбонатных пород в ряде случаев зависит от трещиноватости пород, благодаря чему нефтенасыщение нередко располагается в виде линз, приуроченных к части пластов, характеризующихся наилучшей трещиноватостью. Особенно типично это явление для всей толщи кунгурских отложений.

Для сводовых нефтяных залежей характерным является наличие большой газовой шапки (Ново-Степановка).

**Татарский нефтегазоносный район.** Татарский нефтегазоносный район располагается на территории Татарской АССР в непосред-

ственном соседстве с Туймазинским нефтегазоносным районом (к западу от него) и принадлежит к числу самых молодых по времени открытия нефтегазоносных районов Второго Баку.

Хотя геологическое изучение нефтеносной территории Татарии имеет уже более чем 150-летнюю давность, нефтепоисковые работы в Татарской АССР были начаты только в 1930 г. К началу Великой отечественной войны в границах республики было выявлено большое количество благоприятных для скопления нефти структур, а в 1940 г. на одной из них, близ деревни Шугурово, было начато глубокое нефтепоисковое бурение, завершившееся открытием промышленных притоков нефти в каменноугольных отложениях. В дальнейшем на ряде других структур были открыты мощные нефтяные залежи в девонских отложениях, позволившие выделить Татарскую АССР в число нефтегазоносных территорий, имеющих крупное промышленное значение.

По своему геологическому строению большая часть территории Татарской АССР покрыта верхнепермскими морскими и континентальными осадками, сложенными в весьма пологие складки платформенного типа. Наиболее древние отложения — бавлинская свита и девонские слои были вскрыты только бурением.

Отложения бавлинской свиты вскрыты бурением на структуре в Бавлах и, повидимому, являются наиболее древними из отложений палеозоя, обнаруженных в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Литологически они представлены мощной и однообразной толщей плотных песчаников в нижней части и глинистыми сланцами с прослоями песчаников — в верхней.

Возраст бавлинской свиты, имеющей мощность около 450 *м*, из-за отсутствия фауны точно не установлен, условно он определяется в интервале нижний девон — кембрий. Возможно, что верхняя часть бавлинской свиты относится уже к среднему девону.

Отложения верхнего девона представлены франским и фаменским ярусами. Франский ярус литологически выражен мергелями, глинами, известняками и песчаниками. Мощность достигает 240 *м* (Бавлы).

Залегающие выше отложения фаменского яруса представлены двумя свитами: нижней — доломитовой и верхней — известняковой. Мощность фаменского яруса — 240 *м*.

В отложениях карбона выделяются нижний, средний и верхний отделы.

Нижнекаменноугольные отложения, представленные турнейским, визейским и намюрским ярусами, литологически выражены известняками и доломитами (турнейский ярус), угленосными отложениями и известняками (визейский ярус) и известняками (намюрский ярус). Мощность отложений нижнего карбона колеблется от 800 до 850 *м*.

Средний карбон (московский ярус) подразделяется на две толщи: нижнюю — терригенную и верхнюю — карбонатную. Суммарная мощность 290—380 *м*.

Отложения верхнего карбона сложены однообразной толщей известняков и доломитов с редкими прослоями мергелей и глин. Мощность 195—310 *м*.

Пермские отложения представлены нижним и верхним отделами. Нижнепермские отложения выражены светлосерыми и белыми известняками, доломитами с линзами гипса и ангидрита, мощностью 18—300 *м*. Верхнепермские отложения выражены красноцветными песчаниками и глинами уфимской свиты (максимальная мощность 90 *м*), окрашенными в бледные тона глинами, песчаниками и мергелями нижнеказанского подъяруса (мощность 40—700 *м*), карбонатными породами с линзами гипса и обломочными породами верхнеказанского подъяруса (50—110 *м*) и пестроцветными породами татарского яруса, представленными уржумской (нижней) и сарминской (верхней) свитами, мощностью 255—280 *м*.

Все описанные выше отложения принимают участие в геологическом строении района, образуя ряд структур (Шугуровская, Ромашкинская, Бавлинская, Аксубаевская и др.), объединенных в отдельные зоны, вытянутые в меридиональном или близком к нему направлениях. Характерной особенностью структурных поднятий является также некоторая асимметрия, благодаря которой восточные и северо-восточные крылья, как правило, являются более крутыми, нежели западные и северо-западные. Эта «крутизна» является, однако, относительной, так как углы падения пород колеблются от нескольких минут до 1—2° и только в редких случаях до 10° (Бавлы).

Основные промышленно-нефтеносные горизонты приурочены к девонским и каменноугольным (намюр, угленосный горизонт, турнейский ярус) отложениям. Основным типом залежей являются сводовые залежи (полного контура), хотя в отдельных случаях выявлены залежи литологически ограниченные (зональные), обусловленные изменением литологического состава пластов. Нефтепроявления, не имеющие промышленного значения, распространены более широко и встречены на поверхности в отложениях пермской системы, начиная с уфимской свиты (гудронные песчаники) и кончая верхними слоями казанского яруса (песчаники, известняки). В артинских отложениях нефтепроявления представлены скоплениями густой нефти в порах и трещинах в известняках и доломитах. Изредка скопления битумов встречаются в песчано-глинистых отложениях аллювия.

**Туймазинский нефтегазоносный район.** Туймазинский нефтегазоносный район расположен в западной части Башкирской АССР к западу от г. Уфы.

Первые геологические исследования в районе были начаты в 1887 г. геологом Ф. Н. Чернышевым.

Начало буровых работ в районе относится к 1934 г., когда было начато крелиусное бурение на обнаруженной в том же году геологическими исследованиями Туймазинской (или Мулинской) структуре, представляющей собой широкую брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания. В 1936 г. было начато глубокое бурение, в результате которого в мае 1937 г. на глубине около 1100 *м* был обнаружен промышленный приток нефти в песчаниках угленосного горизонта. Однако настоящая промышленная ценность района была выявлена лишь в 1944 г., когда на глубине около 1600 *м* были вскрыты бурением высокопродуктивные песчаники в девонских отложениях.

В пределах Туймазинского района располагаются также структуры: Ардатовская, Серафимовская, Болтаевская, Александровская и др.

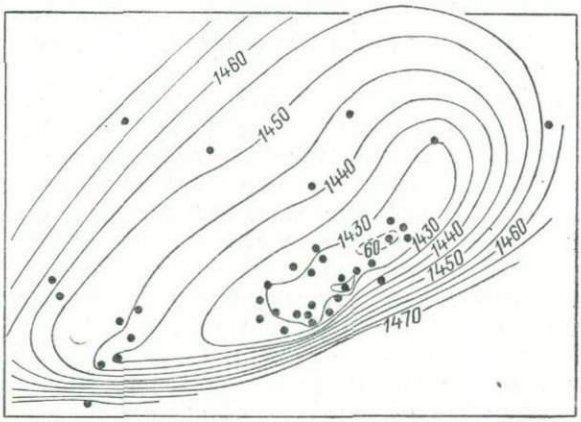
В строении Туймазинского нефтегазоносного района на поверхности принимают участие отложения кунгурского, уфимского и казанского ярусов. Более древние образования артинского яруса, верхнего, среднего и нижнего карбона и девона изучены только по данным буровых скважин. Отложения среднего и верхнего девона, залегающие непосредственно на кристаллическом фундаменте, представлены известняками, мергелями, алевролитами, аргиллитами и песчаниками, с которыми связаны основные продуктивные горизонты района ($Д_1$, $Д_2$, $Д_3$ и $Д_4$), однако не характеризующиеся постоянной нефтегазоносностью. В границах девонской толщи, мощность которой достигает более 500 *м*, залегает весьма характерный доманиковый горизонт (франский ярус), представленный чередованием темносерых и черных битуминозных кремнисто-карбонатных пород и известняков мощностью 35—40 *м*. Указанная фация доманикового горизонта, получившая свое название от искаженного местного названия «дыманит», однако не является типичной только для одного определенного стратиграфического горизонта, но встречается и в других частях девонского разреза, хотя и в меньшем развитии, чем в доманиковом горизонте.

Отложения карбона, мощность которых достигает около 800 *м*, представлены карбонатными (доломиты, известняки) и терригенными породами.

Отложения пермской системы включают нижний и верхний отделы. Отложения нижней перми выражены известняками, доломитами (частью нефтеносными) и гидрохимическими осадками (кунгур) — ангидритами, гипсами, с подчиненными прослоями глин. Отложения верхней перми представлены пестроцветными глинами, песчаниками и конгломератами уфимской свиты мощностью 80—85 *м*, отложениями нижнеказанского (спириферового) и верхнеказанского (конхиферового) подъярусов, представленных терригенными и карбонатными породами и осадками татарского яруса, выраженными красно-бурыми и кирпично-красными песчаниками с подчиненными прослоями глин и известняков.

Мощность пермских отложений колеблется в широких пределах и достигает 500 *м*.

Наиболее типичной структурой района является Туймазинское (Мулинское) поднятие (фиг. 60), представляющее собой огромную асимметричную брахиантиклинальную складку, сложенную на поверхности верхнепермскими отложениями и вытянутую в направлении юго-запад — северо-восток, с более крутым юго-восточным крылом (до 1,5°) и пологим (35′—50′) северо-западным. Местами (юго-западная часть структуры) отмечается некоторое смещение свода складки по древним отложениям по сравнению с более молодыми.




Фиг. 60. Схематическая структурная карта Туймазинского месторождения.

• — скважины.

Промышленные нефтеносные горизонты в Туймазинском районе связаны с рядом стратиграфических комплексов.

В средне- и верхнедевонских отложениях отмечается присутствие нескольких нефтеносных песчаников, объединяемых в четыре промышленно-нефтеносных горизонта (сверху вниз): $Д_1$, $Д_2$, $Д_3$ и $Д_4$. Мощность отдельных продуктивных пластов колеблется в широких пределах. Залежи нефти относятся к типу литологически ограниченных.

В каменноугольных отложениях постоянным являются два промышленно-нефтеносных горизонта. Первый (верхний) горизонт представлен песками яснополянского подъяруса, второй приурочен к размытой поверхности турнейских известняков.

Нефтяные залежи в карбоне в основном контролируются распространением пористых отложений, благодаря чему линзовидное залегание песков в угленосной свите (визейский ярус) обусловливает в такой же степени неравномерное распространение нефтяных залежей.

По пористости, проницаемости и степени продуктивности

каменноугольные отложения Туймазинского района значительно уступают девонским.

Кроме указанных выше промышленно-нефтеносных горизонтов, в Туймазинском районе установлены слабые притоки нефти, приуроченные к кунгурским отложениям и нефтепроявления в артинских и ряде горизонтов каменноугольных (верхний, средний и нижний) отложений в виде включений жидкой и густой гудронообразной нефти в порах, кавернах и трещинах известняков и доломитов. Наиболее постоянными признаками нефтеносности характеризуется пласт доломита, залегающий в основании краснокамской (мартьяновской) нефтеносной свиты (среднего карбона).

**Краснокамско-полазненский нефтегазоносный район.** Краснокамско-Полазненский нефтеносный район расположен в Молотовской области в бассейне р. Камы и в тектоническом отношении связан с крупным поднятием антиклинального типа, известным под названием Краснокамско-Полазненского вала, прослеживаемым на расстоянии около 30 *км* в длину и 15 *км* в ширину.

По своему строению Краснокамско-Полазненский антиклинал, или, как его еще называют, Камский вал, является типичной платформенной структурой с весьма пологими углами наклона крыльев, измеряемыми единицами и минутами градусов.

Первая нефть была получена в Краснокамско-Полазненском районе в 1934 г. случайно, в скважине, пробуренной Камбумстроем с целью поисков воды и получившей на глубине 175 *м* небольшой приток нефти из доломитов кунгурского яруса. На основании этих данных в 1935 г. было начато глубокое разведочное бурение, которое в дальнейшем привело к открытию ряда нефтеносных площадей (Полазненское, Северокамское и др.).

В строении района принимает участие комплекс осадочных образований, начиная с девона и кончая пермскими. Отложения девона вскрыты только отдельными скважинами и литологически представлены известняками, доломитами, песчаниками, местами с включениями гипса и ангидрита, с прослойками зеленой и черной глин. Суммарная мощность девонских отложений, относимых к верхнему отделу, составляет около 300 *м*. Весьма возможно, что часть этих отложений должна быть отнесена уже к среднему девону (эйфельский ярус).

Залегающие выше отложения каменноугольной системы представлены чередованием различных пород: известняков, доломитов, глин, песчаников, местами с прослоями мергелей и тонкими линзовидными прослоями углей.

Мощность каменноугольных отложений в составе нижнего, среднего и верхнего отделов достигает 1000 *м*.

Пермские отложения представлены нижним и верхним отделами. В составе их принимают участие доломиты, известняки, песчаники, глины и гидрохимические осадки (гипс, ангидриты). Наиболее молодыми отложениями пермской системы, обнажаю-

щимися на поверхности, являются отложения казанского яруса нижней перми, несогласно перекрывающиеся четвертичными осадками. Мощность пермских отложений достигает 800 *м*.

Промышленная нефтеносность в Краснокамско-Полазненском районе приурочена к ряду стратиграфических горизонтов. Наиболее древними из них являются отложения верхнего девона, известные под названием пашийских слоев (низы франского яруса). Связанные с ними нефтеносные горизонты представлены песчаниками. Нефтяные месторождения приурочены к антиклинальным поднятиям, располагающимся на главной оси Камского вала и отделенным друг от друга небольшими седловидными прогибами. Такими поднятиями являются Полазна, Краснокамск, Северокамск, Нытва. Падение крыльев складок пологое, в пределах от нескольких минут до 1°45′. Более крутыми, как правило, являются юго-восточные крылья складок.

Особенностью описываемой зоны поднятий является то, что вследствие изменения мощности отложений нижней перми в направлении с запада на восток отдельные поднятия наиболее приподняты по отложениям кунгурского и казанского ярусов, другие — по отложениям карбона. Так, по отложениям казанского и кунгурского ярусов наиболее приподнятым является Полазненское поднятие, а по карбону — Краснокамское и т. д. Отмечается также несовпадение структур по карбону и девону, что объясняется наличием несогласий между указанными стратиграфическими комплексами.

Промышленная нефтеносность в Краснокамско-Полазненском районе приурочена к ряду стратиграфических горизонтов, наиболее древними из которых являются отложения верхнего девона и, в частности, отложения пашийской свиты (низы франского яруса), имеющей мощность около 90 *м*. Связанные с ними нефтеносные горизонты представлены песчаниками.

В каменноугольных отложениях выделяется несколько нефтеносных горизонтов. В нижнем карбоне известны нефтеносные известняки в отложениях нижней и верхней частей турнейского яруса.

С визейским ярусом связаны основные промышленно-нефтеносные горизонты района. Это горизонт нефтеносных песчаников угленосной толщи нижнего отдела карбона — свита Б и свита нефтеносных известняков башкирского и московского (каширский и верейский горизонты) ярусов среднего карбона, известная также под названием нефтеносной свиты А, ранее называвшаяся мартьяновским ярусом. Приуроченные к свите А нефтеносные породы, объединяемые в восемь нефтеносных пластов, представлены фораминиферовыми, органогенно-обломочными и иловатыми известняками, чередующимися с темносерыми и черными глинами.

Кроме перечисленных нефтяных горизонтов, присутствие незначительных притоков тяжелой сернистой нефти установлено в известняках верхней части московского яруса и в доломитах нижнего горизонта кунгурского яруса перми.

## Приуральская нефтегазоносная область

Приуральская нефтегазоносная область приурочена к Предуральскому прогибу, располагающемуся между платформенной частью провинции и складчатым Уралом, и характеризуется относительно глубоким погружением каменноугольных пород и большой мощностью пермских отложений.

В границы области входят два нефтегазоносных района — Ишимбаевский и Чусовской, характерной особенностью которых служит наличие в них промышленных скоплений нефти, приуроченных к погребенным массивам, сложенным рифогенными образованиями нижней перми (артинского яруса). Открытое в 1929 г. месторождение Верхне-Чусовские городки, располагающееся в границах Чусовского нефтегазоносного района, было первой промышленной нефтеносной площадью Волго-Уральской провинции и послужило основанием для дальнейшего развития в ней поисковых и разведочных на нефть и газ работ.

**Ишимбаевский (стерлитамакско-ишимбаевский) нефтеносный район.** Ишимбаевский нефтегазоносный район располагается в южной части Предуральского прогиба (Западная Башкирия) и включает группу нефтяных месторождений у г. Ишимбая (Ишимбаевские, Кусяпкуловский и Термень-Елгинский массивы), а также Куганакское, Покровское и другие месторождения, Ярбишкадакский, Южно-Кашкаринский, Карагановский, Александровский, Амировский и другие погребенные массивы, характеризующиеся наличием нефтепроявлений.

Первые сведения о нефтепроявлениях в Ишимбаевском районе относятся еще к 1768 г., когда акад. И. Лепехин дал описание выходам нефти в долине р. Белой — в районе селений Кусяпкулово и Ярбишкадак. В 1930 г. в окрестностях дер. Ишимбаево были проведены геологические исследования, давшие материал для заложения буровых скважин, бурение которых было начато в том же году. В 1932 г. в одной из скважин, у дер. Нижне-Буранчино, был получен промышленный приток нефти, положивший начало нефтяной промышленности Ишимбаевского района. Добыча нефти начала быстро расти и в 1935 г. количество ее уже в 20 раз превышало добычу нефти 1933 г. В дальнейшем (1936 г.) в разведку были вовлечены новые площади (Ярбишкадак, Машаш, Покровка и др.). В 1938 г. была открыта одна из наиболее продуктивных нефтеносных площадей — массив Южный, а затем в 1939 г. — промышленно-нефтеносные массивы Буранчинский, Кузьминовский и Термень-Елгинский, в которых, так же как и в ранее открытых месторождениях района, нефтяные залежи были связаны с рифогенными образованиями артинских известняков.

В 1943 г. аналогичного типа месторождение было открыто в Кинзебулатово (Восточная Башкирия). В строении нефтяных месторождений Ишимбаевского района принимают участие отложения каменноугольной и пермской системы.

Отложения карбона мощностью свыше 1100 *м* представлены в основном известняками и доломитами, с фауной, позволяющей выделить в них ряд стратиграфических горизонтов.

Пермские отложения представлены двумя отделами — нижним и верхним. Среди пород нижнего отдела (мощность свыше 1100 *м*) преобладают известняки с прослоями доломитов. К верхнему отделу относится уфимская свита, представленная песчаниками, мергелями, красно-бурыми и бурыми глинами, переходящими книзу в толщу химических осадков, выраженных гипсами, ангидритами и солью. Мощность этих отложений достигает 1400 *м*.

Характерной особенностью тектонического строения Ишимбаевского нефтеносного района служит наличие погребенных поднятий, сложенных рифогенными известняковыми массивами артинского возраста, располагающимися на сравнительно ровном пьедестале, сложенным каменноугольными известняками (Ишимбаевская группа массивов и др.) и несогласно перекрытыми более молодыми горизонтами нижней перми. Высота таких поднятий над пьедесталом измеряется сотнями метров, причем некоторые из массивов соединяются между собой перемычками, состоящими из тех же рифогенных известняков. В целом вся эта система поднятий с крутыми склонами, падающими под углами от 35—40° до 65—70°, представляет собой извилистый несогласно перекрытый более молодыми осадками хребет северо-запад—юго-восточного простирания.

Признаки нефтеносности в описываемом районе наблюдаются почти по всему разрезу каменноугольных (средний и верхний отделы) и пермских (артинский ярус и уфимская свита) пород и встречаются даже в четвертичных отложениях. Представлены они различными типами — от газопроявлений до жидкой нефти и твердых битумов. На поверхности присутствие нефтепроявлений установлено в отложениях среднего и верхнего карбона, в породах сакмаро-артинского возраста и уфимской свиты.

Основные промышленно-нефтеносные горизонты приурочены к нижнеартинским рифогенным известнякам и подчинены пористым их разностям (трещиноватым, кавернозным и т. п.). Некоторые разности пористых известняков (ситчатые) приурочены к определенным стратиграфическим интервалам и известны под названием I и II ситчатых горизонтов. В большинстве же случаев трещиноватость, кавернозность и другие особенности пород, обусловливающие их пористость и проницаемость, распространены настолько сложно, что выделять среди них сколько-нибудь определенные горизонты довольно трудно. Обычно они не образуют пластов, а располагаются в виде отдельных линз, достигая максимальной мощности (150 *м*) в центральных зонах массивов и постепенно выклиниваясь к периферийным их частям.

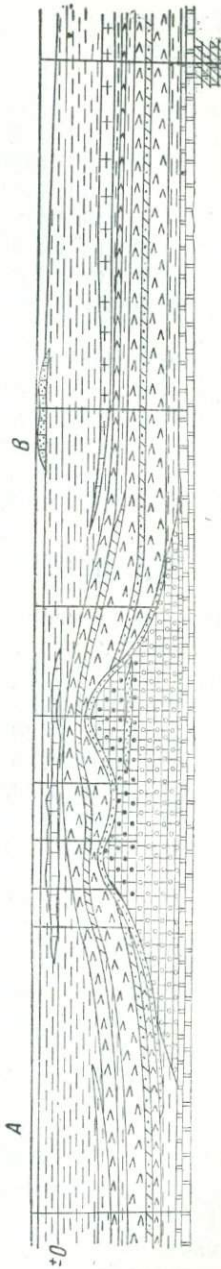
Таким образом, характер связанных с указанными пористыми зонами залежей позволяет отнести их к типу залежей, обусловленных изменением литологического состава пород.

Характерно, что нефтеносность указанных рифогенных массивов Ишимбаевского района устанавливается только до определенной гипсометрической глубины (от 650 до 800 *м* ниже уровня моря), ниже которой все пористые разности известняков заполнены уже не нефтью и газом, а водой.

В качестве особого, но редко встречающегося типа нефтяных залежей Ишимбаевского района следует упомянуть нефтяную залежь в Покровском месторождении, где нефть, кроме рифогенного массива, встречена в пористых известняках кунгурского яруса, облекающих размытую поверхность артинских отложений. Так же, как и в описанных ранее случаях, нефтяная залежь расположена в наиболее приподнятой части пористых известняков. По своему составу нефти Ишимбаевского района относятся к высокосмолистым, высокосернистым и слабо парафинистым нефтям и обладают удельным весом от 0,876 до 0,908.

**Чусовской нефтегазоносный район.** Чусовской нефтегазоносный район располагается к северу от Камского вала в зоне Предуральского прогиба, в районе долины р. Чусовой.

Хотя в настоящее время район промышленного значения не имеет, описание его представляет несомненный интерес, так как он является районом Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в котором были впервые обнаружены промышленные притоки нефти, давшие несомненные доказательства промышленной нефтегазоносности палеозойских отложений Второго Баку и послужившие основанием для широкой постановки поисковых и разведочных работ в пределах всей Русской платформы.




Фиг. 61. Геологический профильный разрез Верхне-Чусовского месторождения.

Верхне-Чусовское месторождение, расположенное в границах Чусовского района, приуроченное к двум небольшим известняковым массивам рифогенного типа артинского возраста, было открыто в апреле 1929 г. при бурении скважины, заложенной для разведки калийных солей.

Тектоническое строение участка, где была пробурена скважина-открывательница, было установлено позднее (в 1931 г.) в результате геофизических исследований и представляет собой куполовидную структуру северо-запад-северного простирания, сложенную отложениями нижней перми. Нижнепермские отложения повторяют структуру рифогенных нефтеносных артинских известняков, представленных двумя массивами (фиг. 61), постепенно увеличивают угол падения пород — от 7—12° на периферии структуры до 45—78° по направлению к своду.

В строении структуры принимают участие доломиты и известняки среднего и верхнего карбона, вскрытые буровыми скважинами.

Кроме описанной структуры Верхне-Чусовского месторождения, в Чусовском районе в результате геофизических работ установлен еще ряд антиклинальных поднятий (Шоломское, Валежнинское, Сергунцевское, Поповское, Шелашинское и др.), часть которых подвергалась разбуриванию, но положительных результатов получено не было.

## § 9. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СИБИРИ

Проблема нефтегазоносности Сибири была выдвинута впервые в 1929 г. акад. И. М. Губкиным. Развернутые в дальнейшем работы позволили установить в пределах этой обширной территории, простирающейся от восточных склонов Урала на западе до побережья Тихого океана и Охотского моря на востоке, от берегов Ледовитого океана на севере и до государственной границы СССР на юге, ряд районов с весьма реальными перспективами на обнаружение в их пределах залежей нефти и газа. Такими районами (областями, провинциями) являются Западно-Сибирская низменность, Кузнецкий каменноугольный бассейн, Минусинская котловина, Забайкалье, Нордвик-Хатангский район, район Усть-Енисейского порта, южный склон Анабарского и северный склон Алданского массивов.

**Западно-Сибирская низменность.** Западно-Сибирская низменность расположена между Уральским хребтом на западе, р. Енисей на востоке, Карским морем на севере и горным массивом северо-восточного Казахстана на юге. Проблема нефтеносности Западно-Сибирской низменности была выдвинута акад. И. М. Губкиным в 1932 г., когда он указал на возможную нефтеносность мезозойских отложений Западной Сибири, представленных на восточном склоне Урала в угленосных фациях.

Тектоническое строение обширных пространств Западно-Сибирской низменности, покрытых мощным чехлом четвертичных образований, из-под которых лишь местами, преимущественно по западным и южным окраинам ее, выступают более древние коренные породы от третичных до палеозойских, не может быть выявлено обычными методами геологической съемки и требует большого объема геофизических и буровых работ.

Признаки нефтеносности в виде пленок нефти, высачивающейся из четвертичных отложений, установлены в районе р. Тавды близ р. Сергута и в Челябинском районе на восточном склоне Урала. Незначительные притоки горючего газа были обнаружены в двух глубоких буровых скважинах, бурившихся (1936 г.) на воду близ станций Ганькино и Макушкино недалеко от г. Петропавловска.

С какими отложениями генетически связаны указанные признаки нефтеносности, пока не установлено. Если исходить из тех представлений, что угленосные фации мезозоя по мере погружения их в восточном направлении, к востоку от Уральского хребта, на глубине переходят в фации нефтеносные, как это предполагал И. М. Губкин, то их можно рассматривать как перспективный для разведки объект.

Полученные в последние годы данные подтверждают это предположение, поскольку в результате глубокого разведочного бурения, начатого в низовьях р. Оби (Березово), в некоторых скважинах с глубины около 1250 *м* из песчаных отложений юры были получены притоки горючего газа.

Нефтепроявления, приуроченные к юрским отложениям, были установлены в глубоких скважинах и на юго-восточной окраине Западно-Сибирской низменности (Колпашево).

Некоторые исследователи (П. М. Чарыгин и др.) полагают по аналогии с Волго-Уральской провинцией, что известный практический интерес в отношении нефтеносности могут представлять и палеозойские, в частности верхнепалеозойские, отложения. Справедливость этих предположений находит некоторое подтверждение в том факте, что в одном из пунктов на восточном склоне Урала (Свердловская область) обнаружено присутствие артинских отложений, представленных в петроцветных фациях, характерных и для западного склона Уральского хребта, которые по направлению к западу сменяются фациями нефтеносными.

**Кузнецкий каменноугольный бассейн.** Кузнецкий каменноугольный бассейн расположен в юго-восточной части Новосибирской области; имеет форму неправильного вытянутого в северо-западном направлении четырехугольника площадью более 26100 *км*$^2$. В центральной части он выполнен верхнепалеозойскими (карбон, пермь) и частично мезозойскими отложениями, а по периферии — более древними осадочными породами кембрия, силура, девона и нижнего карбона. Наиболее интенсивно дислоцированы окраинные зоны бассейна; в центральной части осадочные породы залегают сравнительно спокойно, образуя ряд антиклинальных (Невская и др.) и синклинальных складок. Мощность осадочных образований более 10000 *м*.

Признаки нефтеносности обнаружены в девонских отложениях, представленных сланцами, песчаниками, конгломератами и пестрыми известняками, местами с прослоями горючих сланцев.

В отложениях барзасской свиты (нижний и средний девон) известны прослои битуминозных известняков и пласты сапромикситового угля.

К прямым признакам нефтеносности относятся асфальтиты различных типов, встреченные в диабазах и по трещинам в осадочных породах девона, и жидкие битумы в виде капель и примазок густой нефти в кернах девонских отложений из скважин, пробуренных в районе пос. Невского. В Барзасском же районе известны случаи фонтанирования скважин горючим газом азотно-углеводородного типа.

**Минусинская впадина.** Впадина располагается в бассейне р. Енисея и подразделяется на три котловины: собственно Минусинскую, Сыда-Ербинскую и Чулымскую.

В границах Минусинской котловины, выполненной девонскими и в меньшей степени пермскими и каменноугольными отложениями, а по периферии более древними образованиями, установлена значительная битуминозность известняков нижнего и среднего девона. Некоторые разности известняков издают резкий запах керосина и по трещинам содержат включения асфальтитов. В одном случае установлено присутствие в верхнедевонских отложениях, представленных песчаниками, мергелями и красными песчаниками, жилы асфальтита мощностью 10 *см*, прослеженной по простиранию на 150 *м*. Аналогичного типа асфальтиты были обнаружены в среднедевонских отложениях и в других пунктах Минусинской котловины (хр. Азыртал, р. Уйбат и др.).

В результате глубокого разведочного бурения, начатого в 1948 г. в южной части Минусинской котловины на структурах Быстрянская, Алтайская и др., установлены в отложениях илеморовской свиты среднего девона промышленные притоки азотно-углеводородного газа. Из низов тубинской свиты (фаменский ярус) на Быстрянской структуре и из илеморовской на Алтайской складке (верхнеживетский подъярус) получены небольшие притоки легкой парафинистой желтого цвета нефти удельного веса 0,800—0,808. Таким образом, нефтегазоносность Минусинской котловины является доказанной. Большим недостатком этого района является отсутствие в породах девона хороших коллекторов, которые могли бы служить вместилищем для крупных скоплений углеводородов, и выявленные небольшие притоки нефти и газа, повидимому, приурочены к зоне трещиноватости в плотных мергелях девонских отложений.

Эти данные позволяют рассматривать Минусинскую котловину и прилегающие к ней другие котловины как перспективные в отношении поисков нефти территории, в первую очередь в девонских отложениях.

**Забайкалье.** Первые указания на присутствие битумов на Байкале относятся ко второй половине XVIII века. В результате последующих исследований, проведенных с 1856 г. и до начала двадцатого столетия, было установлено наличие выходов нефти

и газа со дна озера на протяжении от р. Ключи — Стволовая и до мыса Толстого, и кусков озокерита (горного воска), выбрасываемого на берег волнами. В 1903 г. было начато специальное бурение со льда на поверхности озера, обнаружившее на небольшой глубине вблизи юго-восточного побережья Байкала пропитанные нефтью пески. В 1907 г. буровые работы были перенесены в Селенгинский район (устье р. Селенги), где на небольшой глубине в 1908 г. были обнаружены месторождение озокерита и пласты нефтеносных песков. Однако возраст байкальской нефти не был установлен.

Все пункты нефтегазопроявлений приурочены к береговой полосе протяжением более 20 *км*. Прилегающий к этой полосе берег озера сложен докембрийскими кристаллическими породами (гранитогнейсами), которые в зоне раздробления по трещинам пропитаны нефтью. На некотором удалении от берега под поверхностью воды залегает осадочная толща третичного возраста, среди которой отмечаются прослои пропитанных нефтью песчаников. По направлению к юго-западу эти отложения выходят на сушу, где и слагают низменную часть берега до подножья хребтов. В береговой полосе у ст. Танхой выходит окрашенный нефтью песчаник мощностью несколько метров.

Третичные отложения, к которым приурочены нефтепроявления, представлены мощным комплексом осадков дельтово-озерного происхождения, выраженных песками, конгломератами и глинами, с резким угловым несогласием, прикрывающим докембрийские гранитогнейсы. Местами (Танхой) отмечаются пласты углей, иногда достигающие 3—4 *м* мощности. Судя по растительным остаткам, среди третичных отложений, достигающих общей мощности 1500—2000 *м*, присутствуют отложения олигоцена.

Залегание третичных пород моноклинальное с углами падения не более 15—20° в направлении на северо-запад. Вопрос о происхождении байкальской нефти до настоящего времени не может считаться решенным.

**Нордвик-Хатангский район.** Нордвик-Хатангский район располагается на побережье Ледовитого океана в районе устья р. Хатанги. Известен с 1905 г. как область развития соляных куполов. В 1933 г. здесь впервые были обнаружены битуминозные известняки, давшие в бензине нефтяную вытяжку, а в 1933—1935 гг. было установлено несколько соляных куполов и наличие нефти как на поверхности, так и в буровых скважинах.

Наиболее древними породами, развитыми в области, служат каменная соль и гипсы, выше которых залегает фаунистически охарактеризованный верхний девон, а еще выше — мергелисто-сланцевая толща. Наиболее молодыми из коренных пород являются песчано-глинистые отложения мезозоя. В некоторых скважинах, пробуренных на мысе Нордвик (соляной купол

Урюнг-Тюмус), в мезозойских отложениях были встречены нефтяные пески и горючий газ. В пермских отложениях установлены небольшие промышленные притоки нефти.

**Район Усть-Енисейского порта.** В этом районе установлены в нескольких местах выходы горючего газа с содержанием тяжелых углеводородов, соляные источники и обнаружены крупные куски самородной серы, а также обломки известняков с включениями битумов. Все указанные признаки распространены на сравнительно ограниченном пространстве в районе Усть-Порта, где геофизическими исследованиями установлено присутствие асимметричной антиклинальной складки, сложенной мезозойскими отложениями. Наиболее удаленный выход горючего газа расположен в 50 *км* от Усть-Порта.

**Южный склон Анабарского массива.** Под этим названием выделяется южная часть древнейшего докембрийского сооружения Сибирской платформы, сложенная кембро-силурийскими осадками и покрывающей их тунгусской угленосной свитой (карбонтриас). Признаки нефтеносности выражены битуминозными известняками нижнего кембрия, горючими сланцами и битуминозными известняками среднего кембрия с включением по трещинам полужидких асфальтов и жидкой нефти. Отрицательным фактором для данного района является отсутствие благоприятных для скопления нефти и газа структур, которые, возможно, будут найдены в результате более детальных исследований, так как геологически вследствие труднодоступности района он изучен еще очень слабо.

**Северный склон Алданского массива.** Северный склон располагается в бассейнах рек Лены и Вилюя. Выходы нефти указываются в нескольких местах на водоразделе между рр. Вилюй и Лена, в верховьях рр. Чабыды, по р. Тонго и Батомое, по р. Синей и других пунктах, где они связаны с карбонатными кембрийскими отложениями.

Наиболее эффективные нефтепроявления установлены на р. Толбе, правом притоке р. Лены, где в выходящих на поверхность верхних горизонтах нижнего кембрия обнаружены битуминозные породы, выходы асфальта и полужидкой нефти. Небольшие притоки жидкой нефти обнаружены здесь и в одной из пробуренных скважин.

Тектонически район разведки представляет моноклиналь, осложненную пологими поднятиями, повидимому, образовавшимися в результате давления трапповых интрузий. На одной из таких поднятий и была пробурена указанная скважина.

В отложениях нижнекембрийского возраста (толбинская свита) присутствие битуминозных известняков с включениями асфальта отмечено также в верховьях рр. Алдана и Амги. В отложениях среднего кембрия также отмечается присутствие битуминозных известняков и прослоев горючих сланцев.

В бассейне р. Маи в пологозалегающих отложениях кембрия выявлено несколько антиклинальных складок. Признаки нефте-

носности в виде пропитанных нефтью песчаников и пачек горючих сланцев приурочены к нижнему кембрию. В низовьях реки Маи в среднекембрийских отложениях известны выходы асфальта.

Кроме перечисленных признаков нефтеносности, в обширных пространствах Сибири известен еще ряд районов, в которых широко распространены нефтепроявления. К таким районам относятся Канско-Тасевский район Иркутского Усолья, Карагандинский каменноугольный бассейн и др.

## Глава VII

# НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

Благодаря тому, что нефть является довольно широко распространенным полезным ископаемым, нефтяные месторождения известны во всех частях света. Однако наибольшее количество открытых и разрабатываемых нефтяных месторождений находится в настоящее время в западном полушарии (Северная и Южная Америка), на долю которого приходится около 70% мировой добычи нефти, или 446 млн. *т*, из которых на территории США добывается 317 млн. *т*[1]. Значительное увеличение добычи нефти отмечается на Ближнем Востоке (Иран, Ирак, Саудовская Аравия, Бахрейн, Кувейт и Катар), где в 1950 г. было добыто 87 млн. *т*, а в 1953 г. общая добыча в указанных государствах достигла уже 118 млн. *т*. Третье место в добыче нефти среди зарубежных стран принадлежит европейским нефтяным месторождениям (около 10,6%); а на все остальные месторождения зарубежного мира приходится менее 2%.

Неравномерность распределения нефтяных природных богатств в капиталистическом мире усиливает противоречия между отдельными капиталистическими государствами и приводит к ожесточенной борьбе между ними.

Особенно острый характер приняла эта борьба между США и Англией за обладание нефтяными ресурсами Ближнего Востока и Южной Америки. Так, до первой мировой войны американские нефтяные компании имели очень незначительную добычу нефти за пределами США, в 1938 г. их доля в этой добыче составляла 35,6% (из 79,9 млн *т*), а в 1945 г. уже 42%. Доля же английских нефтяных компаний уменьшилась с 50,6% в 1938 г. до 41% в 1945 г. На Ближнем Востоке в 1938 г. США добыли 2 млн. *т* нефти, Англия — 12,5 млн. *т*. В 1950 г. добыча нефти США на Ближнем Востоке составляла уже 40,4 млн. *т*, а добыча нефти Англии там же — 44,2 млн. *т*.

Данные о запасах нефти в зарубежных странах, по подсчету на 1/I 1947 г., приведены (по американским данным) в табл. 4

---

[1] Данные относятся к 1953 г. („Erdöl und Kohle" № 1, 1954).

Таблица 4

**Запасы нефти в зарубежных странах**

| Страны | Запасы нефти в тыс. *т* | Отношение к мировым запасам, % |
|---|---|---|
| Канада | 19850 | 0,25 |
| Куба | 397 | 0,007 |
| Мексика | 112484 | 1,43 |
| США | 2762268 | 35,12 |
| Всего по Северной Америке | 2894999 | 36,8 |
| Аргентина | 36392 | 0,46 |
| Боливия | 6617 | 0,09 |
| Бразилия | 132 | 0,00 |
| Колумбия | 66167 | 0,85 |
| Эквадор | 3308 | 0,04 |
| Перу | 19850 | 0,25 |
| Тринидад | 39700 | 0,5 |
| Венесуэла | 926333 | 11,77 |
| Всего по южной и Центральной Америке | 1098499 | 13,96 |
| Албания | 3308 | 0,04 |
| Австрия | 9925 | 0,13 |
| Чехословакия | 423 | 0,00 |
| Англия | 993 | 0,01 |
| Франция | 1323 | 0,01 |
| Германия | 10587 | 0,13 |
| Венгрия | 9925 | 0,13 |
| Италия | 132 | 0,00 |
| Нидерланды | 3308 | 0,04 |
| Польша | 2647 | 0,03 |
| Румыния | 52933 | 0,7 |
| Югославия | 66 | 0,00 |
| Итого по Европе | 95570 | 1,22 |
| Египет | 17962 | 0,23 |
| Прочие в Африке | 66 | 0,00 |
| Итого в Африке | 18028 | 0,24 |

Продолжение табл. 4

| Страны | Запасы нефти в тыс. *т* | Отношение к мировым запасам, % |
|---|---|---|
| Бахрейн | 36392 | 0,46 |
| Иран | 926333 | 11,77 |
| Ирак | 661667 | 8,41 |
| Кувейт | 1191000 | 15,15 |
| Катар | 132333 | 1,68 |
| Саудовская Аравия | 661667 | 8,41 |
| Всего по Ближнему Востоку (по данным на 1948 г. | 3609392 4,3 млрд. *т*) | 45,88 |
| Британская Индия | 9925 | 0,13 |
| Бирма | 16542 | 0,21 |
| Китай | 1985 | 0,02 |
| Индия | 4632 | 0,06 |
| Япония (и о-в Тайван) | 4235 | 0,05 |
| Нидерландская Индия | 112483 | 1,43 |
| Всего по Восточной Азии | 149802 | 1,9 |
| Австралия (с Новой Зеландией) | 6,6 | 0,00 |
| Прочие во всем мире | 19,9 | 0,00 |
| Итого | 26,5 | 0,00 |

Всего по зарубежным странам доказанные запасы по подсчету на 1/I 1947 г. составляют 7866316,5 тыс. *т*.

Таблица 5

**Мировая добыча нефти в 1952—1953 гг.**

(Из „Erdöl und Kohle", 7 Jahrg. Jan., 1954, Nr. 1)

| Страны | Добыча в тыс. *т* | | Отношение к мировой добыче, % |
|---|---|---|---|
| | 1952 г. | 1953 г. | |
| США | 308978 | 317000 | |
| Канада | 8265 | 11300 | |
| Всего по Северной Америке | 317243 | 328300 | 50,2 |

| Страны | Добыча в тыс. *т* | | Отношение к мировой добыче, % |
|---|---|---|---|
| | 1952 г. | 1953 г. | |
| Венесуэла | 94626 | 92000 | |
| Мексика | 10900 | 10700 | |
| Колумбия | 5432 | 5500 | |
| Аргентина | 3570 | 4100 | |
| Тринидад | 3076 | 3200 | |
| Перу | 2176 | 2100 | |
| Экватор | 375 | 400 | |
| Чили | 116 | 140 | |
| Прочие (Боливия, Бразилия, Куба) | 177 | 200 | |
| Всего по Латинской Америке и области Караибского моря | 120448 | 118340 | 18,1 |
| Кувейт | 37637 | 43000 | |
| Саудовская Аравия | 40509 | 41000 | |
| Ирак | 18843 | 28200 | |
| Катар | 3297 | 4200 | |
| Египет | 2350 | 2500 | |
| Бахрейн | 1510 | 1500 | |
| Иран | 1348 | 1200 | |
| Турция | 22 | 25 | |
| Всего по Среднему Востоку | 105516 | 121625 | 18,6 |
| Индонезия | 8524 | 10000 | |
| Британское Борнео | 5130 | 5100 | |
| Япония | 310 | 300 | |
| Индия | 258 | 270 | |
| Западная часть Новой Гвинеи | 240 | 250 | |
| Пакистан | 179 | 185 | |
| Китай | 120 | 160 | |
| Бирма | 130 | 155 | |
| Всего по Дальнему Востоку | 14891 | 16420 | 2,5 |
| Германия | 1755 | 2200 | |
| Голландия | 715 | 800 | |
| Франция (включая Марокко и Алжир) | 497 | 555 | |
| Югославия | 152 | 160 | |
| Италия | 63 | 90 | |
| Великобритания | 55 | 55 | |
| Всего по Западной Европе | 3237 | 3860 | 0,6 |

Продолжение табл. 5

| Страны | Добыча в тыс. *т* | | Отношение к мировой добыче, % |
|---|---|---|---|
| | 1952 г. | 1953 г. | |
| Советский Союз | 47500 | 52500 | |
| Румыния | 8600 | 9100 | |
| Австрия | 2800 | 3000 | |
| Венгрия | 500 | 500 | |
| Польша | 235 | 250 | |
| Албания | 200 | 200 | |
| Чехословакия | 110 | 120 | |
| Всего по Восточной Европе | 59945 | 65670 | 10,0 |
| Мировая добыча | 621280 | 654215 | 100,0 |

## § 1. ЗАПАДНАЯ ЕВРОПА

Западная Европа в общей добыче нефти играет незначительную роль. В 1953 г. на ее долю приходилось менее 0,6% от годовой добычи нефти всего зарубежного мира.

Нефтяные месторождения в Западной Европе известны в Польше, Румынии, Чехословакии, Австрии, Италии, Германии, Югославии, Албании, Венгрии, Франции, Голландии и Великобритании.

### Польша

По характеру рельефа и своему геологическому строению Польша может быть подразделена на две неравные части: на северную — равнинную (Польская равнина) и южную — горную, в пределах которой располагаются Судетские и Карпатские горы.

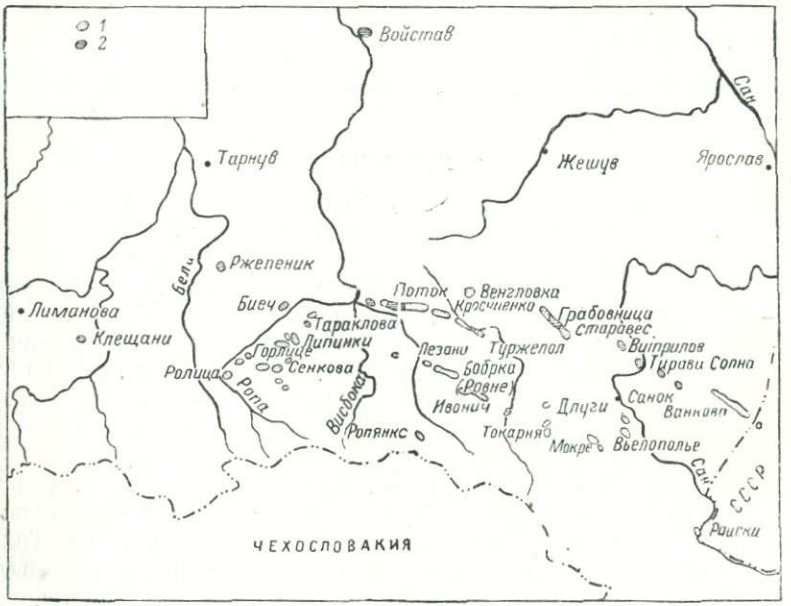
Нефтяные месторождения в Польше связаны с Прикарпатской нефтеносной зоной, в строении которой принимает участие комплекс осадочных образований от нижнего мела до плиоцена включительно. Большую роль в составе этих пород играют флишевые отложения (нижний мел — олигоцен) и субкарпатская соленосная формация («шлир») олигоцена и миоцена.

Начало добычи нефти в Польше (в Галиции) относится к середине XIX века, но статистические данные известны лишь с 1874 г. Всего с 1874 по 1945 г. из месторождений Польши было добыто 38,2 млн. *т* нефти. В Польше в настоящее время насчитывается более 30 нефтеносных эксплуатируемых месторождений.

Нефтяные месторождения Польши располагаются в сложно построенной тектонической полосе шириной до 30 *км* и длиной

около 300 *км*, осложненной рядом надвигов и протягивающейся вдоль северо-западного и северного склонов Карпат, от района Кракова на западе до района Перемышля (зона карпатского флиша) на востоке (бассейн р. Сан). По своему строению они характеризуются сложностью тектоники и небольшими размерами нефтяных залежей.

Нефтеносные горизонты связаны с отложениями нижнего и верхнего мела, эоцена и олигоцена (менилитовые сланцы и кросненские песчаники).




**Фиг. 62. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Польши.**

*1*—нефтяные месторождения; *2*—газовые месторождения.

В западной части нефтеносной полосы известен ряд нефтяных месторождений (фиг. 62), в настоящее время уже в основном разработанных, это нефтеносные районы Кленчаны, Горлице (месторождения Ропица, Русска, Сенкова и др.). В северной части района Горлице известны месторождения Крыг, Кобылянка, Доминковицы, Липинки, Гарклова, Любуша и Погошина, дающие нефть из ценжковицких песчаников. Еще далее к северу находится месторождение Биеч, а к востоку от Биеча располагается один из наиболее крупных нефтяных районов Польши — район Кросно. В районе Кросно нефтяные месторождения приурочены к антиклинальным складкам: 1) Любатувка-Булька, 2) Бобрка-Ветуржко-Ровне, 3) Ясло-Кросно и 4) Венгловка. Нефть залегает здесь в низах ценжковицких песчаников и частично в сеноне.

Наиболее крупным и старейшим месторождением Польши является месторождение Бобрка, приуроченное к антиклинали Бобрка-Ветуржно-Ровне. К антиклинали Ясло-Кросно приурочены месторождения Поток и Кросценко, дающие нефть из ценжковицких песчаников. Антиклиналь Венгловка представлена двумя куполами, в своде которых выходит апт.

На восточном продолжении Кросненской антиклинали расположены нефтяные районы Ропенка, Ванкова, Бреликов, дающие нефть из менилитовых сланцев и свиты Кросно. В последние годы признаки нефти в нижнемеловых и юрских отложениях обнаружены на севере страны.

Почти все нефтяные месторождения Польши одновременно являются и газовыми. Из газовых месторождений наиболее крупное Строхоцине.

## Румыния

Румынская народная республика располагается в юго-восточной части Европы, по характеру поверхности и геологическому строению весьма разнообразна.

Все нефтяные месторождения Румынии приурочены к зоне, являющейся частью Карпатской нефтегазоносной провинции, и характеризуются свойственными ей тектоническими особенностями — сложным строением и широким развитием надвигов, обусловивших образование ряда покровов. Зона покровов прослеживается с севера на юг от Буковины до Бузеу, а затем поворачивает к западу.

В строении нефтеносной зоны Румынии принимают участие осадочные породы от палеозойских до послетретичных включительно, кристаллические сланцы и изверженные породы. Толща пород от олигоцена (песчаники Клива) до верхнего мела включительно выделяется в особый комплекс флишевых пород.

Стратиграфический разрез нефтеносной зоны Румынии следующий.

Верхний мел внизу сложен аггломератом, представленным коричневыми песчаниками с гальками известняка, титонского известняка, кварца. Выше залегают комарницкие слои представленные мергелями, в подошве песчаниками. Комарницкие слои перекрываются песчаниками Сириу, на которых залегает свита красных мергелей (сенон).

Эоцен представлен песчаниками и мергелями мощностью 360 *м*.

Олигоцен снизу представлен известковистыми сланцами, выше которых залегают кремнистые сланцы. Верхняя часть олигоцена сложена сланцами темносерыми и черными с рыбными остатками, перекрытыми песчаниками Клива. Мощность олигоцена 230—240 *м*.

Аквитанский ярус (палеогеновая соленосная формация) представлен в нижней части черными мергелями с включениями кристаллических пород, штоками каменной соли, биту-

минозными глинами, мергелями, конгломератами, песками. В верхах — черные битуминозные сланцы и глины с редкими прослоями песка (слои *керну* или *подумори*). Мощность 550 *м*.

Миоцен объединяет четыре яруса.

Бурдигальский ярус — лагунная фация — представлен песками с подчиненными прослоями мергелей. Мощность 100—200 *м*.

Гельветский ярус — соленосная формация. Мергели серого и красного цвета, соль, гипс. Мощность 500 *м*.

Тортонский ярус представлен мергелями с дацитовыми туфами, известняками, песками. Верхняя часть, сложенная зелеными мергелями с морской фауной, выделяется под названием бугловских слоев. Мощность 200 *м*.

Сарматский ярус представлен нижним и средним отделами (верхний отдел отсутствует). Литологически выражен известняками, известковистыми песчаниками, песками, мергелями. Суммарная мощность 350—450 *м*.

Плиоцен представлен четырьмя ярусами.

Меотический ярус[1] подразделяется на два горизонта: нижний (или дозиниевский) представлен мергелями, песками и песчаниками, и верхний (молдавский ярус) выражен песками, мергелями, песчаниками и оолитовыми известняками, пропластками угля и нефтеносными прослоями.

Понтический ярус в нижней части представлен мергелями, в верхней — мергелями и песками с морской фауной. Мощность 800—1000 *м*.

Дакийский ярус представлен мергелями, песками, пластами углей, известняками с пресноводной и морской фауной, является аналогом рудных слоев киммерийского яруса Кубано-Черноморской области. Мощность 300—400 *м*.

Левантийский ярус выражен мергелями, песками, прослоями углей, гравийниками с пресноводной фауной. Является аналогом надрудных слоев Кубани. Мощность 2600 *м*.

Все нефтяные месторождения Румынии по характеру тектоники могут быть объединены в две основные группы (фиг. 63): 1) месторождения Восточной Румынии, располагающиеся в границах бассейна реки Тротуш и ее притоков и южнее до р. Бузеу, и 2) нефтеносные площади Южной Румынии, приуроченные к бассейнам рр. Прахово, Криков, Яломица, Дымбовица и др.

Первая группа нефтяных месторождений связана с антиклинальными поднятиями, осложняющими зону тектонических покровов, и дает нефть главным образом из нижнетретичных (олигоцен и эоцен) отложений. Наиболее крупными из месторождений этой зоны являются Мойнешти—Лукашети и Солонц—Станешти. В месторождении Сэрата-Монтеори нефть добывается шахтным методом.

---

[1] По терминологии, принятой румынскими геологами, меотис относится к плиоцену, а миоцен начинается с сармата.

Вторая группа нефтяных месторождений связана с диапировыми складками с ядрами протыкания соленосной формации (Дымбовица, Прахов) или с грязевыми вулканами (Бузеу). Нефть добывается из плиоцена, сармата, тортонского яруса, соленосной формации, олигоцена и верхнемелового флиша.

Самым крупным нефтеносным районом в стране является район Морени—Гура—Окница. Нефтяные залежи приурочены к прорванным солью меотическим, дакийским и левантийским




**Фиг. 63. Схема размещения нефтяных месторождений Румынии.**

*1*—нефтяные месторождения; *2*—газовые месторождения.

слоям. Ядро антиклинали Морени сложено соленосной формацией (фиг. 64). Месторождение приурочено к антиклинальной складке диапирового строения, располагающейся между долинами рр. Праховы и Яломицы.

К северо-востоку от района Морени—Гура—Окница, на продолжении той же антиклинальной зоны располагается другой, второй по значению, нефтеносный район Цинтя-Бэйкой, открытый в 1937 г., в котором залежи нефти приурочены к меотису и дакийскому ярусу. В месторождении Мосарель обнаружены жилы озокерита.

Чистогазовые месторождения Румынии приурочены к Трансильванскому бассейну, газоносность которого была обнаружена

при бурении на калийные соли в районе Сармасел в 1908 г. Промышленные притоки газа связаны с сарматскими отложениями, в которых известно до 15 продуктивных горизонтов.

Газоносные площади (Сармасел, Синкай, Сарош, Мойнешти и др.) приурочены к антиклинальным складкам, главным образом меридионального простирания, общее количество которых достигает 43. Складки, располагающиеся по окраинам бассейна, имеют соляные ядра. Возможно, что и продуктивные антиклинали центральной части впадины также связаны с соляной тектоникой.

Кроме сарматских отложений, присутствие газовых пластов установлено в средиземноморских слоях (Сармасел) и в плиоцене (Нейдсе, Копса, Мика).

Нефтепроявления встречены лишь по периферии Трансильванского бассейна, где они связаны с миоценовыми, олигоценовыми, эоценовыми и меловыми отложениями.




Фиг. 64. Поперечные разрезы характерных нефтяных месторождений Румынии.

Q — современные отложения; L — левантинский ярус; D — дакийский ярус; P — понт; M — меотис; H гельветский ярус; B — бурдигальский ярус; S — соль.

### Чехословакия

Нефтяные месторождения в Чехословакии приурочены к Моравской равнине, составляющей продолжение Румынско-Галицийской подкарпатской зоны, и к внутренней области.

Нефтеносные горизонты известны в зоне развития отложений флишевого типа (менилитовые сланцы олигоцена, эоцен и верхний мел), сложенных в крупные антиклинальные складки, расположенные внутри Карпатской дуги, и в нормальных осадках тортона, сармата и понта, которые слагают своды антиклиналей (месторождения Гбелы, Годонин или Гединг и др.).

Месторождения, связанные с флишевой зоной, располагаются в сложно построенной тектонической области, разорванной надвигами и перекрытой покровами, и являются малопродуктивными. Здесь различают две основные зоны складок: Кросненскую и Магурскую. Из промышленных нефтяных месторождений Чехословакии наиболее известны два месторождения: Гбелы и Годонин. Разведка первого была начата в 1913 г., когда с глубины 164—168 *м* была получена первая промышленная тяжелая нефть. Основные нефтяные залежи приурочены к сармату, представленному пестрым комплексом мергелей и глин с пиритом, глауконитом и фораминиферами, мощностью 140—160 *м*. Нефть

в небольших количествах встречена в паннонском ярусе. В месторождении Годонин нефть найдена в сармате, в тортоне, в олигоцене и эоцене.

Ряд нефтеносных горизонтов, связанных с верхнемеловыми отложениями, имеется в месторождении Миково.

В области Предкарпатского прогиба, выполненной неогеновыми отложениями, известен ряд нефтеносных площадей (Затчаны, Сокольнице, Менин и др.), связанных с антиклинальными структурами, в которых нефтеносными отложениями являются песчаники гельветского яруса среднего миоцена (онкофоровые слои).

Признаки нефтеносности, не имеющие промышленного значения, распространены значительно шире — вплоть до доломитов среднего триаса (асфальт в Центральных Карпатах).

## Австрия

На территории Австрии выделяются две нефтеносные области: Венский бассейн и Молассовый бассейн Альпийских предгорий.

Основной продуктивной территорией является Венский бассейн, по своему тектоническому строению представляющий грабенообразную впадину длиной около 200 *км* и шириной до 60 *км*, заполненную третичными осадками от среднего миоцена до нижнего плиоцена (паннонского яруса) включительно. По окраинам бассейна развиты дизъюнктивные дислокации, из которых наиболее крупной является Штейнбергский сброс. Основные продуктивные площади приурочены к антиклинальным структурам: Цистерсдорф, Нейзидль, Гейзельберг, Сант-Ульрих, Принцендорф, Мюльберг и другие, промышленная нефтеносность которых связана с миоценовыми отложениями.

Первая буровая скважина на нефть была пробурена в 1929 г. в Ланцендорфе близ г. Вены, а промышленная нефть получена в 1932 г. на куполе Штейнберг.

Самым крупным месторождением бассейна является Гестинг или Цистерсдорф (открытое в 1932 г.). Общее количество песчаных горизонтов, местами нефтеносных, достигает в нем 30, из которых 20 в сармате и 10 в тортоне. Глубина залегания продуктивных горизонтов колеблется от 850 до 3500 *м*. В 1949 г. было открыто новое крупное Матценское месторождение, являющееся юрским продолжением эксплуатируемых площадей. Нефтяные залежи Матценского месторождения приурочены к тортонскому ярусу.

В молассовом бассейне альпийских предгорий, располагающемся между Альпами и Богемским массивом и заполненном отложениями миоценового возраста (шлир), залежи тяжелой вязкой нефти установлены в песчаных отложениях аквитанского яруса в Тауфкирхене в Верхней Австрии.

Из чисто газовых месторождений известно месторождение Адерклаа.

## Венгрия

Разведочные работы на нефть здесь были начаты только в 1918 г. В настоящее время на территории Венгрии известны две основные нефтегазоносные области: Паннонский бассейн, расположенный к юго-западу от озера Балатон и подразделяемый некоторыми исследователями на три самостоятельные нефтегазоносные зоны (юго-западную, восточную и центральную) и область южных предгорий Западных Карпат (Северная Венгрия).

Наибольшее практическое значение имеет Паннонский бассейн, в пределах которого располагается ряд наиболее крупных нефтяных месторождений Венгрии: Будафа (открытое в 1937 г.), Ловаси (1940 г.), Уйфалу (1941 г.), Хахот (1942 г.) и др. Основным типом структур нефтяных месторождений служат пологие брахиантиклинальные складки, сложенные паннонским (верхний миоцен — нижний плиоцен) и левантийским (верхний плиоцен) ярусами третичной системы. Основные промышленные нефтеносные горизонты приурочены к нижнему отделу паннонского яруса, максимальная общая мощность которого достигает более 2500 *м*. Присутствие залежей нефти и газа установлено и в более древних отложениях верхнего (сармат) и среднего (тортон-гельвет) миоцена.

Из нефтяных месторождений области южных предгорий Западных Карпат наиболее крупным, повидимому, является месторождение Будафа, где в нижнем панноне было обнаружено до 10 нефтеносных горизонтов песков мощностью от 2 до 14 *м*. Тектонически месторождение Будафа приурочено к пологому куполу с простиранием длинной оси в широтном направлении, с падением пород на южном крыле под углами в 3—4° и еще более пологим северным крылом. Вторым по значимости является месторождение Бюкксек, где залежи нефти приурочены к туфогенным пескам среднего олигоцена.

В 1949 г. нефтяная промышленность Венгрии была национализирована.

## Албания

Все известные в настоящее время промышленные скопления нефти в Албании расположены в пониженной части ее территории, прилегающей к Адриатическому морю и носящей название Приадриатической зоны.

Эта зона, являвшаяся еще совсем недавно предгорной впадиной, сложена мощной толщей терригенных пород третичного и постплиоценового возраста, дислоцированных в сложно построенные брахиантиклинальные складки. На востоке она граничит с так называемой зоной Томора, которая, начиная с миоцена, не участвовала в резком погружении Приадриатической зоны и являлась с этого времени для последней источником сноса терригенного материала.

В зоне Томора неогеновые отложения отсутствуют и разрез в поверхностных обнажениях представлен осадками палеогена, которые выражены в известняковой (эоцен) и флишевой (миоцен) фациях.

Неогеновые отложения изучены в Приадриатической зоне главным образом на участках, граничащих с зоной Томора, где они залегают с угловым несогласием на породы палеогенового возраста.

Именно к этим участкам, характеризующимся моноклинальными условиями залегания пластов, приурочены разрабатываемые нефтяные месторождения Сталин и Патоси и битумное месторождение Селеница. Нефтеносными являются рыхлые кварцевые пески тортонского яруса (средний миоцен) и свиты Кучево, возраст которой относится к средней части верхнего миоцена.

Тортонский ярус имеет местное подразделение на две нефтеносные свиты: «дриза» (нижняя часть) и «горани» (верхняя часть тортона).

В Приадриатической зоне перспективными для поисков нефтяных и газовых месторождений являются также брахиантиклинальные складки (Арденица, Фракуль и др.), расположенные в непосредственной близости к уже выявленным месторождениям, приуроченным к структурам моноклинального строения. Сводовые части этих структур сложены песчано-глинистыми породами плиоценового возраста.

### Югославия

Югославия объединяет в своем составе прежние территории Сербии, Славонии, Хорватии, Баната, Далмации, Боснии, Герцеговины, Черногории и Македонии.

В отношении нефтеносности и геологического строения изучена еще слабо. Установлены пока две нефтеносные зоны: северная и южная. Северная расположена по долинам рр. Драве и Муру и характеризуется наличием легкой нефти и озокерита. К южной, протягивающейся по долинам рр. Саве и Сам через Хорватию до Винковице, приурочены месторождения газа, тяжелой нефти и асфальта.

До начала второй мировой войны в Югославии по существу не было ни одного промышленно-нефтеносного района. Наиболее старые нефтяные месторождения Сельница и Пекленица давали вместе не больше 5 *т* нефти в сутки. В настоящее время добыча нефти производится в месторождениях Сельница, Пекленица, Петешовицы, Долина (продолжение венгерского месторождения Ловаси) и Гойло, а добыча газа в месторождениях Буявица и Яна-Липа. Месторождения Гайло и Долина являются одновременно и газовыми месторождениями.

На далмацком побережье Адриатического моря известен ряд месторождений асфальта (Бергорац и др.), связанные с верхнемеловыми отложениями.

Месторождения Сельница и Пекленица, расположенные между рр. Мур и Драва, приурочены к общей антиклинальной складке, в которой наиболее древними из вскрытых пород являются тортонские отложения (средний миоцен), перекрываемые паннoном. Нефтеносные горизонты приурочены к паннону. В остальных нефтяных месторождениях притоки нефти также связаны с паннонскими отложениями, однако дебиты скважин значительно больше и в месторождении Гойло, наиболее крупном месторождении Югославии, составляют в среднем до 20 *т* в сутки.

Признаки нефтеносности на территории Югославии распространены более широко и известны на хребте Маевицы в отложениях эоцена, в районе Табут на границе угленосного олигоцена и известняков эоцена (асфальт), в верхнем мелу на далмацком побережье (асфальт) и в других пунктах (район Тузлы и т. д.). В 1937 г. нефть обнаружена между сел. Горная Тузла и Лопари в угольной шахте.

## Греция

На территории Греции признаки нефтеносности известны в пределах площади Эпир, которая в геологическом отношении является непосредственным продолжением нефтеносной полосы Албании. В качестве нефтеносных известны районы Молита вблизи Янины, в которых жидкая нефть и линзы асфальта приурочены к конгломератам и песчаникам миоцена. Кроме того, на одном из Ионических островов, острове Закинф, известны выходы нефти в плиоцене и битуминозные эоценовые известняки на острове Наксос. Имеются указания о наличии нефтеносных отложений во Фракии.

Промышленной добычи нефти не производится.

## Италия

По своим геологическим особенностям Италия попадает в зону альпийской складчатости и все основные нефтегазоносные горизонты связаны здесь с третичными отложениями.

В Италии выделяются пять нефтеносных областей: Ломбардия, Эмилия, восточный склон Апеннин, западный склон Апеннин и Южная Италия. В качестве самостоятельной нефтеносной области может быть выделена и Южная Сицилия (фиг. 65).

В Ломбардии нефть приурочена к так называемым «чешуйчатым» глинам раннетретичного возраста.

В области Эмилии наибольший интерес представляет район, приуроченный к северо-восточному склону Апеннин, между Александрией и Римини. Нефтеносные площади приурочены здесь к антиклинальным структурам. Добыча нефти производится в нескольких пунктах. В провинции Пьяченца нефтеносным районом является Монтечино-Валле-Гратера, где нефть добы-




Фиг. 65. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Италии.
*1*—нефтяные месторождения; *2*—газовые месторождения.

вается из мергелей олигоцена и песчаника эоцена с глубины от 500 до 1400 *м*. В провинции Парма нефтеносными площадями являются районы Валецца, Сальсомаджоре и Сальсоминоре. Кроме того, нефть встречена в эоцене и миоцене месторождения Медесано-Миано-Оццано и в некоторых других районах.

В области восточного склона Апеннин залежи нефти установлены в районе Асколи (верхний миоцен), в бассейне Пескари (известняки миоцена) и других пунктах. В известняках и доломитах миоцена и эоцена имеются также залежи асфальта, являющиеся объектом промышленной разработки.

В области западного склона Апеннин нефтеносной площадью является район Валле Латина, в котором обнаружены залежи газа, тяжелой сернистой нефти и асфальта.

За последние годы богатые залежи нефти выявлены в трещиноватых известняках триаса на о. Сицилия.

Залежи асфальта, пропитывающие известняки миоцена, являются объектами промышленной разработки в районе Рагузы.

Газоносные площади расположены в Северной Италии в районе городов Турина, Болоньи, Милана и др. Особенно крупное значение имеют газовые месторождения, расположенные в долине р. По (Лоди, Кортомаджоре), где газ добывается из нижнеплиоценовых или верхнемиоценовых слоев на глубинах 1200—1530 *м*. Кроме нефтяных и газовых залежей, в Северной Италии известны многочисленные месторождения битуминозных сланцев, связанные с отложениями триаса и верхнего мела (трентино); такие месторождения встречаются и в Сицилии.

## Германия [1]

В Германии выделяют в настоящее время четыре нефтеносных провинции: Северо-Германскую, Субальпийскую, Тюрингенскую и Рейнскую.

Нефть добывается из 25 стратиграфических горизонтов, начиная с перми и до олигоцена; основную добычу дают нижний мел (до 50%), верхний мел (до 15%) и юра (15%). Начало нефтяной промышленности в Германии относится к 1874 г. Общее количество нефтяных месторождений около 50.

Северо-Германская нефтеносная провинция, или бассейн, представляет собой обширную синклиналь длиной и шириной до 290 *км*, заполненную палеозойскими (нижнепермскими) и мезокайнозойскими осадками общей мощностью более 3000 *м*, примыкающую с юга к Балтийскому кристаллическому щиту. С наиболее древними нижнепермскими отложениями связаны залежи каменной соли, а к верхнепермским приурочены знаменитые залежи калийных солей (Стасфурт). Нефтяные месторождения Северной Германии преимущественно связаны с соляными куполами и располагаются вдоль двух основных дислокационных линий. Одна из них протягивается вдоль рр. Везера и Аллера, а вторая вдоль р. Эльбы.

Эксплуатирующиеся нефтяные месторождения сосредоточены главным образом в Ганноверском районе, где и зародилась германская нефтяная промышленность. Первая буровая на нефть скважина была пробурена в 1859 г. в районе Витце.

[1] Подразумевается территория Восточной и Западной Германии.

Нефтеносные горизонты обнаружены в триасе (рэт), юре (доггер и мальм) и в мелу (нижний и верхний) и приурочены к линзовидным песчаным образованиям. Наиболее легким удельным весом характеризуются древние нефти, более тяжелые свойственны молодым отложениям. В 1949 г. нефть в промышленном количестве была получена на межкупольном поднятии Зюдербрух.

Субальпийская провинция, сложенная третичными отложениями, отделена от Северо-Германской полосой массивно-кристаллических пород и объединяет нефтяные месторождения Баварии, составляющие продолжение нефтеносной зоны карпатского флиша, в которую входят также месторождения Западной Украины, Чехословакии и Австрии. Здесь известно пока одно нефтяное месторождение, находящееся в районе Тегернского озера. Нефть приурочена к флишевым отложениям, слагающим сильно дислоцированные и даже опрокинутые складки.

Тюрингенская провинция приурочена к мульде, расположенной между Гарцем и Тюрингенским лесом и выполненной палеозойскими отложениями, перекрываемыми осадками триаса, сложенными в довольно интенсивно дислоцированные складки, местами опрокинутые. Единственное месторождение провинции — Фолькенрода — открыто в 1930 г. (при разработке соли). Нефть легкая, с содержанием до 25% бензина, приурочена к верхнему цехштейну (верхняя пермь), представленному чередованием прослоев ангидрита, соли, битуминозных сланцев и доломитов. В настоящее время в результате истощения месторождение не эксплуатируется.

Рейнская провинция, расположенная на берегах р. Рейн от Мюльгаузена до Майнца, в настоящее время входит в значительной своей части (где находятся наиболее крупные нефтяные месторождения) в пределы Франции. Во второй половине 30-х годов на правом берегу Рейна в месторождениях Форст, Вейнгартен и Вормс были открыты промышленные залежи нефти в верхнем триасе.

Всего с начала добычи в Германии получено около 20 млн. *т* нефти (включая и Эльзас до 1918 г.). Наиболее богатой промышленной площадью является месторождение Рейтброок (Северо-Ганновёрский округ), открытое с 1937 г., давшее в 1945 г. 10% добычи нефти всей Германии.

Ввиду того, что потребности Германии в жидком топливе были значительно больше указанной добычи, в ней широко развивалось производство бензина путем каталитической гидрогенизации углей под большим давлением.

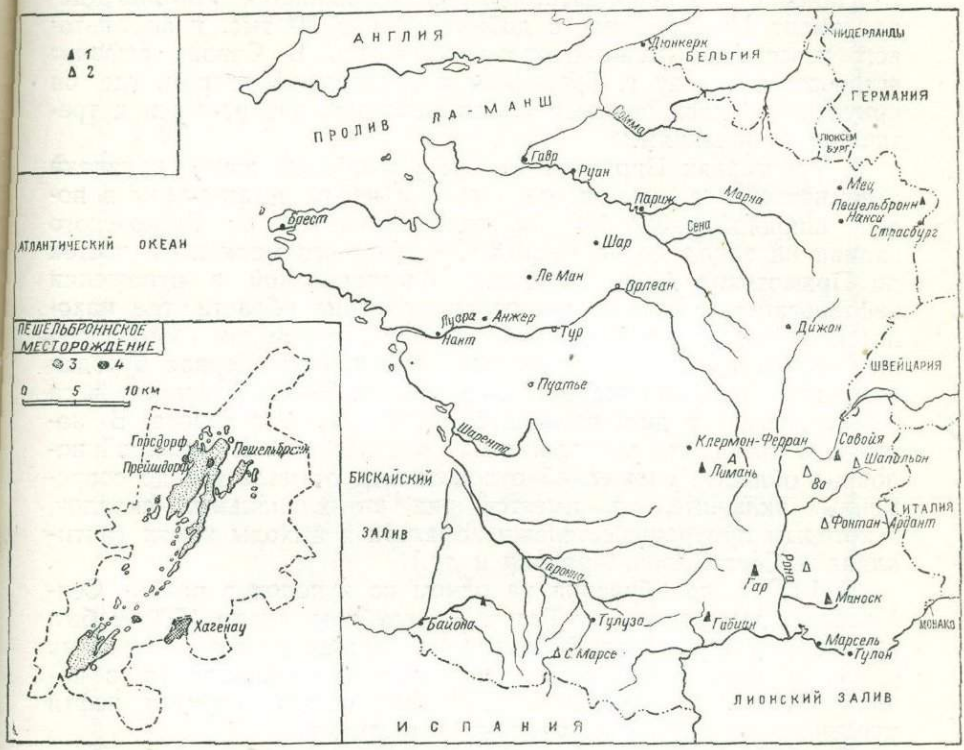
### Франция

На территории Франции располагаются следующие нефтеносные зоны: Рейнская, Центрально-восточная (асфальтоносная) и Предгорная зона Пиринеев (Субпиринейская зона) (фиг. 66).

В строении Рейнской области принимают участие кристалли-

ческие породы, несогласно перекрытые триасом и более молодыми отложениями.

Долина р. Рейн совпадает с дном Рейнского грабена, заполненного третичными отложениями олигоценового возраста, мощность которых достигает 1200 *м*. Меловые отложения, видимо, отсутствуют и непосредственно под олигоценом залегают юрские породы.




Фиг. 66. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Франции

*1* — нефтяные месторождения; *2* — газовые месторождения.

Наиболее известным из месторождений этой области является месторождение Пешельбронн, в котором добыча нефти производится частично из шахт. Шахтная добыча нефти в Пешельбронне началась в 1742 г. Месторождение состоит из ряда мелких залежей (типа рукавообразных и линз) длиной до 800 *м* и шириной 30—60 *м*, приуроченных к олигоценовым (чередование пресноводных и морских осадков), юрским (известняки, доломиты) и триасовым отложениям, образующим семь нефтеносных пачек, из которых самая глубокая залегает на глубине 350—400 *м* от поверхности. Удельный вес нефти уменьшается от нижних горизонтов (0,880—0,897) к верхним. Всего в районе Пешельбронн располагается восемь промысловых площадей.

В Центрально-Восточной зоне (район Центрального массива и Савойя) известны залежи асфальта, связанные с третичными отложениями; выходы асфальтовых пород приурочены к интрузиям базальтов и базальтовым туфам. Центром области является город Клермон-Ферран. Асфальт залегает в известняках и песчаниках олигоцена (департамент Гар), в юрских отложениях (келловей), в барреме и в третичных породах.

Наиболее крупным месторождением является Лиманъ (департамент Пюи-де-Дом) с добычей около 20 тыс. *т* асфальтового известняка (нижний олигоцен) в год. В Савойе асфальт встречается между г. Греноблем и Женевским озером, где он приурочен к посидониевым слоям келловея, к баррему и к третичным отложениям.

В предгорьях Пиринеев (в Субпиринейской зоне) признаки нефтеносности в виде выходов газа и нефти установлены в полосе шириной около 100 *км*, прослеживаемой от Гасконского залива на запад до побережья Средиземного моря и на восток до Приморских Альп. Наиболее благоприятной в отношении нефтеносности является восточная половина области, где находится нефтяное месторождение Габиан, в котором продуктивные горизонты связаны с отложениями триаса. Первая буровая скважина была заложена здесь в 1924 г. Нефть удельного веса 0,846 залегает в доломитовых брекчиях нижнего триаса. В настоящее время это месторождение разработано. В западной половине области, сложенной отложениями от палеозоя до современных включительно, имеется ряд антиклинальных складок, к которым приурочены залежи асфальта и выходы нефти (антиклиналь Сент-Сюзан, Аранкон и др.).

В 1939 г. при бурении на одном из куполов в районе Сен-Марсе (к юго-западу от Тулуза) с глубины около 1500 *м* был получен большой газовый фонтан с содержанием в газе тяжелых углеводородов. В результате дальнейшего разбуривания, в начале 1940 г., на глубине 2000 *м* был получен приток нефти удельного веса 0,805 из меловых известняков.

Кроме нефтеносных и асфальтоносных районов, во Франции известен ряд месторождений битуминозных сланцев, из которых наиболее крупные расположены в области Центрального массива.

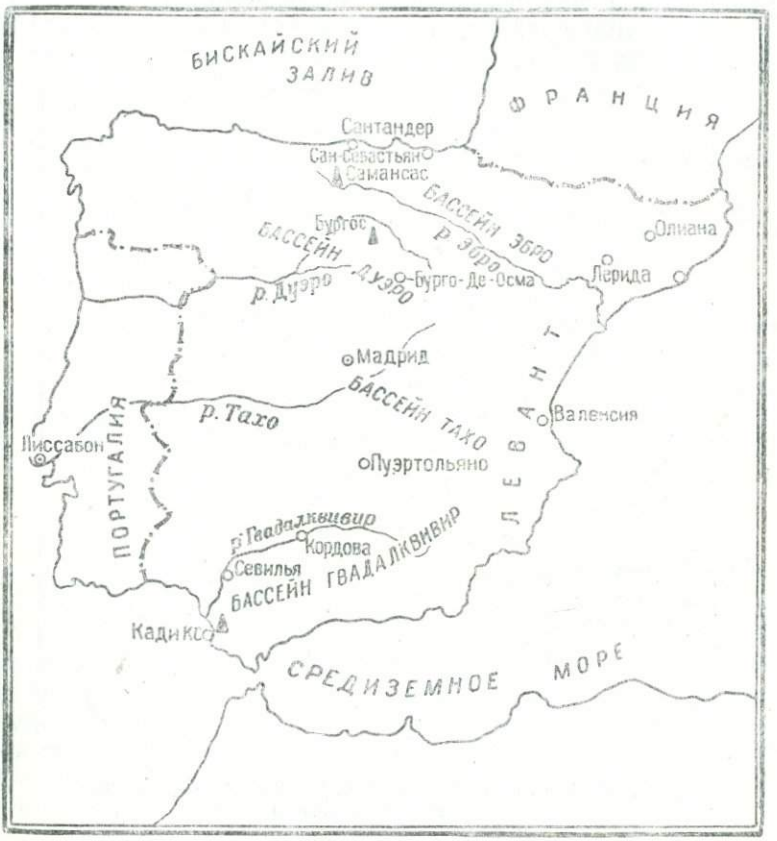
Месторождения газа находятся на западных окраинах Юры и Савойских Альп. Наиболее крупным газовым месторождением является Во. Большинство газовых залежей связано с верхним триасом.

В 1954 г. к юго-западу от г. Бордо открыто высокодебитное месторождение нефти в кавернозных известняках мезозоя.

### Испания

Присутствие асфальта на Пиринейском полуострове было известно уже давно, часть месторождений асфальта разрабатывается. Разведочное бурение на нефть впервые было начато

в 1921 г. Поиски нефти сосредоточены в Субпиринейской полосе (бассейны рр. Эбро и Дуэро), сложенной третичными и мезозойскими отложениями, где в двух северо-западных провинциях — Бургос и Сантандер (близ Сан-Себастьяна) при бурении были получены небольшие притоки нефти удельного веса 0,896—0,890 в песках нижнего мела и в лейасе (известняки) (фиг. 67).



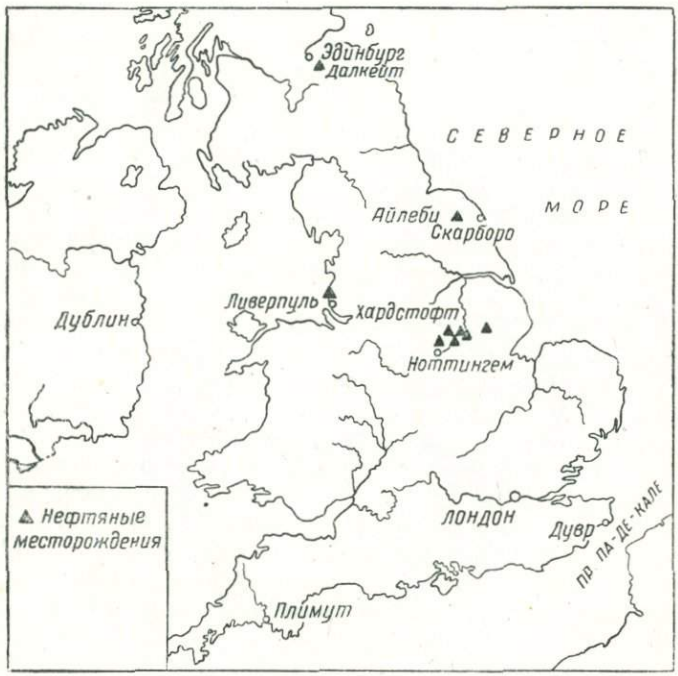

(▲- нефтепроявления).

Фиг. 67. Схема размещения нефтяных месторождений Испании (по Е. М. Смехову).

Близ Кадикса (юго-западная часть Испании — бассейн р. Гвадалквивир) признаки нефти и газа установлены в ряде пунктов в различных отложениях от триаса до миоцена. Нефть легкая, удельного веса от 0,801 (Вилламартин, эоцен) до 0,837 (Кониль, олигоцен). Промышленные нефтяные и газовые месторождения пока отсутствуют.

Перспективы нефтегазоносности Испании, повидимому, не велики.

Наличие в Шотландии месторождений битуминозных сланцев послужило основанием для поисков нефти в Англии, которые были начаты только в 1918 г. На крупной угленосной складке (Пеннинской), находящейся на территории графств Кемберлэнд, Йоркшир, Дербишир, нефть была обнаружена в 1919 г. на одном из участков этой складки, в Хардстофте, на глубинах 1200—1300 *м* в двух горизонтах известняков каменноугольного воз-




Фиг. 68. Схема размещения нефтяных месторождений Великобритании.

раста (фиг. 68). Максимальная годовая добыча (400 *т*) была получена здесь в 1924 г. В 1939 г. нефть с дебитом до 12 *т/сутки* была получена в Икринге (Ноттингемшир) из песчаников верхнекаменноугольного возраста, где были открыты новые месторождения в Келхем-Хиллсе (1941 г.), Дюкс-Вуде (1941 г.) и в Каунтоне (1943 г.). В Шотландии известно небольшое месторождение Далкейт.

Значительно крупнее в Англии залежи газа, связанные с соленосными отложениями триаса и юрой. Наиболее крупным газовым месторождением является Хитфильд в графстве Суссекс. Крупное промышленное значение имеют месторождения горючих сланцев в Шотландии, связанные с отложениями каменноугольного возраста.

### Нидерланды (Голландия)

Поиски нефти в Нидерландах были начаты еще в двадцатых годах текущего столетия. В 1943 г. было открыто месторождение Схонебек, расположенное в границах западного продолжения Северо-Германского нефтеносного бассейна. По своему геологическому строению месторождение находится на восточном продолжении пологой антиклинали Куворден. Парафинистая нефть удельного веса 0,904 встречена в песчаных отложениях нижнего мела (горизонт валендис).

К западу от месторождения Схонебек, на поднятии Куверден, на глубинах 1100—3000 *м* обнаружен газ в верхнепермских отложениях.

Добыча нефти не обеспечивает и половины потребности страны.

В других странах Европы — Финляндии, Ирландии, Исландии, Люксембурге, Бельгии и Норвегии — нефтяных месторождений нет. В Португалии и Швейцарии обнаружены только признаки нефти.

В Болгарии разведочные работы на нефть дали за последние годы положительные результаты.

## § 2. АЗИЯ

Нефтяные месторождения в Азии известны в Иране, Ираке, Саудовской Аравии, Бахрейнских островах, Кувейте, Катаре, в Японии, Китае и в ряде других стран. Наиболее крупными и перспективными являются нефтегазоносные провинции Среднего Востока: Иран, Ирак, Саудовская Аравия, Бахрейнские острова, Кувейт и Катар, где в 1953 г. было добыто 119,1 млн. *т* нефти. В последнее время нефтяные месторождения этих стран являются основными объектами борьбы между американским и английским капиталом.

### Иран

Иран граничит на севере с СССР, на востоке с Афганистаном, на западе с Турцией и Ираком.

В границах Ирана выделяются две обособленные нефтегазоносные провинции: юго-западная, к которой приурочены давно известные и эксплуатируемые месторождения, тяготеющие к Персидскому заливу, и северная — Прикаспийская, промышленное значение которой пока не установлено. Перспективной областью является также Центральное Иранское плато, расположенное между системами южных (Загрос) и северных (Эльбурс) горных цепей, где признаки нефтеносности связаны с известняками Асмари (олигоцен — нижний миоцен) и породами Фарса (миоцен).

Нефтяные промышленные месторождения юго-западной части Ирана приурочены к области передовых хребтов горной системы Загрос, располагающейся между Иранским плоскогорьем и Месопотамской депрессией (впадиной).

В пределах этих горных сооружений и примыкающих к ним участков низменности развит весь комплекс осадочных образований от палеозоя до верхнего плиоцена включительно. В разрезе основным литологическим типом пород являются карбонатные осадки.

Наиболее типичным служит разрез центральной области Бахтиари, где выделяются следующие отложения.

Самыми древними являются так называемые дашт-и-гульские известняки (сеноман-турон) мощностью не менее 150 *м*. Выше залегают верхнемеловые тонкослоистые белые известняки мощностью до 210 *м*. Еще выше — синие и пурпурные сланцы (нижний эоцен) мощностью 465 *м*.

На сланцах нижнего эоцена залегают светлокоричневые и светлосерые тонкослоистые известняки с прослойками сланцеватых глин (средний эоцен) мощностью до 490 *м*, сменяющиеся кверху по разрезу спатангидовыми (спатанговыми) синими и зелеными сланцами верхнего эоцена средней мощностью 75 *м*.

Еще выше располагаются асмарийские коричневые нуммулитовые известняки олигоцена (?) и нижнего миоцена, являющиеся основной нефтесодержащей толщей области мощностью от 300 до 600 *м*. Аналогами этих отложений в других районах служат «калгурские известняки» (пушт-и-кух) и хамирские известняки Пилгрима.

Асмарийские известняки покрываются фарсидскими лагунными гипсо- и соленосными мелководными и континентальными отложениями персидской гипсоносно-соленосной формации. Фарсидский ярус подразделяется на три отдела: нижний, средний и верхний.

В районах нефтяных месторождений в нижнем фарсе (средний миоцен) выделяют три подотдела: нижний, представленный серыми мергелями, ангидритами, сланцами и известняками, мощность колеблется от 0 до 3200 *м*; средний, выраженный красными и серыми мергелями, ангидритами и солью, средней мощностью от 160 до 212 *м* и верхний, представленный ангидритами, красными и серыми мергелями.

Отложения среднего фарса, относимые к среднему миоцену, представлены песчанистыми известняками, известковистыми песчаниками и синими сланцами с пластами гипса. Мощность 180—200 *м*.

Верхний фарс, соответствующий верхнему миоцену, выражен песчаниками и мергелями красного цвета мощностью до 800 *м*.

Верхним членом третичного разреза служат отложения бахтиарского яруса, относимые к плиоцену, выраженные мощными конгломератами, рыхлыми песками и глинами. Мощность до 4500 *м* и больше.

Все эти отложения сложены в крупные антиклинальные и синклинальные складки с явно выраженной асимметрией, определяющейся их более или менее сильным наклоном в юго-западном направлении. В этом же направлении происходит и общее затухание складчатости, выражающееся по мере приближения к Мессопотамской низменности в увеличении площадей, занимаемых пологими синклиналями, выполненными плиоценовыми и современными осадками. Наибольший практический интерес представляют антиклинальные складки Майдан-и-Нафтунская и Месджид-и-Сулеймановская с простиранием северо-запад — юго-восток, сложенные фарсидскими отложениями.

Характерной особенностью геологического строения описываемой территории служит несоответствие между тектоникой фарсидских и асмарийских отложений. Пластичные массы гипса и соли, свойственные нижнему фарсу, являются причиной того, что крупные структурные формы асмарийского известняка перекрываются крайне сложной и мелкой дисгармоничной складчатостью пород фарсидского яруса, осложненной явлениями надвигового характера (фиг. 69). Это обстоятельство в значительной степени затрудняет разведочные работы и вызывает необходимость широкого применения геофизических исследований.

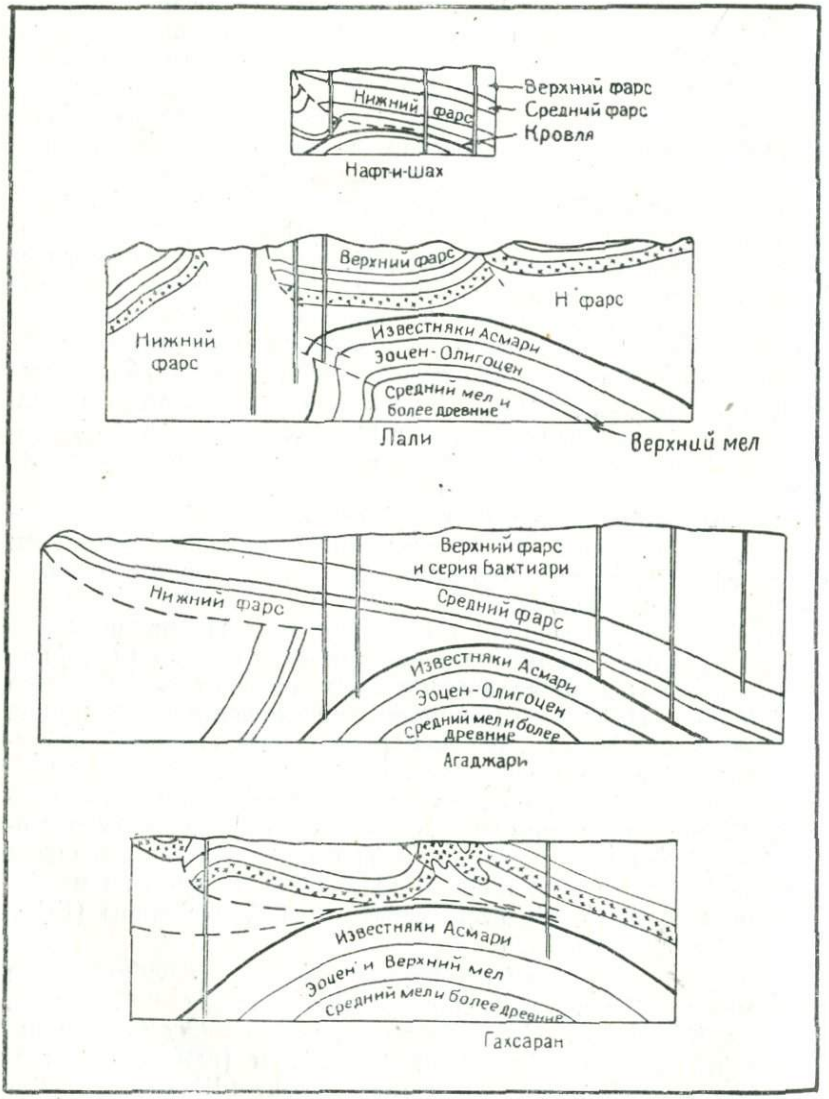
В южных районах, у г. Бендер-Аббас и на ближайших островах в Персидском заливе, известны солянокупольные структуры; возраст соляных масс, прорывающих здесь третичные отложения, считается кембрийским.

Признаки нефтеносности в Юго-Западном Иране представлены различными типами — от твердых битумов до газообразных и встречаются во всех отложениях от юры до плиоцена включительно. Нефтеносными породами являются известняки, песчаники, конгломераты, сланцы, соль и гипс. Основной нефтеносной толщей служат асмарийские известняки, известные своей огромной и постоянной продуктивностью (нефть удельного веса 0,837). Характерным примером является скважина «Ф» месторождения Месджид-и-Сулейман, непрерывно фонтанировавшая в течение 15 лет (с 1911 по 1926 г.) и давшая за это время более 6700000 *т* нефти. Годовой дебит другой скважины (Г-17) достигал 1 млн. *т* нефти.

В настоящее время в Юго-Западном Иране разрабатывается восемь месторождений, из которых семь — Месджид-и-Сулейман, Нафт-Кел, Ках-Саран (Гячекварагули), Нафт-Сефид («Источник белой нефти»), Лали, Агаджари и Пазанум (газовое) — находятся в области Бахтиари, а восьмое — Нафт-и-Шах — в Де-Луране, на границе с Ираком (фиг. 70). Другая половина последнего месторождения находится в Ираке, где она известна под названием Нафт-Хане. Здесь впервые в Иране (1900 г.) были начаты буровые разведочные работы. Большинство нефтяных месторождений Ирана было открыто в конце двадцатых и тридцатых годов текущего столетия (1928—1938 гг.), хотя экс-

плуатация южно-иранских нефтяных месторождений Англо-персидской нефтяной компанией была начата еще в 1911 г.

Промышленно-нефтеносными отложениями являются детритусовые известняки нижнего фарса (нижний миоцен), асмарий-

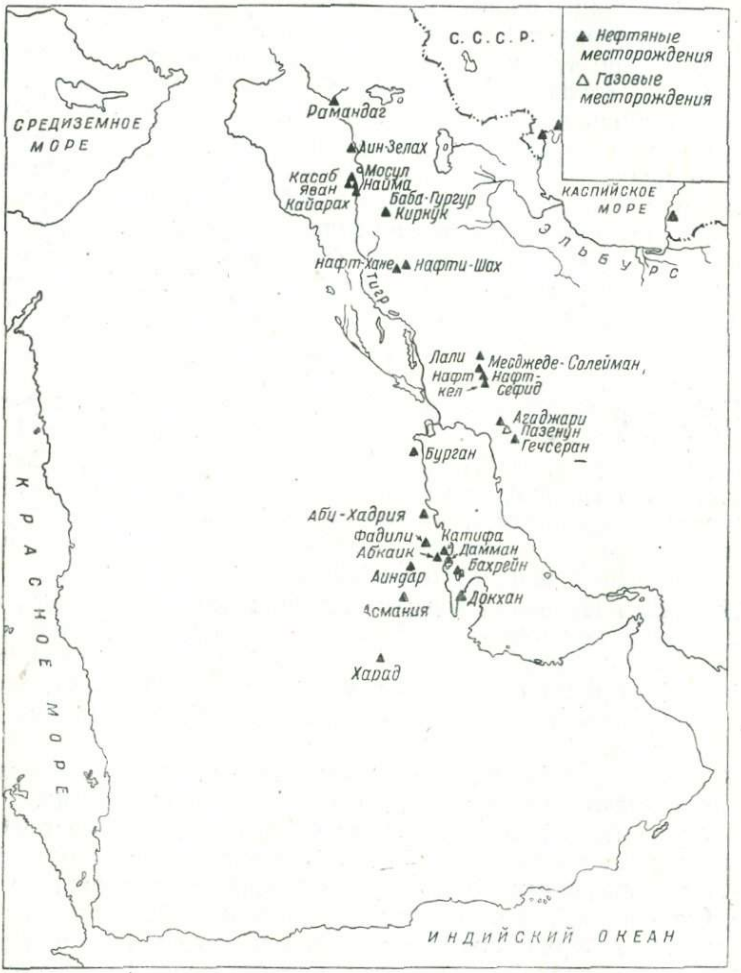



Фиг. 69. Нефтяные месторождения Ирана.

ские известняки (олигоцен — нижний миоцен) и известняки эоцена. Нефти различного удельного веса — от 0,779 («Источник белой нефти») до 0,833 (Хафт-Кел). Глубина залегания нефтеносных горизонтов колеблется от 300 до 2500 *м*. Средняя суточ-

ная добыча на одну скважину составляет в Иране 1100 *т*, причем суточный дебит отдельных скважин достигает 5000 *т*.

Основным типом нефтяных месторождений служат крупные удлиненные антиклинали длиной 25—30 *км* при ширине складок 4—6 *км*.




Фиг. 70. Нефтеносность и газоносность Среднего Востока.

*1*—нефтяные месторождения; *2*—газовые месторождения.

В пределах Северного Ирана располагается Прикаспийская нефтеносная провинция, характеризующаяся развитием нефтеносного комплекса отложений, с которыми связаны нефтепроявления в Советском Азербайджане и Туркмении.

В Прикаспийской нефтеносной провинции известны следующие площади с нефтепроявлениями: Азам в районе Пехлеви,

Лахиджана, Шах-Пура, Саньгонима и другие, где признаки нефтеносности связаны с третичными отложениями.

По другую, южную, сторону Северной Иранской дуги располагается перспективная провинция Центрального Иранского плато, где развиты в основном третичные отложения, начиная от эоцена и кончая плиоценом, причем часть этих отложений, относящаяся к миоцену, совершенно идентична как по литологическому составу, так и в отношении нефтеносности аналогичным по возрасту отложениям Юго-Западного Ирана. Исключением являются лишь осадки палеогена (олигоцен — эоцен), представленные на северной окраине Иранского плато континентальными и вулканогенными фациями, тогда как в Юго-Западном Иране они выражены морскими карбонатными породами. Нефтепроявления связаны с асмарийскими известняками и соленосно-гипсоносными отложениями фарсидского яруса. Имеются благоприятные в отношении нефтеносности антиклинальные складки и соляные купола.

### Ирак

Нефтяные месторождения Ирака находятся в пределах той же Месопотамской низменности, что и месторождения в Иране, располагаясь в полосе, протягивающейся от границы с Турцией до Иранской границы у Нафт-и-Шаха и являющейся непосредственным продолжением Иранской нефтегазоносной зоны. Основным отличием тектонического строения Иранской зоны от нефтегазоносной зоны Южного Ирака служит более спокойная складчатость Иракской зоны и меньшая ее нарушенность дизъюнктивными дислокациями (сбросами, надвигами). По своим геологическим особенностям все нефтяные месторождения Ирака могут быть объединены в две подзоны (западную и восточную), разделенные цепью холмов Джебель-Гамбрин, Джебель-Макхуль.

В строении нефтеносной полосы принимают участие отложения от пермских и триасовых до плиоцена включительно.

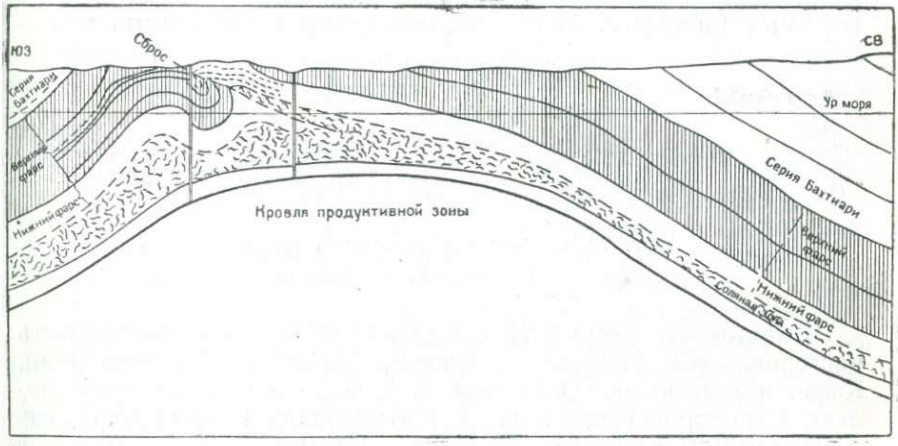
В литологическом составе этих образований нет постоянства; особенно резкие отличия наблюдаются между одновозрастными осадками, развитыми в краевой складчатой геосинклинальной зоне (на востоке) и в зоне склона континентальной платформы (на западе). Верхи нижнего миоцена и его средний и верхний отделы в складчатой зоне Ирака представлены той же серией осадков фарсидского яруса, что и в Юго-Западном Иране.

Весь комплекс указанных осадочных образований, слагающий восточную складчатую зону, дислоцирован в ряд синклинальных и антиклинальных складок, в большей или меньшей степени асимметричных с общим наклоном на юго-запад в сторону платформы. В отношении нефтеносности интерес представляют отложения от сеномана и до третичных включительно.

Нефтепроявления широко развиты вдоль всей предгорной полосы и были известны еще в глубокой древности. Промыш-

ленными нефтеносными отложениями служат в основном известняки свиты Асмари (мощность 180 *м*), олигоцена и верхнего эоцена, объединяемые в так называемый «главный известняк», мощность которого в нефтеносных районах превышает 500 *м*. Известняки нижнего миоцена играют в отношении нефтеносности подчиненную роль.

На северо-западе вблизи границы с Турцией, в районе Аин-Зелах и в районе Кайарах, установлена промышленная нефтеносность меловых отложений. Начало бурения на нефть относится к 1926 г.




**Фиг. 71.** Профильный разрез через месторождение Киркук (Ирак).

Основные нефтегазоносные площади приурочены к пяти крупнейшим антиклинальным складкам: Джабель-Гамрин-Макхуль, Джабель-Канука, Куваир, Джабель-Яван, Баба-Гургур. Основным типом структур нефтяных месторождений являются антиклинальные складки, достигающие 97 *км* длины при ширине 3—3,5 *км* (Киркук) (фиг. 71).

## Бахрейн (или Берейн)

Архипелаг небольших и невысоких островов, расположенных в Персидском заливе между побережьем Саудовской Аравии и полуостровом Катур, называется Бахрейнским, по наименованию крупного центрального о. Бахрейн (46 *км* × 16 *км*). Кроме о. Бахрейн, в состав архипелага входит еще ряд островов с общей площадью в 55 *км*$^2$.

Бахрейнские острова формально принадлежат Ирану, но фактически контролируются Англией через ее ставленника — бахрейнского шейха.

По своей геологической истории Бахрейнские острова в значительном протяжении геологического времени являлись обла-

стью моря и только в палеоценовое время были приподняты над его уровнем. Главной структурой Бахрейна является антиклиналь Джебель-Духан, сложенная в своде известняками среднего эоцена (фиг. 72).

Первая нефтяная скважина была пробурена у Джебель-Духана в 1932 г. Основная нефтеносная площадь располагается в центральной части о. Бахрейн. Нефтяные горизонты связаны с меловыми отложениями и залегают на различных глубинах — от 600 до 1400 *м*. Нефть высокого качества, удельного веса 0,868. Нефтеносными породами являются в основном известняки. Кроме нефти, на Бахрейнских островах известны залежи асфальта (вблизи г. Могнама), связанные с эоценовыми мергелями.




Фиг. 72. Схема разреза острова Бахрейн.

*1*—известняки эоцена; *2*—пески и современные морские осадки.

В настоящее время в Ираке находятся в эксплуатации шесть месторождений: Нафт-хане, Киркук, Кайарах, Ханакин, Яван, Касаб и Аин-Зелах. Основным нефтяным месторождением является месторождение Киркук (антиклиналь Баба-Гургур), открытое в 1927 г. и расположенное в 150 *км* к северо-западу от Масула. Нефтеносные горизонты приурочены к асмарийским известнякам. Нефть удельного веса 0,846—0,850. Следующим по мощности является месторождение Кайарах. Кроме нефтяных месторождений, в бассейнах верхнего течения рр. Тигра и Евфрата известны залежи асфальта (месторождения Касаб, Макул, Хит, Абу-Джир и др.).

## Саудовская Аравия

Саудовская Аравия граничит на севере с Кувейтом, Ираком и Трансиорданией, на юге с Йеменом и Аденом, на востоке с Хадрамаутом и Оманом. Значительные пространства Саудовской Аравии заняты пустынями — Большой Нефуд на севере и Руб-аль-Кали на юге.

Основным геотектоническим элементом Саудовской Аравии, располагающейся в пределах Аравийского полуострова, является обширный древний массив, сложенный преимущественно докембрийскими гранитами и метаморфическими сланцами, которые несогласно перекрываются морскими и континентальными песчаниками палеозоя и осадками более молодого возраста — от перми до нижнего мела включительно. Выше залегают верхнемеловые мергели, известняки, песчаники, сланцы и кайнозойские

осадочные породы, развитые преимущественно в прибрежных зонах Персидского залива и по южной окраине Аравийского полуострова.

Нефть является наиболее важной отраслью горной промышленности Саудовской Аравии, считающейся одной из наиболее молодых нефтеносных провинций мира. Поиски нефти были начаты в Саудовской Аравии в 1933 г., когда представители американского капитала получили у короля Ибн-Сауда концессию на разведку и разработку нефти. Бурение было начато в 1935 г. вблизи Аль-Кабра, первая промышленная нефть была получена только в 1936 г. у Даммана (Дхара) с глубины 645 *м*. В настоящее время Дамман является одним из крупнейших мировых месторождений нефти. Кроме Даммана, нефть добывается из нефтяных месторождений Абкаик (открыто в 1941 г.) и Катифа (открыто в 1945 г.). Менее мощным является месторождение Абу-Хадрия, расположенное в 160 *км* к северо-западу от Даммана. Кроме того, в эксплуатации находятся месторождения Аиндар, Асмания, Харад, открытые в период 1948—1949 гг. Все перечисленные нефтяные месторождения находятся в провинции Хара вдоль побережья Персидского залива. Нефтеносные горизонты приурочены к юрским и меловым известнякам, залегающим на глубинах от 600 до 3070 *м*. Различают две продуктивные зоны: верхнюю бахрейнскую и нижнюю зону Араб. Мощность нижней зоны, являющейся наиболее продуктивной, достигает 150 *м*, пористость 20%. Нефть удельного веса 0,815—0,910 с большим содержанием серы (до 6%).

## Кувейт

Небольшое государство, расположенное в северо-восточном углу Аравийского полуострова (см. фиг. 70), граничит с Саудовской Аравией (на юге) и с Ираком (на севере и западе). На востоке омывается Персидским заливом. В состав Кувейта входят острова Бубиян и Файлака.

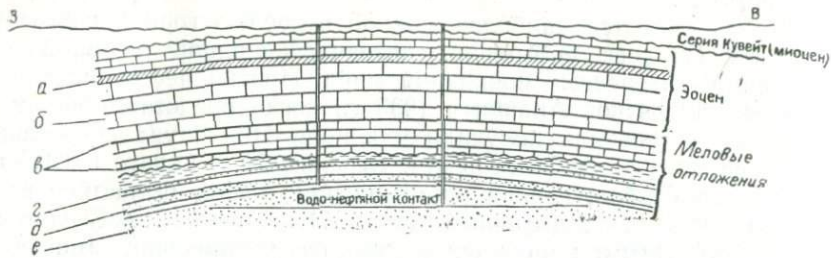
Кувейт формально считается независимым государством, но фактически находится под протекторатом Великобритании.

Большую часть территории Кувейта занимают пустынные области, покрытые песком и галькой, под которыми залегают эоценовые, а ниже меловые породы. Речные системы в Кувейте отсутствуют.

Разведочные на нефть работы были начаты Англо-Иранской компанией в 1930 г., однако первая глубокая скважина на предварительно изученной территории была пробурена в 1937 г. в южной части Кувейта и на глубине 1020 *м* обнаружила нефть в меловых отложениях.

Месторождение Бурган (Бурхан) является крупнейшим нефтяным месторождением, в котором залежи нефти связаны с песками и песчаниками мелового возраста (4 горизонта), залегающими на глубинах от 1167 до 1247 *м*. Нефть удельного веса

0,855. Размеры продуктивной площади превышают 700 *км*² (фиг. 73). Кувейт по запасам нефти оценивается американ-




Фиг. 73. Геологический разрез месторождения Бурган (Кувейт).

*а*—ангидрит; *б*—известняк; *в*—сланцы; *г*—верхняя песчаная зона; *д*—средняя песчаная зона; *е*—нижняя песчаная зона.

скими и английскими исследователями весьма высоко. По их подсчетам на 1/I 1946 г., запасы нефти в Кувейте значительно превосходят запасы нефти в Иране или Ираке.

## Катар

Арабское княжество, расположенное на полуострове одноименного названия площадью в 22,1 тыс. *км*². Находится под протекторатом Великобритании. Представляет собой полупустынное плато, сложенное породами эоцена, перекрывающими более древние отложения мела и юры, сложенные в ряд нормальных складок, составляющих часть складчатой полосы, протягивающейся от северного Египта через Сирию, Ирак, Персидский залив и восточную Аравию.

Наличие промышленной нефти на полуострове Катар (месторождение Докхан) было установлено в 1939 г. в известняках формации керкрит юрского или мелового возраста, залегающих на глубинах 1735—1805 *м*.

В других государствах Аравийского полуострова — Иемен, Палестине, Трансиордании, Сирии и Ливане — имеются указания на наличие битуминозных сланцев (Иемен, Палестина, Ливан), асфальта (в верхнемеловых нубийских песчаниках Палестины и Трансиордании, асфальтовые сенонские известняки Палестины и Трансиордании, Ливана и Сирии, асфальты Мертвого моря в Палестине) и выходы жидкой нефти в известняках сенона в Палестине, в известняках эоцена в Сирии и на побережье Мертвого моря. Однако промышленные залежи пока не установлены.

## Турция

Турция занимает значительную территорию, 97% которой находится в Малой Азии (Анатолия) и 3% в Европе (Восточная Фракия).

По своему геологическому строению Турция является срединной частью европейско-азиатского пояса альпийской складчатости и в отношении нефтеносности практический интерес представляют ее периферийные зоны, тяготеющие к нефтегазоносным областям СССР, Ирана и Ирака.

В Турции известен ряд нефтяных месторождений, однако еще недостаточно изученных. Таковы месторождения Гора, Мерефте, Экинвирен, Пюлк, Корзот, Нафтик, Бирке, асфальтовые месторождения Гарбуль и Инегель и др. В некоторых из них было пробурено по нескольку неглубоких скважин, вскрывших небольшие (непромышленные) притоки нефти, связанные с третичными отложениями.

Во время войны 1914—1917 гг. часть этих месторождений: Корзот (близ Вана), Катрайлы (близ Эрзерума), Пелук (близ Мамахатуна), Гассан-Кале и Ханьц-Кале эксплуатировались русскими войсками для нужд фронта.

Слабые притоки нефти были обнаружены в 1944 г. в Центральной Анатолии близ Иолейта.

Первое промышленное нефтяное месторождение было открыто в Турции в 1948 г. в районе Рамандаг, несколько севернее Мидьяра, в 95 *км* к северо-востоку от Диарбекира. Разведка этого месторождения была начата еще в 1940 г., когда на глубине 1048 *м* в верхнемеловых известняках был встречен приток нефти удельного веса 0,890 с начальным суточным дебитом до 10 *т*, однако достаточно определенный результат был достигнут только в 1948 г., когда с глубины 700 *м* было получено 60 *т* нефти в сутки. В настоящее время это месторождение дает ежесуточно 50—60 *т* из верхних горизонтов массивных меловых известняков, залегающих в среднем на глубине 1350 *м*. Удельный вес нефти 0,934.

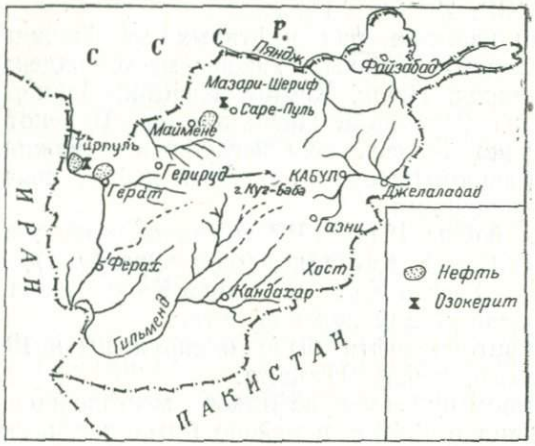
Кроме нефтяных месторождений, в Турции известны месторождения горючих олигоценовых сланцев (месторождения Куюпынар и Кюмбет) и месторождения асфальта, приуроченные к меловым мергелям к северу от Мидьята и в 0,5 *км* к юго-востоку от Гюрджюша. Разведки на нефть и газ в Турции находятся в руках американцев.

## Афганистан

Афганистан непосредственно граничит с СССР, Китаем и Ираном. В геологическом отношении Афганистан изучен еще очень слабо. В его строении принимает участие весь комплекс образований — от кристаллических пород палеозоя (серия Кабулистана) до верхнетретичных и четвертичных отложений включительно.

Нефтеносная зона прослеживается в северной части страны вдоль границы с СССР, составляя таким образом продолжение (южную половину) Южно-Таджикской нефтегазоносной области. В пределах этой зоны известен ряд выходов нефти, газа и озокерита, приуроченных к третичным отложениям.

Известным месторождением Афганистана является Тирпульское, расположенное в долине р. Герируд, в 80 *км* западнее г. Герат, где, однако, добыча ведется лишь кустарным способом местным населением. Отдельные выходы нефти известны на се-




Фиг. 74. Нефтеносность Афганистана.

вере (восточнее г. Мазари-Шериф), на востоке (западнее г. Кабула) и на юге (в горах Шах-Максуд, севернее г. Кандахар) страны (фиг. 74).

Кроме нефтяных месторождений, в Афганистане известны мощные залежи горючих сланцев (Джелалабадский район).




Фиг. 75. Схема размещения нефтяных месторождений Индии.

*1*—нефтяные месторождения.

## Индия (Хиндустан)

Индия является британским доминионом и входит в страны Британского содружества наций. В новые границы Индии, определенные законом от 15 августа 1947 г., попадают две нефтеносные провинции: Ассам и Пенджаб. Наиболее интересная в отношении нефтеносности часть провинции Пенджаб (Западный Пенджаб) входит в пределы Пакистана.

Провинция Ассам располагается к северо-западу от Бирмы, граница на севере с Тибетом, на востоке — с Восточным Пакистаном (фиг. 75). Нефтеносные районы сосредоточены в северной ча-

сти провинции вдоль восточного борта долин рр. Брамапутры и Сурмы. Наиболее крупным и по существу единственным нефтяным промышленным месторождением является месторождение Дигбой, разработка которого началась еще в 1892 г.

Залежи нефти связаны с олигоцен-миоценовой толщей, представленной песчаниками и углистыми сланцами с пластами угля. Возможно, что часть этой нефтеносной свиты по возрасту относится уже к плиоцену. Общая мощность свиты более 200 *м*. Породы нефтеносной свиты образуют ряд опрокинутых складок. Нефть удельного веса 0,850 характеризуется высоким содержанием парафина.

В 144 *км* к югу от месторождения Дигбой располагается месторождение Тиру-Хиллс, на котором производится разведочное бурение.

## Пакистан

Пакистан — британский доминион, входящий в состав стран Британского содружества наций, бывшая территория объединенной Индии. Состоит из двух частей: Западного и Восточного Пакистана, разделенных территорией Хиндустана. Нефтеносной является часть провинции Пенджаб (Западный Пакистан) в пределах зоны, протягивающейся вдоль подножья Гималаев и Соляного кряжа из Южного Кашмира через плато Потвар. По направлению на северо-запад эта зона прослеживается через р. Инд к Сулеймановым горам и затем поворачивает к югу — в Восточный Белуджистан, Келат и Синд. Значительные нефтепроявления известны в районе Атток в округе Кохат в холмах Ширана и в некоторых районах Белуджистана. В разработке находятся месторождения Западного Пенджаба-Каур (Хаур), Делиан (Дулиан) и открытые позднее, в 1944 г., в 70 *км* к юго-востоку от Делиана месторождения Джоя-Мак и Балкассар (фиг. 76). Нефтяные залежи приурочены к миоценовым песчаникам (Хаур) и к эоценовым известнякам (Джойя-Маир).




Фиг. 76. Схема размещения нефтяных месторождений Пакистана.

*1* — нефтяные месторождения.

## Бирма

Формально известна в качестве независимого государства, называется Республика Бирманского Союза. Расположена в северо-западной части Индо-Китайского полуострова. Граничит на западе с Индией и Пакистаном, на севере и востоке с Китаем, Лаосом и Таиландом. Западное и юго-западное побережья Бирмы омываются Индийским океаном. Бирма была английской колонией и до 1937 г. входила в состав Индии, а затем была отделена от Индии и как независимая колония подчинена непосредственно британскому правительству. В 1948 г. Бирма провозглашена республикой Бирманский Союз, но фактически находится в полной зависимости от Англии.




Фиг. 77. Нефтеносные районы Бирмы.

Все нефтяные месторождения Бирмы расположены в центральном поясе Бирмы, включающем впадину бассейна Ирравади-Салуен, сложенную третичными морскими и континентальными осадками эоценового, олигоценового и миоценового возраста, мощность которых достигает 17000 *м*. Впадина располагается между древним массивом плато Шань на востоке и горной цепью Аракан-Иома и Чин на западе (фиг. 77). Нефтепроявления встречаются во всех отложениях от верхнего эоцена до среднего миоцена. Нефтяные месторождения Саба, Иенангиат, Ланива, Сингу, Иенанга-Юнг, Ондве, Минбу приурочены к антиклинальным складкам, частью разбитых сбросами.

Наиболее крупными нефтяными месторождениями Бирмы являются Иенанга-Юнг, Сингу и Иенангиат, которые дают до 70% всей добычи. Нефть удельного веса 0,810—0,875.

Основные промышленно-нефтеносные горизонты связаны с мощной (до 5000 *м*) свитой Пегу (олигоцен — нижний миоцен), сложенной сланцами, песчаниками и конгломератами с пластами мергелей, глин и известняков. Глубина залегания нефтеносных горизонтов колеблется от 500 до 1000 *м*.

Помимо перечисленных выше месторождений, заслуживает

упоминания месторождение Иенанма, приуроченное к моноклинали, и третичный бассейн Аракан, расположенный между горной цепью Аракан-Иома и Бенгальским заливом. Район этот известен также под названием Акиаб, не имеет пока промышленного значения, но характеризуется выходами нефти и газа, связанными с грязевыми вулканами, и по своему геологическому строению напоминает соседнюю нефтеносную провинцию Индии Ассам.

Другие страны, непосредственно связанные с полуостровами Индостаном и Индокитаем, — о-в Цейлон (английский доминион), демократическая республика Вьетнам («Страна юга»), образовавшаяся на территории Тонкина, Аннама и Кохинхины и входившая ранее в состав Французского Индокитая, Камбоджа и Лаос, фактически являющиеся французскими колониями, и Таиланд (быв. Сиам) не имеют пока в своих пределах нефтяных месторождений.

### Монгольская Народная Республика

Расположена в северной части Центральной Азии и граничит на севере с СССР, а на юге, западе и востоке с Китайской Народной Республикой. По площади занимает в Азии пятое место (после Китая, Индии, Индонезии и Ирана).

Среди многочисленных полезных ископаемых, обнаруженных за последние годы в недрах Монгольской республики, известны месторождения асфальта и нефти, связанные с меловыми отложениями. Промышленное значение имеет Дзунбаинское нефтяное месторождение, приуроченное к асимметричной антиклинальной складке северо-восточного простирания с крутым северо-западным крылом (углы падения пород колеблются от 45 до 70°) и более пологим юго-восточным (10—20°). Нефть удельного веса от 0,812 до 0,917 получают из дзунбаинской континентальной толщи, возраст которой условно определяется в интервале неоком — альб (?).

### Китай

Обширная территория Китая до последнего времени считалась малоперспективной в отношении нефтеносности, что в значительной степени объяснялось широким распространением сильно метаморфизованных палеозойских отложений и континентальных фаций в мезозое и в третичных осадках. Данные последних лет, когда был открыт ряд высокодебитных нефтяных месторождений, опровергают это представление. В результате исследований, проведенных в последние годы, было установлено, что характерной особенностью китайских нефтяных месторождений является принадлежность большинства из них к континентальным осадкам и значительно реже залежи нефти встречаются в морских образованиях.

Континентальные отложения, представленные образованиями крупных озер, по возрасту отвечают интервалу от триаса до тре-

тичных включительно и занимают обширные площади в северо-западных провинциях Китая: Шенси, Нинся, Суйюан, Чахар, Гансу и Синьцзян. Значительным распространением они пользуются также в Маньчжурии и провинции Сычуань. Среди этих континентальных осадков, мощность которых достигает 12000 *м*, преобладающим развитием пользуются пестроокрашенные породы. Морские образования встречаются в отложениях указанного возраста только в западной части Таримской депрессии, где известны морские осадки в палеогене и более молодых образованиях.

В качестве нефтеносных областей Китая могут быть названы следующие территории: Джунгария (Синьцзян), Таримская впадина, западная часть провинции Гансу, северная часть Шенси, Маньчжурия и Сычуань (фиг. 78).

В Джунгарии (Синьцзян) признаки нефтеносности установлены в континентальных отложениях мезозоя (юра, мел в районах Урумчи, Майбулак), палеогена, (р. Модунсала) и миоцена (р-н Тушицзе). Здесь известны выходы нефти, грязевые сопки, выходы газов и сероводородные источники. Как правило, признаки нефтеносности приурочены к антиклинальным складкам. Глубокое бурение, начатое в 1936 г., проводилось лишь в районе Тушицзе, ранее служившем объектом кустарной добычи нефти (колодцами и штольнями). Первая промышленная нефть удельного веса 0,830 была получена здесь в 1941 г. из отложений нижнего миоцена.

В Таримской впадине выходы жидкой нефти связаны с мезокайнозойскими континентальными отложениями, сложенными в крупные антиклинальные складки. Ни одно из месторождений еще не подвергалось детальному изучению и разбуриванию.

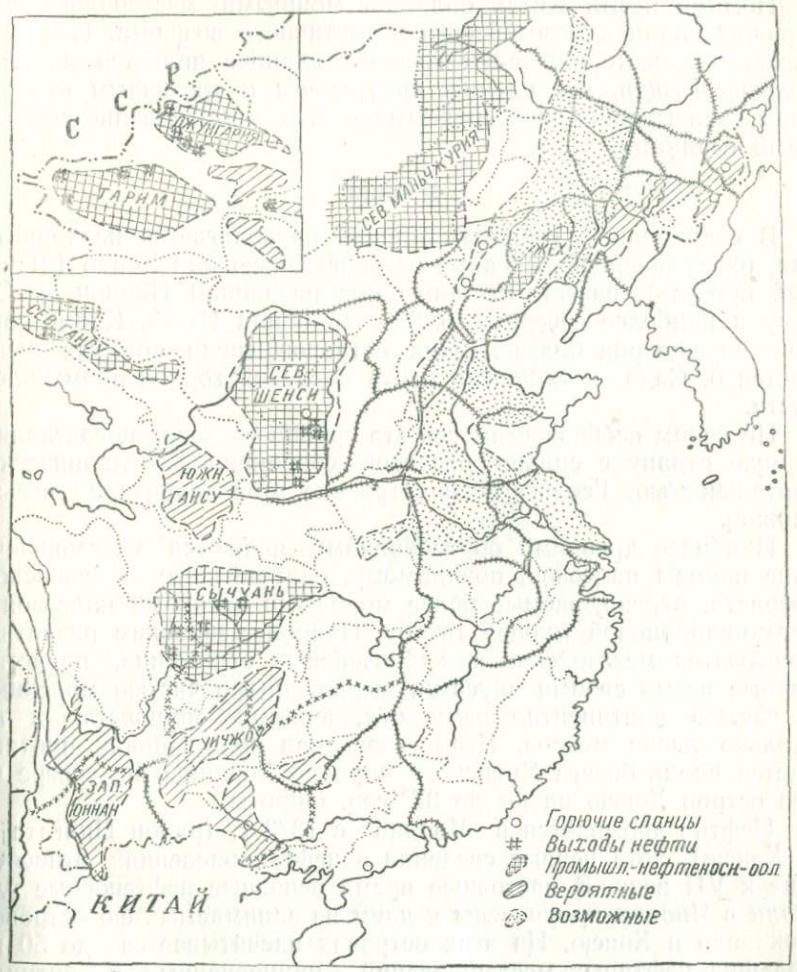
В западной части провинции Гансу также известен ряд выходов нефти. Бурение проводилось лишь на месторождении Юмень (Лаоцзюньмяо), где в глинистых отложениях мела установлены два нефтеносных песчаника суммарной мощностью до 45 *м*. Бурение здесь было начато в 1939 г., а в 1941 г. был получен фонтан нефти из одного пласта песчаников.

В Северном Шенси известен ряд площадей с нефтепроявлениями. В результате бурения в месторождении Еньчан было установлено в континентальных отложениях до восьми нефтеносных горизонтов (пять в верхнем триасе и три в нижней юре) с незначительным дебитом.

В Сычуане известны следующие нефтяные месторождения: Тасьен, Шиюкоу, Пенглайчен и Тцелучин. Наиболее крупным является месторождение Тцелучин (Цае-лю-цзин), где соль, газ и нефть встречаются совместно. Примитивное бурение на соляные растворы здесь проводилось за 200 лет до нашей эры. Насчитывается пять нефтеносных горизонтов, приуроченных к морским триасовым и меловым отложениям. Газ и нефть (удельного веса 0,92) установлены в незначительном количестве

в отложениях мела и юры, сложенных в брахиантиклинальные складки.

В Маньчжурии известен ряд нефтяных месторождений, открытых после 1936 г. Нефтеносные горизонты с небольшими дебитами приурочены к средней юре.




Фиг. 78. Карта нефтеносных районов Китая.

На острове Тайван (Формоза) нефть эксплуатируется с давних времен. Впервые она была найдена в районе Шиккоко в 60-х годах прошлого столетия. В настоящее время промышленно-нефтеносными являются три месторождения: Шиккоко, Кинсуй (газовое) и Чикутозаки (открыто в 1938 г.). Два небольших газовых месторождения известны в южной части Тайвана.

Нефтяные залежи приурочены к третичным отложениям, сложенным в антиклинальные складки длиной 20—27 *км*, с падением пород на крыльях складок от 10 до 70°. Глубина залегания нефтеносных горизонтов от 600 до 1200 *м*. Полоса с нефтепроявлениями прослеживается на протяжении свыше 350 *км*.

Помимо нефти Китай обладает мощными месторождениями горючих сланцев мезозойского и третичного возраста. Наиболее известным месторождением горючих сланцев является месторождение Фушин, где сланцы приурочены к третичным отложениям, залегающим непосредственно над промышленно-угленосными осадками.

## Япония

В современных границах Япония располагается на территории, охватывающей основные острова Хонсю или Хондо («Главный остров»), известный также под названием Ниппон, о. Сикоку и наиболее северный о. Хоккайдо или Иессо. Кроме того, имеется еще ряд более мелких островов, среди которых выделяется о. Садо — старинный центр японской горной промышленности.

По своим особенностям вся эта группа островов представляет горную страну с сильно развитой современной вулканической деятельностью. Геологическое строение этой территории весьма сложно.

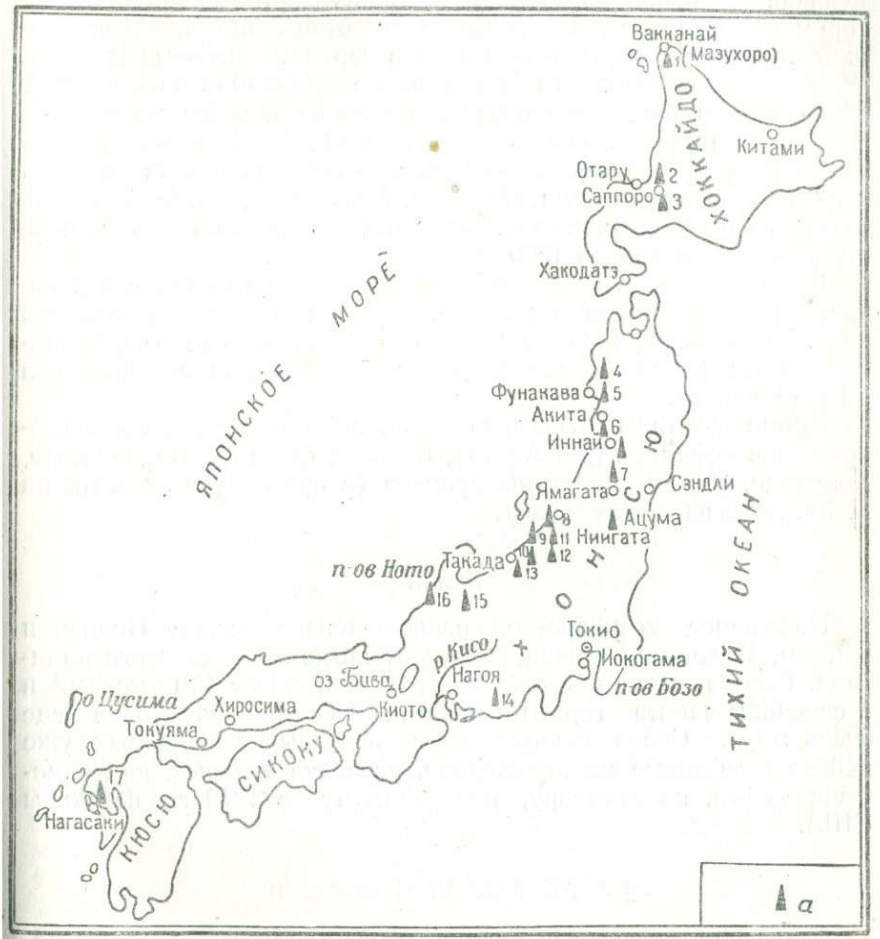
Наиболее древними образованиями являются метаморфические породы палеозоя, повидимому, силурийского и девонского возраста, перекрываемые более молодыми осадками палеозоя — пермо-карбоновой толщей титибу. Наиболее широким развитием пользуются мезозойские и кайнозойские отложения, представленные всеми своими ярусами, выраженными частью морскими, а частью континентальными отложениями мощностью в несколько тысяч метров. Нефтегазоносная зона Японии протягивается вдоль берега Японского моря до Хоккайдо на севере через остров Хонсю на юг до 37° сев. широты.

Нефть добывается в Японии с 1873 г. (район Ниигата на о. Хонсю), хотя первые сведения о нефтепроявлениях относятся еще к VII веку. В настоящее время основные нефтеносные площади в Японии приурочены к двум из занимаемых ею островов: Хоккайдо и Хонсю. На этих островах насчитывается до 50 небольших нефтяных месторождений, приуроченных к антиклинальным складкам, промышленные залежи нефти в которых связаны с третичными отложениями.

Главнейшие месторождения Японии находятся на о. Хонсю (Хондо) в северо-западной части — в префектуре Акита и в центральной его части — в префектуре Ниигата (фиг. 79).

Нефтеносный район Акита, являющийся наиболее значительным в Японии, расположен вблизи города того же наименования и протягивается вдоль побережья Японского моря на протяжении около 170 *км* при ширине в 30—50 *км*. Приурочен к области

развития третичных отложений, осложненных в ряд антиклинальных складок, с которыми и связаны нефтяные месторождения. Нефтеносными являются в основном отложения верхнего миоцена и плиоцена, представленные вулканогенными породами,




Фиг. 79. Карта нефтеносных районов Японии.

*а*—нефтяные месторождения; *1*—Соя; *2*—Исикари; *3*—Атама; *4*—Хасимори; *5*—Курокава; *6*—Ябасэ; *7*—Ямагата; *8*—Ниицу; *9*—Нисияма; *10*—Хигасияма; *11*—Омо; *12*—Такамати; *13*—Маки; *14*—Сагата; *15*—Тояма; *16*—Канадзава; *17*—Касивадзаки.

сланцами и песчаниками (нефтеносная толща Кобаяси). Нефть удельного веса 0,972—0,979.

Другая промышленная зона о. Хонсю, в настоящее время уже потерявшая свое прежнее значение, находится в префектуре Ниигата, юго-западнее Акита (вступила в разработку в 1941 г.), занимает центральную часть острова в виде полосы длиной 300 *км* и шириной от 20 до 60 *км*. Здесь известны месторожде-

ния Ниитсу, Такамаши и др. Нефтеносными являются верхнетретичные отложения. Удельный вес нефти колеблется от 0,750 до 0,921—0,950.

В префектуре Ямагата известно месторождение Иннай, являющееся одним из крупных в стране, нефтяные залежи в котором связаны с верхнеплиоценовыми отложениями. В небольшом количестве нефть встречена и в верхнемиоценовых породах.

Месторождения нефти на острове Хоккайдо расположены в основном в западной его части и хотя первый фонтан был получен еще в 1903 г., общая добыча из них никогда не достигала значительных размеров. Промышленная разработка ведется в месторождениях Ацума, Исикари, Мазухоро и др. Нефть залегает в третичных отложениях от олигоцена до верхнего плиоцена на глубинах от 140 до 1000 *м*.

Большинство японских нефтяных залежей связано с верхнетретичными отложениями; палеогеновые и меловые отложения характеризуются наличием признаков нефтеносности в центральной части острова Хоккайдо, но промышленное их значение пока не установлено.

Кроме нефтяных месторождений, в Японии известно месторождение асфальта (р-н Акита), горючих газов (Акита, Ниигата, Хоккайдо, Кюсю) и горючих сланцев (в префектуре Ямагата на о. Хонсю и на о. Хоккайдо).

### Непал

Небольшое государство, расположенное между Индией и Китаем. Находится в зависимости от англо-американского капитала. Общая площадь государства составляет 140 тыс. $км^2$ и в основном занята горными цепями. Исследована страна еще очень мало. Среди обнаруженных полезных ископаемых уже найдены нефтяные месторождения, разведка которых, как и добыча нефти, по договору, подписанному в 1949 г., переданы США.

## § 3. АВСТРАЛИЯ И ОКЕАНИЯ

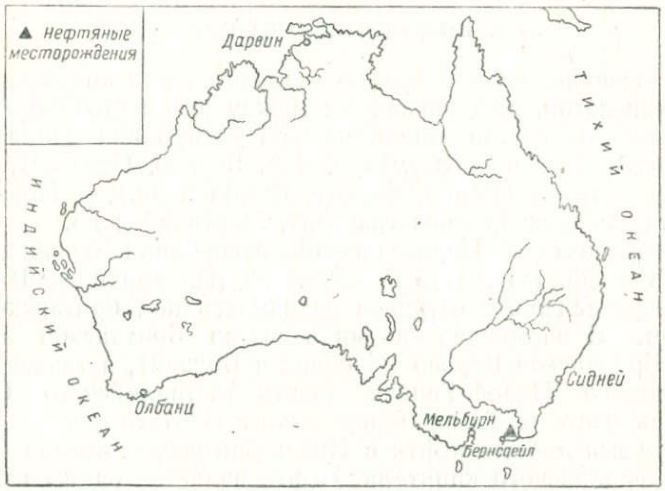
Австралия, включая о. Тасманию, объединяется под наименованием Австралийского Союза — доминиона Британской империи. Главным структурным элементом австралийского материка является докембрийский щит и окаймляющая его зона молодых складок, сложенных породами различного возраста, начиная с палеозоя и кончая третичными, суммарная мощность которых составляет несколько тысяч метров.

Поиски нефти в Австралии ведутся уже более 50 лет, хотя крупных успехов в этом отношении достигнуто не было. Присутствие нефти и газа обнаружено в основании пресноводной юрской формации в районе Рома-Аркадия (штат Квинсленд).

Наличие тяжелой нефти установлено в Лонгриче в мезозое.

В Западной Австралии, в районе Кимберлея, тяжелая нефть в небольшом количестве была обнаружена в пустотах базальтов. Признаки нефтеносности были встречены также в отложениях перми у Маунт-Уинн и в Пул-Рендж, а также в девонских известняках у Прейс-Крик.

На юго-восточном побережье материка в штате Виктория (р-н Гиппслэнд, местность Лейк-Энтранс) в 1930 г. было открыто нефтяное месторождение (фиг. 80), где небольшие залежи нефти приурочены к глауконитовым пескам и песчаникам




Фиг. 80. Нефтяные месторождения Австралии.

морских осадков олигоцена, вскрытым на глубине 350 *м*. Нефтеносные породы залегают непосредственно на гранитах или метаморфических породах.

Кроме нефти, в Австралии (Новый Южный Уэльс) и в Тасмании (р-н р. Мерсей и р-н Уна) известны месторождения горючих сланцев, используемых для получения жидкого топлива, и довольно многочисленные выходы горючих газов, приуроченных к грязевым сопкам.

## Новая Зеландия

Состоит из двух островов, изученных в отношении нефтеносности более детально, чем Австралия. В ряде районов установлены нефтепроявления, как правило, приуроченные к третично-меловой толще. Наиболее интересными в отношении нефтеносности районами являются: округ западный Нельсон (северо-западная часть Южного острова), округ Таранаки (юго-западная часть Северного острова) и восточное побережье Северного острова, где в скважинах были обнаружены признаки нефти.

### Новая Гвинея

Восточная часть острова входит в состав Британской империи.

Выходы нефти в полосе развития миоценовых и плиоценовых отложений были известны уже давно, но разработка нефти началась только к 1948 г. Нефть обнаружена в районах Кламано, Могон и Васиан. Месторождение Кламано давало до 1,5 тыс. *т* нефти в сутки.

## § 4. ИНДОНЕЗИЯ (ОСТ-ИНДИЯ)

Под названием Индонезии объединяется ряд крупных и мелких архипелагов, расположенных между юго-восточной Азией и Австралией. В состав Индонезийской республики входят большие Зондские острова (Суматра, Ява, Борнео, Целебес), Малые Зондские острова (Тимор, Флорес, Сумба и др.), о. Новая Гвинея и ряд мелких архипелагов: Ару, Ментавай и др.

До образования Индонезийской республики большая часть островов входила в состав Голландской (Нидерландской) Индии. Часть перечисленных островов находилась под британским господством. В настоящее время в состав Британской империи входит Британское Борнео (Саравак и Бруней), а также восточная половина Новой Гвинеи (часть Австралийского Союза); восточная часть о. Тимор принадлежит Португалии.

Почти вся добыча нефти в Индонезии сосредоточена в руках англо-американского капитала. Нефть является одним из основных полезных ископаемых Индонезии.

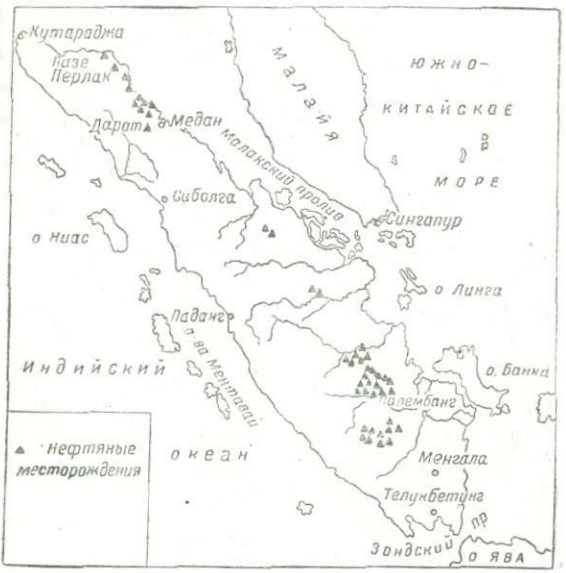
Нефть обнаружена на островах Суматра, Ява, Борнео, Новая Гвинея и некоторых других. Промышленные залежи нефти на всех перечисленных площадях в основном связаны с третичными отложениями — песчаниками плиоцена и миоцена, хотя отдельные нефтепроявления местами встречаются и в мезозое, преимущественно в триасе. Распространенным типом структур нефтяных месторождений являются слабо дислоцированные антиклинальные складки, обычно асимметричного строения.

### Суматра

Нефтеносные третичные отложения на о. Суматра развиты по периферийным зонам основной горной цепи Паризан, представляющей продолжение бирманской зоны хребтов Аракан, вытянутой вдоль всего острова в направлении северо-запад—юго-восток. Выделяются две основные нефтеносные зоны: северная (район Атжек) и южная или район Джамби-Палембанг (фиг. 81). Бурение на нефть было начато еще в 1885 г. в северном районе (р-н Атжек).

В северной зоне, прослеживающейся на северо-восток от г. Медана на расстоянии 150 *км*, нефть приурочена к нижней

части мощной (до 3000 *м*) толщи верхнемиоценовых и нижнеплиоценовых отложений, объединенных под общим названием пластов Палембанг. Нефтеносные отложения представлены глинами, сланцами и песчаниками с небольшими пропластками лигнита и глауконитовых известняков. Нефть удельного веса 0,789—0,833. Наиболее крупными промыслами в этой зоне являются Перлак, Рантау, Серанг и др.




Фиг. 81. Нефтяные месторождения о. Суматры.

Южная зона (р-н Джамби — Палембанг) располагается в юго-восточной части острова и в ней сосредоточены главнейшие нефтяные месторождения Суматры. Нефтеносной является часть толщи Палембанг, относимая к нижнему плиоцену, представленная терригенными осадками с многочисленными прослойками бурого угля. Часть нефтеносных горизонтов в северной части зоны связана с верхним миоценом. Нефть легкая удельного веса 0,792, глубина залегания нефтеносных горизонтов колеблется от 800 до 1500 *м*.

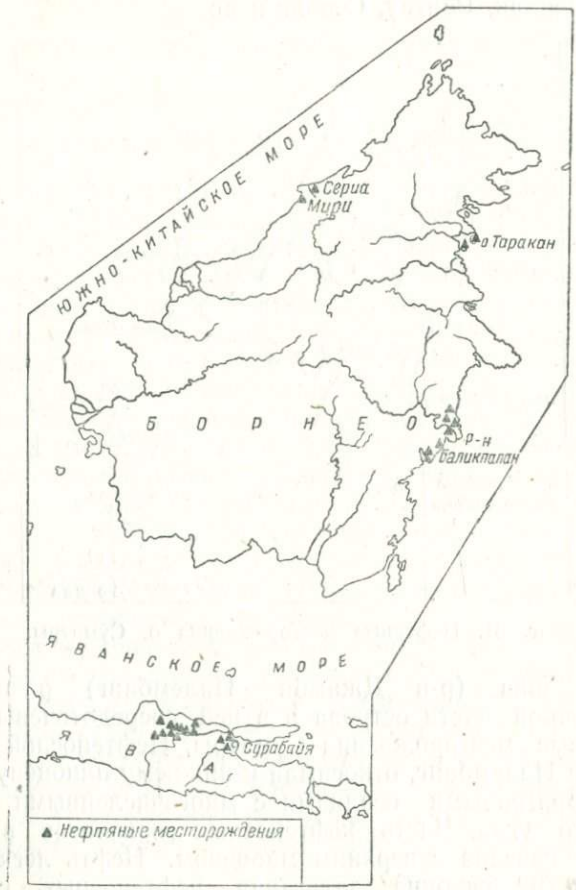
Главнейшими нефтяными промыслами Южной зоны являются Палембанг, Лахат, Джамби и др. Район Джамби — Палембанг до второй мировой войны давал до 70% добычи нефти во всей Индонезии. В центральной части острова известны месторождения Дури и Лирик (р-н Ренгат).

## Ява

В значительной своей части о. Ява сложен третичными отложениями, подвергшимися крупным разломам, с которыми связаны явления вулканизма.

Общее число действующих и потухших вулканов достигает 124, благодаря чему значительная часть поверхности острова покрыта излияниями лав и вулканическим пеплом. Повидимому, сам остров является крупной антиклинальной складкой с сильно развитой вторичной складчатостью.

Признаки нефтеносности широко распространены.




Фиг. 82. Нефтяные месторождения Явы и Борнео.

Промышленные залежи нефти генетически связаны с миоценовыми отложениями, но приурочены к залегающим выше брекчиям и конгломератам послемиоценового возраста, сложенным в антиклинальные складки. Начало разведочных работ на нефть относится к 1886 г. Наиболее важные нефтяные месторождения расположены в районах Рембанга и Сурабайи.

К востоку от Явы располагается небольшой остров Церам, относящийся к группе Молуккских островов, где нефть добывается в небольшом количестве из палеогеновых отложений.

### Борнео

Центральная часть острова сложена горным массивом, состоящим из гранитов, габбро и архейских пород, перекрытых осадочными образованиями палеозоя и мезозоя, скрывающихся под третичными отложениями в южной и восточной части Борнео, местами прорезанными изверженными породами. Нефть связана с третичными отложениями, начиная с олигоцена и моложе. Удельный вес нефтей колеблется от 0,850 до 0,960, причем глубоко залегающие нефти характеризуются более легким удельным весом.

Выделяется несколько нефтеносных районов: 1) область Кутан (р-н Самаригда — Баликпапан) в восточной части Борнео, 2) островки Таракан и Себетик у северо-восточной оконечности острова и 3) северо-западная и северная часть Борнео (британская), где в Сараваке известно нефтяное месторождение Мири, а в Султанате Бруней богатые нефтяные месторождения Сериа (фиг. 82).

Почти во всех нефтяных месторождениях попутно добывается и природный газ.

### Зондские острова

Среди Зондских островов нефтепроявления известны на о-вах Целебес и Тимор. На Тиморе в небольшом количестве кустарным способом (колодцами) производится добыча нефти.

## § 5. ФИЛИППИНСКИЕ ОСТРОВА

Под названием Филиппин объединяется около 7000 островов, располагающихся в Тихом океане и омываемых на западе Южно-Китайским морем, на юго-востоке морем Зулу и на юге Целебесским морем. Наиболее крупными из Филиппинских островов являются Люсон, Самар, Минданао, Негрос, Себу, Миндоро и некоторые другие.

Формально Филиппины являются автономным государством, но фактически находятся в полной зависимости от США, под протекторатом которых они находились до второй мировой войны.

В пределах островов преимущественным развитием пользуются третичные и четвертичные отложения и магматические, вероятно доюрские образования, представленные гранитами, диоритами, диабазами и др. Третичные осадочные породы выражены всеми горизонтами, начиная с олигоцена (эоцена?) и до плиоцена включительно. Представлены они морскими и частью континентальными осадками с участием туфогенных образований.

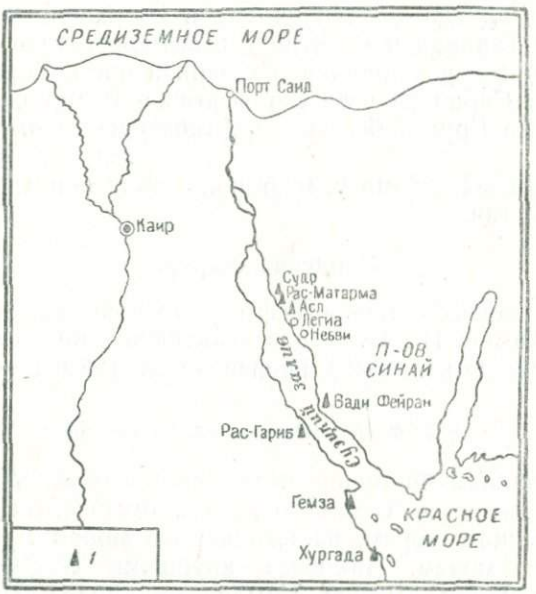
Признаки нефтеносности в виде выходов нефти, асфальта и газа известны на островах Люсон, Себу, Лейте и др., но промышленные нефтяные залежи пока не обнаружены.

Нефтяные месторождения в Африке известны в Египте, в Алжире, Тунисе, Марокко, на Мадагаскаре и на некоторых других территориях.

## Египет

Формально самостоятельное, но фактически зависимое от Англии государство, расположенное на северо-востоке Африки.

В геологическом строении Египта принимают участие различные образования от кристаллических сланцев и интрузий докембрия до осадочных пород кайнозоя. Нефтяные месторожде-




Фиг. 83. Нефтеносные районы Египта.

*1*—нефтяные месторождения.

ния Египта расположены на западном берегу Красного моря и на противоположном восточном берегу — в границах Синайского полуострова (фиг. 83).

Нефтяные месторождения приурочены к антиклинальным складкам, сложенным мезозойскими и третичными породами и образовавшимися, повидимому, в результате передвижки блоков кристаллического фундамента. Исключением является месторождение Рас-Гариб, приуроченное к моноклинали.

Залежи нефти встречены или в меловых известняках (Хургада) или в доломитах миоцена (Гемза, Хургада) или, наконец, в нубийских песчаниках (мел—карбон), подстилаемых гранитами (Рас-Гариб). Нефть различного удельного веса — от 0,826 и более.

В 1946 г. в Египте было открыто месторождение Судр и затем месторождения Асл (1949 г.) и Рас-Матарма. Два последних месторождения находятся в 15 *км* южнее месторождения Судр. Нефтяные залежи на месторождении Асл связаны с базальными миоценовыми песчаниками и эоценовыми известняками, залегающими на глубинах 860—1161 *м*, а на месторождениях Рас-Матарма притоки нефти получены из песков миоцена и эоценовых известняков с глубин 600—900 *м*.

## Марокко

Марокко располагается в северо-западной части Африканского континента — в области Атласа (Берберин) и политически подразделяется на три части: Французское Марокко, Испанское Марокко и международную зону Танжер. В геологическом строении Марокко принимает участие весь комплекс образований от докембрийских гранитов и палеозойских пород до осадков мезозоя и третичных, подвергшихся интенсивной складчатости.




Фиг. 84. Осадочные бассейны французского Марокко.

*1*—нефтяные месторождения; *2*—приблизительные границы седиментационных бассейнов; *3*—меловая интрузия.

Нефтяные месторождения Марокко сосредоточены на французской территории. Здесь выделяют три зоны, представляющие интерес в отношении нефтеносности: а) миоценовый бассейн Рхарб, б) миоценовый бассейн Герсиф-Муйлуй и в) меловой бассейн Шауйя между Касабланкой и Марракеш. Главным нефтеносным бассейном является Рхарб (фиг. 84).

В бассейне Рхарб нефть в юрских отложениях была обнаружена в 1919 г. в районе Тсельфат (близ Петижан). Несколько

западнее одна из скважин вскрыла нефтеносные юрские известняки (лейас) на глубине 400 *м* и дала нефть удельного веса 0,805 с начальным суточным дебитом до 70 *т*. Однако наиболее эффектные результаты были получены в 1947 г., когда разведочная скважина Уэд-Бет на глубине около 1000 *м* вскрыла приток нефти с дебитом до 182 *т* в сутки в нижнемиоценовых отложениях (бурдигальский ярус). Верхние горизонты дают тяжелую нефть, в древних нефть несколько легче (0,917).

Другие нефтяные месторождения бассейна Рхарб (Аин-Хамра) характеризуются более низкой продуктивностью.

### Алжир

Располагается вдоль побережья Средиземного моря, принадлежит Франции. Известны два нефтеносных района: Аин-Зефт, расположенный в области Дахра (департамент Оран), издавна известный залежами асфальта и выходами нефти и газа, и район Тлиуанэ (департамент Оран).

Месторождение Аин-Зефт, открытое еще в 1880 г., приурочено к куполовидному поднятию, сложенному в ядре миоценовыми отложениями. Нефть тяжелая, удельного веса 0,971, встречена на глубинах 810—915 *м*. В настоящее время большого значения не имеет.

Основной нефтеносной площадью является месторождение Тлиуанэ, открытое в 1915 г., где залежи нефти удельного веса 0,795—0,830 приурочены к песчаникам гельветского яруса (средний миоцен).

В настоящее время разработка нефтяных месторождений Алжира приостановлена.

### Тунис

Тунис — протекторат Франции, располагается в Северной Африке, в полосе, примыкающей к Средиземному морю. В строении этой полосы принимают участие породы от пермских до четвертичных. Поиски нефти были начаты в Тунисе в 1908 г., однако до сих пор промышленных залежей нефти и газа не обнаружено.

Признаки нефтеносности наблюдаются в различных районах Туниса. Нефтепроявления установлены в триасовых, меловых и миоценовых отложениях. Среди типов структурных форм известны диапировые складки.

### Мадагаскар

Расположен у юго-восточного берега Африки. Один из крупнейших островов мира с площадью в 590 тыс. $км^2$, принадлежит Франции. Внутренняя часть Мадагаскара представляет плато, сложенное архейскими гнейсами, гранитами, кристаллическими сланцами и другими породами, перекрытыми в западной части

острова морскими и континентальными осадками перми, триаса, юры, мела, эоцена и современными отложениями. С западной частью острова, в полосе длиной до 320 км, связаны все выходы углеводородов, представленных нефтью, газом и горючими битуминозными сланцами. Выделяют несколько самостоятельных областей, из которых наиболее интересной является область Морофеноба-Бемоланга, характеризующаяся наличием обильных выходов газа, нефти и асфальта. Нефтепроявления установлены здесь в пермских, нижнетриасовых, верхнетриасовых и нижнеюрских отложениях. Наиболее постоянным нефтеносным горизонтом является нижний триас, представленный песками, мергелями и гипсами.

Хотя первые поисковые работы на нефть на Мадагаскаре относятся еще к 1889 г. и продолжаются до последнего времени, значительных промышленных результатов пока не получено.

### Золотой берег

Расположен в Южной Африке у Гвинейского залива, является английской колонией. Почти вся территория сложена докембрийскими породами, которые только в береговой южной части перекрываются палеозойскими и более молодыми осадками. Нефть обнаружена в незначительном количестве в толще глинистых сланцев с линзовидными включениями песка, повидимому, мелового возраста. Промышленных нефтяных месторождений нет.

### Камерун

Бывшая немецкая колония, в настоящее время являющаяся частично французской (большая восточная часть), а частично английской. Признаки нефтеносности известны с давних пор и, повидимому, приурочены к отложениям мелового возраста. Промышленных нефтеносных площадей нет.

### Юго-западная Африка

Мандатная территория Южно-Африканского Союза, расположенная в южной части континента и западного побережья Атлантического океана. В геологическом отношении представляет краевую часть докембрийского африканского щита, местами перекрытую палеозойскими, мезозойскими и более молодыми осадочными образованиями вплоть до современных. В раннем палеозое (формация Мама-Трансвааль) известны черные битуминозные известняки и выходы асфальта (северо-восточная часть Юго-Западной Африки).

### Эфиопия

Независимое государство в Восточной Африке. Признаки нефтеносности найдены в северо-восточной части Эфиопии в пустыне Данакиль. Разведочные работы велись с 1938 г.

итальянцами, а с 1946 г. американской фирмой «Синклер Ойль Корпорэйшн», получившей концессию сроком на 50 лет. Промышленных залежей нефти пока не обнаружено.

### Сомали (Британское) и Эритрея (опека Италии)

Расположены в Восточной Африке. Разведочные работы на нефть велись ранее итальянцами с расчетом найти продолжение нефтеносных зон Египта. Разведки велись между островком Буэль-Иссар и Мысом Сциок на острове Даалак, где на поверхности моря были обнаружены выходы газа и нефти удельного веса 0,890. Сведений о наличии промышленных залежей нефти нет.

## § 7. СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА

В пределах Северной Америки располагается несколько государств: Соединенные Штаты Америки (включая полуостров Аляску), Канада — доминион Великобритании и Мексика, располагающаяся в крайней южной части Северо-Американского континента.

Все перечисленные государства имеют свои нефтегазоносные территории.

Основной нефтедобывающей страной являются США.

Северо-Американские месторождения характеризуются большим разнообразием структурных типов и условий залегания нефти, приуроченной к самым разнообразным по литологическому составу и возрасту осадкам, начиная от докембрийских и кончая плиоценом.

Центральную часть Северной Америки занимает Северо-Американская платформа. Северная ее часть, располагающаяся к северу от границы США и Канады, сложена на поверхности докембрийскими сильно дислоцированными и метаморфизованными породами Канадского или Лаврентьевского щита, местами перекрываемыми тонким чехлом осадочных отложений нижнего и верхнего силура.

В пределах США, в центральной и восточной их частях, докембрийские породы Канадского щита постепенно погружаются под кембрийские, силурийские, каменноугольные и пермские отложения, которые на западе США перекрываются более молодыми мезо-кайнозойскими осадками. С востока к Северо-Американской платформе примыкает горная система Аппалачей, развившаяся на месте древней Аппалачской геосинклинали, а с запада, вдоль Тихоокеанского побережья, горная система Кордильер, возникшая на месте геосинклиналей Скалистых гор на востоке и Тихоокеанской или Калифорнийской на западе.

### Соединенные штаты Америки

Соединенные Штаты Америки (США) располагаются в центральной части Северо-Американского континента, признаки нефтеносности в которой были известны с давних пор. В лите-

ратурных источниках XVII века уже встречаются упоминания о нефтяных выходах на Северо-Американском континенте, которые использовались местным населением для своих нужд. Первая буровая скважина, пробуренная в 1859 г. полковником Дрэк в Пенсильвании в районе Тейтусвилл, дала с глубины 21 *м* около 3,5 *т* нефти в сутки. Эти данные послужили основанием для дальнейшего развития буровых работ, сначала в восточных штатах, затем в Калифорнии, во внутренней части равнины Мид-Континента и в области Голфа.

Площадь, занимаемая США, характеризуется большим разнообразием геологических особенностей, обусловивших наличие в их пределах одиннадцати обособленных нефтегазоносных провинций: Аппалачская, Цинциннатский свод, Мичиганский бассейн, Восточный внутренний каменноугольный бассейн, Западный внутренний каменноугольный бассейн, Вичита-Амарилло, свод Бенд, Пермский бассейн (провинция Западного Техаса), Голф-Имбеймент (Миссисипская бухта), провинция Скалистых гор и Тихоокеанская геосинклиналь (Калифорния) (фиг. 85).

В 1953 г. в США было добыто 317 млн. *т*[1]. Общие запасы в США определяются в настоящее время в 3378 млн. *т* нефти и в 4927 млрд. $м^3$ газа. Ведущая роль в добыче нефти по штатам принадлежит Техасу и затем Калифорнии.

**Аппалачская нефтегазоносная провинция** является наиболее древней нефтегазоносной провинцией США и на востоке граничит со складками Аппалачской горной системы, а на северо-западе — со сводом Цинциннати. Включает штаты Нью-Йорк, Пенсильванию, Западную Вирджинию, восточную часть Охайо и северо-восточную часть Кентукки.

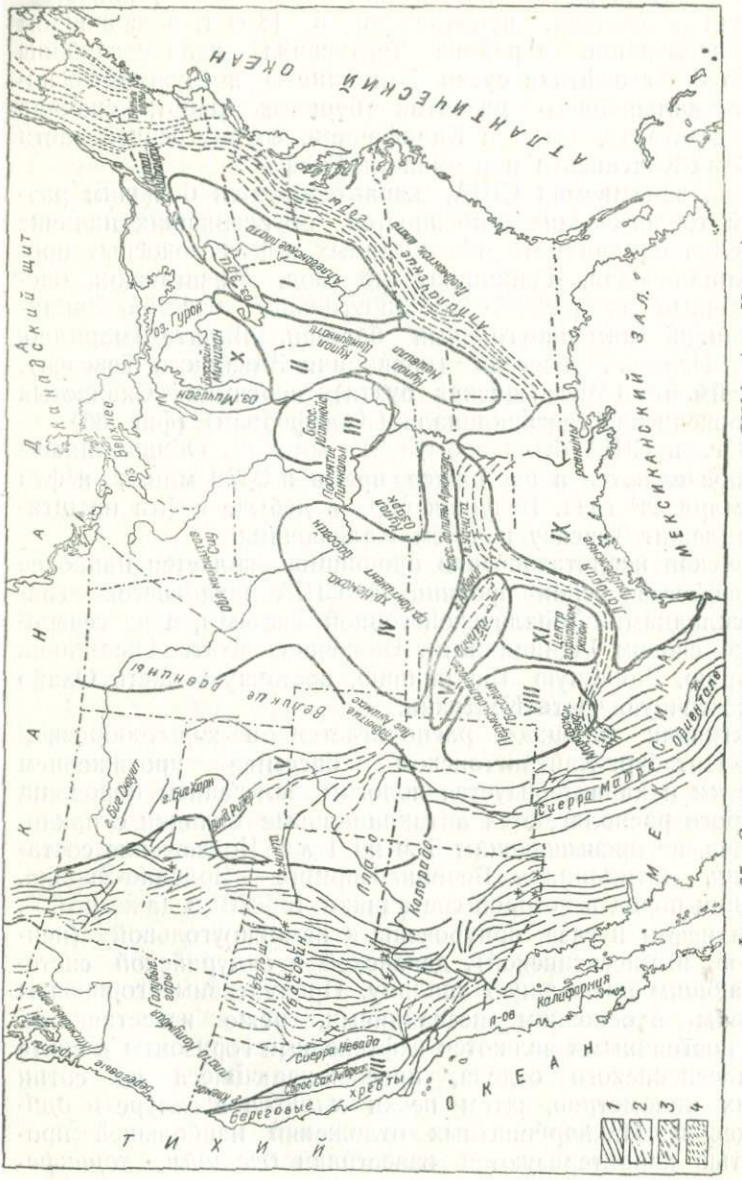
Продуктивная площадь располагается в корытообразной впадине — Питсбург-Хантингтонском бассейне протяжением около 800 *км* и характеризуется пологим залеганием пород, на фоне которого располагаются антиклинальные складки с наклоном крыльев, не превышающим 6 *м* на 1 *км*. Исключение составляет лишь антиклиналь Бернинг-Спрингс — Волкано-Эврика, углы падения пород в которой составляют 15—20° и даже до 60°.

Залежи нефти и газа приурочены к каменноугольной (пенсильванской и миссисипской), девонской и силурийской системам, слагающим предгорную впадину. Продуктивные горизонты представлены в основном песчаниками, реже известняками. Наиболее постоянными являются нефтеносные горизонты в свите *поконо* миссисипского отдела, прослеживающиеся на сотни квадратных километров, затем пески *клинтон* в силуре и *орискани* в девоне. Из карбонатных отложений наибольшей продуктивностью характеризуются известняки *биг-лайм, корнифе-*

---

[1] По данным «Erdöl und Kohle», Nr. 1, 1954. По данным обзора «Экономика и внешняя торговля капиталистических стран», Москва, 1954 г., эта цифра оценивается в 323,2 млн. *т*.

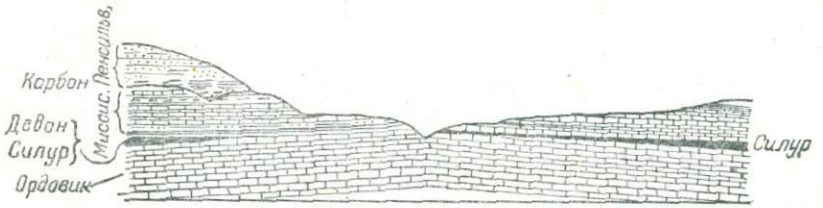
*рус* (девон), *ниагара* (силур) и *трентон* (ордовик). Значитель
ные залежи газа связаны с силурийскими песками *медина*.


АТЛАНТИЧЕСКИЙ ОКЕАН
Канадский щит
Аппалачская горная область
Озеро Гурон
Озеро Мичиган
Озеро Верхнее
Озеро Эри
Озеро Онтарио
Бассейн Иллинойс
Бассейн Мичиган
Бассейн Аппалачский
Бассейн Иллинойс
Бассейн Аппалачский
Бассейн Иллинойс
Бассейн Аппалачский
Бассейн Иллинойс

Наиболее крупными продуктивными месторождениями в Аппалачской провинции являются Макдональд (Пенсильвания), Кабайн-Крик (Западная Вирджиния), Бернинг-Спрингс (Охайо), Кемптон, Ирвин (Кентукки) и Бредфорд (Пенсильвания). Площадь месторождения Бредфорд занимает около 350 *км*².

**Цинциннатский свод** отделяет с северо-запада Аппалачскую геосинклиналь от Восточного каменноугольного бассейна. Включает западную часть штата Охайо, восточную часть Индианы, южную и центральную части Кентукки, Тенесси, Алабаму и Миссисипи.

Центральная часть свода слагается кембрием, ордовиком и силуром, которые на крыльях последовательно перекрываются девонскими и миссисипскими слоями (фиг. 86). Наибольшим развитием пользуются карбонатные (известняки), а не терригенные, как в Аппалачской провинции, породы. Падение крыльев




Фиг. 86. Схематический широтный разрез через Цинциннатский свод в районе Кэмберлендской седловины (по Мэнну).

пологое, измеряемое долями градуса простирание почти меридиональное. Длина свода немного более 1000 *км*, ширина — 350—400 *км*. Цинциннатский свод осложнен вторичными пологими складками, с которыми обычно и связывается нефтеносность.

В зависимости от особенностей геологического строения провинция подразделяется на три бассейна: Лима-Индиана (на севере), Кэмберлендская седловина (в центральной части) и Алабамо—Миссисипский бассейн (на юге). Наиболее крупные нефтяные месторождения связаны с районами Лима-Индиана и Кэмберлендская седловина, где они приурочены к пористым известнякам в зонах несогласий (трентонский известняк — ордовик, известняк клинтон — силур). Нефть парафинистая, сернистая, удельного веса 0,814—0,915.

Основным нефтегазоносным горизонтом в северной части Цинциннатского свода является трентонский известняк (ордовик). В южных районах нефтеносны более молодые отложения — от силурийского до миссисипского возраста.

**Мичиганский бассейн,** располагаясь в пределах штата Мичиган, представляет собой обширную синеклизу, имеющую в поперечнике около 800 *км*, сложенную в центральной части позднейшими ледниковыми образованиями, перекрывающими отложения пенсильванской системы, которые в свою очередь

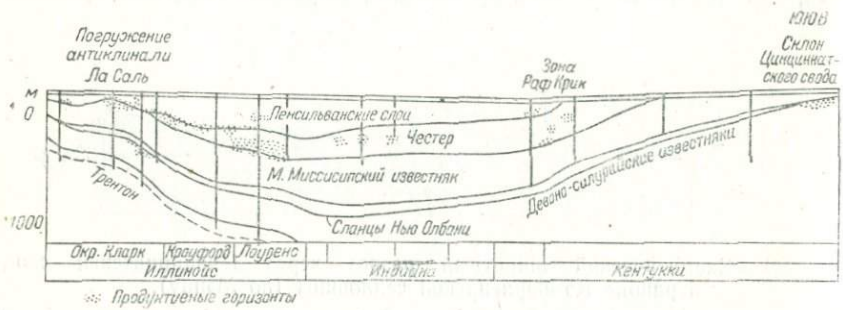
окаймляются на бортах миссисипскими, девонскими, силурийскими и ордовичскими слоями.

Слои наклонены к центру бассейна с падением около 5 *м* на 1 *км*.

Мичиганский бассейн является одной из наиболее молодых нефтедобывающих провинций США, добыча нефти в которой началась только в 1925 г.

Нефтяные и газовые месторождения провинции расположены в ее южной части и приурочены к длинным и узким поднятиям юго-восток — северо-западного простирания.

Продуктивные нефтеносные и газоносные горизонты установлены в девоне (Детройт, Ривер, Трэверс), в миссисипской системе — Мичиган (газ), Бири (нефть) и в пенсильванских слоях (Парма). В отношении продуктивности наиболее важными




Фиг. 87. Разрез через Восточный внутренний бассейн по оси антиклинали Ла Саль и схема распределения залежей (по Беллу).

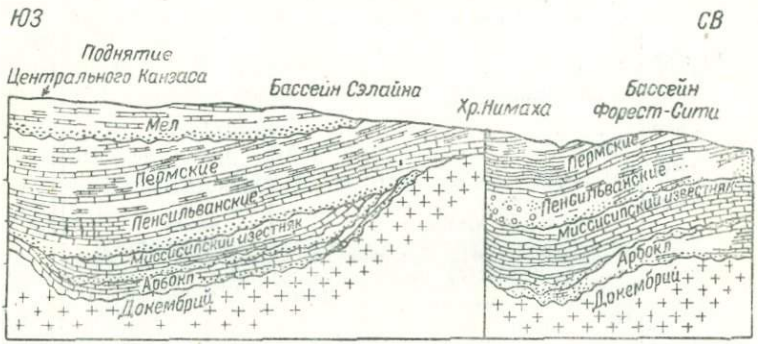
являются карбонатные породы, в частности горизонт *данди*. Залежи нефти, как правило, связаны с несогласиями и структурными поднятиями. Удельный вес нефтей колеблется от 0,795 до 0,840. Главнейшие продуктивные месторождения связаны с антиклиналью Гринбейл (Монт-Плезант). Основные газовые месторождения располагаются в центральной части бассейна. Наиболее крупным из них служит Сикс-Лейкс с годовой добычей более 100 млн. $м^3$.

**Восточный внутренний каменноугольный (Иллинойский) бассейн** занимает юго-западную часть Индианы, северо-западную часть Кентукки и почти весь Иллинойс. С севера ограничивается Висконсинским поднятием, с запада седловинообразным поднятием Линкольн, с юго-запада куполом Озарк, с юго-востока и востока Цинциннатским сводом и с северо-востока северо-западным ответвлением Цинциннатского свода — поднятием Кэнкэки (фиг. 87).

Центральная часть бассейна, представляющего обширную синеклизу, сложена пенсильванскими слоями, окаймленными по периферии отложениями миссисипской (каменноугольной) и девонской систем.

В границах бассейна располагается ряд складок, из которых антиклиналь Ла-Саль (восточный борт бассейна) прослеживается на протяжении более чем 300 *км*. В ее своде выступают ордовичские отложения. С этой структурой связаны наиболее крупные нефтяные месторождения Иллинойского бассейна. Продуктивные горизонты установлены во всех отложениях, начиная с пенсильванских и кончая ордовичскими. Другой крупной нефтеносной структурой бассейна является флексура Дюкон Сэндовал, с которой связан ряд куполовидных нефтегазоносных поднятий. Удельный вес нефтей колеблется от 0,818 до 0,860.

Крупным нефтяным месторождением провинции является также месторождение Лейк-Сентралия (или Сэлем), дающее нефть из миссисипских песчаников и девонских известняков,




Фиг. 88. Схематический разрез через гранитный кряж Нимаха и бассейны Форест Сити и Сэлайна.

залегающих на глубинах от 550 до 930 *м*, а также открытое в 1940 г. месторождение Гриффин (Юго-западная Индиана).

**Западный внутренний каменноугольный бассейн.** Главная северная часть области Мид-Континента располагается между поднятием Озарк на востоке и Скалистыми горами на западе, в пределах юго-западной части штата Айова, северной и западной части Миссури, юго-восточной части Небраски, северной части Арканзаса и почти целиком занимает штаты Канзас и Оклахома.

С юга Западный каменноугольный бассейн ограничивается горной цепью Уачита-Арбокл — Вичита-Амарилло. Нефтеносная зона бассейна охватывает Канзас и северную часть Оклахомы.

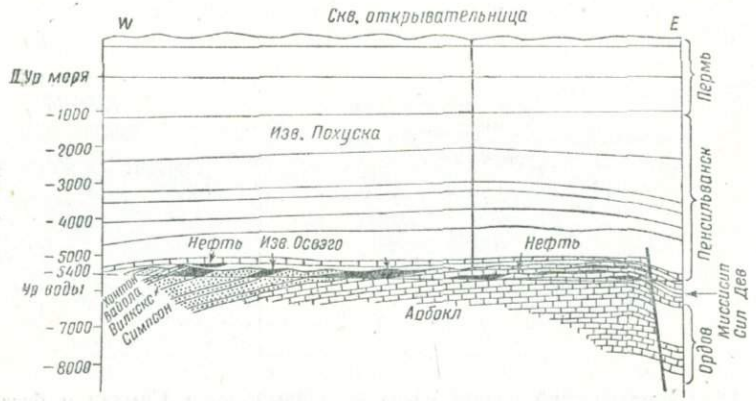
В строении бассейна принимает участие весь комплекс отложений от кембрийских до третичных.

Основными тектоническими элементами провинции являются погребенный, кристаллический хребет Нимаха и Центральное Канзасское поднятие (Бартонский свод), прослеживающееся в юго-восточном направлении от северо-западного Канзаса к Юго-западному Миссури (фиг. 88). К этому поднятию при-

урочены наиболее богатые нефтяные и газовые месторождения провинции.

Третьим, менее значительным тектоническим элементом является антиклинальная структура Абилен (Эбилен), располагающаяся между центральным поднятием и гранитным хребтом Нимаха. Синклинальная зона, разделяющая антиклиналь Абилен и Центральный свод, известна под наименованием бассейна Салина или Сэлайна.

Промышленные нефтеносные горизонты приурочены к пермским (Хьюгостон), пенсильванским (Бартлсвилл, Бэрбенк и др.), миссисипским (Кромвэлл, Майзенер и др.), силурийским (Хонтон), ордовичским (Вилкокс, Арбокл и др.) отложениям.



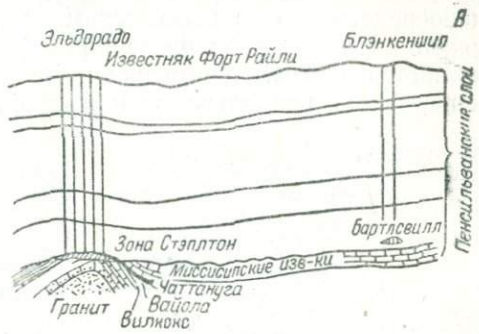

Фиг. 89. Поперечный разрез через месторождение Оклахома (по Фергюсону и Вернону).

Меловые и третичные породы промышленных залежей не содержат.

Среди нефтяных месторождений основными типами являются месторождения, связанные с несогласиями (фиг. 89), и месторождения, приуроченные к погребенным хребтам (Эльдорадо, Оклахома-Сити). Эльдорадо (фиг. 90) является крупнейшим нефтяным месторождением штата Канзас и содержит 15 нефтеносных горизонтов, приуроченных к пенсильванским, миссисипским и ордовичским слоям. Нефть удельного веса 0,843—0,859.

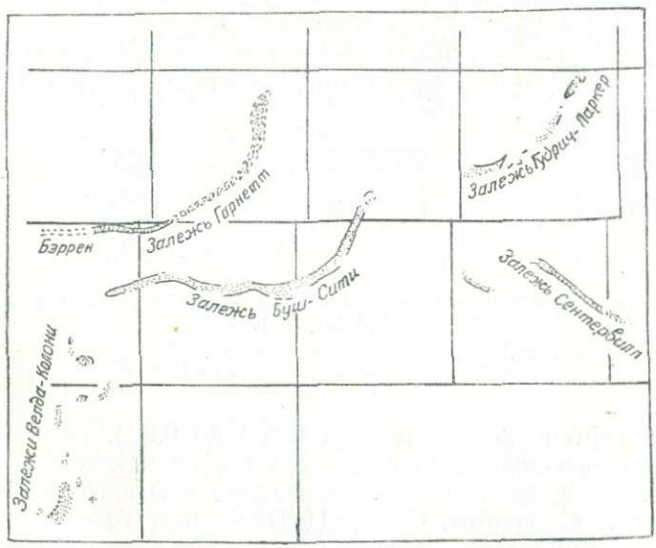
Нефтеносная зона Оклахомы занимает площадь около 45 тыс. $км^2$, на которой коллекторами нефти являются песчаники и известняки перми, карбона, девон-силура, ордовика и кембро-ордовика. Крупными месторождениями Оклахомы являются Бэрбенк (открытое в 1920 г.), Большой Семинол (открыто в 1927 г.), Оклахома-Сити, Западный Эдмонт (открыто в 1943 г.) и др. Оклахома одновременно является и одним из крупнейших газоносных штатов.

В Канзасе и отчасти в Оклахоме распространены своеобразные нефтяные месторождения Гарнэтт, Буш-сити и др. типа «шнурков» (фиг. 91). Западный бассейн одновременно является крупнейшей нефтеносной и газоносной областью, занимающей в США второе место по добыче газа. Наиболее богатое газовое месторождение Хьюготон, в котором промышленные притоки газа связаны с пермскими отложениями. Запасы газа в этом месторождении исчисляются в 700 млрд. $м^3$ (1946 г.). Газоносная площадь охватывает 150 $км^2$.




Фиг. 90. Разрез через месторождение Эльдорадо (по Муру).

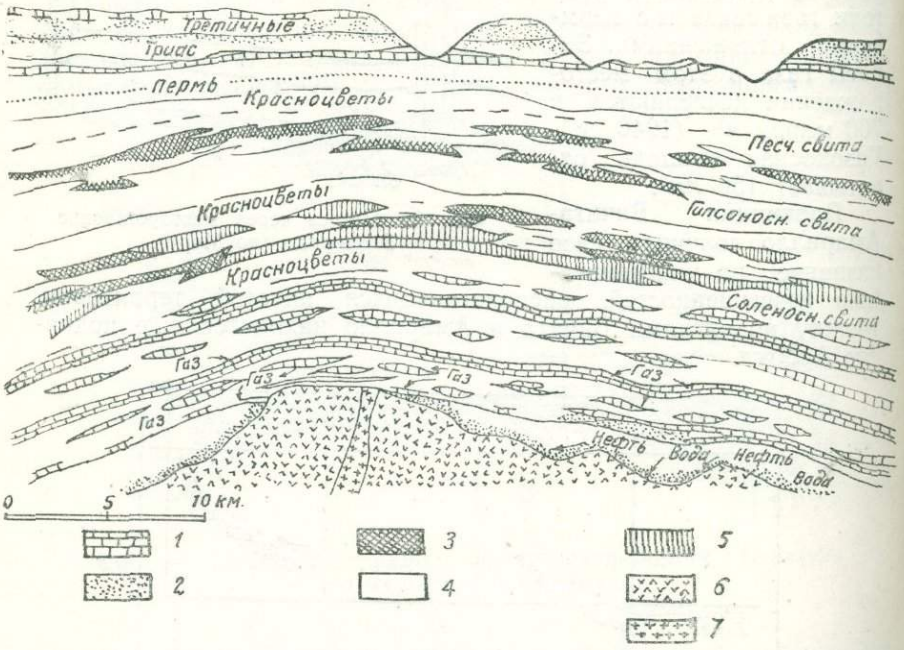
**Провинция Вичита-Амарилло** получила свое название по наименованию возвышенностей, располагающихся на этой территории. Между поднятиями Вичита и Амарилло находится еще поднятие Арбокл.




Фиг. 91. Схема шнурковых залежей нефти и газа в округах Канзаса.

В строении провинции на поверхности принимают участие третичные, мезозойские, пермские и пенсильванские слои. В ядре возвышенности Арбокл залегают докембрийские граниты.

Ввиду широко распространенным несогласиям между отдельными свитами из разреза выпадает ряд стратиграфических комплексов (миссисипские, девонские и другие отложения). Наиболее древние продуктивные горизонты связаны непосредственно с несогласием в основании пенсильванских слоев. Наиболее характерной формой нефтяных залежей являются линзы. Промышленные залежи нефти приурочены к пермским, пенсильванским и ордовичским отложениям. Удель-




Фиг. 92. Геологический разрез через месторождение Панхэндл в Тексасе (по Бауэру).

*1*—известняки и доломиты; *2*—конгломераты и песчаники; *3*—ангидриты и гипсы; *4*—сланцы; *5*—соль; *6*—изверженные породы; *7*—граниты.

ный вес нефтей колеблется от 0,803 до 0,903. Как правило, нефть ордовичских отложений легче пенсильванской.

В пределах провинции располагаются нефтяные месторождения Южной Оклахомы, Северо-Центрального Тексаса и района Тексас-Панхэндл.

Нижнепермские отложения содержат большое количество газа и некоторое количество нефти. Нефть встречается как в песках, так и в известняках.

Известны нефтяные залежи в пенсильванских (свиты *глен, понтокок*) и ордовичских (свиты *вайола, симпсон, арбокл*) слоях. Некоторые из месторождений представляют типичные погребенные структуры.

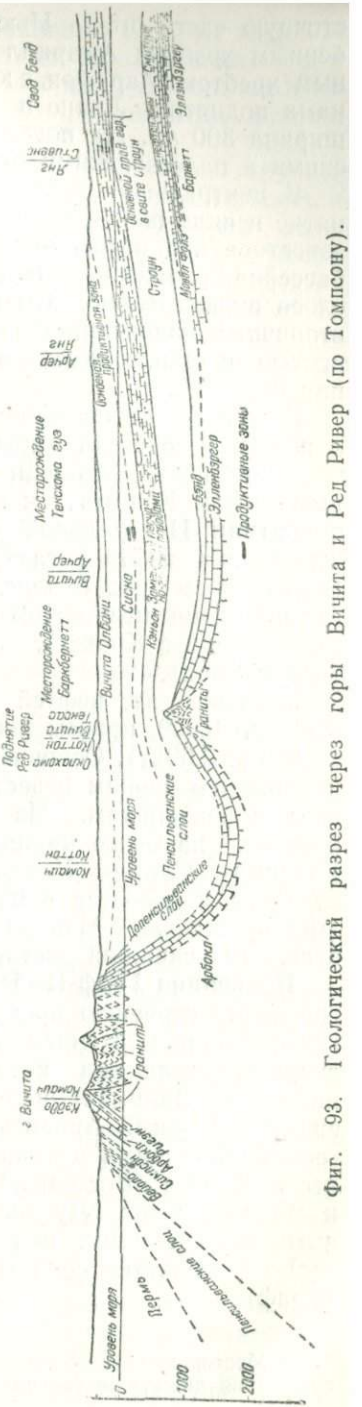
Структура наиболее крупного нефтегазоносного района Панхэндл, открытого в 1918 г., определяется наличием погребенного гранитного хребта. Нефть и газ были встречены здесь в свите Биг-Лайм (пермская система) и в продуктах разрушения гранитов (фиг. 92).

**Свод Бенд** находится в северной части Центрального Тексаса, непосредственно к югу от системы Вичита, прослеживаясь с почти меридиональным простиранием на расстоянии нескольких сот километров (фиг. 93). Падение его крыльев измеряется долями градусов, ширина свода местами превышает 160 *км*. Осложнен рядом складок с аналогичным простиранием, к которым приурочены промышленные залежи нефти с глубиной залегания продуктивных горизонтов до 1650 *м*. Северное погружение свода пересекается второй крупной погребенной структурой — поднятием Ред Ривер, также осложненной вторичной складчатостью, с которой связаны промышленные месторождения нефти.

В строении свода принимает участие комплекс осадочных образований от пермских до докембрийских включительно. Преимущественным распространением пользуются отложения пермского отдела. Наиболее древние породы обнажаются в восточной части округа Сан-Саба.

Максимальной продуктивностью характеризуются известняки пенсильванского возраста (свита *марблфолз* и *смитуик*); нефть удельного веса от 0,823 до 0,850. Линзовидные залежи нефти, связанные с песчаниками, приурочены к более молодым свитам той же системы (свиты *строун* и др.).

**Пермский соленосный бассейн (провинция Западного Тексаса)** занимает Западный Тексас и юго-во-




Фиг. 93. Геологический разрез через горы Вичита и Ред Ривер (по Томпсону).

сточную часть штата Нью-Мексико, ограничен с севера погребенным хребтом Амарилло, с запада Кордильерами, с юга горным хребтом Марафон, с юго-востока и востока западными склонами поднятий Льяно и Бенд. Длина бассейна около 600 *км*, ширина 300 *км*. На поверхности сложен третичными, мезозойскими и палеозойскими отложениями.

В центральной части бассейна располагается крупное поднятие в виде плато длиной в 320 *км* и шириной от 50 до 95 *км*, известное под названием Центральной платформы Пермского бассейна, сложенное палеозойскими отложениями до пермских слоев включительно. Это структурное плато пересекается рядом вторичных поднятий, погребенных под горизонтальной поверхностью равнин, к которым и приурочены нефтяные месторождения бассейна.

К западу от платформы располагается бассейн Делавер, к востоку — бассейн Мидленд.

Делаверский бассейн по окраинам оконтуривается барьерным рифом Кэпитен, к которому, так же как и к локальным поднятиям Центральной платформы, приурочены промышленные залежи нефти и газа, связанные с пермскими отложениями (бурый известняк, *бауэрс, биг-газ-пэй*). В последнее десятилетие промышленные залежи нефти установлены в пенсильванских слоях (округ Крокет), в девоне (округ Эктор) и в силуре (округ Уорд).

Удельный вес нефтей Пермского бассейна колеблется от 0,834 до 0,909, причем нефти содержат значительное количество серы (до 2,69%). Основные продуктивные горизонты приурочены к пористым зонам известняков и доломитов и в меньшей степени к песчаникам. Из нефтяных месторождений Пермского бассейна наиболее крупными являются Семинол, Ейтс, Хоббз [1], Голдсмит, Слотер, Уоссон-Денвер, Локо-Хиллс и др. Глубина скважин колеблется в широких пределах — от 1000 до 3900 *м* (месторождение Мак Эльрой). Начальный суточный дебит отдельных скважин достигает 14 тыс. *т* (Ейтс).

**Провинция Голф-Имбеймент (Миссисипская бухта)** по геологическому строению представляет впадину, являющуюся геологическим продолжением Мексиканского залива, под мезокайнозойскими осадками которой скрыты складчатые сооружения палеозоя. Занимает восточную и южную части Техаса, Луизиану и Южный Арканзас. В пределах провинции основными геотектоническими элементами являются сбросовые зоны Балконес и Мексиа (Восточно-Центральный Техас), поднятия Себайн и Вичита (штат Луизиана), сложенные третичными и меловыми отложениями, область «обрывов Рейноза» (Южный Техас) и область соляных куполов Юго-Восточного Техаса (Голф).

[1] Месторождение Хоббз одно из крупнейших в США. В 1945 г. его суммарная добыча составляла около 16 млн. *т*.

На поверхности в описываемой провинции развиты меловые, третичные и послетретичные отложения. Продуктивные горизонты связаны с меловыми (свиты *наварро, тэйлор, вудбайн* и др.), эоценовыми, олигоценовыми и миоценовыми отложениями.

Распространенными типами структур являются крупные куполообразные складки с рядом вторичных поднятий, связанных со сбросовой зоной Балконес или со сбросовой зоной Мексиа, к которым и приурочены основные нефтяные месторождения (Кэддо, Смаковер, Хейнсвилл, Гомер, Луминг, Мексиа, Пауэлл, Дели и др.) или с погребенным поднятием Себайн. Глубина залегания нефтеносных горизонтов (верхнемеловой песок *вудбайн*, эоценовая свита *вилкокс* и др.) колеблется от 300 до 1600 *м*.



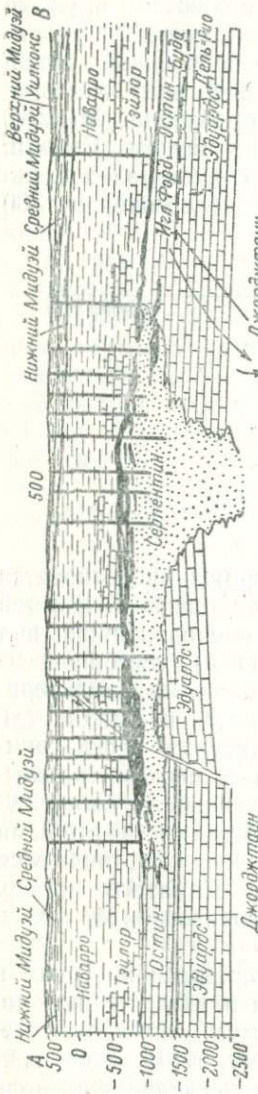

Фиг. 94. Поперечный разрез нефтяного месторождения Саратога.

К другому типу структур нефтяных месторождений относятся соляные купола области Голфа с почти цилиндрической формой соляного штока диаметром 2,5—3,5 *км*, с расположенной над ним «каменной шапкой» (мощностью до 300 *м*), состоящей из известняка, гипса и ангидрита. Эти месторождения характеризуются весьма высокой добычей на единицу площади (до 100000 *т* на 1 *га*). В солянокупольных структурах нефть приурочена к пористым известнякам «шапок» и к пескам, примыкающим к соляным штокам или расположенным в своде купола над соляной массой (миоцен). Крупнейшими нефтяными месторождениями, приуроченными к соляным куполам, являются Стендлтон, Соуэр Лейк, Бетсон, Хамбл, Саратога и др. (фиг. 94). Глубина залегания нефтеносных горизонтов от 300 *м* и глубже (до 3500 *м*).

В сбросовой зоне Мексиа известны месторождения Тролл и Литтон-Спрингс, в которых нефть находится в изверженных породах (в серпентине), залегающих среди битуминозных глин мелового возраста, с которыми она, повидимому, генетически связана. Изверженные породы в данном случае сыграли лишь роль коллекторов благодаря своей пористости (фиг. 95).

**Провинция Скалистых гор** по площади является самой крупной нефтегазоносной провинцией США. В состав провинции входят штаты Уайоминг, Колорадо, Монтана, Юта и северо-западная часть Нью-Мексико, в совокупности составляющие огром-

ный пояс мезокайнозойской складчатости. Центральную часть занимает горная система Кордильер, сформировавшаяся к началу мелового периода и подразделявшая до этого общую геосинклиналь на тихоокеанскую на западе и Скалистых гор на востоке (современная провинция Скалистых гор).




Фиг. 95. Поперечный разрез в широтном направлении месторождения Литтон-Спрингс.

В строении провинции принимают участие в основном меловые и третичные отложения. С меловыми отложениями мощностью до 4000 *м* связаны главнейшие промышленные залежи нефти. В домеловых породах также отмечается ряд нефтеносных горизонтов, но распространение их ограничивается отдельными площадями. Промышленные залежи нефти установлены в верхнем мелу, в юре (песчаники *ниггет*), в триасе, в пермских (известняки *эмбар*), пенсильванских (горизонт *тенслип*) и миссисипских слоях (известняки *мадисон*) и даже в верхнем кембрии (формация *дэдвуд*).

В границах провинции насчитывается более ста месторождений, приуроченных к куполам, из которых наиболее продуктивные расположены в штате Уайоминг. Самым крупным месторождением является обширный купол Солт-Крик, вытянутый в меридиональном направлении. Нефтяные залежи приурочены к свитам Монтана и Колорадо (верхний мел). Добываемая нефть представлена двумя типами: тяжелой удельного веса от 0,865 до 0,966 (пермская и пенсильванская) и легкой — от 0,803 до 0,865 (меловая). Добыча штата Уайоминг составляла в некоторые годы 80% всей добычи провинции.

В штатах Колорадо, Юта и Нью-Мексико нефтяные месторождения приурочены к соленосным образованиям. Богатые нефтепроявления связаны здесь в основном с отложениями верхнего карбона.

**Тихоокеанская (Калифорнийская) провинция** расположена к западу от гор Сиерра-Невада в пределах Калифорнии. Месторождения нефти и газа распадаются на месторождения внутренней зоны или бассейна Сан-Джоакин и внешней зоны, находящейся между Береговым хребтом и океаном. Среди месторожде-

ний внешней зоны выделяют три самостоятельных бассейна: Санта-Мария, Вентура и Лос-Анжелос, объединяемых под названием «Южных площадей».

Осадочные отложения Калифорнии несогласно перекрывают кристаллические сланцы доюрского возраста. Наиболее древними являются юрские образования, состоящие из кварцитов, сланцев и песчаников. Выше залегают породы мелового возраста. Отложения эоцена представлены тремя свитами (снизу вверх): *мартинез, меганос* и *тихон*. Еще выше залегают отложения олигоцена (свита *сеспе*), миоцена (свиты *вакэрос* [1] и *монтерей* [2]). Плиоцен и часть постплиоцена составляют свиту *фернандо*. Максимальная мощность осадочных пород (от четвертичных до мела включительно) в бассейне Сан-Джоакин составляет более 18000 *м*.

Нефтеносные горизонты установлены в эоцене, свите монтерей и свите фернандо. Продуктивные горизонты приурочены к миоцену и плиоцену. Наибольшая часть продукции получается из нижнего плиоцена. Нефть из меловых отложений получается лишь в районе Коалинга (внутренняя зона).

Характерной особенностью калифорнийских месторождений является мощное развитие коллекторов, содержащих залежи нефти, представленных рыхлыми песчаными образованиями, зачастую образующих продуктивные зоны мощностью до 450 *м*. Нефтяные месторождения приурочены к структурам типа куполов и брахиантиклинальных складок небольшого протяжения. Нефть в основном тяжелая удельного веса от 0,843 до 0,959; легкая нефть удельного веса 0,749—0,786 встречается лишь в виде исключения (Вентура, плиоцен). Глубина залегания нефтеносных горизонтов достигает 2500 и даже 3500 *м* (месторождение Грили). В 1944 г. в Калифорнии была пробурена скважина глубиной 5400 *м*, оказавшаяся непродуктивной.

Из месторождений внешней зоны самыми крупными являются в Лос-Анжелосе Лонг-Бич (плиоцен—миоцен), Санта-Фе-Спрингс (нижний плиоцен—миоцен) и др.; в Вентура — Вентура-Эвеню (плиоцен), Ринкон (плиоцен), Элвуд (миоцен) и др.; в Санта-Мария — Кэт-Кэньон (миоцен) и Санта-Мария Вэли (миоцен).

В бассейне Сан-Джоакин (внутренняя зона) известны месторождения Мак-Киттрик (плиоцен), Кеттлмэн-Хиллс, Мидуэй Сансэт (плиоцен), Керн—Ривер (плиоцен), Лост Хиллс—Белридиж (миоцен), Коалинга (миоцен) и др.

---

[1] Свита *вакэрос* соответствует нашей майкопской свите.

[2] Свита *монтерей* состоит из трех подсвит: *топанго, минткэньон и моделоу* и содержит основные промышленные залежи нефти как внешней, так и внутренней зоны. Представлена диатомовыми и фораминиферовыми сланцами и, возможно, содержит нефтематеринские породы. По возрасту отвечает среднему и, вероятно, верхнему миоцену.

## Канада

Канада является доминионом Великобритании в Северной Америке и располагается в северной части материка. В административном отношении Канада разделяется на провинции Новая Шотландия, Новый Брауншвейг, о. Принца Эдуарда, Квебек, Онтарио, Манитоба, Альберта, Саскачеван и Британская Колумбия и территории Юкон и Северо-западная (Меккензи, Киватин и Франклин). Добыча нефти в Канаде началась почти одновременно с США.

Нефтяные месторождения Канады располагаются в пределах четырех площадей: 1) Онтарио, 2) Новый Брауншвейг и Новая Шотландия на юго-востоке и востоке, 3) Альберта и 4) Саскачеван на западе. Почти все эти площади фактически являются непосредственным продолжением на север нефтеносных провинций США и характеризуются всеми свойственными им особенностями. Так, нефтяные месторождения Канады в провинции Квебек и Новый Брауншвейг по существу приурочены к северному продолжению Аппалачской геосинклинали.

На северном продолжении Цинциннатского свода, между озерами Эри и Гурон, располагаются нефтяные месторождения Восточной Канады: Ойлспрингс, Петролиа и Моза-Тауншип, нефть в которых (удельного веса 0,843—0,848) приурочена к коринферовым известнякам девонского возраста, сложенным в антиклинальные складки и купола. Из газовых месторождений наиболее значительным является месторождение Тильбюри Ромни.

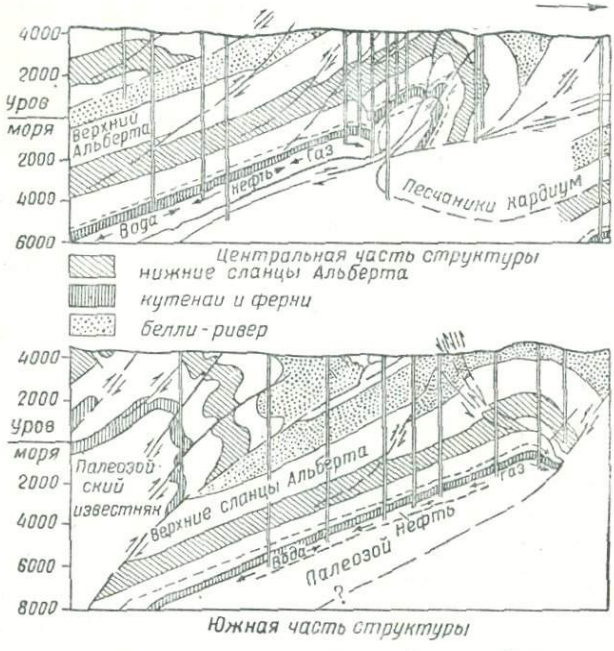
Месторождение Норман-Уэллс расположено в Северо-Западной Канаде к северо-западу от форта Норман на берегу р. Меккензи. Это самое северное из нефтяных месторождений Америки, открытое в 1920 г., находится в 200 *км* к югу от Северного полярного круга и относится к числу наиболее крупных (после Тэрнер Вэлли в провинции Альберта) нефтяных месторождений Канады. Нефтеносность приурочена к рифовым известнякам верхнего девона, слагающим пологое поднятие с углами падения в 4—5° и залегающим на глубине от 300 до 800 *м*.

Признаки нефтеносности известны также в Британской Колумбии на юго-западе и в провинции Манитоба на востоке.

Начало бурения на нефть в Канаде относится к 1860 г. (Восточная Канада). В настоящее время основное внимание нефтепромышленности сосредоточено на Западной Канаде (провинция Альберта), где находится наиболее крупное нефтяное и газовое месторождение Канады Тэрнер Вэлли, нефть в котором (удельного веса 0,762—0,806) добывается из верхнемеловых песчаников (*дакота*), юрских сланцев и палеозойских известняков *мэдисон* (карбон). Геологически оно приурочено к крупному тектоническому блоку, составляющему часть антиклинальной складки, нарушенному разрывами, обусловившими наличие ряда тектонических чешуй, надвинутых друг на друга (фиг. 96).

Другое месторождение провинции Альберта—Империал-Ледюк — открыто в 1947 г., где крупные промышленные залежи с суточными дебитами скважин до 100 и более *т* нефти установлены в отложениях девона.

Из газовых месторождений в Западной Канаде известны Бау-Айлэнд, Мэдисон Хэт и др.




Фиг. 96. Месторождение Тэрнер-Вэлли (Канада).

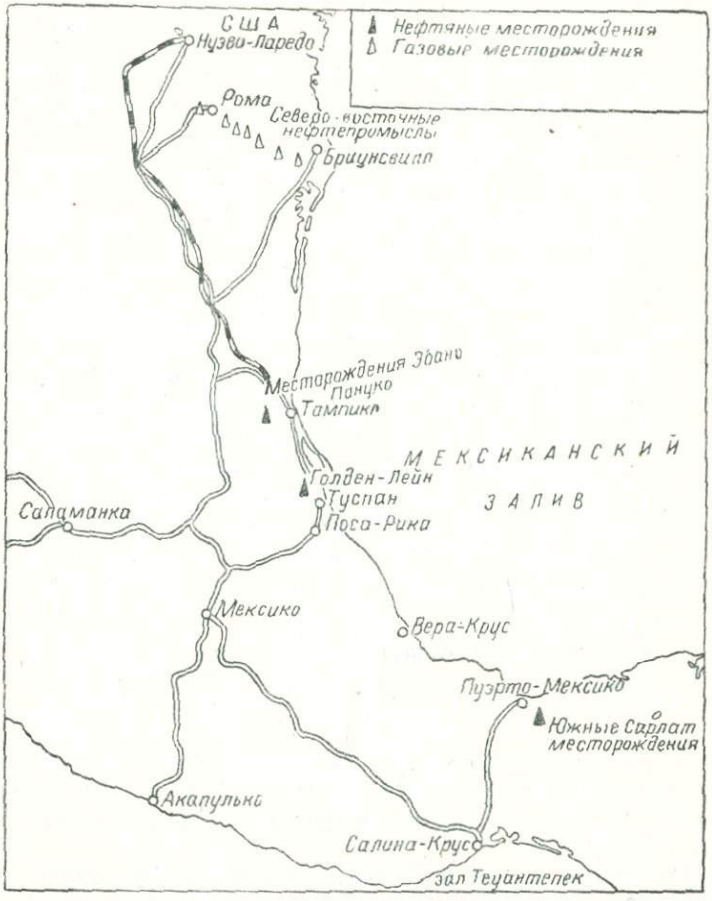
В провинции Альберта, кроме месторождений нефти и естественных газов, известны также месторождения битуминозных песков верхнего мела (южнее озера Атабаска), годные для разработки.

В настоящее время в Канаде насчитывается около 40 эксплуатируемых месторождений нефти и газа, из которых большинство находится в Западной Канаде.

## Мексика (Соединенные Штаты Мексики)

Занимает южную часть Северо-Американского материка. На севере и северо-востоке Мексика граничит с США, на востоке она омывается Мексиканским заливом, а на западе Тихим океаном. По морфологическим признакам Мексика подразделяется на три части: прибрежную часть Мексиканского залива (Приантлантическая зона), центральное плато и прибрежную Тихоокеанскую зону.

Все основные нефтяные месторождения Мексики располагаются главным образом на востоке страны и приурочены к побережью Мексиканского залива (фиг. 97), где выделяются следующие нефтеносные районы: крайний Северо-восточный район, составляющий продолжение провинции Миссисипской бухты, ха-




Фиг. 97. Нефтяные и газовые месторождения Мексики.

рактеризующийся наличием ряда газовых месторождений, приуроченных к эоценовым отложениям; район р. Пануко (Тампико) вместе с районом р. Туспан, именуемый также Северным; район р. Туспан и район Теуантепекского перешейка (Южный).

В строении мексиканских нефтяных месторождений принимают участие осадочные образования от юры (кимеридж) до плейстоцена.

Основными из перечисленных нефтеносных районов Мексики являются Пануко и Туспан.

В районе Пануко (месторождения Пануко, Эбано и др.) нефтяные залежи приурочены к известнякам *тамаулипас* (альб—сеноман) и к известнякам *сан-фелипс* (турон—сенон). Нефть тяжелая удельного веса 0,960—0,984 с высоким содержанием серы. Первые скважины были пробурены в 1893 г.

Месторождения района Туспан (Дос-Бокас, Тотеко и др.) объединяются под названием «золотой полосы» длиной около 60 *км*, шириной 1 *км*. Залежи нефти (удельного веса от 0,875 до 0,933) приурочены к своду крупной антиклинальной складки, сложенной известняками *томазопо* или *тамабра* и *эль-абра* (мел), перекрываемыми осадками третичного возраста, нарушенными базальтовыми дайками. Первая буровая скважина в районе Туспан была пробурена в 1882 г. Крупнейшим нефтеносным районом является район Поса-Рика, дающий более 60% всей добычи нефти в Мексике. Суточный дебит некоторых скважин достигает свыше 500 *т* (из известняка *томазопо* мощностью до 90 *м*). Нефтеносные горизонты залегают на глубинах от 2000 до 2500 *м*. К описываемому району относится также месторождение Фурберо, где нефтеносными являются эоценовые сланцы у контакта с интрузиями габбро. Типичным для нефтяных месторождений Приатлантической зоны является их приуроченность к куполам и дайкам изверженных пород.

В районах Теуантепекского перешейка, введенных в эксплуатацию в 1921—1934 гг., нефть встречена в третичных отложениях (известняки нижнего миоцена), перекрывающих соляные купола (месторождения Филисола, Токуанапа и др.). Характерным типом структур нефтяных месторождений служат здесь складки диапирового типа, ядрами протыкания в которых являются соляные массивы, возможно, пермского возраста. Нефть Теуантепекских месторождений более легкая, удельного веса 0,860.

В 1921 г. Мексика по добыче нефти занимала второе (после США) место в мире.

### Аляска

Ранее входила в состав России, но в 1867 г. была продана царским правительством Соединенным Штатам Америки. В настоящее время входит в состав США, но занимает обособленное положение в крайней северо-западной части Северо-Американского материка, располагаясь на площади, составляющей примерно пятую часть площади США.

Признаки нефтеносности на Аляске были известны в пределах небольшой площади, сложенной на поверхности отложениями нижнего мела (неоком) в угленосном районе, расположенном восточнее мыса Лисбэрн, а также близ Порта Кларенс. В настоящее время в результате разведочных работ, произведенных в последние годы, выявляется перспективная область, приуроченная к полуострову Инискин с бухтами Инискин и Чинитна. Наиболее интересным нефтеносным районом в пределах

этой области является район Нефтяной бухты. Развитый на полуострове Инискин комплекс осадочных образований представлен почти исключительно морскими отложениями юрского возраста, прорезанными дайками и интрузиями вулканических пород. Общая мощность осадков средней и верхней юры достигает 4 *км*. Признаки нефтеносности (выходы нефти и газа) связаны с юрскими песчаниками и были обследованы русским геологом Павловым еще в 1862 г. Первая скважина была пробурена здесь американцами в 1903 г. В районе Инискин—Чинитна в скважинах были обнаружены небольшие признаки нефти и газа.

Месторождение Каталла расположено на побережье Аляскинского залива, на поверхности сложено третичными отложениями. За период 1902—1938 гг. дало около 21 тыс. *т* легкой нефти и в настоящее время законсервировано. Небольшое месторождение Якатага расположено в 100 *км* восточнее Каталлы. Разведочное бурение производилось в районе мыса Барроу в Северо-Западной Аляске (база № 4 флота США). В районе самого мыса, у сел. Умят и мыса Симпсон, в 1945—1947 гг. было пробурено несколько скважин, обнаруживших нефтеносные песчаники и притоки газа на глубинах от 270 до 1825 *м*. Однако разведочные работы на этой территории ведутся очень замедленными темпами, так как нефтяные монополии считают более выгодным снабжать нефтью Аляску из Калифорнии.

В 1948 г. в США общая проходка составила около 40 млн. *пог. м*. Из общего числа более 1 млн. продуктивных скважин, пробуренных в Северной Америке с 1859 г., в конце 1948 г. нефть давали около 443 тыс. скважин, из которых примерно 3 тыс. скважин находились на территории Канады и Мексики.

## § 8. ЦЕНТРАЛЬНАЯ АМЕРИКА И ВЕСТ-ИНДИЯ

Центральная Америка занимает часть Американского континента, охватывающую Панамский перешеек, служащий связывающим звеном между Северной и Южной Америкой, с расположенными на нем государствами Британский Гондурас, Гватемала, Сальвадор, Гондурас, Никарагуа, Коста-Рика и Панама. К Вест-Индии относятся Большие (Куба, Гаити и др.) и Малые (Мартиника, Доминика и др.) Антильские острова, а также острова, расположенные вдоль южного побережья Карибского моря (Аруба, Кюрасао, Тринидад, Барбадос).

В строении Центральной Америки принимает участие очень сложный комплекс геологических образований различного возраста и происхождения, причем широким развитием пользуются третичные вулканические породы.

**Гватемала.** Геологические исследования с целью поисков нефти были начаты в 1935 г. Большинство благоприятных с точки зрения нефтеносности структур находится в северной

части Гватемалы (Петен, Санта-Торибо и Чинаха), в полосе развития эоценовых и олигоценовых отложений.

**Никарагуа.** В настоящее время производится глубокое бурение с целью поисков нефти (побережье Карибского моря). Первая глубокая скважина с поисковыми целями была пробурена в 1945 г. (Восточное побережье). Определенных данных о промышленной нефтеносности страны пока не имеется, хотя признаки нефтеносности и благоприятные для скопления нефти антиклинальные складки распространены довольно широко.

**Панама.** По своему геологическому строению представляет сложно построенную систему интенсивно дислоцированных антиклинальных складок из меловых и третичных отложений, пересеченных сбросами и прорванных интрузиями изверженных пород, слагающих также хребет, расположенный в центральной части перешейка. Имеется ряд нефтепроявлений (антиклиналь Бокас-де-Торо, в районах побережья залива Сан-Мигуэль и др.), однако ценных промышленных результатов не получено.

**На территориях республик Гондураса, Сальвадора и Коста-Рики** хотя и известны признаки нефтеносности, но разведка в большинстве случаев носила эпизодический характер и не дала положительных результатов.

Более интересные данные известны для островов Вест-Индского архипелага. В пределах одного из крупнейших островов архипелага, о. Гаити или Испаньола, располагаются две республики: республика Гаити (в западной части острова) и Доминиканская республика.

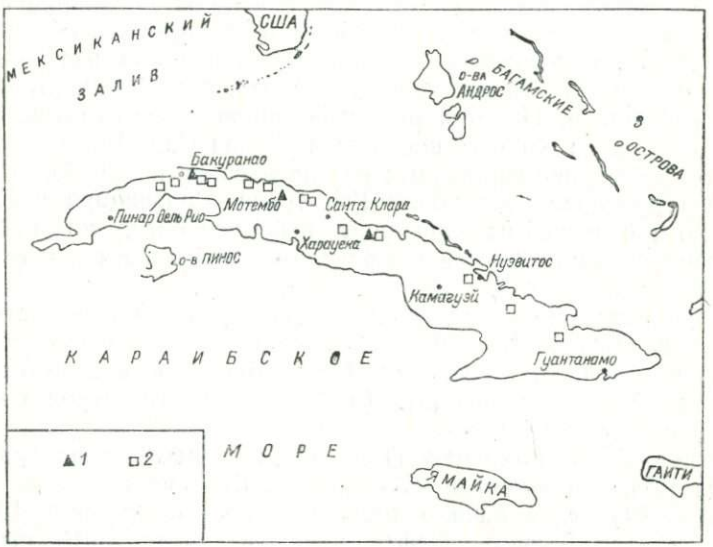
**Остров Гаити (Испаньола)** является вторым по величине из группы Больших Антильских островов. Бурение на нефть было начато в 1933 г., а начало добычи нефти относится к 1939 г. (антиклиналь Малено). Нефть удельного веса 0,910 связана с песками миоцена (нижний яке).

Остров сложен осадочными породами от современных до меловых включительно, местами метаморфизованных в результате контакта с изверженными породами. Нефтяные месторождения приурочены к узким антиклинальным складкам, нарушенным многочисленными сбросами. Всего выявлено пять нефтеносных структур, находящихся на территории Доминиканской республики, четыре из них находятся в южной части острова близ Асуа и одна в северной.

**Республика Куба** располагается на острове Куба, Пинос и некоторых других. Общая площадь республики равна 114,5 тыс. *км*$^2$, причем 95% этой площади приходится на остров Кубу, протяженность которого с запада на восток составляет 1250 *км* при ширине острова от 35 до 200 *км*. Формально республика считается независимой, но фактически находится в экономической зависимости от США. На острове Куба располагаются несколько малодебитных нефтяных месторождений (фиг. 98). Нефтяные залежи приурочены к пористым зонам змеевиков в низах третичных и верхнемеловых пород; обильные

нефтепроявления установлены также в юрских и триасовых отложениях. Месторождение Мотембо (в провинции Лас-Виллас), открытое еще в 1880 г., дает природный бензин (удельного веса 0,738) из серпентинов верхнеэоценового возраста, залегающих в зоне моноклинали.

**Остров Тринидад** относится к островам южной части Караибского моря и расположен у выхода Караибского моря в Атлантический океан вблизи северо-восточного побережья Венесуэлы. Длина острова 75 *км*, ширина 45 *км*. Остров является колонией Великобритании.



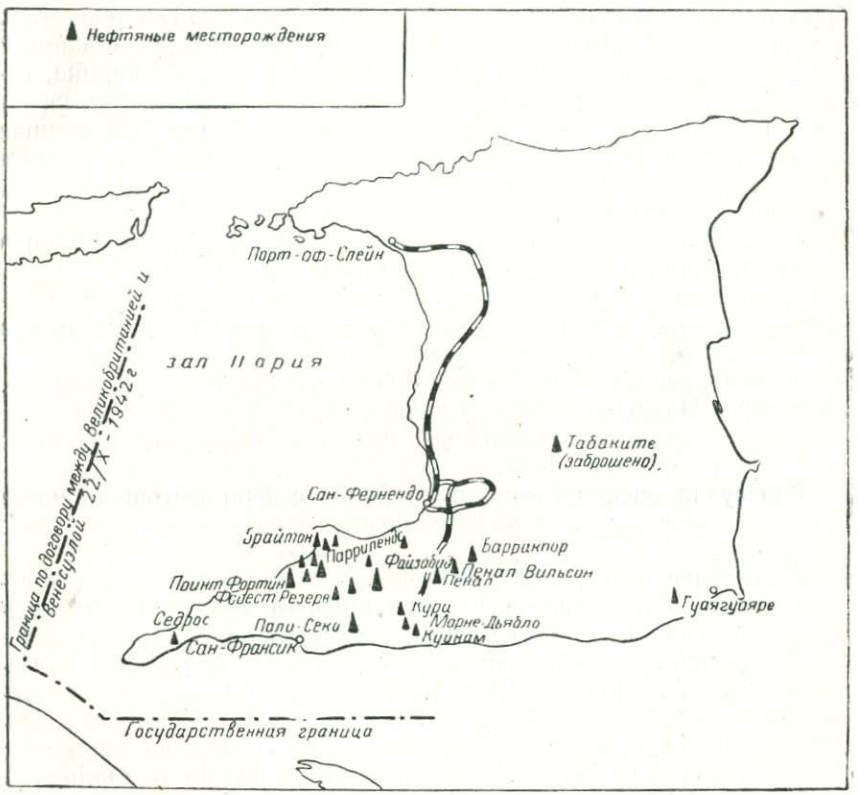

Фиг. 98. Нефтяные и газовые месторождения Кубы.

*1*—нефтяные; *2*—газовые.

В пределах острова развиты меловые, третичные и четвертичные образования, представленные главным образом осадочными и метаморфическими породами, интенсивно дислоцированными и нарушенными сбросами. Основные нефтеносные горизонты относятся к миоценовым отложениям, хотя промышленная нефтеносность установлена и в олигоценовых слоях.

Остров изобилует поверхностными нефтепроявлениями, из которых наиболее замечательным является асфальтовое озеро площадью около 42 *га*, находящееся в южной части острова Ла-Бреа. Толщина асфальтового слоя достигает здесь 50 *м*. Поиски промышленных нефтяных залежей на острове были начаты в 1866 г., причем в 1944 г. о. Тринидад по добыче нефти занимал седьмое место среди зарубежных стран. В настоящее время годовая добыча нефти на о. Тринидад составляет не более 1—1,5% мировой добычи.

Нефтепромысловые площади, из которых двенадцать находятся в эксплуатации, расположены в южной части острова (фиг. 99). Все нефтяные месторождения связаны с антиклинальными складками, нарушенными разрывами. Основными нефтеносными горизонтами являются пески миоцена обычно линзовидного характера, залегающие на глубинах от 360 до 2400 *м*, содержащие тяжелую асфальтовую нефть удельного веса до 0,967.




Фиг. 99. Нефтяные месторождения о. Тринидад.

Меньшее значение имеют нефтяные залежи, приуроченные к эоценовым (месторождение Табакит) и меловым отложениям.

Крупное промышленное значение имеют асфальтовые месторождения острова, из которых наиболее значительным является уже упомянутое выше асфальтовое озеро Ла-Бреа глубиной до 90 *м*.

Кроме о. Тринидада, из других островов южной части Карибского моря нефть найдена в восточной части о. Барбадос, где незначительные нефтяные залежи связаны с песчаниками и сланцами эоцена.

## § 9. ЮЖНАЯ АМЕРИКА

Южная Америка представляет изолированный от Северной Америки материк, омываемый Карибским морем на севере, Атлантическим океаном на востоке и Тихим океаном на западе. С Северо-Американским материком ее соединяет только узкий Панамский перешеек.

Морфологически весь Южно-Американский материк может быть подразделен на два основных элемента: горную цепь Анд, протягивающуюся вдоль его западного побережья, и обширное плато, составляющее всю остальную часть Южной Америки, основным ядром которого является Бразильская глыба, или, как ее иногда называют, Южно-Американская платформа, сложенная допалеозойскими кристаллическими породами, обнажающимися на поверхности в границах Гвианского и Бразильского нагорий, а также в Патагонии.

С начала палеозоя в границах современной Южной Америки происходит накопление морских осадочных образований. В мезозое широким развитием пользуются красноцветные континентальные породы. Третичные породы представлены морскими и континентальными отложениями. В Южной Америке расположены государства Аргентина, Боливия, Бразилия, Венесуэла, Колумбия, Парагвай, Перу, Уругвай, Чили и Эквадор. Почти во всех этих странах в настоящее время обнаружены нефтяные месторождения (фиг. 100).

**Венесуэла** располагается в крайней северо-восточной части Южной Америки и по добыче нефти занимает второе место в мире.

Тектоническое строение нефтеносных площадей в значительной степени определяется меридиональным простиранием центральной горной системы Анд. Нефтеносная зона является частью обширной нефтеносной полосы, прослеживаемой от Колумбии до Тринидада. Маракаибская лагуна, врезаясь со стороны Карибского моря, делит Венесуэлу на две части: меньшую — западную, простирающуюся от Колумбии до западного берега лагуны, и большую — восточную (бассейн р. Ориноко). Основные нефтепромысловые районы Венесуэлы расположены вокруг Маракаибской лагуны (озера) и в Восточной Венесуэле.

В Западной Венесуэле, включая Маракаибскую лагуну (фиг. 101), нефть удельного веса 0,970—0,985 приурочена к линзовидным пескам (мощностью до 50 *м*) миоцена — олигоцена и к пескам эоцена. Значительная часть месторождений разрабатывается в лагуне с кессонов. Некоторые скважины находятся на расстоянии около 19 *км* от берега при глубинах до 30 *м*. Добыча отдельных месторождений достигает 12 млн. *т* в год (Лагунильяс). В настоящее время ряд нефтяных месторождений, расположенных на северо-восточном побережье Маракаибской лагуны (Ла-Росса, Тиа-Хуана, Бачакеро, Лагунильяс и др.), объединяются под названием нефтеносного района Боливар,

простирающегося на расстоянии 69 *км*. Суточный дебит отдельных скважин достигает свыше 14000 *т* нефти.




Фиг. 100. Нефтяные и газовые месторождения Южной Америки.

В последние годы нефтяные залежи в ряде месторождений были обнаружены в меловых отложениях. Нефть, добываемая из меловых известняков, имеет удельный вес 0,860 и дает фонтаны с дебитами до 1500 *т* в сутки (месторождение Ла-Пас).

В Восточной Венесуэле, которая дает до 30% всей добычи самым крупным нефтяным месторождением является Квирик вире (в штате Монагас, фиг. 102), где нефть добывается и песчано-глинистых отложений, возраст которых определяется в интервале от мела до миоцена. Большинство нефтяных зале жей относится в стратиграфическому типу. Удельный вес неф тей изменяется от 0,845 до 0,979. В Восточной Венесуэле нахо



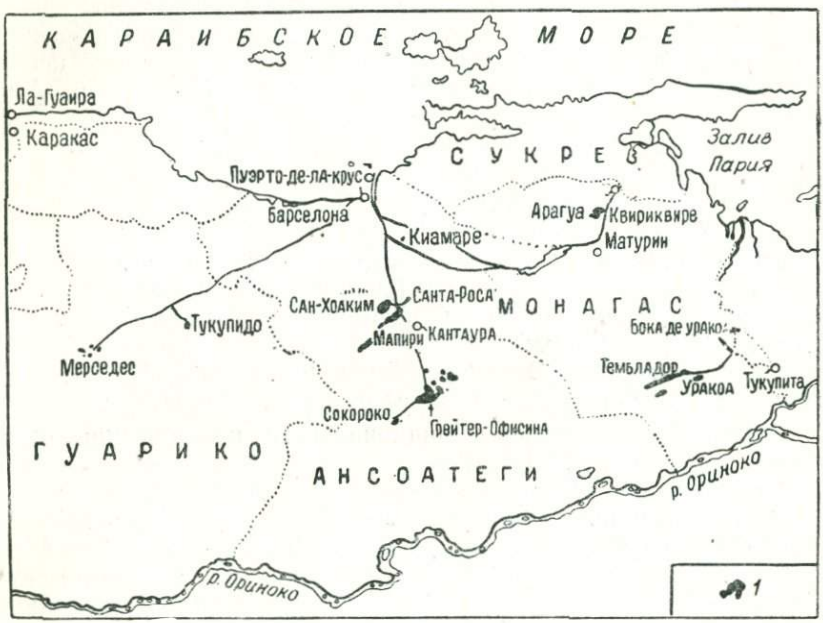

Фиг. 101. Нефтяные месторождения Западной Венесуэлы.

*1*—нефтяные месторождения.

дится крупнейшее в мире асфальтовое месторождение Бермудес где нефть приурочена к черным сланцам верхнего мела и про сачивается на поверхность через миоценовые породы, образуя на поверхности залежи асфальта. Основным типом структур нефтяных месторождений служат антиклинальные складки В строении складок принимают участие отложения мела, эоцена олигоцена и плиоцена. Осадки между средним девоном и ниж ним мелом отсутствуют.

По добыче нефти Венесуэла занимает второе (после США место в мире.

**Колумбия** располагается в северо-западной части Южной Америки. Нефтяные месторождения группируются в следующих районах: 1) прибрежная зона Тихого океана, 2) прибрежная зона Караибского моря, 3) бассейна р. Магдалена, 4) Восточные Кордильеры и 5) область Льяносов. Основным нефтедобывающим районом Колумбии, дающим до 85% всей ее нефтедобычи, является межгорная впадина долины р. Магдалена, к которой приурочены наиболее крупные нефтяные месторождения страны (Инфантас, Ла-Сира, Казабе, Кантагальо и др.).




Фиг. 102. Нефтяные месторождения Восточной Венесуэлы.

*1* — нефтяные месторождения.

В строении нефтеносных районов Колумбии принимает участие комплекс осадочных отложений от нижнего мела до третичных включительно, сложенных в антиклинальные складки. Промышленные нефтеносные горизонты установлены в третичных (эоцен, олигоцен), а также в верхнемеловых отложениях. Удельный вес нефти колеблется от 0,972 (меловая) до 0,921—0,897 (третичная). Продуктивные горизонты залегают на глубинах от 180 до 2000 *м* (эоцен — олигоцен).

В прибрежной зоне Караибского моря в северо-восточной части Колумбии наиболее продуктивными месторождениями являются антиклинали Петро́леа, Тибу и Сокуаво. Промышленные залежи нефти связаны с зонами раздробления в известняках и известковистых песчаниках мела (Петро́леа) и с песчаниками и известняками эоцена и нижнего мела (Тибу и Сокуаво). Удель-

ный вес нефтей колеблется от 0,781 до 0,869. Глубина залегания продуктивных горизонтов колеблется до 900—3000 *м*.

В области Льяносов нефтепроявления установлены в меловых отложениях.

Прибрежная зона Тихого океана изучена еще слабо.

**Эквадор** расположен в западной части Южной Америки. Наибольший интерес в отношении нефтеносности представляет юго-западная тихоокеанская полоса, где нефть в промышленных количествах обнаружена в эоценовых песчаниках на западном побережье полуострова Санта-Елена (месторождения Анкон, Каутиво, Карнеро и др.). Залежи нефти экранированы сбросами или имеют линзовидный характер. Известны выходы нефти, приуроченные к верхнемеловым отложениям (бассейн р. Амазонки).

В северной части полуострова широко развиты интрузивные долериты, а осадочные отложения сильно дислоцированы. Нефтяные залежи, экранированные сбросами или имеющие линзовидный характер, тесно связаны с интрузиями и роговиками. Промышленную высокосортную нефть удельного веса 0,810 получают здесь из парцеланитов (зона метаморфизма вокруг роговиков). Глубина залегания нефтеносных горизонтов колеблется от 300 до 1000 *м*.

Впервые нефть в Эквадоре была получена в 1917 г., промышленная эксплуатация была начата только в 1926 г.

**Перу** занимает полосу меридионального направления, вытянутую вдоль побережья Тихого океана, граничит на севере с Эквадором, на востоке с Бразилией и Боливией, а на юге с Чили. В границах Перу располагаются две нефтеносные области. Одна из них приурочена к полосе шириной от 16 до 48 *км* на Тихоокеанском побережье, другая охватывает горно-лесную область в бассейне р. Амазонки (Восточные Анды). Наибольший интерес в отношении нефтеносности представляет зона, примыкающая к побережью Тихого океана, известная под названием Тумбес-Пайта, где расположены основные промысловые районы (Лобитос, Сорритос, Ла Бреа-Паринас и др.). Нефть приурочена к мощной (до 7500 *м*) третичной толще, состоящей из чередования глин, песчаников и песков, нижние горизонты которой относятся к эоцену. Нефтеносные горизонты встречены в эоцене, верхнем олигоцене и нижнем миоцене и залегают на глубинах от 200 и до 2000 *м*. Нефть удельного веса от 0,809 и до 0,855.

В Восточных Андах (нефтеносная область Монтана) известна пока только одна промысловая площадь Агуа Калиенте, приуроченная к асимметричной антиклинальной складке. Нефть связана здесь с песчаниками нижнего мела (?).

**Аргентина** располагается в юго-восточной части южной Америки; граничит на западе с Чили, на севере с Боливией, на северо-востоке с Парагваем, на востоке с Бразилией. В пределах Аргентины выделяются две нефтеносные зоны: Приатланти-

ческая и Субандийская. С нефтепромышленной точки зрения наибольший интерес представляет Приатлантическая зона, в состав которой входит главный нефтедобывающий район Аргентины Комодоро-Ривадавия, в пределах которого располагается ряд нефтяных месторождений. Нефтеносные горизонты связаны с меловыми отложениями и залегают на различных глубинах до 1750 *м*. Нефть тяжелая, удельного веса 0,927. Основным типом структур нефтяных месторождений являются пологие куполовидные поднятия, разбитые сбросами. Район Комодоро дает свыше 60% всей добычи нефти в Аргентине, характеризуется значительной газоносностью и является наиболее старым в стране, вступившим в эксплуатацию еще в 1907 г.

В Субандийской зоне Аргентины расположены нефтеносные районы Сальта, Мендоса и Неукен. Нефтеносные горизонты залегают на глубинах от 50 до 1260 *м* при суточном дебите скважин не свыше 55 *т* нефти и приурочены почти ко всем отложениям, начиная с пермо-триаса и до третичных (олигоцен) включительно. Удельный вес добываемой нефти колеблется в широких пределах — от 0,853 до 0,972. Основной нефтеносный горизонт залегает на глубине около 600—800 *м* и связан с отложениями верхней юры. Все нефтяные месторождения Субандийской зоны небольшие и приурочены к узким антиклинальным складкам, разбитым сбросами (или к моноклиналям), где залежи нефти экранированы сбросами или относятся к типу стратиграфических.

**Чили** занимает территорию, протягивающуюся в виде узкой полосы по западной окраине Южно-Американского континента.

Основные площади, на которых производится разведка на нефть, располагаются на юге страны (провинция Магильянес в северной части полуострова Огненная Земля). Эта часть территории характеризуется мощным развитием меловых отложений (более 6000 *м*). Здесь находится пока единственная в Чили нефтепромысловая площадь — месторождение Спринг-хиллс (Серро-Манантиамс), открытое в 1945 г., где из нефтеносных нижнемеловых пород, залегающих на глубине 2320 *м*, был получен начальный приток нефти удельного веса 0,860 70 *т* в сутки.

**Парагвай.** Разведка на нефть глубоким бурением производится на обширной равнине Парагвайского Чако. Первая скважина была начата бурением в 1946 г. «Юнион ойл компани оф Калифорния». До настоящего времени признаков нефти или газа не обнаружено.

**Уругвай.** Поиски нефти на территории страны производятся с 1948 г. одной американской фирмой. До сих пор положительных данных не получено.

**Боливия** расположена в западной части Южной Америки, между Перу, Бразилией, Парагваем, Чили и Аргентиной.

Нефтеносная зона Боливии протягивается на расстоянии около 100 *км* в северном направлении до г. Санта-Крус. Нефтяные месторождения расположены в меридиональной полосе,

вдоль боковых Анд — Сьера Авайаме и Инкавазу. Несколько западнее проходит другая полоса нефтепроявлений, в пределах которой находится район кустарной (колодезной) добычи нефти. Продуктивные горизонты нефтяных месторождений Боливии приурочены к пескам мела, триаса, перми, карбона и девона.

В восточной части Боливии (район Якуиба — Санта-Крус), сложенной породами различного возраста — от девона до четвертичных, нефтеносность приурочена к мощной (1800—2500 *м*) толще глин и красных сланцев с прослойками известняков и доломитизированных известняков, возраст которой условно определяется в интервале юра — третичные. В качестве нефтематеринских пород рассматриваются черные битуминозные сланцы девона (?). Большая часть нефтепроявлений связана с так называемым «нижним песчаником», относящимся к триасу.

Признаки нефтеносности в Боливии установлены также на Андийском плато и в области бассейна р. Амазонки.

Основными нефтеносными площадями являются нефтяные месторождения восточной зоны, приуроченные к антиклинальным складкам, с глубиной залегания нефтеносных горизонтов 600—1000 *м*. Нефть удельного веса от 0,790—0,800 (девон) до 0,940 (третичные). Впервые нефть была получена в 1925 г. Главными нефтяными месторождениями Боливии являются Санандита, Камири и Бермехо.

**Бразилия** занимает центральную часть Южно-Американского материка. Добыча нефти в Бразилии производится в нескольких месторождениях, расположенных на восточном побережье в районе Сальвадор. Тектонически эта область представляет собой небольшой грабен, заполненный мощными (до 3000 *м*) осадками третичного и мезозойского, преимущественно мелового возраста. Нефтяные залежи приурочены к пресноводным и солоноватоводным песчано-сланцевым отложениям пермского, триасового и мелового возраста, слагающим небольшие антиклинальные складки, разбитые сбросами.

Нефтяные месторождения Лобато-Жоанес, Арату, Сан-Жуан и Итапарика характеризуются небольшой дебитностью. В 1946 г. было открыто месторождение Кандеас (район Реконкаво), в одной из скважин которого был получен фонтан нефти с дебитом 250 *т* в сутки. В том же году открыто месторождение Питанга. Первое месторождение — Лобато — было открыто в 1939 г.

## ЛИТЕРАТУРА


1. Архангельский А. Д. Геологическое строение и геологическая история СССР, Гостоптехиздат, 1941.
2. Брод И. О. Залежи нефти и газа, Гостоптехиздат, 1951.
3. Брод И. О. и Еременко Н. А. Основы геологии нефти и газа, изд. 2-е, МГУ, 1953.
4. Вебер В. В. Нефтеносные формации и их роль в образовании нефтяных месторождений, Ленгостоптехиздат, 1947.
5. Высоцкий И. В. Основы геологии природного газа, Гостоптехиздат, 1954.
6. Губкин И. М. Учение о нефти, ОНТИ, 1932, изд. 2-е, 1937.
7. Губкин И. М. Урало-Волжская нефтеносная область, изд. АН СССР, 1940.
8. Губкин И. М. К вопросу о генезисе нефтяных месторождений Северного Кавказа, Избр. соч., т. I, изд. АН СССР, 1950.
9. Губкин И. М. Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтеносностью этой области, Избр. соч., т. I, изд. АН СССР, 1950.
10. Косыгин Ю. А. Основы тектоники нефтеносных областей, Гостоптехиздат, 1952.
11. Минеральные ресурсы Африки, Сб. «Минеральные ресурсы зарубежных стран», вып. 18, Госгеолиздат, 1950.
12. Минеральные ресурсы Индии, Пакистана, Бирмы, Цейлона, Вьетнама, Камбоджи и Лаоса. Сб. «Минеральные ресурсы зарубежных стран», вып. 17, Гостоптехиздат, 1950.
13. Минеральные ресурсы Ирана и Афганистана. Сб. «Минеральные ресурсы зарубежных стран», вып. 15, Госгеолиздат, 1949.
14. Минеральные ресурсы Канады. Сб. «Минеральные ресурсы зарубежных стран», вып. 11, Госгеолиздат, 1949.
15. Минеральные ресурсы Турции. Сб. «Минеральные ресурсы зарубежных стран», вып. 12, Госгеолиздат, 1949.
16. Минеральные ресурсы Японии. Сб. «Минеральные ресурсы зарубежных стран», вып. 16, Госгеолиздат, 1949.
17. Смехов Е. М. Добыча нефти в капиталистических странах, Гостоптехиздат, 1953.
18. Сулин В. А. Гидрогеология нефтяных месторождений, Гостоптехиздат, 1948.
19. Трофимук В. А. Нефтеносность палеозоя Башкирии, Гостоптехиздат, 1950.
20. Успенская Н. Ю. Нефтеносность палеозоя Северо-Американской платформы, Гостоптехиздат, 1950.
21. Хельквист Г. А. Геологическое строение зональных залежей нефти, Гостоптехиздат, 1946.

## ОГЛАВЛЕНИЕ


| | Стр. |
|---|---|
| Введение | 3 |
| Глава I. Краткий исторический обзор развития нефтяной и газовой промышленности СССР и роль нефтяной геологии | 5 |
| Глава II. Основы геологии нефти и газа | 9 |
| Глава III. Основные закономерности в распределении нефтяных и газовых месторождений | 20 |
| Глава IV. Распределение нефтяных и газовых месторождений по геологическим системам | 25 |
| Глава V. Районирование нефтегазоносных территорий | 30 |
| Глава VI. Нефтяные месторождения СССР | 32 |
| § 1. Крымско-Кавказская нефтегазоносная провинция | 32 |
| § 2. Закаспийская нефтегазоносная провинция | 110 |
| § 3. Среднеазиатская нефтегазоносная провинция | 117 |
| § 4. Карпатская нефтегазоносная провинция | 134 |
| § 5. Дальневосточная нефтегазоносная провинция | 146 |
| § 6. Урало-Эмбенская нефтегазоносная провинция | 155 |
| § 7. Днепровско-Донецкая или Восточно-Украинская нефтегазоносная провинция | 168 |
| § 8. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция (Второе Баку) | 178 |
| § 9. Перспективы нефтегазоносности Сибири | 214 |
| Глава VII. Нефтяные месторождения зарубежных стран | 220 |
| § 1. Западная Европа | 224 |
| § 2. Азия | 241 |
| § 3. Австралия и Океания | 260 |
| § 4. Индонезия (Ост-Индия) | 262 |
| § 5. Филиппинские острова | 265 |
| § 6. Африка | 266 |
| § 7. Северная Америка | 270 |
| § 8. Центральная Америка и Вест-Индия | 288 |
| § 9. Южная Америка | 292 |
| Литература | 299 |



*Хельквист Герман Августович, Ульянов Андрей Владимирович*

ГЕОЛОГИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Технический редактор А. В. Трофимов

Ведущий редактор Н. Усова — Корректор В. Ф. Кириличенко

Подписано к набору 9/V 1955 г. Подписано к печати 19/X 1955 г. Формат 60×92/16.

Т-08628. Печ. л. 19,25 с вклейкой. Уч.-изд. л. 20,38 с вклейкой. Тираж 7000 экз.

Зак. 835/5. Цена 8 р. 65 к.

Гостоптехиздат. Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Типография „Красный Печатник". Ленинград, проспект имени И. В. Сталина, 91.

Опечатки

| Стр. | Строка | Напечатано | Следует читать |
|---|---|---|---|
| 32 | Подпись к фиг. 6 1 снизу | изменения | излияния |
| 51 | 9 снизу | простоев | прослоев |
| 112 | 2 сверху | *1* — Чемкен; | *1* — Челекен; |
| 171 | 23—24 сверху | к нижней перми | к верхней перми |
| 223 | Таблица, 1 колонка слева, 7 сверху | Экватор | Эквадор |

А. В. Ульянов, Г. А. Хельквист

8 р. 85 к.

283