

Г. А. ГАБРИЭЛЯНЦ

**ГЕОЛОГИЯ
НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Г. А. ГАБРИЭЛЯНЦ

ГЕОЛОГИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Издание третье, переработанное
и дополненное

*Допущено Управлением кадров и
учебных заведений Министерства
нефтяной промышленности в каче-
стве учебника для техникумов*

4665



МОСКВА "НЕДРА" 1984



Габриэлянц Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений. Учебник для техникумов. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1984, 285 с.

Приводятся данные о свойствах нефти и газа, типах коллекторов, ловушек и залежей. Рассматриваются вопросы происхождения и миграции углеводородов, формирования, разрушения и сохранения залежей, принципы районирования нефтегазоносных территорий. Описывается геологическое строение нефтегазоносных областей и наиболее типичных месторождений.

В отличие от второго издания (1978 г.) третье дополнено материалами о новых открытиях месторождений в СССР и за рубежом.

Для учащихся нефтяных техникумов по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Табл. 23, ил. 151, список лит.— 12 назв.

Рецензент — д-р геол.-минер. наук *В. В. Семенович* (Мингео СССР)

Открытие, разведка и разработка месторождений нефти и газа — сложный научно-производственный процесс, опирающийся на глубокое знание геологического строения недр, современный уровень науки и высокоразвитую технику. Эффективность поисково-разведочных работ в нефтегазовой отрасли во многом определяется ускорением научно-технического прогресса. «...Активнее развивать позитивные тенденции роста эффективности, придать им устойчивый характер», — призвал трудящихся декабрьский (1983 г.) Пленум ЦК КПСС. На современном этапе ведения геологоразведочных работ во всем мире процесс приращения запасов нефти и газа сталкивается с большими трудностями. Это обуславливается прежде всего высокой разведанностью недр, необходимостью освоения сложно построенных месторождений, выходом на большие глубины и ведением работ в тяжелых географических условиях. В сложных условиях ведения геолого-геофизических исследований и буровых работ советские геологоразведчики успешно осуществляют поиски и разведку месторождений, стабильно наращивая сырьевые нефтегазовые ресурсы страны. Несмотря на достаточно высокую степень изученности старых нефтегазодобывающих районов и необходимость выхода в новые районы Европейского Севера страны и Западной Сибири, в Восточную Сибирь и пески Каракумов, только за период с 1977 по 1982 г. в Советском Союзе открыто больше 400 месторождений нефти и газа.

Получение новых геологических данных по ряду нефтегазоносных областей Советского Союза и мира предопределило необходимость подготовки третьего, переработанного и дополненного издания учебника для техникумов «Геология нефтяных и газовых месторождений».

Цель настоящего учебника — познакомить учащихся с современными сведениями по основам геологии нефти и газа и имеющейся информацией о геологическом строении нефтегазоносных областей и наиболее типичных месторождений. Знание основ геологии нефти и газа, особенностей геологического строения залежей и месторождений, геологических разрезов, типов ловушек, структуры и строения нефтегазосодержащих пород должно помочь молодым специалистам-техникам квалифицированно и осознанно выполнять возложенные на них обязанности в области поисков, разведки и разработки месторождений.

Третье издание учебника «Геология нефтяных и газовых месторождений» состоит из трех частей. В первой даны основные понятия о залежах и месторождениях, свойствах нефти и газа, типах коллекторов и покрышек, ловушек, залежей и месторождений; рассмотрены вопросы происхождения и миграции нефти и газа, формирования и разрушения залежей, закономерностей распространения нефти и газа и принципов районирования нефтегазоносных территорий.

Вторая часть учебника посвящена описанию всех нефтегазоносных провинций и областей Советского Союза и наиболее типичных месторождений нефти и газа каждого региона.

В третьей части дана краткая информация об основных нефтегазодобывающих районах мира.

Принимая во внимание назначение настоящей книги и необходимость освещения значительной информации в небольшом объеме учебника, автор стремился к максимально краткому и простому изложению материала с использованием наиболее распространенных терминов и широко употребляемых названий нефтегазоносных провинций и областей.

Автор глубоко признателен ведущим геологам различных регионов страны Ф. К. Салманову и И. И. Нестерову (Западная Сибирь), В. Е. Бакину и А. Э. Конторовичу (Восточная Сибирь), Н. В. Мизинову (Прикаспийская провинция), А. М. Палию (Украина), Б.Я. Вассерману (Тимано-Печорская провинция) и В. И. Высоцкому (зарубежные страны) за представленный современный материал по объектам их исследований.

Глава I.

НЕФТЬ И ПРИРОДНЫЙ ГАЗ — ЦЕННЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Нефть и газ приковывали к себе внимание людей с незапамятных времен. Народы разных континентов в древности использовали нефть, асфальты и битумы в медицине, строительстве, в качестве топлива, смазки, освещения и в военных целях.

В настоящее время технический прогресс во всех отраслях промышленности связан с применением нефти и газа. Нефть необходима для развития почти всех видов промышленности, транспорта и сельского хозяйства. Нефть и газ — отличное сырье для химической промышленности. Из них получают пластмассы, синтетические текстильные волокна, удобрения, синтетический каучук, спирты, лекарства и др. Высокая теплотворная способность нефти и газа по сравнению с теплотворной способностью других видов топлива обуславливают постоянное увеличение их доли в топливном балансе страны (рис. 1).

Резкое возрастание темпов добычи нефти и газа в Советском Союзе в последние годы связано со значительным расширением сырьевой базы. Открытие многочисленных новых скоплений нефти и газа в нашей стране стало возможным благодаря широкому развитию теоретических представлений об условиях образования, скопления и сохранения нефти и газа.

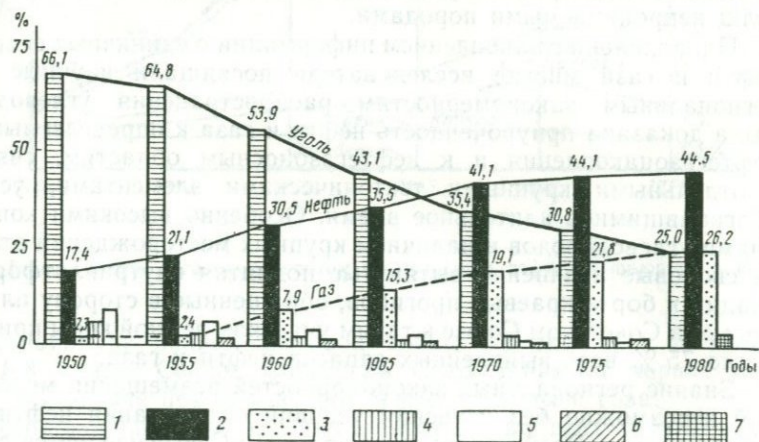


Рис. 1. Структура топливного баланса СССР (проценты к условному топливу) 1 — уголь; 2 — нефть с конденсатом; 3 — газ; 4 — торф; 5 — дрова; 6 — сланцы; 7 — прочие

На заре развития нефтяной промышленности в 1877 г. великий русский ученый Д. И. Менделеев писал: «Представим себе слой песчаника подобный губке, напитанной нефтью, вообразим, что такая губка окружена непроницаемыми стенками, и представим себе затем, что в этом замкнутом пространстве имеются возвышения и углубления... Газ должен скопляться в верхних частях такого пространства, а нефть — в нижних». Уже в конце XIX в. русские ученые Г. Абих, А. М. Коншин, Г. Д. Романовский писали о скоплениях нефти и газа в антиклинальных структурах.

Особое значение для развития науки о геологии нефти имела научная деятельность академика И. М. Губкина. В капитальном труде «Учение о нефти» (1932 г.) им были изложены основные представления об условиях образования и закономерностях формирования ее скоплений. На основе тщательного анализа залегания нефти в недрах Кубани И. М. Губкин впервые ввел в советскую геологическую литературу понятие о литологической залежи, установив, что скопления нефти могут образоваться не только в антиклинальных структурах, но и в линзах песков, ограниченных слабопроницаемыми породами и залегающих в руслообразных углублениях. Одним из главных достижений И. М. Губкина является смелый научно обоснованный прогноз возможностей открытий скоплений нефти между Волгой и Уралом, в Западной Сибири, который блестяще подтвердился в последующие годы.

В первой половине XX в. научная геологическая мысль была направлена на выяснение закономерностей размещения единичных скоплений нефти и газа. В 1934 г. М. В. Абрамович впервые дал определение залежи как единичного скопления нефти. В середине XX в. стало очевидным многообразие форм скоплений нефти и газа в недрах: в ловушках антиклинального типа, в зонах выклинивания пластов-коллекторов и регионального срезания нефтегазоносных толщ непроницаемыми породами.

Параллельно с накоплением информации о единичных скоплениях нефти и газа многие исследователи посвящали научные работы региональным закономерностям распространения углеводородов. Была доказана приуроченность нефти и газа к определенным зонам нефтегазонакопления и к нефтегазоносным областям, связанным с отдельными крупными тектоническими элементами, устойчиво прогибавшимися длительное время. Особенно высокими концентрациями углеводородов и наличием крупных месторождений отличаются сводовые и линейно вытянутые поднятия внутриплатформенных впадин и борта краевых прогибов, обращенные в сторону платформ. Только в Советском Союзе к таким участкам земной коры приурочено около 75 % всех выявленных запасов нефти и газа.

Знание региональных закономерностей размещения месторождений невозможно без изучения условий образования нефти и газа и их миграции. Этой проблеме в Советском Союзе уделяется огромное внимание. Быстрые темпы развития нефтяной и газовой промышленности нашей страны требуют дальнейшего прогресса науки о геологии нефти и газа.

До установления Советской власти добыча нефти в промышленном масштабе велась только в районах Баку, Грозного, Майкопа, Челекена, Эмбы и Ферганы. Нефтяные монополии для повышения цен на нефть создавали «нефтяной голод» в стране, сокращая и без того низкий уровень добычи. В 1901 г. Россия добывала 11,5 млн. т

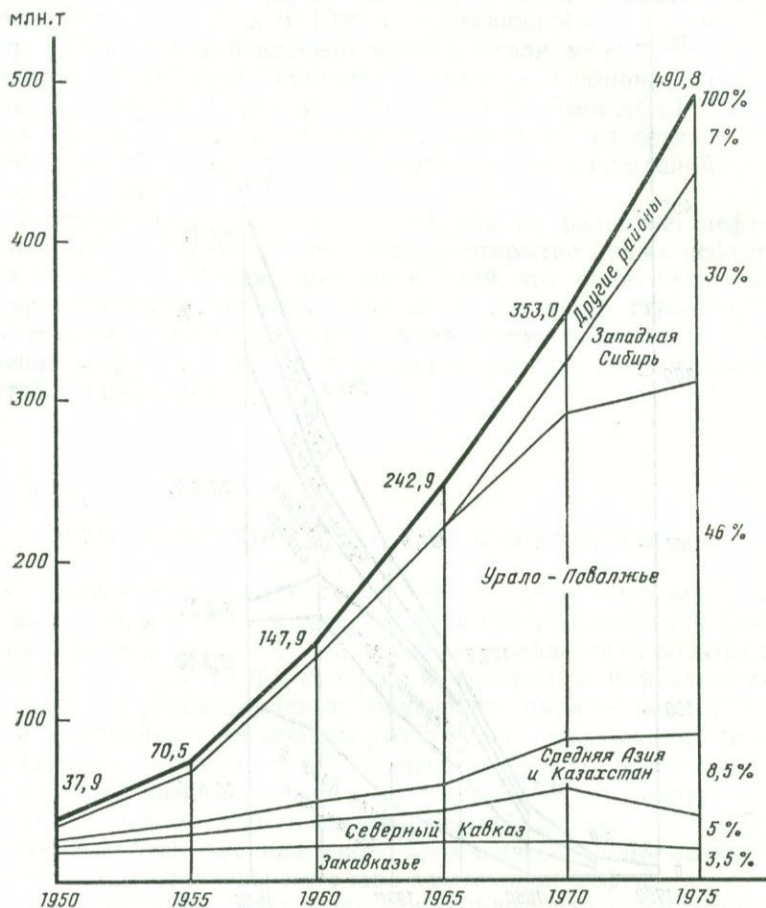


Рис. 2. Добыча нефти с газоконденсатом по основным нефтедобывающим районам СССР

нефти, накануне первой мировой войны 9,2 млн. т, а в 1917 г. всего 8,8 млн. т. Сейчас Советский Союз занимает первое место в мире по добыче нефти и второе место по добыче газа.

Месторождения нефти и газа известны во всех частях нашей страны — от ее северных границ, где они развиты в зоне вечной мерзлоты, за Полярным кругом, до южных — у пос. Кушки, от западных пределов — на Украине, в Белоруссии и Прибалтике до восточ-

ных — на о-ве Сахалин. Значительные скопления нефти и газа выявлены в Западной и Восточной Сибири, Средней Азии и Казахстане, Татарии и Башкирии, Предкавказье и Закавказье, Коми АССР и Архангельской области.

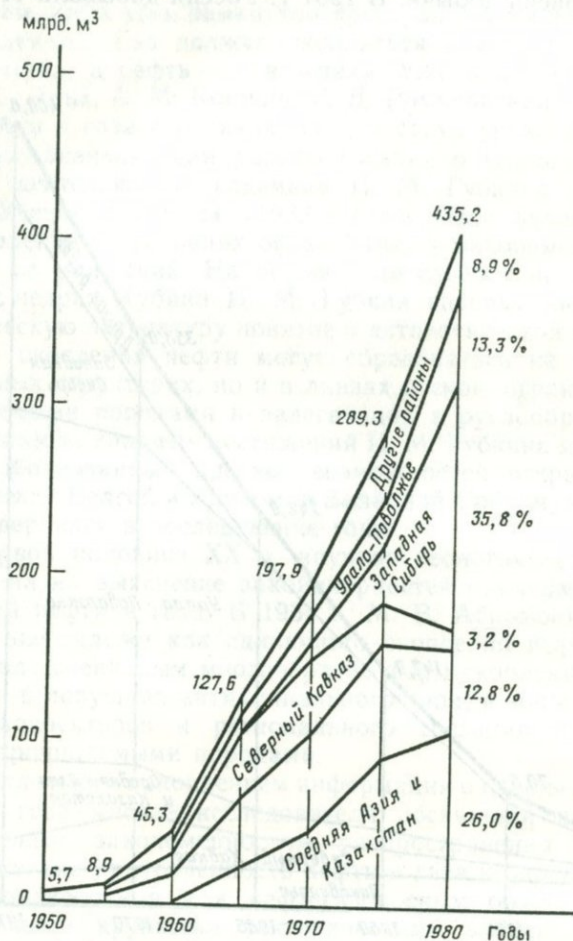


Рис. 3. Добыча газа по основным газодобывающим районам СССР
12,8 % — ДДВ

В целом за 120 лет из недр нашей страны извлечено более 10 млрд. т нефти. Причем, если первый миллиард был добыт за 90 лет, то за период 1966—1970 гг. с конденсатом добыча нефти составила 1,5 млрд. т, за 1970—1975 гг. — 2,1 млрд. т, а за 1976—1981 гг. — 3,3 млрд. т. Высокий уровень добычи нефти (рис. 2) обеспечивается главным образом за счет Западной Сибири, а также старых нефтедобывающих районов страны — Башкирии, Татарии, Азербайджана, Коми АССР, Казахстана, Западной Туркмении и др.

Высокими темпами развивается и газовая промышленность¹. На рис. 3 показан рост добычи природного газа в СССР за последние 30 лет. В 1928 г. добывалось всего 304 млн. м³ газа. За последующие 30 лет было извлечено из недр около 140 млрд. м³, а за один только 1970 г.— 198 млрд. м³. В 1975 г. добыча газа в стране достигла 289 млрд. м³, а в 1980 г. составила 435 млрд. м³. Всего из недр нашей страны извлечено около 4,5 трлн. м³ газа. Основными районами добычи газа являются Западная Сибирь, Туркмения, Украина, Узбекистан, Оренбургская область и Коми АССР. Высокий уровень добычи газа обеспечивается запасами известных месторождений газа нашей страны, особенно месторождений севера Тюменской области.

Для осуществления гигантских планов по развитию нефтяной и газовой промышленности необходимо открытие новых нефтегазоносных областей, районов и месторождений, что может быть достигнуто при глубоком научном подходе к изучению строения недр нашей страны и условий формирования, размещения и сохранения скоплений нефти и газа по площади и разрезу нефтегазоносных областей и провинций.

Глава II.

СОСТАВ И СВОЙСТВА НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Нефть — маслянистая жидкость, обычно темно-коричневого цвета. Основными элементами, входящими в ее состав, являются углерод и водород. Содержание углерода в нефтях колеблется от 80 до 87,5 %, водорода от 11 до 14 %. Углерод и водород в нефтях связаны между собой в углеводородные соединения: парафиновые (метановые), или алканы, имеющие формулу C_nH_{2n} , нафтеновые (цикланы) — C_nH_{2n} и ароматические (арены). В зависимости от присутствия в нефтях различных типов углеводородов выделяются следующие классы и промежуточные типы нефтей: метановые, метаново-нафтеновые, нафтеновые, нафтеново-ароматические и ароматические. Наиболее распространены метаново-нафтеновые нефти.

Элементарный анализ нефтей показывает, что сумма углерода и водорода составляет в них менее 100 %. Это связано с тем, что кроме чисто углеводородных соединений в нефтях содержатся соединения, в молекулы которых входят атомы серы, азота и кислорода. Содержание кислорода изменяется от нуля до 5 %, азота от нуля до 3 %, серы от нуля до 5 %; соответственно нефти бывают окисленными, азотистыми и сернистыми.

Исследования показали, что кроме углеводородов и их сернистых, кислородных и азотистых производных в золе тяжелого остатка нефтей содержится также примесь ряда веществ (V, P, K, Ni,

¹ Здесь и далее все сведения о газовых ресурсах и добыче даны по состоянию до 1982 г.

I, Si, Ca, Fe и др.). Общее содержание образующейся золы по отношению к исходной нефти составляет обычно тысячные, а иногда сотые доли процента.

Товарные качества нефти определяются содержанием легких и тяжелых углеводородов, составом жидких и твердых углеводородов, содержанием парафина, серы, смолистых веществ, наличием примесей. По содержанию парафина различают нефти: беспарафинистые (с содержанием парафина менее 1 %), слабопарафинистые (1—2 %) и парафинистые (более 2 %).

По содержанию серы нефти подразделяются на малосернистые (с содержанием серы менее 0,5 %) и сернистые (более 0,5 %). По содержанию смол различают нефти малосмолистые (до 5 %), смолистые (5—15 %) и высокосмолистые (свыше 15 % смол).

Плотность нефтей при температуре $+20^{\circ}\text{C}$ и нормальном давлении колеблется от 0,730 до 1,06 г/см³. Вязкость нефтей в пластовых условиях изменяется в широких пределах и зависит от их состава, пластового давления, температуры и растворенного в нефтях газа. С увеличением температуры вязкость нефтей уменьшается. С возрастанием количества растворенного в нефтях газа вязкость существенно уменьшается.

Пластовая нефть представляет собой смесь жидких и газообразных углеводородов, находящихся в жидком агрегатном состоянии. Растворимость газа в нефти зависит от состава нефти и газа, пластового давления и температуры. Давление, при котором весь газ растворен в нефти и дальнейшее его растворение при данной температуре невозможно, называется давлением насыщения. При пластовом давлении ниже давления насыщения из нефти выделяется растворенный в ней газ. Если давление насыщения равно пластовому давлению, то пластовая нефть насыщена газом. Более тяжелые газы в нормальных условиях растворяются в нефтях при меньших давлениях, чем более легкие. Растворимость этана в нефти в 1,5 раза выше, а пропана в 25—30 раз выше растворимости метана. В более легких нефтях углеводородные газы растворяются лучше, чем в тяжелых. При постоянной температуре количество растворенного газа пропорционально давлению (закон Генри).

Природные углеводородные газы состоят из простейших представителей парафиновых (метановых) углеводородов. К наиболее распространенным в природе углеводородным газам относится метан, который в том или ином количестве встречается в составе всех природных газов и нередко составляет значительные скопления. Другие углеводородные газы играют подчиненную роль, занимают лишь небольшой объем и не образуют самостоятельных скоплений. К числу последних относятся этан, пропан, бутан и др.

Среди природных газов осадочной толщи, образующих промышленные скопления, следует выделять: сухие газы, попутные нефтяные газы, газы газоконденсатных месторождений, газы каменноугольных месторождений.

К сухим углеводородным газам относится главным образом смесь

метана (97—98 %) с тяжелыми гомологами — этаном, пропаном, бутаном (2—3 %).

Попутные нефтяные газы представляют собой смесь углеводородов, в которой кроме метана содержатся значительные количества тяжелых углеводородов — этана, пропана, бутана, а также пары более тяжелых жидких углеводородов — пентана, гексана и др. Суммарное содержание тяжелых углеводородов в попутном газе составляет 10—50 %. В различных количествах в нем присутствуют углекислый газ, азот, редкие газы (гелий, аргон), сероводород, водород.

Большое количество тяжелых углеводородов (10 % и более) содержится в газах газоконденсатных месторождений. Наличие тяжелых газообразных углеводородов является отличительной особенностью газов нефтяных и газоконденсатных месторождений.

В табл. 1 приведены характерные примеры состава газов месторождений различных типов.

Газы угольных месторождений обычно содержат много метана и в различной степени обогащены двуокисью углерода и азотом. Содержание последних двух компонентов в смеси газов обусловлено газообменом с атмосферой и увеличивается по мере приближения к поверхности земли. В газах угольных месторождений тяжелые углеводороды, как правило, отсутствуют.

Природные горючие газы либо находятся в виде самостоятельных залежей в угольных и чисто газовых месторождениях, либо образуют газовую шапку над нефтяной залежью, либо содержатся в растворенном состоянии в нефти (попутные газы).

Основной характеристикой углеводородного состава газов является количественное соотношение метана и более тяжелых углеводородов — показатель «сухости» газа либо обратная величина, характеризующая жирность газа.

Основные физические свойства углеводородных газов приведены в табл. 2. Углеводороды предельного ряда весьма инертны к химическим реакциям. Они не реагируют с щелочами и слабыми кислотами, но хорошо растворяются в органических растворителях (нефтях) и водных растворах электролитов.

Решающее влияние на состав и состояние газовой смеси на поверхности и на различных глубинах в недрах земной коры имеют температура и давление. Их увеличение может привести к полному растворению газов в нефтях (и водах), т. е. к образованию однофазной жидкой системы (с растворенным газом). Одновременно возрастание температуры и давления способствует растворению жидкой фазы в газе, при достаточном количестве газов в условиях критических температур и давлений возможен переход смеси жидких и газообразных углеводородов в однофазное газовое состояние (газоконденсатное). Соответственно в процессе миграции по мере снижения давления и температуры происходит дифференциация состава нефтей и газов.

Ввиду того, что состав и состояние газовой смеси изменяются с изменением температуры и давления, сравнивать можно химические

ТАБЛИЦА 1

Состав газов газовых, газоконденсатных, газонефтяных месторождений различных типов

Месторождения	Возраст продуктивных отложений	Содержание компонентов, %							
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ + высш.	CO ₂	N ₂ + редкие	H ₂ S
Чисто газовые									
Северо-Ставропольско-Пелагиадинское (Ставропольский край)	Верхний палеоген (хадум)	99,10	0,35	0,20	—	—	0,2	0,15	—
Уренгойское (Тюменская область)	Сеноман	97,88	0,82	—	—	—	0,21	1,09	—
Байрам-Алийское (Туркменская ССР)	Нижний мел	98,22	0,99	0,11	—	—	0,2	0,5	—
Газоконденсатные бессернистые									
Вуктыльское (Коми АССР)	Нижняя пермь	84,5	7,4	2,0	0,6	0,3	0,1	5,1	—
Майкопское (Краснодарский край)	Альб	90,0	3,95	1,19	0,28	1,43	2,25	1,0	—
Шебелинское (Украинская ССР)	Верхний карбон — нижняя пермь	92,95	3,85	1,05	0,1	0,21	0,09	1,5	—
Ачакское (Туркменская ССР)	Апт	92,4	3,94	1,16	0,34	0,5	0,26	1,4	—

Газоконденсатные сероводородсодержащие									
Самантепе (Туркменская ССР)	Верхняя юра	90,5	2,07	0,3	0,11	0,05	—	0,4	6,5
Уртабулакское (Узбекская ССР)	То же	87,2	1,99	0,32	0,13	0,15	3,6	1,11	5,5
Оренбургское (Оренбургская область)	Карбон — пермь	63,1— 90,1	1,96— 11,63	0,69— 13,6	0,9— 6,59	0,3—4	0,4—5,4	0,15— 8,8	1,45— 4,93
Лак (Франция)	Нижний мел — верхняя юра	69,6	3,1	1,1	0,6	0,7	9,6	—	15,3
Астраханское (Астраханская область, РСФСР)	Карбон — пермь	50,4	4,1	1,3	0,1	0,4	18,6	0,5	24,4
Газовые шапки газонефтяных месторождений									
Анастасиевско-Троицкое (Краснодарский край)	Неоген (мэотис)	87,91	2,71	0,18	0,12	1,98	5,6	1,5	—
Русский Хутор (Дагестанская АССР)	Апт	69,0	11,0	3,9	1,5	9,2	2,2	3,2	—
Газонефтяные с большим содержанием азота									
Ярино-Каменноложское (Пермская область)	Нижний карбон	38,8	8,1	3,1	0,9	1,0	0,6 (включая H ₂ S)	47,5	—
Острогорское (Куйбышевская область)	Казанский ярус	57,6	5,1	0,5	0,5	0,3	0,4	35,6	Следы

ТАБЛИЦА 2

Характеристика физических свойств углеводородных газов

Газ	Химическая формула	Температура кипения при 760 мм рт. ст. 20 °С	Критическая температура, °С	Критическое давление, МПа	Плотность газа при 760 мм рт. ст. и 20 °С	Плотность (по отношению к воздуху)	Молекулярная масса	Вязкость при нормальных условиях, мПа·с	Растворимость в дистиллированной воде при 20 °С, см ³ /см ³
Метан	CH ₄	-161,6	-82,5	4,58	0,7166	0,555	16,043	0,0109	0,0331
Этан	C ₂ H ₆	-88,7	32,0	4,82	1,3561	1,049	30,070	0,0092	0,047
Пропан	C ₃ H ₈	-47,7	91,0	4,55	2,0193	1,562	44,097	0,080	0,037
Бутан	C ₄ H ₁₀	-11,7	135,0	3,70	2,6720	2,064	58,124	0,073	0,036
Пентан	C ₅ H ₁₂	36,4	197,2	3,30	3,2159	2,4872	72,147	0,0062	—

анализы газов, отобранных при идентичных условиях, либо анализы, приведенные к нормальным (стандартным) условиям ($p=760$ мм рт. ст. и $t=20$ °С). Составы свободного, растворенного и сорбированного газов сопоставляются лишь при соответствующих пересчетах и с учетом растворимости и сорбционных свойств флюидов, пластовых температур, давлений, состава растворителя (воды, нефти) и природы адсорбента.

Конденсат представляет собой углеводородную жидкость, которая в пластовых условиях находится в газообразном состоянии и растворена в углеводородном газе.

Различают сырой и стабильный конденсаты. Сырым называют конденсат, содержащий кроме жидких углеводородов газообразные гомологи метана. Стабильным называют конденсат, состоящий из смеси жидких углеводородов, получаемый на специальных промышленных установках — стабилизаторах или в лаборатории. Стабильный конденсат представляет собой результат дегазации сырого. Конденсатсодержащими могут быть газоконденсатные, газонефтяные (нефтегазовые) и газовые залежи.

В отличие от газа и нефти скопления собственно конденсата в форме самостоятельных залежей в природе не встречаются. Конденсаты, растворяясь в газе, образуют газоконденсатные залежи, находящиеся в условиях недр в газообразном состоянии (и содержащиеся в газовой смеси углеводороды с числом атомов углерода пять и более). При изотермическом снижении пластового давления часть углеводородов газовой смеси начинает переходить в жидкую фазу. Давление, при котором начинается при пластовой температуре конденсация, называется давлением начала конденсации залежи. В природе довольно часто встречаются газоконденсатные залежи, давление начала конденсации которых равно пластовому. Существуют также газоконденсатные залежи, давление начала конденсации

ТАБЛИЦА 3

Характеристика газоконденсатных систем

Месторождение (тип залежи)	Номер скважины	Интервал глубин, м	Индекс пласта	Молярное содержание компонентов в пластовом газе, %					Молекулярная масса ста- бильного конденсата	Плотность стабильного кон- денсата, г/см ³	Содержание стабильного конденсата, г/м ³	Пластовое давление, МПа	Давление начала конден- сации, МПа	Пластовая температура, °С
				C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅						
Соленинское (газоконденсатная)	7	2320—2310	CD ₈	96,0	3,2	0,1	0,1	0,6	118	0,794	28	24,0	24,0	53
Мыльджинское (газонефтяная)	12	2406—2369	Ю ₁	91,7	3,5	2,2	1,0	1,6	114	0,724	80	25,5	25,5	78
Уренгойское (газоконденсатная)	85	2855—2845	БУ ₁₀	88,7	5,0	2,1	0,8	3,4	99	0,732	144	28,5	28,5	77
Самотлорское (нефтегазовая)	41А	1657—1645	AB ₂	91,7	1,5	2,1	1,4	3,3	82	0,695	112	16,4	16,4	58
Талалаевское (газоконденсатная)	1	3522—3507	В—1	60,8	14,0	8,7	3,9	12,6	128	0,787	1250	38,7	32,0	107

которых ниже пластового. Давление начала конденсации газовых шапок газонефтяных (нефтегазовых) залежей в силу термодинамического равновесия фаз, как правило, равно пластовому. Особенностью газоконденсатных залежей (и газовых шапок двухфазных залежей, находящихся в условиях пластовых давлений более 5 МПа и температур более 50 °С) является ретроградный характер конденсации, проходящей при снижении пластового давления.

Содержание стабильного конденсата в газоконденсатных залежах колеблется в широких пределах — от нескольких граммов на кубометр газа до 1300 г/м³. По этому принципу месторождения можно разделить на группы с содержанием конденсата, г/см³: 1 — до 50, 2 — от 50 до 200, 3 — более 200.

Конденсат является важнейшим химическим сырьем и используется также для получения светлых нефтепродуктов — бензинов, керосинов и дизельных топлив.

Химический состав конденсата близок к составу нефти. Разница заключается в том, что в конденсате практически отсутствуют твердые углеводороды, а доля высокомолекулярных жидких весьма мала. Конденсаты состоят в основном из пентанов, гексанов и гептанов. Кроме метановых углеводородов в их составе широко распространены ароматические и нафтеновые. Конденсаты, как правило, малосмолисты и не содержат асфальтенов. Как и нефти, они могут иметь различный групповой состав.

Плотность конденсатов колеблется от 0,7 до 0,8 г/см³ (в среднем около 0,75 г/см³), молекулярная масса варьирует от 80 до 140 (в среднем около 100).

Фракции с температурами кипения выше 200 °С встречаются редко и составляют, как правило, небольшую долю. Большая часть конденсата отгоняется при температурах ниже 150 °С. Примеры, характеризующие реальные газоконденсатные системы, приведены в табл. 3.

Глава III.

ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

Изучение генезиса нефти и газа имеет не только теоретическое, но и большое практическое значение. Чем обоснованнее будут наши знания об условиях образования нефти, тем точнее будут выделены зоны генерации и аккумуляции этого полезного ископаемого.

И. М. Губкин в своей монографии «Учение о нефти» так оценивает практическое значение решения проблемы происхождения нефти: «Верная разгадка происхождения нефти в природе имеет для нас не только научно-теоретический интерес, но и первостепенное практическое значение. Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникает нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, будем знакомы со всеми структурными формами и лито-

логическими особенностями пластов, благоприятными для скопления нефти, и получим из всей совокупности этих данных надежные указания, в каких местах нам искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку».

Если при поисках скоплений нефти и газа руководствоваться гипотезой органического происхождения нефти, то на основе анализа палеотектонических и палеогеографических условий, геохимии пород, битумов, газа и вод можно выделять перспективные участки в зонах мощного накопления осадочных пород и на этих участках в первую очередь вести геологоразведочные работы.

Если же правильна гипотеза неорганического происхождения, то условия нефтегазонакопления в осадочном чехле зависят от характера подкоровых процессов, проводимости зон глубинных разломов и др. Познать эти процессы современными геологическими методами пока невозможно.

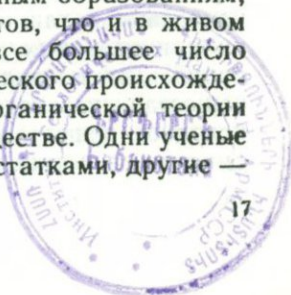
Основываясь на теории органического происхождения нефти и газа, советские геологи-нефтяники открыли крупнейшие нефтегазонаосные месторождения и зоны нефтегазонакопления в различных частях Советского Союза. Эта теория имеет огромное число сторонников и за рубежом. Видный американский геолог А. Леворсен в своей книге «Геология нефти» пишет: «В настоящее время достигнуто почти полное согласие относительно органического происхождения нефти».

Проблема происхождения нефти является одной из сложных и до конца не решенных в естествознании. Впервые идея органического происхождения нефти была выдвинута выдающимся русским ученым М. В. Ломоносовым. На возможность происхождения нефти неорганическим путем указал А. Гумбольдт 160 лет назад.

На первом этапе решение проблемы происхождения нефти развивалось двумя путями — химическим и геологическим. Сторонники первого направления путем различных химических реакций пытались получить нефть в лаборатории. Появившиеся гипотезы убедительно обосновывали химическую сторону происхождения нефти, но перенесение лабораторных процессов в природные условия вызывало серьезную критику со стороны геологов. Изучение закономерностей распространения нефти в природных условиях позволяло геологам представлять достаточно логичные схемы происхождения нефти, но химизм процесса в этих работах освещался слабо. Рождение новой научной дисциплины — геохимии нефти, рассматривающей геологические и химические процессы, дало возможность на настоящем этапе изучения этой проблемы решить многие спорные вопросы.

Повсеместная приуроченность нефти к осадочным образованиям, наличие в ее химическом составе тех же элементов, что и в живом веществе (углерод, азот и сера), убеждали все большее число исследователей в правильности гипотезы органического происхождения нефти. Особое внимание при разработке органической теории уделялось вопросу об исходном органическом веществе. Одни ученые связывали образование нефти с растительными остатками, другие —

4665



с остатками животных, третьи — с растительно-животными остатками. Взгляд, предполагающий смешанный (растительно-животный) характер исходного материала, получил широкое признание благодаря исследованиям Потонье (1905 г.), И. М. Губкина (1932 г.), П. Траска (1939 г.) и др. Надо было также решить вопрос, связано ли образование нефти с большими массами органического вещества или возможно ее образование из органического вещества, рассеянного в нефтематеринской свите. Теория нефтематеринских свит детально рассматривается в трудах Н. И. Андрусова и Г. П. Михайловского, опубликованных в начале XX в., а затем в работах В. В. Вебера (1955 г.), Н. М. Страхова (1954 г.) и др.

Толчок развитию органической теории дали работы И. М. Губкина, раскрывшие региональный характер процессов нефтегазообразования. И. М. Губкин показал, что процесс нефтегазообразования происходит в осадочных бассейнах в течение всего периода развития земной коры от кембрия до четвертичного времени.

Особое внимание в последние годы уделяется изучению факторов, обуславливающих превращение органического вещества в нефть. Среди этих факторов главными являются деятельность микроорганизмов, температура, давление, химическое воздействие солей и др.

Процессы превращения органических остатков в углеводороды тщательно изучались и изучаются советскими учеными — Н. Б. Вассоевичем, В. В. Вебером, Т. Л. Гинзбург-Карагичевой, Л. А. Гуляевой, В. А. Успенским, О. А. Радченко, К. Ф. Родионовой, В. А. Соколовым и др.

В данной главе рассматривается лишь принципиальная схема сложнейшего процесса преобразования органического вещества в нефть и газ. Многие физико-химические факторы, обуславливающие процесс преобразования, не до конца изучены. Однако практика геологоразведочных работ доказала правомочность теории органического происхождения.

Органическое происхождение нефти. Природа в своей огромной лаборатории в течение длительного геологического времени создает благоприятные условия для превращения растительно-животных остатков в углеводороды.

В процессе образования осадков происходит отложение органического вещества. Причем растительные и животные остатки могут быть как рассеяны в огромной массе осадков, так и сконцентрированы в определенной толще. Накопление органического вещества протекает в самых различных природных обстановках, но наиболее благоприятные условия их сохранения создаются в прибрежных частях морских бассейнов, в лагунах, заливах, озерах и болотах. Причем исходный органический материал может накапливаться не только в глинистых осадках, как это предполагалось раньше, но и в песчаных, алевролитовых и карбонатных. Для того чтобы произошел последующий процесс преобразования органического вещества в углеводороды, необходима изоляция осадка, содержащего исходное вещество, от кислорода воздуха. Общеизвестна необходимость восстановительной среды, обуславливающей соответ-

вующее превращение органического вещества в нефть и газ. Этот процесс протекает при условии длительного устойчивого погружения бассейна, где происходит накопление осадков, содержащих органическое вещество. В этом случае осадки перекрываются непроницаемыми отложениями, изолирующими их от поверхности земли. Длительное погружение бассейна и накопление мощной толщи отложений приводят к повышению температуры и давления в глубоколагающих осадках. Увеличение этих параметров до определенных пределов является, по мнению большинства ученых, обязательным условием превращения органического вещества в углеводороды.

В настоящее время получен ряд достоверных фактических материалов, подтверждающих органическое происхождение нефти:

1) 99,9 % известных месторождений нефти и газа находятся в осадочных образованиях;

2) значительные скопления нефти и газа приурочены к регионально-нефтегазоносным комплексам, выдержанным на обширных территориях, характеризующихся определенным набором фаций;

3) основные запасы нефти и газа связаны с крупными седиментационными бассейнами;

4) на крупных щитах (Балтийском, Африканском, Аравийском) в пределах выходов древних метаморфизованных толщ месторождений нефти и газа нет. Они приурочены лишь к зонам распространения мощных осадочных толщ, примыкающих к щитам;

5) наличие в составе нефтей углерода, водорода, азота, серы и порфирина указывает на происхождение нефти из животных и растительных остатков;

6) в осадочных породах земной коры обнаружены огромные количества органического вещества;

7) изотопный состав углерода нефтей сходен с изотопным составом веществ органического мира;

8) в лабораторных условиях подтвержден процесс преобразования органических веществ в направлении нефтеобразования;

9) в современных и четвертичных морских осадках обнаружены жидкие и газообразные углеводороды нефтяного типа.

О неорганическом происхождении нефти и газа. Наибольшую известность в нашей стране получила неорганическая (минеральная) гипотеза происхождения нефти Д. И. Менделеева (1877 г.). Анализируя условия размещения залежей нефти в Баку и Пенсильвании (США) и опираясь на ряд экспериментов, Д. И. Менделеев пришел к выводу об образовании нефти неорганическим путем. Он предполагал, что углеводороды образуются под действием воды на углеродистые соединения тяжелых металлов. По мнению Д. И. Менделеева, углеводородные пары по глубинным разломам, протягивающимся параллельно горным хребтам, поднимались к верхним частям обочелки, где они конденсировались, образуя скопление нефти. Расположение известных в то время месторождений параллельно горным хребтам у зон разломов, по мнению Д. И. Менделеева, являлось практическим доказательством предложенной гипотезы.

В. Д. Соколовым в 1889 г. была предложена одна из разновидностей неорганических гипотез — гипотеза космического происхождения нефти и других битумов. Процесс образования нефти этот ученый объяснял следующим образом: «... а) запасы углерода и водорода в небесных телах громадны; б) образующиеся из них углеводороды, возникая при одинаковых космических условиях, появляются в составе небесных тел в очень ранние стадии их индивидуального развития; в) на Земле они возникли таким же путем, как и на других небесных телах, образовав собою определенный запас, впоследствии в значительной степени поглощенный магмой; г) при дальнейшем охлаждении и уплотнении магмы заключенные в ней углеводороды выделялись и продолжают выделяться, направляясь по трещинам, возникающим в литосфере, путем дислокаций; д) подвергаясь конденсации в поверхностных частях нашей планеты, углеводороды дают основной материал для образования битумов».

Таковы две основные гипотезы неорганического происхождения нефти, созданные в конце XIX в. Ни в нашей стране, ни за рубежом гипотезы неорганического происхождения не имели широкого признания и в начале XX в. были практически отвергнуты выдающимися работами Н. И. Андрусова, А. Д. Архангельского и И. М. Губкина.

Однако исследования в области неорганического происхождения нефти были возрождены и в значительной степени обновлены работами советских исследователей Н. А. Кудрявцева, Б. Н. Кропоткина, В. Б. Порфирьева, Э. Б. Чекалюка, Л. Н. Еланского и зарубежных исследователей Э. Мак-Дермота, К. Ван-Орстанда, Ф. Хойля, П. Маркса и др.

Выводя ряд критических замечаний в адрес гипотезы органического происхождения нефти и основываясь главным образом на наличии углеводородов в магматических и метаморфических породах, приуроченности ряда месторождений к зонам разломов и возможном синтезе углеводородов, указанные выше авторы утверждают возможность образования нефти неорганическим путем.

Действительно, в природе известны единичные промышленные залежи и скопления нефти в изверженных и метаморфических породах. Анализируя характер подобных проявлений нефти, А. Леворсен в 1954 г., У. Рассел в 1958 г., М. К. Калинин в 1968 г. пришли к выводу, что почти во всех случаях подобные образования обусловлены миграцией нефти из контактирующих осадочных образований.

Рассматривая приуроченность скоплений нефти и газа к зонам разломов, необходимо отметить, что лишь небольшая доля известных в Советском Союзе месторождений нефти и газа связана с этими зонами. Основные же скопления нефти и газа находятся вне зон разломов и приурочены к регионально нефтегазовым комплексам, характеризующимся устойчивым прогибанием осадочного бассейна в определенный период геологического времени.

Лабораторным путем из неорганических соединений в результате химических экспериментов, действительно, получены углеводороды. Однако условия этих экспериментов не соответствуют условиям в недрах планеты ни на одной из стадий ее развития.

В результате изучения всего комплекса материалов по генезису нефти и газа, большинство исследователей во всем мире пришло к выводу об их органическом происхождении.

Глава IV.

ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. Природные резервуары

Нефть, газ и вода скапливаются в недрах в пористых, кавернозных или трещиноватых породах-коллекторах, заключенных в плохо проницаемые породы-покрышки. И. О. Брод предлагает именовать подобные вместилища, являющиеся как бы сосудами для нефти и газа, природными резервуарами. Он определяет природный резервуар как «... естественное вместилище для нефти, газа и воды, внутри которого они могут циркулировать и форма которого обусловлена соотношением коллектора с вмещающими его (коллектор) плохо проницаемыми породами». Как видно из определения, под природным резервуаром понимается не часть толщи пород, содержащая нефть и газ, а весь выдержанный на достаточно большом расстоянии резервуар, состоящий из нефтегазопроводящей и нефтегазоупорной частей. В природном резервуаре может происходить циркуляция флюида, а в местах, осложненных ловушками, — формирование залежей нефти и газа.

Природные резервуары бывают самых различных типов и форм. И. О. Брод, систематизировав весь материал, выделяет три основных типа природных резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные со всех сторон.

В природе наиболее распространены пластовые резервуары, представленные коллекторами, ограниченными в кровле и подошве плохо проницаемыми породами (рис. 4). Обычно пластовые резервуары хорошо выдержаны на значительной площади (рис. 4,а); возможны случаи, когда пласты, регионально прослеживающиеся на больших территориях, выклиниваются к сводам отдельных антиклинальных складок (рис. 4,б), нередко пластовые резервуары представлены невыдержанными коллекторами, сообщающимися между собой (рис. 4,в).

Массивные природные резервуары представлены мощной толщей поровых, кавернозных, трещиноватых однородных пород, образующих единую гидродинамическую систему. Над толщей пород-коллекторов залегает мощная толща непроницаемых пород-покрышек.

Однородные массивные резервуары обычно сложены известняково-доломитовыми толщами (рис. 5.а), неравномерно насыщенными газом, нефтью и водой. Геологический возраст подобных резервуаров может быть различным. В теле таких массивов наблюдаются отдельные участки высокой проницаемости и плохо проницаемые зоны.

Неоднородные массивные резервуары (рис. 5, б) часто охватывают значительный стратиграфический интервал. В их строении могут принимать участие самые различные породы: пески, песчаники, известняки. Возможны случаи, когда массивные резервуары представлены чередованием песчаных пластов с маломощными прослоями глин. Благодаря трещинам, разломам (рис. 6, а) или невыдержан-

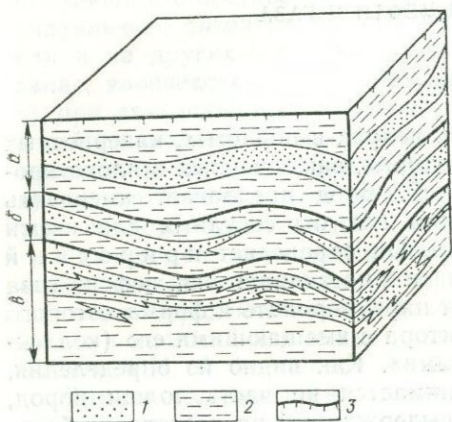


Рис. 4. Принципиальные схемы пластовых резервуаров:

а, б, в — резервуары.
1 — песчаники; 2 — глины; 3 — граница природного резервуара

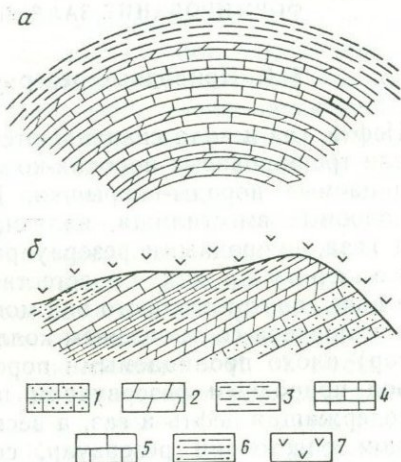


Рис. 5. Схема массивных резервуаров (по Н. А. Еременко):

а — однородного, б — неоднородного.
1 — песчаники; 2 — мергели; 3 — глины;
4 — доломиты; 5 — известняки; 6 — алевролиты; 7 — соленосные отложения

ности экранирующих свойств глин (рис. 6, б) пласты-коллекторы образуют единую гидродинамическую систему. Она создается также, когда пласты-коллекторы в результате стратиграфического срезания перекрываются проницаемыми породами (рис. 6, в).

Литологически ограниченные резервуары, по определению Н. А. Еременко, представляют собой «... природные резервуары всех видов, в которых насыщающие их газообразные и жидкие углеводороды окружены со всех сторон практически непроницаемыми породами». Подобные резервуары образуются благодаря изменениям литологического состава пород и наличию проницаемых зон среди непроницаемых.

§ 2. Породы — коллекторы нефти и газа

Горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их в промышленных количествах при разработке, называются коллекторами. В большинстве случаев ими являются терригенные (песчано-алевритовые) и карбонатные породы. Информация о свойствах пород-коллекторов, их изменчивости по площади

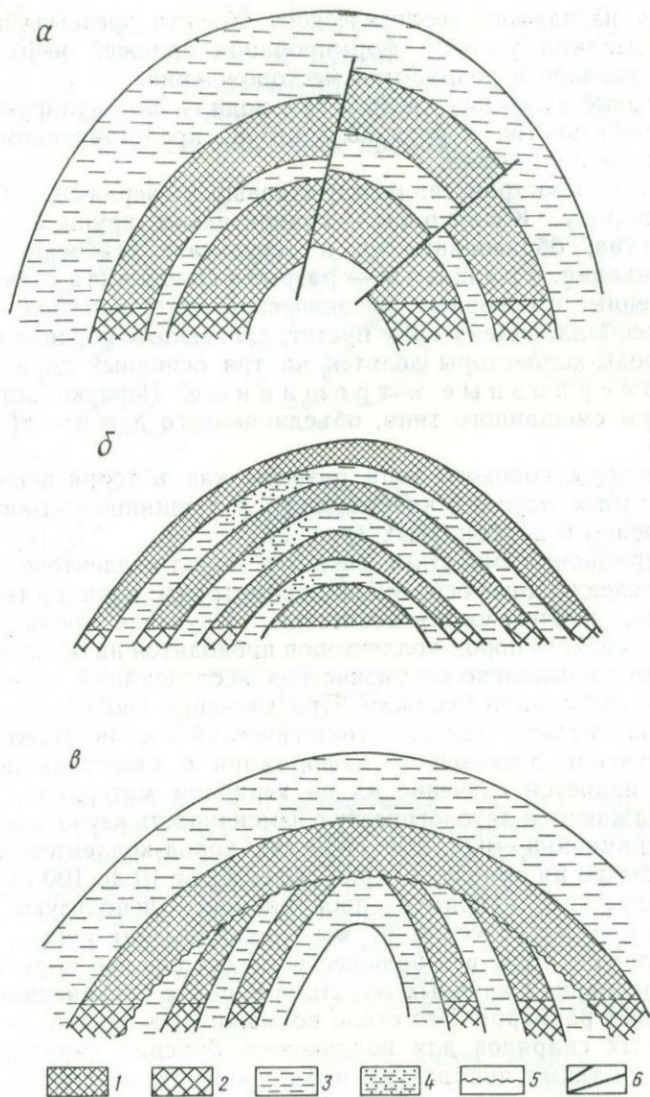


Рис. 6. Схема сложно построенного массивного резервуара. Гидродинамическая связь между пластами осуществляется: а — по разломам, соединяющим продуктивные горизонты; б — благодаря наличию в непроницаемых покрывках, разделяющих пласты-коллекторы, песчано-глинистых проницаемых участков; в — в результате стратиграфического срезания пластов-коллекторов проницаемыми породами. 1 — нефтеносный или газоносный пласт; 2 — водонасыщенная часть пласта; 3 — непроницаемая покрывка; 4 — песчано-глинистые проницаемые или слабопроницаемые участки в непроницаемых покрывках; 5 — поверхность стратиграфического несогласия; 6 — разрывные нарушения

и разрезе изучаемого геологического объекта чрезвычайно важна для определения условий формирования залежей нефти и газа, подсчета запасов и разработки месторождений.

Пластовые флюиды — нефть, газ, вода — аккумулируются в поровом пространстве породы-коллектора, представленном порами, кавернами и трещинами.

П о р ы — пространства между отдельными зернами, слагающими горную породу. **К а в е р н ы** — сравнительно крупные пустотные пространства, образовавшиеся в результате действия процессов выщелачивания. **Т р е щ и н ы** — разрывы сплошности горных пород, обусловленные в основном тектонической деятельностью.

По преобладающему виду пустот, слагающих поровое пространство, породы-коллекторы делятся на три основных типа — **п о р о в ы е**, **к а в е р н о з н ы е** и **т р е щ и н н ы е**. Нередко встречаются коллекторы смешанного типа, объединяющего два или три указанных типа.

Коллекторы порового типа развиты как в терригенных, так и в карбонатных породах кавернозного и трещинного типов — преимущественно в карбонатных (рис. 7).

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов характеризуются следующими основными параметрами: пористостью, проницаемостью, нефтегазонасыщенностью. Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов проводится на образцах керна, по данным промыслово-геофизических исследований скважин и по данным эксплуатации скважин. При изучении свойств коллекторов обязательно исследуется их литологический состав. Важным условием получения достоверной информации о свойствах пород-коллекторов является изучение их на керновом материале, наиболее точно отражающем литологическую изменчивость изучаемого пласта.

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов определяются обычно на образцах керна объемом от 10 до 100 см³, причем для определения, например, проницаемости используют образцы правильной геометрической формы (цилиндры или кубы).

В последние годы все большее распространение получает методика исследования крупных образцов керна с сохранением их первоначальных размеров. Это стало возможным в связи с внедрением современных снарядов для колонкового бурения (например, типа «Недра»), а также аппаратуры и методики для исследования крупных образцов керна. Следует отметить, что лабораторное изучение таких образцов особенно важно при исследовании пород-коллекторов со сплошным строением порового пространства (кавернозных и трещинных).

П о р и с т о с т ь называют долей пустотного пространства в общем объеме породы. Величина пористости может быть выражена в процентах или долях единицы.

В терригенных коллекторах пористость зависит в основном от размера, формы и сортированности обломочного материала, системы укладки последнего (рис. 8), а также состава, количества и характера распространения цементирующего вещества.

Для карбонатных пород-коллекторов структура их порового пространства и величина пористости в значительной степени зависят и от вторичных процессов. К изменению (обычно увеличению) пористости приводит доломитизация карбонатных пород. Для них характерна также и трещинная пористость, образующаяся под действием различных тектонических процессов.

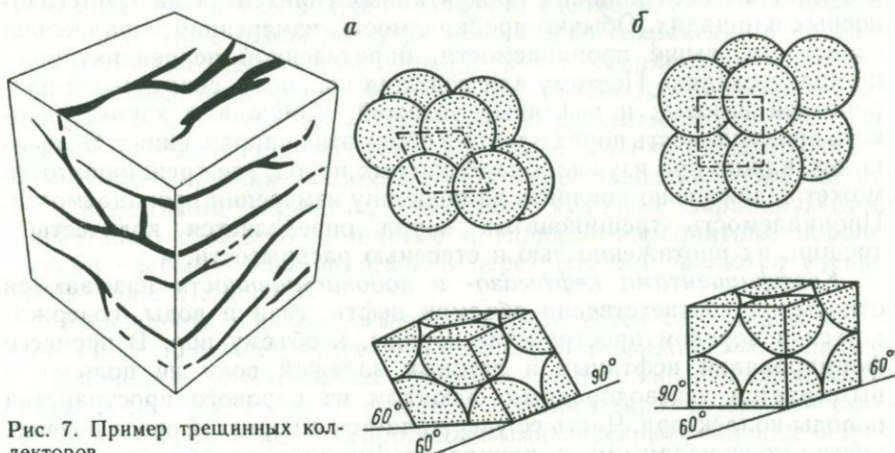


Рис. 7. Пример трещинных коллекторов

Рис. 8. Зависимость величины пористости от укладки зерен. Укладка сферических зерен одного размера при: а — ромбоэдрической упаковке; пористость 25,96%; б — кубической упаковке; пористость 47,6%

Наибольший интерес в газонефтяной геологии представляет открытая пористость — доля сообщающихся между собой пустот (пор, каверн и трещин). Определение открытой пористости на образцах керна выполняют обычно методом жидкостенасыщения (метод Преображенского), заключающимся в искусственном насыщении образцов жидкостью под вакуумом и определении затем количества жидкости, вошедшей в поровое пространство. Величину открытой пористости находят как отношение объема этой жидкости к внешнему объему образца.

Средние, наиболее часто встречающиеся величины открытой пористости (в %) различных осадочных горных пород приведены ниже.

Пески	20—40
Песчаники	5—30
Известняки	1—15
Доломиты	3—20

Другим важным параметром, характеризующим фильтрационные свойства пород-коллекторов, является абсолютная газопроницаемость — способность горной породы пропускать воздух или газ при условии наличия перепада давлений.

Величина проницаемости горных пород обычно обуславливается линейным законом фильтрации Дарси: скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости жидкости.

Проницаемость выражается в долях квадратного метра. Она определяется в лабораторных условиях по образцам керна и по результатам исследования продуктивных горизонтов на нефтегазонасыщенных площадях. Обычно проницаемость, измеренная параллельно слоистости, выше проницаемости, определенной перпендикулярно к напластованию. Поэтому для решения вопросов, связанных с разработкой газовых и нефтяных залежей, необходимо характеризовать проницаемость пород пласта в обоих этих направлениях. Особенно это важно при изучении карбонатных пород, где трещиноватость может значительно повлиять на величину измерения проницаемости. Проницаемость трещиноватых пород определяется количеством трещин, их протяженностью и степенью раскрытости.

Коэффициентами нефтегазо- и водонасыщенности называются отношения соответственно объемов нефти, газа и воды, содержащихся в поровом пространстве породы, к объему пор. В процессе формирования нефтяных и газовых залежей вода не полностью вытесняется углеводородным флюидом из порового пространства породы-коллектора. Часть ее удерживается в пористой среде поверхностно-молекулярными и капиллярными силами; эта вода носит название *остаточной*.

Остаточная водонасыщенность, выраженная в процентах от суммарной емкости сообщающихся между собой пор, каверн и трещин, может достигать, по данным А. А. Ханина, 70 % и более, но в большинстве случаев составляет 8—30 %. Вполне очевидно, что коэффициент нефтегазонасыщенности теснейшим образом связан с величиной остаточной водонасыщенности (при ее значении 30 % коэффициент нефтегазонасыщенности равен $100 - 30 = 70$ %).

В связи с этим определение коэффициента нефтегазонасыщенности по данным лабораторных анализов керна сводится к оценке величины остаточной водонасыщенности.

Наиболее точным и достоверным методом определения остаточной водонасыщенности является прямой метод, заключающийся в измерении содержания воды в керне, поднятом из скважины, пробуренной на безводном растворе (проникновение такого раствора в керн не изменяет измеряемой величины). Оценка остаточной водонасыщенности на керновом материале из скважин, пробуренных на глинистом растворе, возможна лишь косвенными методами, моделирующими процесс вытеснения воды в залежи углеводородным флюидом (методы капиллярометрии, центрифугирования и др.).

Величина остаточной водонасыщенности тесно связана с диаметром пор и зерен породы, содержанием в ней глинистых материалов и т. п.

§ 3. Покрышки залежей нефти и газа

Покрышками нефтяных и газовых залежей являются плохо проницаемые породы, перекрывающие породы-коллекторы со скоплениями нефти и газа.

При изучении вопросов формирования месторождений этих полезных ископаемых большое внимание уделяется изучению свойств, покрышек. Ни в одной ловушке невозможно сохранение скоплений нефти и газа, если она не перекрыта непроницаемыми породами.

Роль покрышек могут выполнять различные плохо проницаемые породы: глины, аргиллиты, глинистые алевролиты, глинистые известняки, гипсы, ангидриты, соли. Наиболее широко распространены глинистые покрышки. Соляно-ангидритовые покрышки служат наиболее надежными экранами, несколько худшими экранирующими свойствами обладают глинистые и глинисто-карбонатные породы, весьма слабыми непроницаемыми перекрытиями являются алевро-литоглинистые породы.

Надежность экранов во многом определяется характером флюидов в подстилающих залежах. Наибольшей подвижностью обладают газообразные углеводороды. Поэтому покрышки, перекрывающие газовые залежи, должны обладать лучшими экранирующими свойствами по сравнению с непроницаемыми перекрытиями над нефтяными залежами.

Различают региональные, зональные и локальные покрышки. Региональные покрышки имеют широкое площадное распространение, характеризуются значительной мощностью и литологической выдержанностью. Они обычно выдерживаются в пределах отдельных нефтегазоносных областей и провинций. При определенных условиях региональные нефтегазоупоры обуславливают общие закономерности распределения скоплений нефти и газа в разрезе. Зональные покрышки обычно выдержаны как минимум в пределах одной зоны нефтегазонакопления. Локальные покрышки имеют ограниченное распространение, часто занимают площадь одного или нескольких месторождений. Они обуславливают сохранность отдельных залежей и характер их распределения в разрезе месторождения.

Глинистые покрышки. Глины и глинистые породы весьма различны по своим экранирующим свойствам, что связано с разнообразием их физико-химических, минералогических, гранулометрических характеристик. Мощности покрышек, высоты экранируемых ими залежей также значительно влияют на экранирующие свойства глинистых непроницаемых толщ. У глин каолинитового состава наблюдается наибольшая диффузионная и фильтрационная проницаемость, а у глин монтмориллонитового состава — наименьшая. Следовательно, наилучшими экранирующими свойствами обладают толщи, содержащие большее количество монтмориллонитовых частиц.

Важную роль в оценке экранирующих свойств покрышек играет степень однородности последних. Присутствие прослоев песчаников и алевролитов ухудшает качество экранирующей толщи.

Гранулометрический состав породы, сортировка, форма обломков,

количество цемента определяют строение и размеры поровых пространств, которые, в свою очередь, обуславливают проницаемость и пористость породы. Низкая проницаемость обеспечивает надежность покрышки. Так как размер поровых каналов глинистых пород мал, для фильтрации через них нефти и газа требуются большие давления.

С ростом плотности глин их проницаемость уменьшается; с возрастанием содержания в глинах алевритовой примеси и увеличением размеров поровых каналов проницаемость возрастает; чем меньше проницаемость глин, тем выше перепад давлений, необходимый для прорыва через них газа.

В. П. Савченко на основе экспериментальных работ установил, что при определенном перепаде давлений глинистые породы становятся проницаемыми для углеводородов. Определенная глинистая покрышка может удерживать только такую залежь, избыточное давление в которой меньше перепада давлений, при котором начинается фильтрация флюидов сквозь эту покрышку, т. е. соответствующие пакчи пластичных глин, каменной соли, ангидритов и т. д. не всегда являются совершенно непроницаемыми для вертикально мигрирующих нефти и газа.

Среди факторов, влияющих на проницаемость глинистых покрышек, решающее значение имеет мощность последних.

Увеличение мощности покрышки значительно улучшает ее изоляционные качества и способствует удержанию залежи с большими высотами. Для определения зависимости высоты залежей от мощности глинистых покрышек строятся графики, по оси абсцисс которых откладываются высоты залежей, а по оси ординат — мощности перекрывающих покрышек. Графики строятся для отдельных нефтегазоносных районов со сходным геологическим строением (рис. 9).

Анализ материалов по нефтегазоносным районам Советского Союза показывает, что только покрышки значительной мощности могут экранировать залежи большой высоты. Так, на Уренгойском месторождении залежь высотой 176 м экранируется покрышкой мощностью около 600 м. Газовая залежь высотой 215 м в горизонте IX на месторождении Газли перекрывается мощной покрышкой высотой 104 м.

Составление графиков для установления зависимости высоты газовых залежей от мощностей экранирующих покрышек имеет большое практическое значение, так как при учете всех прочих геологических факторов можно, имея сведения о мощностях глинистых покрышек, определить примерную высоту залежей, открываемых в районе антиклинальных структур, и оценить их запасы.

Соляно-ангидритовые покрышки. В историю нефтегазовых открытий в нашей стране 60-е и 80-е годы XX в. войдут как период обнаружения месторождений под мощными соленосными экранами.

В подсолевых отложениях открыты Астраханское, Карачаганское, Оренбургское, Вуктыльское, Самантепинское, Уртабулакское и Западно-Крестищенское газоконденсатные месторождения, Речицкое и Осташковичское нефтяные.

Соляные толщи широко распространены на территории Советского Союза. Наиболее мощные толщи (рис. 10) известны в Днепровско-Донецкой, Амударьинской и Прикаспийской впадинах, Предуральском и Припятском прогибах, в Белоруссии, Прикарпатье, Предкавказье и Восточной Сибири.

Рис. 9. График зависимости высоты залежи от мощности покрышки на месторождениях Центральных Каракумов

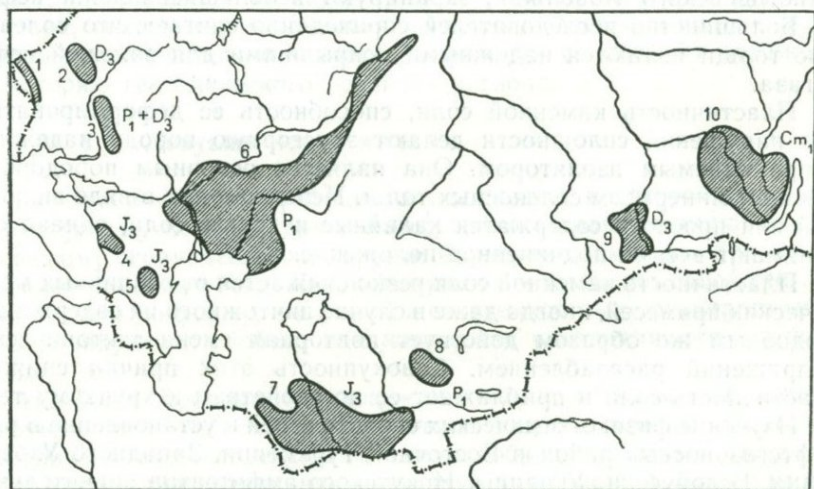
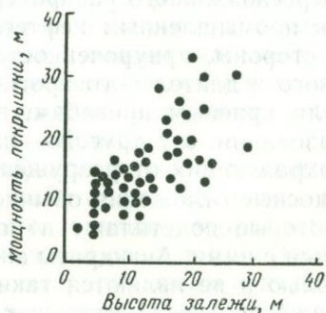


Рис. 10. Карта распространения соленосных отложений нефтегазоносных областей Советского Союза:

1 — Предкарпатский прогиб; 2 — Припятский прогиб; 3 — Днепровско-Донецкая впадина; 4 — Восточно-Кубанская впадина; 5 — Чернолесский прогиб; 6 — Прикаспийская впадина и Предуральский прогиб; 7 — Амударьинская синеклиза; 8 — Чуйская впадина; 9 — Минусинская котловина; 10 — Иркутский амфитеатр

Соленосные толщи приурочены к определенным стратиграфическим горизонтам и географическим поясам, связываются с эпохами затуханий наиболее интенсивных движений земной коры, имеют региональное распространение и значительные мощности. Так, мощность верхнеюрских соленосных отложений Амударьинской впадины достигает 870 м, а площадь их распространения 150 тыс. км², суммарная мощность верхнедевонских и нижнепермских соленосных

отложений Днепровско-Донецкой впадины составляет 4 тыс. м, а площадь распространения их около 40 тыс. км². Нижнепермская (кунгурская) соленосная толща Предуральяского прогиба протягивается узкой полосой почти вдоль всего Уральского хребта и имеет площадь около 100 тыс. км² при мощности от 200 до 1000 м. Почти все зоны регионального распространения соленосных толщ характеризуются промышленным нефтегазонакоплением. Это объясняется, с одной стороны, приуроченностью солеродных бассейнов к зонам устойчивого и длительного прогибания, внутриплатформенным впадинам или краевым прогибам, весьма благоприятным для нефтегазообразования, а с другой — плохой проницаемостью соленосных толщ, сохраняющих от разрушения скопления нефти и газа.

Соленосные отложения обычно сопровождаются пачками ангидритов, которые подстилают и покрывают соли, а иногда и пере-слаиваются с ними. Ангидриты значительно более хрупки по сравнению с солью и не являются такими надежными экранами. Однако и они, даже при незначительных мощностях (10—30 м) в районах Куйбышевского Поволжья, экранируют небольшие залежи нефти.

Большинство исследователей справедливо считает, что соленосные толщи являются надежными покрывками для залежей нефти и газа.

Пластичность каменной соли, способность ее деформироваться без нарушения сплошности делают эту горную породу надежным непроницаемым изолятором. Она является основным породообразующим минералом соленосных толщ. Нередко в них в виде включений или прослоев содержатся калийные и другие соли, однако они занимают весьма подчиненное положение.

Пластичность каменной соли резко снижается от различных механических примесей, иногда даже в случае ничтожного их содержания. Подобным же образом действует повторная смена тектонических напряжений ослаблением. Совокупность этих причин снижает пластичность соли и приближает ее по свойствам к хрупкому телу.

Изучение физико-химических свойств солей и установление в ряде нефтегазоносных районов Восточной Туркмении, Западного Узбекистана, Белоруссии, Украины, Иркутского амфитеатра значительных нефтегазопоявлений в соленосных толщах, а в некоторых случаях и залежей нефти и газа над этими толщами показывает, что соль в определенных условиях может быть и проницаемой. Благодаря прозрачности каменной соли в ней ясно видны под микроскопом детали строения, объемные формы включений, в том числе газообразных и жидких, а также многочисленные трещины. Одни трещины заполнены минеральными образованиями, другие — полые. Те и другие нередко бывают пережаты: под действием пластических деформаций их стенки местами смыкаются — и трещины, теряя сообщаемость, перестают быть проводящими. Этой особенностью и обусловлены экранирующие свойства солей.

Однако при определенных условиях (при растяжении) пережатия и разобщения систем трещин не происходит. Они остаются открытыми и могут пропускать различные флюиды, в том числе газ и нефть.

Об этом свидетельствует выполнение трещин различными вторичными образованиями иногда с включениями битума и газа.

Значительную роль в прорыве газа через соленосную толщу играют тектонические движения. В зонах региональных разломов порода при неоднократном и длительном воздействии нагрузок подвергается периодическому уплотнению и разуплотнению, теряет первоначальные пластические свойства и значительно упрочняется, становясь более хрупкой. Тектонические подвижки в зонах разломов, сопровождающиеся общим напряжением растяжения, вызывают «раскрытие» систем трещин, по которым становится возможным переток газа из нижележащих отложений.

Таким образом, прорыв газа через соленосные толщи возможен в отдельных случаях в зонах развития региональных разломов, если в солях наблюдаются значительные как терригенные, так и химические примеси. В целом же соленосные толщи значительной мощности являются надежными непроницаемыми перекрытиями. Характеризуя это их свойство, крайне важно определить состав солей, содержание и характер примесей, наличие и структуру микротрещин, температурные условия и глубину залегания толщи, региональные геологические условия накопления соленосных отложений и историю тектонического развития региона.

§ 4. Ловушки нефти и газа

Л о в у ш к а — часть природного резервуара, в которой благодаря структурному порогу, стратиграфическому экранированию, литологическому ограничению или другим барьерам возможно образование скоплений нефти и газа. Любая ловушка представляет собой трехмерную объемную форму, в которой в силу емкостных, фильтрационных и экранирующих свойств накапливаются и сохраняются углеводороды.

Наиболее простым и распространенным случаем образования ловушки является смятие пластового или массивного природного резервуара под воздействием складкообразовательных тектонических движений в антиклинальную структуру (рис. 11). Если в изогнутый в виде свода проницаемый пласт, перекрытый непроницаемыми породами, попадут нефть, газ и вода, то, распределяясь согласно плотностям, нефть и газ займут верхнюю часть сводового изгиба и будут изолированы сверху непроницаемыми породами, а снизу водой. Образование ловушки возможно и тогда, когда проницаемый пласт вверх по восстанию полностью выклинивается в непроницаемых породах (рис. 12) или когда создаются другие литологические барьеры на путях миграции (литологические ловушки). В природе нередки случаи (рис. 13), когда ловушки образуются в результате стратиграфически несогласного перекрытия пластов-коллекторов непроницаемыми породами (стратиграфические ловушки).

Все наиболее распространенные в природе ловушки нефти и газа можно разделить на три типа: 1) связанные со структурными

дислокациями, 2) литологически ограниченные, 3) стратиграфически экранированные. В практике разведочных работ на нефть и газ ловушки двух последних типов относят к категории неантиклинальных, а первый тип называют антиклинальными ловушками.

Антиклинальные ловушки. В ловушках, образовавшихся в результате складчатости, известно наибольшее число залежей нефти

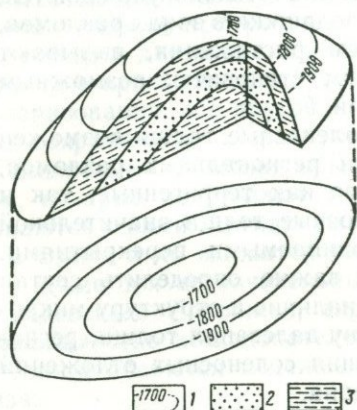


Рис. 11. Объемная модель антиклинальной ловушки:

1 — изогипсы кровли в м; 2 — песчаники; 3 — глины

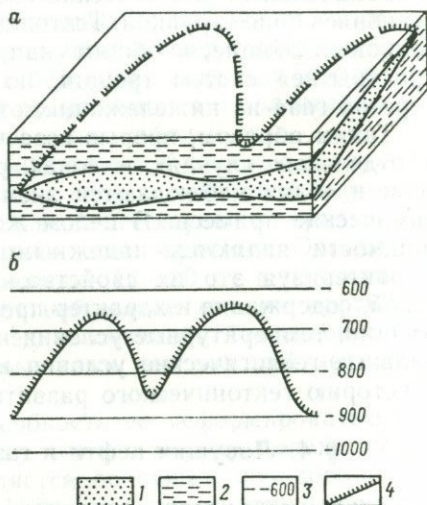


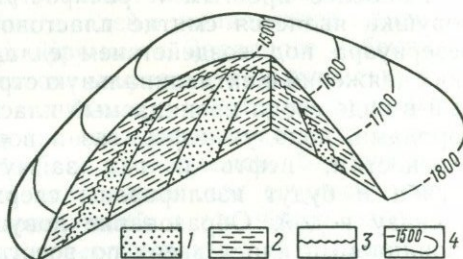
Рис. 12. Модель ловушки, образованной в результате выклинивания природного пласта вверх по восстанию в непроницаемых породах:

а — блок-диаграмма; б — структурная карта.

1 — песчаники; 2 — глины; 3 — изогипсы кровли в м; 4 — линия выклинивания песчаников.

Рис. 13. Модель ловушки, образованной в результате стратиграфически несогласного перекрытия пластов-коллекторов непроницаемыми породами:

1 — песчаники; 2 — глины; 3 — поверхность стратиграфического несогласия; 4 — изогипсы кровли в м



и газа. Антиклинальные ловушки обычно охватывают всю толщу осадочных пород. Типы структур могут быть самыми различными — от пологих куполов до длинных антиклиналей с симметричными (рис. 11) или асимметричными (рис. 14) крыльями. Размеры структурных ловушек также различны. Площадь отдельных структур достигает 5 тыс. км², высота складок может колебаться от единиц до 1000 м и более. Некоторые складки могут меняться по форме

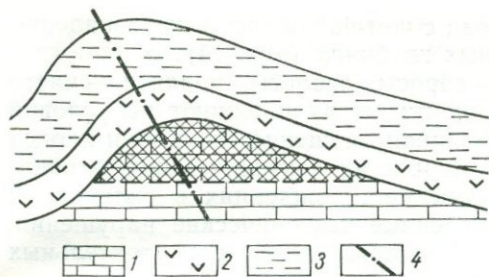


Рис. 14. Схема асимметричной складки, свод которой смещается с глубиной;
1 — известняки; 2 — соли; 3 — глины; 4 — ось складки

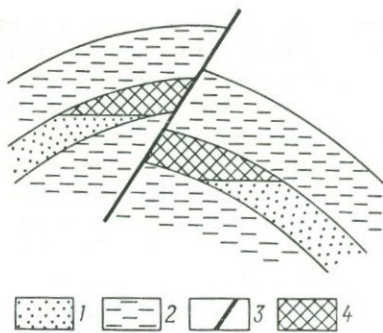


Рис. 15. Схема ловушки, экранированной в результате тектонического нарушения антиклинальной складки:
1 — песчаники; 2 — глины; 3 — разрывное нарушение; 4 — залежь нефти и газа

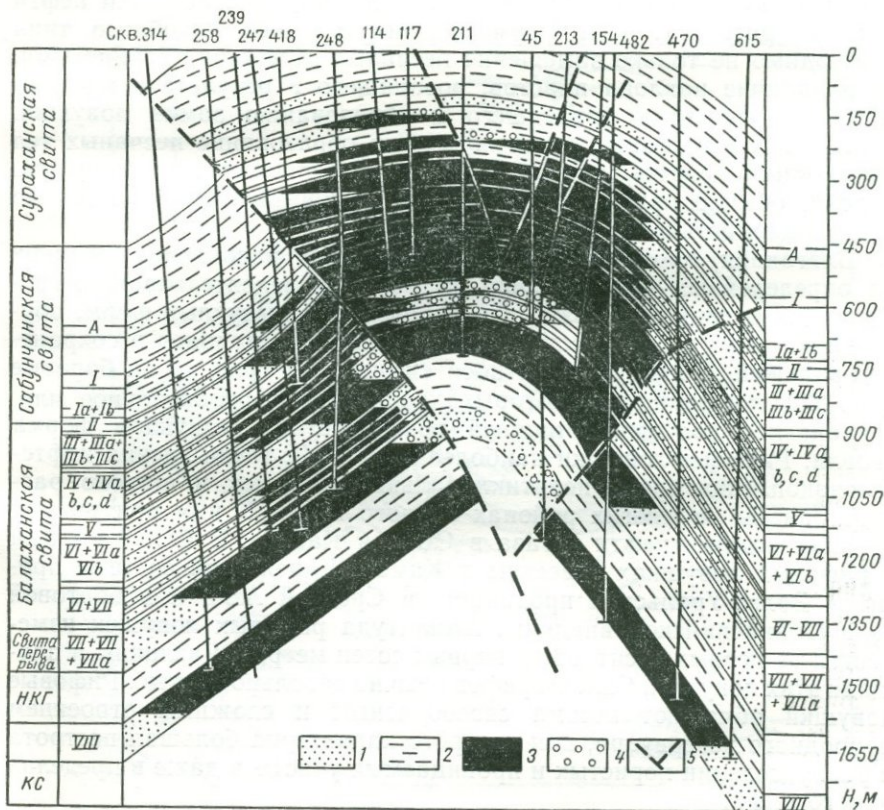


Рис. 16. Продольный геологический разрез месторождения Локбатан:
1 — песчаники; 2 — глины; 3 — нефть; 4 — газ; 5 — разрывное нарушение

или смещаться с глубиной, в связи с чем наблюдается несовпадение структурных планов на различных глубинах (рис. 14).

Тектонические нарушения — сбросы, взбросы, надвиги — часто осложняют складки, изменяют их структуру и влияют на условия скопления нефти и газа. Обусловливая смещение слоев, они иногда приводят к разрушению залежей или их тектоническому экранированию (рис. 15). На отдельных месторождениях в складчатых областях наблюдаются многочисленные тектонические нарушения, что приводит к образованию большого числа самостоятельных залежей (рис. 16) в тектонически экранированных ловушках.

Неантиклинальные ловушки. К этой группе относятся ловушки, образование которых обусловлено главным образом не структурообразующим фактором, а литологическим ограничением или стратиграфическим срезанием. Неантиклинальные ловушки могут образовываться как при осадконакоплении, так и при последующих денудационных и эрозионных процессах. Породы-коллекторы в результате фациальных замещений нередко могут переходить в латеральном направлении в непроницаемые породы и создавать ловушки нефти и газа (рис. 17). Для формирования ловушек подобного типа необходимо не только замещение песчаных отложений глинистыми, но и наличие наклона пластов, возникшего в результате тектонических движений и приведшего к образованию замка ловушки. В процессе осадконакопления возможно образование песчаных тел линзовидной формы, заключенных в слабопроницаемых породах. Залежи обычно приурочены к линзам с повышенной пористостью и проницаемостью (рис. 18).

Благодаря процессам последовательного накопления осадков на определенных участках или за счет жизнедеятельности рифостроющих организмов возможно образование выпуклых форм, обуславливающих возможность аккумуляции углеводородов и сохранения залежей. К этому типу относятся рифовые (рис. 19) и баровые (рис. 20) ловушки, для которых характерны горизонтальное или наклоненное положение нижней поверхности и выпуклая форма кровли. Рифовые ловушки наиболее значимы с точки зрения нефтегазонакопления среди неантиклинальных ловушек и широко распространены во многих районах земного шара. К ним приурочены крупные залежи нефти и газа в США и Канаде. В СССР залежи в рифовых ловушках известны в Камско-Кинельской системе прогибов Волго-Уральской провинции, в Средней Азии и в бортовой зоне Прикаспийской впадины. Амплитуда рифовых ловушек изменяется от первых десятков до первых сотен метров. Различны и площади этих ловушек. Склоны рифов обычно довольно крутые. Рифовые ловушки обладают весьма своеобразным и сложным строением природного резервуара, для которого характерна большая пестрота в распределении пористых и проницаемых участков даже в пределах одного рифа.

Неантиклинальные ловушки нефти и газа могут образоваться в руслах палеорек. Впервые залежи подобного типа были выделены И. М. Губкиным в Майкопском районе Предкавказья под названием

рукавообразных. В ловушках подобного типа литологические барьеры создаются под воздействием эрозионно-аккумулятивных процессов, когда в результате эрозии образуются врезы, в которых впоследствии накапливаются песчано-алевритовые породы (рис. 21). Обычно это линейно вытянутые песчаные тела в руслах палеорек и подводных палеотечений.

Рис. 17. Схематическая карта и разрез ловушки, формирование которой обусловлено литологическим выклиниванием пластов под влиянием фациальных условий осадконакопления: 1 — песчаники; 2 — глины; 3 — линия выклинивания пластов-коллекторов; 4 — граница возможного распространения залежи. а — б — линия разреза

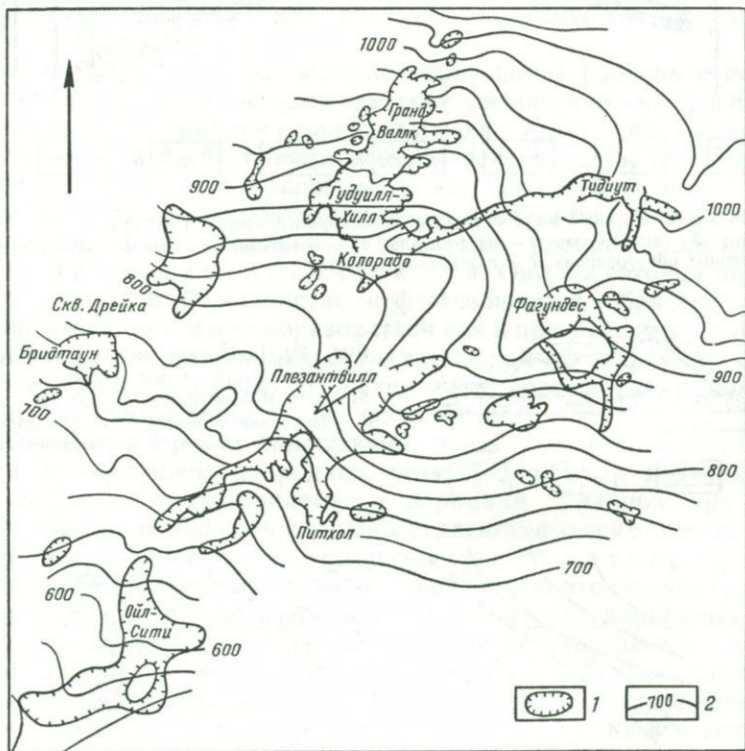
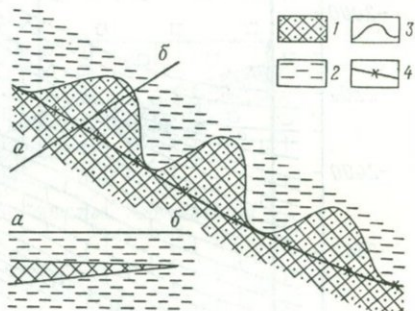


Рис. 18. Карта распространения эксплуатируемых и выработанных залежей в песчанике Серд-Стрей группы Венанго (девон) на северо-западе Пенсильвании: 1 — граница распространения залежей; 2 — изогипсы в м

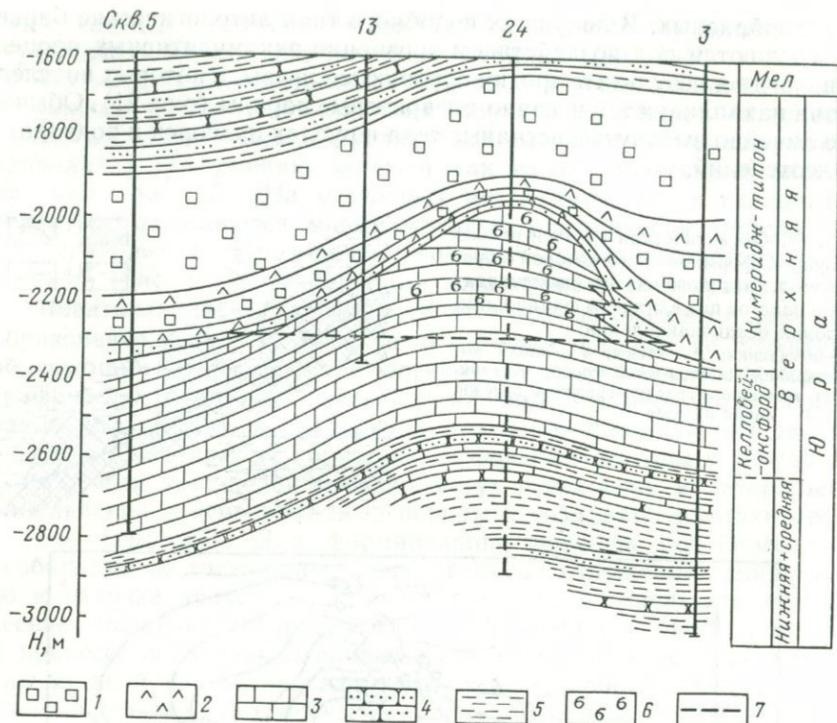


Рис. 19. Геологический разрез газового месторождения Уртабулак: 1 — соли; 2 — ангидриды; 3 — известняки; 4 — песчаники; 5 — глины; 6 — залежь газа в рифогенных образованиях; 7 — газоводяной контакт

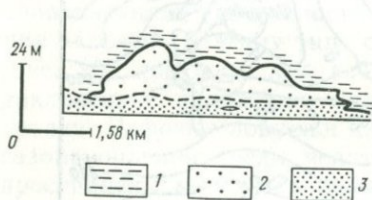


Рис. 20. Геологический разрез газового месторождения Сикс-Лейкс в округах Мекоста и Монткалм, Мичиган: 1 — формация Мичиган; 2 — песчаник Стрей, содержащий залежь; 3 — формация Маршалл

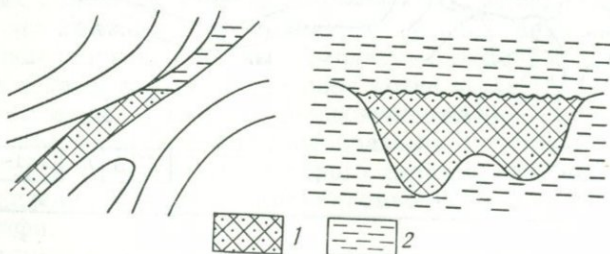


Рис. 21. Схематическая карта и разрез ловушки, образованной в русле реки: 1 — зона возможного распространения залежи; 2 — глины

Ловушки другого типа могут быть обусловлены неравномерным уплотнением и цементацией, доломитизацией, заполнением пор кальцитом и солью, а также образованием трещин в непроницаемых породах. На рис. 22 приведен пример одного из типов подобных ловушек, в которых в слабопроницаемых известняках выделяются участки пористых доломитов. Для всех описанных примеров ловушек

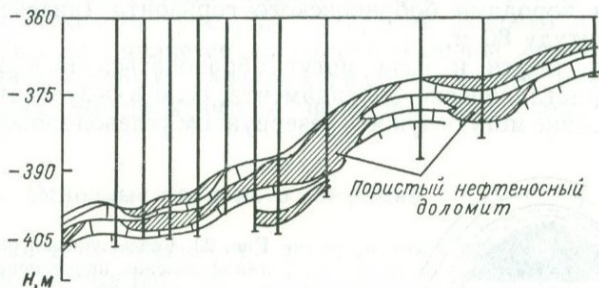


Рис. 22. Геологический разрез нефтяного месторождения Белчер в Онтарио, Канада

неантиклинального типа характерно образование барьера и выпуклой емкости, главным образом за счет литологических факторов, в связи с чем они относятся к классу литологических ловушек.

В группе неантиклинальных выделяются ловушки, образование которых обусловлено в равной мере как литологическими, так и структурными причинами. К этому типу относятся ловушки фациальных замещений на локальных структурах, которые называются структурно-литологическими. Они достаточно широко распространены в большинстве нефтегазоносных областей мира. Ловушки этого типа могут образоваться как в процессе непрерывного осадконакопления на склонах антиклинальной структуры в момент ее роста, так и в результате накопления осадков на сформировавшихся положительных структурных формах.

Значительная группа неантиклинальных ловушек может быть связана со срезанием природных резервуаров и их перекрытием более молодыми непроницаемыми породами. Главной причиной образования таких ловушек являлись стратиграфические несогласия, поэтому ловушки выделяют под названием стратиграфических. По условиям образования эти ловушки делятся на две группы. Первая формируется под воздействием только денудационных процессов, структурный фактор в этом случае не участвует в образовании объемной формы, в которой возможна локализация скоплений нефти и газа. Вторая группа ловушек связана с несогласным перекрытием проницаемых пород непроницаемыми и их изгибом в положительную структурную форму под воздействием тектонических движений. Примером ловушек первой группы являются эрозионно-останцовые, которые формируются в результате различных денудационных процессов и представляют собой остаточные образования, сложенные более устойчивыми к эрозии породами (рис. 23).

Агенты поверхностного выветривания, воздействуя на породы останцов, значительно улучшают их коллекторские свойства, так как они способствуют развитию каверн, пустот выщелачивания, растрескиванию и т. д. Ловушки подобного типа могут иметь различные размеры. Так, ловушка Шакшинского месторождения нефти в Башкирской АССР (см. рис. 23), приуроченная к практически горизонтально залегающим известнякам турнейского яруса, перекрытым глинистыми породами бобриковского горизонта (визейский ярус), имеет амплитуду 80 м.

Ловушки нефти и газа могут образоваться и в эрозионных выступах кристаллического фундамента, если в результате выветривания последние могут служить резервуаром углеводородов (рис. 24).

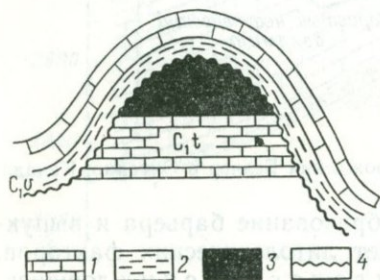


Рис. 23. Геологический разрез нефтяной залежи, приуроченной к эрозионному останцу на Шакшинском месторождении:

1 — известняки; 2 — глины; 3 — нефть; 4 — поверхность стратиграфического несогласия

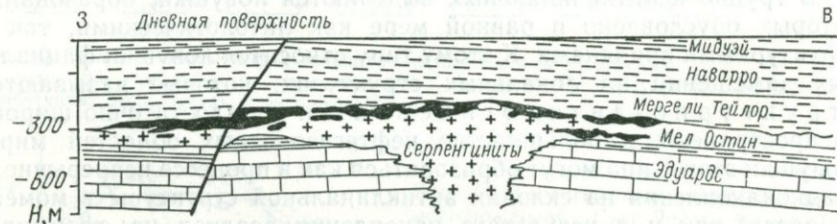


Рис. 24. Геологический разрез нефтяной залежи Литтон-Спрингс в округе Колдуэлл, Техас

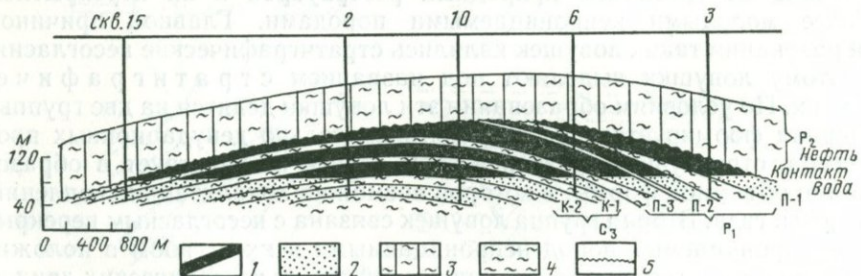


Рис. 25. Принципиальная схема залегания нефти в Нединцевском месторождении (по Б. С. Воробьеву):

1 — залежи нефти; 2 — водоносные части пластовых резервуаров; 3 — нефтегазоупорная толща (пересажская свита); 4 — глины; 5 — поверхность стратиграфического несогласия

Ловушки второй группы выделяются как структурно-стратиграфические, так как в их формировании наряду с размывом и последующим несогласным перекрытием важную роль играют структурные деформации пластов. В настоящее время известно значительное число залежей в структурно-стратиграфических ловушках. Такие ловушки могут иметь самую различную форму. Наиболее широко распространены сводовые ловушки, образующиеся при перекрытии изогнутых срезанных пластов-коллекторов непроницаемыми породами (рис. 25). Открытие залежей в неантиклинальных ловушках является важной актуальной задачей, так как в большинстве «старых» районов с развитой нефтегазодобывающей промышленностью практически исчерпан фонд антиклинальных структур.

§ 5. Основные понятия о миграции

Различные виды перемещения и передвижения нефти и газа в толще горных пород называются м и г р а ц и е й.

Возможность миграции нефти и газа признается в настоящее время всеми исследователями. Никто не сомневается в том, что поступление нефти и газа в эксплуатационную скважину и добыча этих флюидов осуществляются благодаря их способности к миграции. Другим непосредственным доказательством миграции нефти и газа является распространение в определенных зонах земной поверхности их выходов.

Знание условий миграции углеводородов имеет важное теоретическое и практическое значение, так как оно позволяет прогнозировать зоны концентрации значительных скоплений нефти и газа, объяснить, какими путями эти флюиды заполняют ловушки, почему одни ловушки содержат нефть, другие — газ, а третьи пустые.

Исследователи выделяют п е р в и ч н у ю миграцию из нефтематеринских (нефтегазопроводящих) толщ в различные пористые и проницаемые породы-коллекторы и в т о р и ч н у ю миграцию — передвижение нефти и газа в пределах пласта-коллектора (л а т е р а л ь н а я , пластовая, миграция) и из одного пласта в другой через толщу пород (в е р т и к а л ь н а я , межпластовая, миграция).

Нефтегазовую геологию в большей степени интересует вторичная миграция, потому что она обуславливает накопление нефти и газа в ловушках и образование залежи.

Миграция флюидов в природном резервуаре в значительных масштабах становится возможной при наличии наклонов и соответственно перепадов давлений. А. Л. Козлов указывает, что наклон 1—2 м на 1 км создает достаточные условия для продвижения нефти и газа. Перемещение нефти и газа происходит в пределах локальных ловушек из одних структур в другие, а также на значительные расстояния из зон нефтегазообразования в зоны нефтегазонакопления. Последний вид миграции называется дальней. Определяя главное условие передвижения углеводородов в недрах. И. М. Губкин писал: «Закон передвижения нефти в сущности

чрезвычайно прост: нефть выбирает линии наименьшего сопротивления и пробивается в каждом отдельном случае в том направлении, в каком ей это легче сделать». Это довольно четкое определение достаточно просто объясняет пути миграции, обусловленные закономерностями геологического строения недр. При изучении процессов миграции и условий формирования скоплений нефти и газа важное значение имеет знание формы движения и физико-химического состояния углеводородов. В. А. Соколов выделяет следующие основные виды миграции нефти и газа:

- 1) фильтрации газа и нефти по порам и трещинам горных пород;
- 2) прорывы газа и нефти через пласты пород и через воду;
- 3) перемещение газа и нефти в растворенном и в свободном виде вместе с водой;
- 4) перемещение воды с содержащимися в ней газом и нефтью при уплотнении отложений;
- 5) всплывание газа и нефти в воде, заключенной в пористых породах;
- 6) диффузия газов и нефти.

Наиболее распространенными видами миграции являются перенос нефти и газа пластовыми водами в растворенном или дисперсионном состоянии (пассивная миграция) и передвижение нефти и газа сквозь водонасыщенные породы в свободной фазе (активная миграция).

Возможность пассивной миграции обеспечивается рядом факторов, характеризующих физико-химическое состояние углеводородов в различных термобарических условиях. Главный из них — хорошая растворимость газообразных углеводородов в подземных водах, которая значительно увеличивается с повышением давления и температуры. При нормальных условиях в 1 м³ воды растворяется около 30 л метана.

Нефть в обычных условиях практически не растворяется в воде. По данным советских и зарубежных исследователей, при больших давлениях и температурах в присутствии определенных веществ в подземных водах растворимость нефти в воде становится значительной, что способствует ее переносу пластовыми водами. Однако трудно представить, что вода перемещает нефть или газ на большие расстояния и выделяет избыточное количество этих флюидов непосредственно в ловушки. Видимо, в процессе движения воды нефть и газ начинают выделяться и образовывать самостоятельные фазы уже на значительном расстоянии от ловушек.

Дальнейшее перемещение выделившихся нефти и газа происходит, по мнению В. П. Савченко, посредством струйной миграции, характер которой определяется рельефом структурной поверхности пород, по которым перемещаются углеводороды. В зависимости от особенностей этого рельефа первоначальная масса выделившихся из раствора нефти и газа будет разделяться на ручейки, перемещающиеся в направлении приподнятых зон пород-коллекторов. В ходе дальнейшей миграции ручейки будут сливаться и заполнять встретившиеся на их пути локальные структуры. Скорость струйной миграции газа и нефти будет зависеть главным образом от фазовой проницаемости для этих флюидов, пористости пород-коллекторов, а также от вязкости нефти и газа, угла наклона пласта и разности

плотности воды, нефти и газа в пластовых условиях. По данным В. П. Савченко, за тысячу лет при определенных геологических условиях газ проходит около 50 км. Как показали расчеты, попережное сечение струи при этом весьма невелико. Однако в масштабах геологического времени струйная миграция газа может обеспечить перенос огромного количества углеводородов на большие расстояния.

В. П. Савченко в 1957 г. была предложена теория вертикальной струйной миграции не только в пределах отдельных пластов-коллекторов, но и сквозь мощные толщи глинисто-алевритовых пород. Он считает подобную миграцию вполне реальной в условиях наличия на границе пласта-коллектора и глинисто-алевролитового пласта значительного избыточного давления, названного им «давлением прорыва» для данной литологической разности. Впоследствии экспериментальные и расчетные работы ряда других исследователей подтвердили возможность вертикальной миграции газа и нефти в природе не только по разломам и трещинам, но и сквозь глинисто-алевролитовые покрывки.

§ 6. Формирование и разрушение скоплений нефти и газа

Когда на путях миграции углеводородов встречаются ловушки, способные накапливать и сохранять в себе значительные количества нефти и газа, начинается процесс образования залежи. Нефть и газ, заполнив одну ловушку, мигрируют вверх по восстанию пластов в следующую. Механизм формирования скоплений углеводородов, их типы и масштабы зависят от ряда тектонических, литологических, геохимических, гидрогеологических и других факторов. Практически для отдельных геологических районов условия образования залежей нефти и газа существенно различаются. Однако для всех районов существуют определенные общие черты процесса формирования нефтяных газовых скоплений. Одной из первых попыток стройного объяснения механизма образования залежей нефти и газа, общего для всего многообразия геологических условий, явилась антиклинальная теория. Согласно ей, формирование скоплений этих полезных ископаемых происходит главным образом в антиклинальных поднятиях и обусловливается ощутимой разницей удельных плотностей этих флюидов и воды. Антиклинальная теория позволила объяснить образование единичных скоплений нефти и газа. Геологическую науку интересовали условия формирования залежей нефти и газа не только на отдельных антиклинальных структурах, но и в пределах крупных зон нефтегазонакопления. Изучение дифференциации нефти и газа в отдельных нефтегазоносных районах и знание способности газа вытеснять нефть из ранее сформировавшихся нефтяных залежей явились основой теории дифференциального улавливания углеводородов, созданной С. П. Максимовым, В. П. Савченко и канадским геологом В. Гассоу.

Принцип дифференциального улавливания и формирования залежей нефти и газа в процессе миграции углеводородов приводится

применительно к валу, вдоль которого структуры располагаются одна выше другой (рис. 26). Возможны различные случаи перемещения углеводородов по валу. Рассмотрим вариант, когда происходит движение нефти с растворенным в ней газом. На больших глубинах, где давление насыщения нефти газом ниже пластового, газ полностью растворен в нефти и ловушки заполнены ею. После заполнения ловушек нефть будет мигрировать дальше вверх по восстанию пласта.

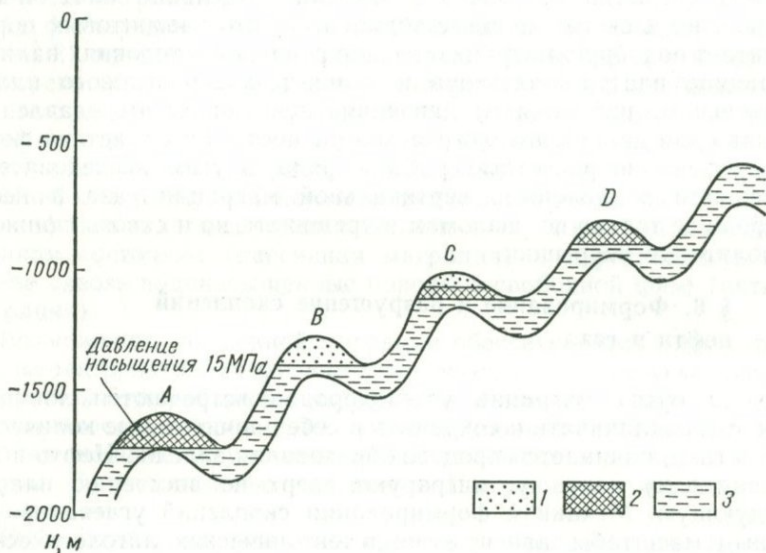


Рис. 26. Схема распределения залежей нефти и газа при дальней боковой миграции (по А. Л. Козлову):

1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода

На участке, где пластовое давление окажется ниже давления насыщения (условно можно принять на рис. 26 участок между ловушками А и В), газ будет выделяться в свободную фазу и поступать вместе с нефтью в ловушку В. При этих условиях в данной ловушке может образоваться нефтяная залежь с газовой шапкой или (если газа будет достаточно, чтобы полностью заполнить ловушку В до замка) нефть может быть отодвинута вниз, в следующую ловушку, а газ заполнит структуру В до замка. Выше по валу будут расположены газонефтяные или нефтяные залежи. Если нефти или газа не хватит для заполнения всех ловушек вала, то наиболее высоко расположенные структуры будут заполнены только водой.

Принцип дифференциального улавливания применим только при условии, что объем ловушки значительно меньше объема мигрирующих углеводородов. Этот принцип не является универсальным, объясняющим все многообразные условия формирования залежей. В более поздних работах было показано, что в отдельных геологических районах в силу специфических особенностей их строения

процесс формирования залежей нефти и газа может происходить по схеме, отличной от предлагаемой теорией дифференциального улавливания. Как правило, основные положения этой теории соблюдаются в случае, когда группа ловушек, расположенных гипсометрически одна выше другой, образовалась примерно в одно и то же время. Если же они разновозрастны, то механизм формирования залежей различного флюидального состава оказывается более сложным и определяется не только дифференциацией удельных плотностей нефти, газа и воды, но и другими причинами.

Исследования последних лет показали, что на процесс формирования залежей углеводородов различного флюидального состава существенно влияют термодинамическая обстановка в недрах, типы исходного органического вещества, рассеянного в нефтематеринских породах, степень преобразованности этого вещества и пр.

Анализ закономерностей распространения выявленных ресурсов нефти и газа по различным нефтегазовым областям свидетельствует о том, что в отдельных регионах в определенных интервалах разреза, несмотря на наличие там коллекторов, отсутствуют промышленные скопления углеводородов, тогда как в других зонах они имеются. Изучение условий формирования залежей показывает, что их размещение во многом зависит от наличия и размеров нефтегазогенерирующих толщ, мощности региональных нефтегазоупорных и пр.

Характер распределения залежей в пределах мощных литологических толщ во многом определяется положением в разрезе нефтегазогенерирующих толщ и наличием непроницаемых покрышек, их мощностями, выдержанностью по площади, экранирующей способностью, положением в разрезе, соотношением с пластами-коллекторами, а также развитием различных типов ловушек, гидрогеологической обстановкой и др. В толщах, представленных карбонатными породами, обычно формируются массивные залежи, а в терригенных коллекторах распространены многозалежные месторождения.

Во многом определяет условия формирования залежей также характер распределения песчаных и глинистых пластов в нефтегазосодержащей толще. Отношение суммарной мощности глинистых пластов к общей мощности нефтегазосодержащей толщи характеризует условия вертикальной и латеральной миграции внутри этой толщи. Если глинистые пласты и пропластки маломощны и не выдержаны по площади, то залежи нефти и особенно газа обычно концентрируются в верхней части толщи пород под региональной покрышкой. В случае равномерного чередования глинистых покрышек с пластами-коллекторами при наличии благоприятных условий для вертикальной миграции залежи формируются по всему разрезу. Если в нижней части разреза над нефтегазогенерирующей толщей выделяется достаточно мощная нефтегазоупорная покрышка, то в этой части разреза залежи бывают сконцентрированы, как правило, только в низах комплекса. За пределами развития нефтегазоупорной толщи залежи располагаются по всему разрезу.

Мощные регионально выдержанные песчаники с высокими коллек-

торскими свойствами редко содержат крупные скопления нефти или газа, обычно они водонасыщены. Это объясняется тем, что в подобных пластах обычно происходит вытеснение нефти и газа легко продвигающимся потоком воды. В таких толщах песчаников скопление больших объемов углеводородов становится возможным при наличии зон замещения коллекторов слабопроницаемыми породами.

В отдельных случаях залежи формируются в тех же комплексах пород, в которых произошла генерация углеводородов. Это становится возможным, когда нефтематеринские формации содержат линзы или не связанные между собой коллекторские прослои, окруженные непроницаемыми разностями пород. Образовавшиеся нефть и газ в этом случае попадают в изолированные коллекторы и там сохраняются.

Значительная подвижность газа по сравнению с нефтью обуславливает особенности его размещения в разрезе нефтегазоносных комплексов. В процессе миграции углеводородов нефть ввиду ее меньшей подвижности и проникающей способности как бы отстает и образует скопления в нижних горизонтах комплекса, а газообразные углеводороды в значительных объемах обычно располагаются в верхней части разреза под региональными газоупорами. В последнее время в работах ряда исследователей отмечается, что высота газовых залежей в значительной степени зависит от экранирующих способностей региональных покровов.

Региональные нефтегазоупоры являются и водоупорами, и поэтому водоносные горизонты, входящие в состав комплексов, разобщены, что определяет их гидродинамические и гидрохимические свойства.

При изучении условий накопления углеводородов необходимо иметь в виду, что формирование залежей нефти и газа происходит в водной среде, причем нефть и газ являются незначительными по объему компонентами пластовых флюидов. Гидрогеологические факторы во многом определяют условия миграции и аккумуляции нефти и газа.

Изучение динамики пластовых вод имеет существенное значение для определения направления миграции углеводородов и оценки условий сохранности залежей. Например, установлено, что увеличение скорости движения пластовых вод выше определенного предела может сделать невозможной аккумуляцию углеводородов в малоамплитудных ловушках.

Из гидрогеологических параметров наиболее значимыми являются состав и упругость растворенных газов каждого комплекса. Они служат наиболее надежными критериями, позволяющими судить о наличии или отсутствии газовых залежей.

Миграционные процессы, с помощью которых формируются залежи нефти и газа, могут привести к полному или частичному их разрушению, так как они продолжаются и после образования скоплений нефти и газа. О значительных масштабах разрушения залежей свидетельствуют огромные выходы нефти на о-ве Тринидад

(площадь асфальтового озера 40—50 га) и на Апшеронском полуострове у пос. Бинагады. Над месторождениями нефти и газа в процессе разрушения последних при определенных условиях образуются залежи серы. На Зеагли-Дарвазинском месторождении, по сведениям А. В. Данова, скопления серы образовались благодаря разрушению залежи, содержащей 2 трлн. м³ газа.

По данным Р. И. Тейлора, для образования залежей серы над каждым из соляных куполов в районе Мексиканского залива понадобилось около 30—40 млн. м³ нефти. За счет разрушения нефти запасы битумов на Атабасском месторождении (Канада) составляют 35—50 млрд. м³.

М. К. Калинин в 1964 г. разделил процессы разрушения углеводородов на две группы: 1) физические, 2) химические и биохимические. Среди физических процессов наряду с теми, которые приводят к образованию залежей, выделяются: исчезновение ловушки под влиянием тектонических движений, исчезновение ловушки вследствие вскрытия нефтегазосодержащих пород процессами эрозии, рассечение залежи проводящими тектоническими разрывами, выходящими на поверхность, и осложнение месторождений внедрением масс каменной соли, глин или магматических пород. Таким образом, физические процессы, которые, как указывалось выше, являются основным агентом, обуславливающим процессы миграции и формирования нефтяных и газовых залежей, могут приводить как к полному, так и к частичному разрушению залежей. Например, тектонические движения могут вызвать исчезновение ловушки, тогда данная залежь будет уничтожена, а нефть и газ или мигрируют в новую ловушку, или будут разрушены. Если в течение продолжительного времени крупные территории будут испытывать восходящие движения, то естественно, что нефтегазосодержащие породы будут выведены на поверхность и частично или полностью уничтожены.

Биохимические реакции при наличии разлагающих углеводороды бактерий могут привести к уничтожению скоплений нефти и газа. Химические процессы могут не только разрушить нефть, но и уменьшить воздействие физических процессов разрушения. Это происходит, когда окисленная нефть создает асфальтовые пробки, которые сдерживают рассеивание последующих порций поступающей нефти.

Масштабы разрушения газовых скоплений значительно больше, чем нефтяных. Постоянная диффузия газа, по мнению В. А. Соколова, делает невозможным продолжительное существование газовых скоплений, если не происходит поступления новых порций газа. Возможно также полное растворение газовых залежей в контактирующих водах при погружении залежей на большие глубины в зоны повышенных температур и давлений.

Процесс разрушения месторождений нефти и особенно газа достаточно широко развит в природе, и его изучение имеет большое значение для правильного ведения поисково-разведочных работ.

§ 7. Понятие о залежах и месторождениях нефти и газа

Под залежь ю нефти и газа понимаются локальные промышленные скопления этих полезных ископаемых в проницаемых коллекторах ловушек различного типа. Размер залежи и ее объемная форма во многом определяются ловушкой и типом нефтегазосодержащего природного резервуара, но при этом нельзя забывать, что наряду с изучением ловушки нужно основное внимание уделять содержимому ее порового пространства — нефти и газу.

Газ, нефть и вода располагаются в ловушке как бы слоями (рис. 27). Будучи наиболее легким, газ занимает кровельную часть природного резервуара, под крышкой. Ниже поровое пространство заполняется нефтью, а еще ниже — водой. Если газ занимает незначительную часть объема ловушки, то обычно подобное скопление называется газовой шапкой. При таком соотношении газа, нефти и воды залежь называется нефтяной с газовой шапкой. Если же нефтяная часть залежи значительно меньше газовой, залежь называется газовой с нефтяной оторочкой. Часто встречаются в недрах чисто газовые залежи, когда газ непосредственно контактирует с водой, или чисто нефтяные, когда отсутствуют скопления газа.

Поверхности контактов газа и нефти, газа и воды, нефти и воды называются соответственно газонефтяными, газовойдными, водонефтяными контактами (см. рис. 27). Высота залежи определяется от отметки наиболее приподнятой ее части до поверхности контакта с водой.

Запасы нефти и газа в отдельных залежах могут быть весьма различными: от незначительных до нескольких миллиардов тонн нефти или нескольких триллионов кубических метров газа. Основными показателями промышленной ценности залежи являются запасы, заключенные в ней, и экономически обоснованные минимально рентабельные дебиты нефти и газа, обеспечивающие экономическую рентабельность промышленного освоения залежи. По этим показателям залежи делятся на балансовые и забалансовые. Залежи, разработка которых в настоящее время целесообразна, относятся к балансовым, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем, считаются забалансовыми.

По сложности геологического строения продуктивных горизонтов залежи делятся на две основные группы: а) простого строения — продуктивные горизонты характеризуются относительной выдержанностью литологического состава, коллекторских свойств и продуктивности по всему объему залежи; б) сложного строения — разбитые тектоническими нарушениями на ряд изолированных блоков и зон, или залежи, имеющие изменчивый характер продуктивных горизонтов.

Пространственно ограниченный участок недр, содержащий залежь или несколько залежей нефти и газа, расположенных в разрезе одна над другой в пределах одной площади, называется месторождением. Термин «месторождение нефти и газа» нельзя понимать в буквальном смысле, так как нефть и газ в течение геологического времени могут перемещаться на значи-

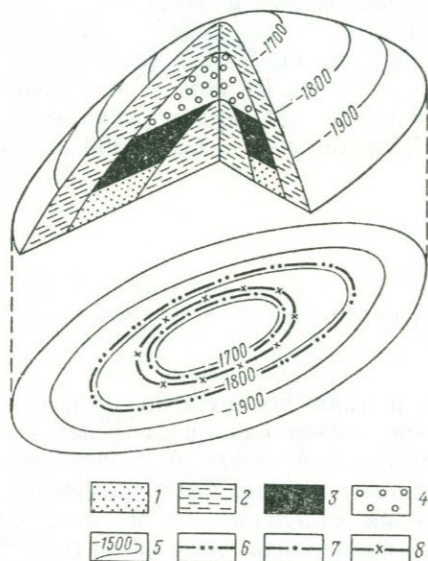


Рис. 27. Модель пластово-сводовой залежи, приуроченной к антиклинальной структуре:

1 — водонасыщенный коллектор; 2 — непроницаемая покрывка; 3 — нефть; 4 — газ; 5 — изогипсы структурной поверхности в м; 6 — внешний контур нефтеносности; 7 — внутренний контур нефтеносности; 8 — контур газоносности

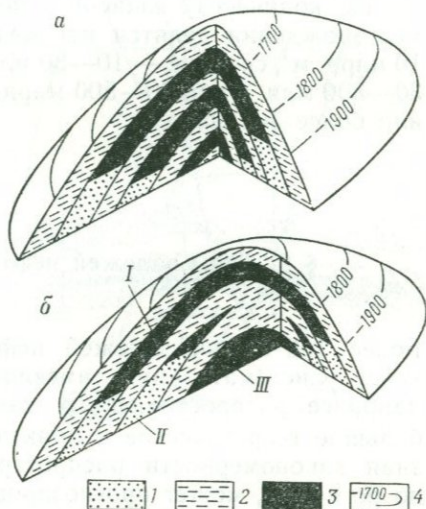


Рис. 28. Модели многозалежных месторождений.

Сочетание залежей: а — пластово-сводовых; б — пластово-сводовой (I), пластовой, литологически ограниченной (II) и массивной (III).

1 — водонасыщенный коллектор; 2 — непроницаемые покрывки; 3 — нефть; 4 — изогипсы структурной поверхности в м

тельное расстояние от места своего рождения. Участки недр, где в настоящее время обнаруживаются скопления нефти и газа, по существу являются не местом рождения этих полезных ископаемых, а местом рождения их залежей.

Месторождение нефти и газа может состоять из одной залежи — однозалежное и из нескольких залежей — многозалежное (рис. 28).

В отдельных месторождениях могут быть встречены как газовые, так и нефтяные залежи. К нефтяным относятся месторождения, содержащие только нефтяные залежи или нефтяные

залежи с газовыми шапками, к газовым — месторождения с газовыми или газоконденсатными залежами, включая залежи с нефтяными оторочками, к нефтегазовым — месторождения, содержащие залежи нефти и газа, с преобладанием в разрезе нефтяных залежей и к газонефтяным — месторождения с преобладанием в разрезе газовых залежей.

По числу базисных горизонтов разработки или базисных этажей разведки выделяются месторождения с одним наиболее крупным базисным горизонтом — однобазисные или с несколькими базисными горизонтами — многобазисные.

По количеству запасов нефти (в млн. т) и газа (в млрд. м³) месторождения делятся на: мелкие — менее 10 млн. т или менее 10 млрд. м³, средние — 10—30 млн. т или 10—30 млрд. м³, крупные — 30—300 млн. т или 30—500 млрд. м³, уникальные — более 300 млн. т или более 500 млрд. м³.

§ 8. Типы залежей нефти и газа

Более 100 тысяч залежей нефти и газа обнаружено в земной коре. Систематизация имеющегося материала и определение наиболее распространенных типов залежей нефти и газа имеют большое теоретическое и практическое значение. Геолог-нефтяник, зная закономерности распространения отдельных типов залежей по регионам, может прогнозировать возможный тип перспективной залежи в новом районе.

Вопросам классификации залежей углеводородов посвящены многочисленные исследования, при этом большинство авторов пытаются создать классификации, отражающие все многообразие свойств залежей. В настоящем учебнике представляется целесообразным выделение типов залежей по главным признакам, обуславливающим оптимальное ведение поисковых и разведочных работ.

Обычно выделяются три основные группы залежей нефти и газа: 1) пластовые с двумя подгруппами — пластовые сводовые и пластовые экранированные, 2) массивные, 3) литологически ограниченные.

Пластовая залежь нефти и газа может накопиться при условии изгиба пластового резервуара в антиклинальную структуру. В этом случае образуется пластовая сводовая залежь (см. рис. 27). Если же на пути миграции нефти и газа по пластовому резервуару встречается тектонический или стратиграфический экран или пласт замещается непроницаемыми породами, то соответственно происходит образование залежей тектонически экранированной (рис. 29), стратиграфически экранированной (рис. 30) и литологически экранированной (рис. 31).

Образование массивной залежи связано с терригенным или карбонатным массивным резервуаром, когда при большом этаже нефтегазоносности залежь сверху контролируется формой верхней

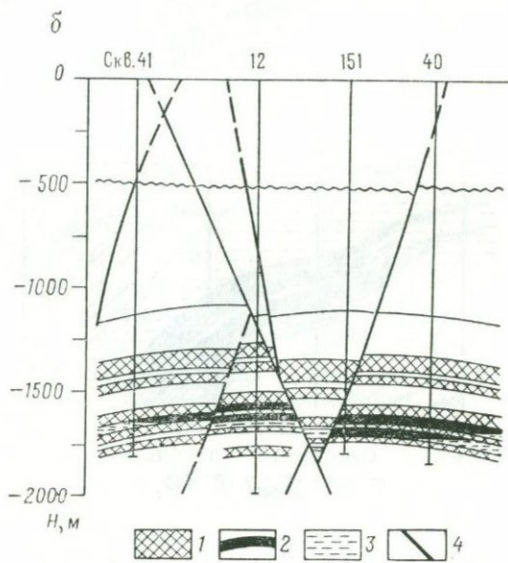
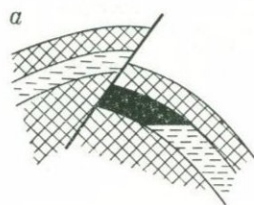


Рис. 29. Тектонически экранированная залежь:
 а — принципиальная схема;
 б — разрез через западный участок месторождения Котуртепе (по М. А. Аширмамедову).
 1 — непроницаемые покровы; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — разрывные нарушения

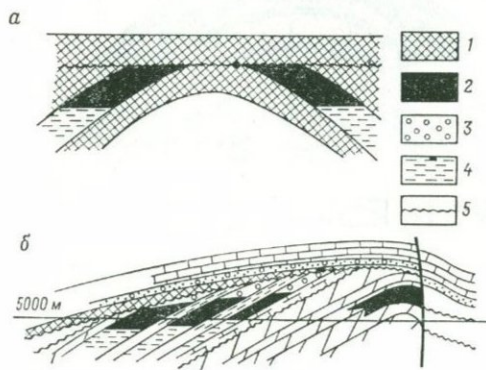


Рис. 30. Стратиграфическая экранированная залежь:
 а — принципиальная схема; б — разрез месторождения Оклахома-Сити (по В. Вер-Вибе).
 1 — непроницаемые покровы; 2 — нефть; 3 — газ; 4 — вода; 5 — поверхность стратиграфического несогласия

поверхности ловушки, а снизу горизонтальный контакт сечет все тело массива.

Массивные залежи формируются в антиклинальных структурах, эрозонных выступах, представляющих собой останцы древ-

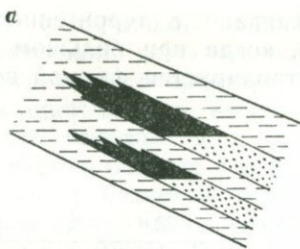


Рис. 31. Пластовая литологически экранированная залежь:

а — принципиальная схема; *б* — разрез через южный участок Новопортовского месторождения, литологическая залежь в новопортовской толще.

1 — глины; 2 — нефть; 3 — вода

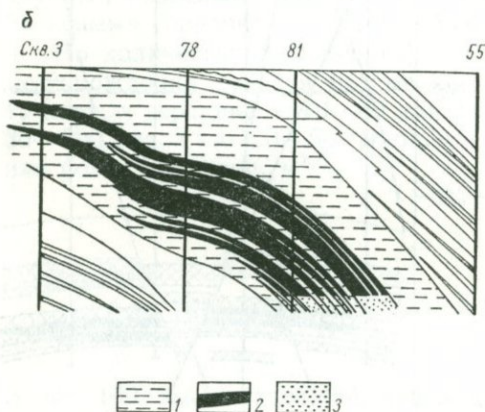
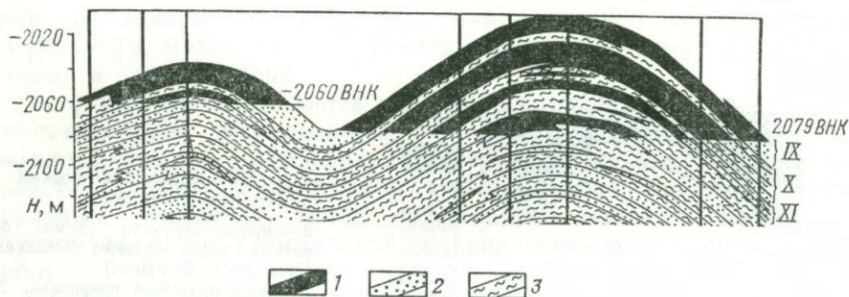


Рис. 32. Геологический разрез нижнемеловых отложений Усть-Балыкского месторождения нефти (по А. С. Полушкину и В. П. Санину):

1 — нефтенасыщенные песчаники;
2 — водонасыщенные песчаники;
3 — аргиллиты



него рельефа, а также в рифах. С массивными залежами связаны наиболее значительные скопления нефти и газа, открытые в нашей стране.

Литологически ограниченные залежи, по И. О. Броду, связаны с резервуарами, представленными песчаными накоплениями различной формы в слабопроницаемых толщах, — русловые, баровые, дельтовые, в кавернозных зонах — карстовые и на участках проницаемых пород среди плотных.

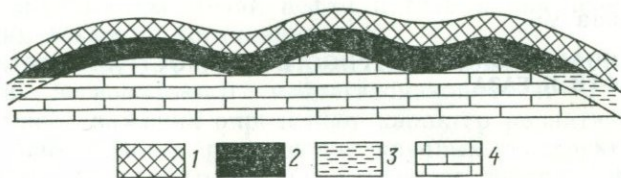


Рис. 33. Единая залежь нефти, приуроченная к трем куполовидным складкам:
 1 — непроницаемая покрывка; 2 — нефтенасыщенный коллектор; 3 — водонасыщенный коллектор; 4 — известняки

Залежь нефти и газа иногда может охватывать несколько пластов (рис. 32), если между ними существует гидродинамическая связь (многопластовая залежь). В этом случае, несмотря на сложность строения ловушки, водонефтяной раздел, пластовое давление и свойства нефти во всех пластах будут примерно одинаковыми. Возможны случаи, когда нефть или газ заполняют несколько расположенных рядом антиклинальных ловушек (многокупольная залежь), при этом синклинальные прогибы между складками также бывают заполнены нефтью или газом, а пластовая вода смещается на периферию (рис. 33).

Многопластовые и многокупольные залежи относятся к категории сложных. К залежам простого строения принадлежат залежи, приуроченные к литологически выдержанным пластам и заключенные в едином локальном поднятии.

По фазовому состоянию углеводородов залежи делятся на однофазовые — нефтяные, газовые, газоконденсатные — и двух-

ТАБЛИЦА 4

Классификация залежей по значениям рабочих дебитов

Класс	Залежи	Дебиты	
		нефти, т/сут	газа, м ³ /сут
1-й	Высокодебитные	100	1 000 000
2-й	Среднедебитные	10—100	100 000—1 000 000
3-й	Малодебитные	2—10	20 000—100 000
4-й	Низкодебитные	Менее 2	Менее 20 000

фазовые — газонефтяные, нефтегазовые — в зависимости от преобладания жидкой фазы над газовой или наоборот.

По значениям рабочих дебитов выделяются четыре класса залежей (табл. 4).

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ
НЕФТИ И ГАЗА

В природе не встречаются одиночные месторождения нефти и газа. Они распространены группами, и особенности их размещения в земной коре подчиняются определенным закономерностям. Выявление этих закономерностей позволяет значительно повысить эффективность направленных поисков нефти и газа. Поэтому данному вопросу ученые-нефтяники уделяют большое внимание.

Впервые Д. И. Менделеев отметил «параллелизм» месторождений нефти с горными кряжами. Обобщив достаточно большой фактический материал, в 30-х годах настоящего столетия И. М. Губкин указал на «нахождение многочисленных месторождений в больших депрессиях, расположенных между большими горными областями». Особое значение в методике рациональных поисков месторождений имело создание и широкое внедрение антиклинальной теории, доказывающей приуроченность промышленных скоплений нефти и газа к локальным антиклинальным структурам. И. О. Брод, длительное время изучавший закономерности распределения месторождений нефти и газа, неоднократно отмечал тяготение крупнейших нефтегазовых месторождений к «полюсам нефтегазонакопления», или зонам интенсивных прогибаний земной коры. Он выделял два таких крупных полюса: в Западном полушарии — зона интенсивного прогибания в районе Мексиканского залива Карибского моря и в Восточном полушарии — районы Персидского залива и Каспийского моря.

Геологоразведочные работы показали, что наряду с нефтегазоносными областями, расположенными в названных районах, известны другие нефтегазоносные провинции, например: в СССР — Западно-Сибирская, Волго-Уральская, Каракумская, в Африке — Северо-Сахарская, в Северной Америке — Западно-Канадская и др. В настоящее время выявлено более 35 000 месторождений нефти и газа во всех частях света, кроме Антарктиды. Большая часть их приходится на Северное полушарие. Это объясняется, во-первых, значительным распространением суши в этой части земного шара и, во-вторых, большей изученностью этой территории. Месторождения нефти и газа известны за Полярным кругом (Озерное, 71° с. ш.) и на о-ве Огненная Земля (Ла-Сара, Рио-Гранде, Гамма и др.), высоко в предгорных областях и горах Кавказа (месторождение Бенок, 900 м над уровнем моря), Тянь-Шаня (месторождение Адам-Таш, 1160 м над уровнем моря) и даже на высоте 3900 м в Перу недалеко от озера Титикака (выработанное месторождение нефти Пирин), а также в акваториях Мексиканского залива, Каспийского, Северного и других морей. Месторождения нефти и газа встречаются в самых различных географических и орографических условиях, закономерной приуро-

ченности крупных скоплений нефти и газа к определенным географическим зонам не устанавливается.

Геотектонические критерии являются основными определяющими условиями регионального нефтегазоаккумуляции. Региональные тектонические движения определяют характер развития отдельных участков земной коры, размещение крупных геоструктурных элементов и историю их развития, изменение литолого-фациальных условий и др. Тектонические условия являются главным фактором, определяющим направление региональной миграции в зоны нефтегазоаккумуляции, а главное, тектонические движения создают локальные ловушки, в которых происходит накопление промышленных залежей нефти и газа.

Анализ условий размещения месторождений нефти и газа показывает, что наиболее крупные скопления закономерно связаны со следующими тектоническими элементами земной коры: 1) валлообразными и сводовыми поднятиями и склонами молодых и древних платформ, обращенными к прогибам; 2) бортовыми зонами крупных внутригеосинклинальных впадин; 3) склонами краевых прогибов, обращенными в сторону платформенной области, а также протягивающимися параллельно складчатым горным системам.

Анализ приуроченности суммарных запасов нефти и газа к

ТАБЛИЦА 5

Стратиграфическое распределение нефтегазоносности в СССР

Возраст нефтеносных слоев	Коми АССР	Урало-Поволжье	Прикаспий	Украина и Белоруссия	Прибалтика	Предкавказье	Закавказье	Средняя Азия	Сахалин	Западная Сибирь	Восточная Сибирь
Плиоцен											
Миоцен				Н		Н	Н	Н	Н		
Олигоцен				Н		Н	Н				
Эоцен				Н		Н	Н	Н			
Палеоцен				Н		Н	Н	Н			
Мел			Н	Н		Н	Н			Н	Н
Юра		Н	Н	Н		Н	Н			Н	Н
Триас		Н	Н	Н		Н	Н	Н			Н
Пермь	Н	Н	Н	Н		Н					Н
Средний и верхний карбон	Н	Н	Н	Н							Н
Нижний карбон	Н	Н	Н	Н							Н
Девон	Н	Н	Н	Н							Н
Силур	Н	Н	Н	Н							Н
Ордовик					Н						Н
Кембрий					Н						Н

Примечание. В табл. 5,6 Н — нефтегазоносность

залежам различных типов, осуществленный И. И. Нестеровым, показал, что к пластово-сводовым залежам приурочено около 33 % геологических запасов, к массивным 57 %, к литологическим примерно 7 % и незначительная часть запасов связана с другими сложно построенными залежами.

Для каждой из нефтегазоносных областей обычно характерна приуроченность скоплений нефти и газа к отложениям определенного возраста. Из табл. 5 и 6 видно, что в основных нефтегазодобывающих странах мира и в различных нефтегазоносных областях нашей страны скопления встречаются в разных стратиграфических комплексах. Они известны во всех отложениях от докембрийского до четвертичного возраста. Наиболее крупные из них встречаются в породах от девонского до плиоценового возраста. Чаще всего месторождения нефти и газа на древних платформах приурочены к породам девонского и каменноугольного возраста, на молодых платформах — к отложениям юрского и мелового возраста, в межгорных впадинах и краевых частях альпийских складчатых зон основной возраст продуктивных горизонтов палеогеновый и неогеновый.

ТАБЛИЦА 6

Стратиграфическое распределение нефтегазоносности по странам мира

Возраст нефтеносных слоев	Канада	США	Мексика	Венесуэла	Бразилия	Франция	Великобритания	Нидерланды	Иран	Саудовская Аравия	Ирак	Кувейт	Катар	Бахрейн*	Индия	Бирма	Алжир	Нигерия	СРР	Япония
Четвертичные																				
Плиоцен		Н																		Н
Миоцен		Н	Н	Н					Н		Н				Н	Н	Н	Н	Н	Н
Олигоцен		Н	Н	Н		Н			Н		Н				Н	Н	Н	Н	Н	Н
Эоцен		Н	Н	Н							Н									Н
Палеоцен		Н	Н								Н				Н					
Мел	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н		Н			Н	
Юра	Н	Н	Н			Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н			Н		Н	
Триас	Н	Н	Н			Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н			Н		Н	
Пермь	Н	Н				Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н			Н		Н	
Средний и верхний карбон		Н			Н		Н													
Нижний карбон	Н	Н					Н										Н			
Девон	Н	Н	Н		Н												Н			
Силур	Н	Н	Н														Н			
Ордовик	Н	Н	Н														Н			
Кембрий	Н	Н															Н			

Интересно отметить, что однозалежных нефтяных месторождений мало, а однозалежные газовые месторождения составляют более 60 %. Это объясняется большей подвижностью газа и его способностью преодолевать непроницаемые перекрытия. Наибольшее число залежей нефти вскрыто на Сураханском месторождении в Азербайджане (63 залежи).

Анализ размещения основных скоплений нефти и газа в различных регионах Советского Союза показывает определенную закономерность распространения земель преимущественного нефте- и газонакопления. К землям преимущественного накопления нефти относятся Волго-Уральская провинция, Среднеобская, Азербайджанская, Западно-Туркменская, Терско-Кумская и другие области.

К землям преимущественного газонакопления принадлежат север Тюменской области, Каракумы, Днепровско-Донецкая впадина и др.

Отмечается определенная тенденция в распределении залежей нефти и газа по глубинам. Наибольшая концентрация запасов нефти и газа отмечается на глубинах от 750 до 3000 м. Обычно газовые залежи встречаются на глубинах до 2000 м и свыше 4500 м. В Ставропольском крае 78 % газовых залежей обнаружено на глубинах до 1000 м, в Тюменской области основные запасы газа сосредоточены в интервале 1000—1500 м. В СССР открыто около 3000 газовых и газоконденсатных залежей, 55 % запасов которых расположено на глубинах до 2000 м.

В ряде нефтегазоносных районов Советского Союза (Предкавказье, Азербайджан, Западная Туркмения) намечается смена на больших глубинах нефтяных залежей газовыми. Подобная тенденция отмечается и в США (Пермский и Западный Внутренний бассейны, Галф-Кост), где установлено, что нефтяные залежи практически отсутствуют на глубинах более 5000 м, а в карбонатных отложениях кембрия — ордовика на глубинах 6000—6200 м выявлены газовые залежи. На настоящем этапе изученности нефтегазоносных территорий нельзя говорить о четкой закономерности распределения нефти и газа с глубиной. Можно указать лишь на тенденцию увеличения газоносности в более погруженных горизонтах.

Задачей районирования являются разделение и классификация нефтегазоносных земель на основе изучения закономерностей условий нефтегазонакопления с целью выделения перспективных на нефть и газ территорий, установления границ их распространения и выбора первоочередных направлений поисково-разведочных работ.

В настоящее время среди ученых нет единого мнения о принципах нефтегеологического районирования. Большинство исследователей считают основным при районировании тектонический фактор. Он, безусловно, является главным, определяющим условия нефтегазонакопления. Однако правы те ученые, которые, признавая важность тектонического фактора, рекомендуют учитывать наряду с ним литологический, гидрогеологический, геохимический и другие критерии, определяющие в комплексе условия генерации, аккумуляции и консервации углеводородов в недрах земной коры.

В практике поисково-разведочных работ на нефть и газ в Советском Союзе наиболее широко применяются следующие элементы районирования газонефтеносных территорий: нефтегазоносный бассейн, нефтегазоносная провинция и область, зона нефтегазонакопления, нефтегазоносный район.

При районировании крупных территорий используются понятия «нефтегазоносный бассейн» и «нефтегазоносная провинция».

Термин «нефтегазоносная провинция» был введен в нефтегазовую литературу в начале XX в. Э. Вудроформ, Ч. Шухертом и Э. Лиллеем, когда выяснилось, что месторождения нефти и газа имеют широкое распространение и встречаются в различных геологических условиях. На ранних этапах в нефтегазоносную провинцию выделялись значительные нефтегазосодержащие территории, объединенные тектоническим или географическим признаком. В дальнейшем тектонический критерий стал основным при выделении различных нефтегазоносных провинций. Согласно Н. Ю. Успенской, нефтегазоносная провинция — «...крупная территория распространения скоплений нефти и газа, связанная с региональным структурным элементом, характеризующаяся общими нефтегазоносными комплексами и типами структур, контролирующими нефтегазонакопление». Выделяются три группы провинций: платформенные, переходные и геосинклинальные. Отдельные нефтегазоносные провинции характеризуются региональной нефтегазоносностью определенных стратиграфических комплексов. Так, для Волго-Уральской провинции характерна нефтеносность палеозойских отложений, для Западно-Сибирской — мезозойских, для Южно-Каспийской — неогеновых.

При выделении нефтегазоносных бассейнов используется генетический признак, основанный на общности источников питания углеводородами, условий их генерации, миграции, аккумуляции и консервации. И. О. Брод, длительное время разрабатывавший

теорию нефтегазоносных бассейнов, предлагал (в 1953 г.) под нефтегазоносным бассейном понимать «...области крупного и длительного погружения в современной структуре земной коры, с которыми связаны многочисленные зоны нефтегазонакопления и питающие их нефтесборные площади». Развивая учение о нефтегазоносных бассейнах, И. В. Высоцкий и В. Б. Оленин обобщили имеющуюся информацию о региональных закономерностях распространения промышленных скоплений углеводородов и дали следующее определение понятия нефтегазоносный бассейн: «...участок осадочной оболочки земной коры в пределах впадины, различающийся по тектонической природе и размерам, выполненный отложениями, мощность, состав и строение которых обеспечивают возможность образования углеводородов, формирования и сохранности их скоплений». Обрамлением нефтегазоносных бассейнов являются участки земной коры, на которых не происходит нефтегазонакопления, горные сооружения, выходы на поверхность кристаллических или метаморфических пород, зоны развития маломощных осадочных толщ или другие участки, по геологическим условиям не способные быть нефтегазоносными. Выделяются три главные группы бассейнов, свойственных: а) платформенным областям, б) складчатым областям и в) в одних частях платформенным, в других — складчатым областям.

Более мелкими подразделениями нефтегеологического районирования являются области, зоны нефтегазонакопления и районы. Рассмотрим сущность этих понятий. Термин нефтегазоносная область широко используется в геологической литературе. Наиболее широкое распространение получило представление о соответствии нефтегазоносных областей определенным крупным структурным элементам, особенности строения и развития которых влияют на распределение скоплений нефти и газа. Границы между нефтегазоносными областями обычно проводятся исходя из очертаний соответствующих тектонических элементов. Выделяются области сводов, внутриплатформенных и межгорных впадин, линейно вытянутых складчатых сооружений и других структурных элементов.

В пределах нефтегазоносных областей обособляются зоны нефтегазонакопления. Этот элемент районирования выделяется на основе изучения условий формирования месторождений нефти и газа. Зона нефтегазонакопления — это нефтегазоносная территория, объединяющая нефтяные и газовые месторождения по условиям формирования залежей, характеру и стратиграфическому диапазону нефтегазоносности.

При выделении зон регионального нефтегазонакопления определяются специфические черты геологического строения, контролирующие условия нефтегазонакопления на данной территории. В одном случае это мощные соленосные толщи, которые препятствуют вертикальной миграции и обуславливают нефтегазонакопление в данном районе, в другом — региональные нарушения, с которыми генетически связаны локальные ловушки, концентрирующие скоп-

ления нефти и газа. Нередко нефтегазонакопление связано с изменением литологического состава пород, наличием зон выклинивания вверх по восстанию пластов. В этом случае литологический фактор контролирует нефтегазонакопление. Природа в своей лаборатории создает самые различные обстановки нефтегазонакопления. Иногда несколько факторов — и тектонический, и литологический, и стратиграфический — в равной степени могут контролировать на данной территории характер нефтегазонакопления. Районирование нефтегазоносных территорий по генетическому принципу на основе изучения закономерностей формирования нефтяных и газовых месторождений позволяет выделять зоны нефтегазонакопления с одинаковым характером нефтегазоносности и, следовательно, правильно определять задачи поисковых работ.

В пределах зон нефтегазонакопления или нефтегазоносных областей выделяются нефтегазоносные районы — группа нефтяных и газовых месторождений, объединенных по геологическому или территориальному признаку. Общей классификации нефтегазоносных районов нет.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ СССР

На территории Советского Союза известно более 2000 месторождений нефти и газа. Эти месторождения связаны с отдельными зонами нефтегазонакопления, которые объединяются в нефтегазоносные области и провинции.

Согласно нефтегеологическому районированию, осуществленному в 1976 г. В. В. Семеновичем, Г. Х. Дикенштейном и др., в пределах СССР выделено 12 нефтегазоносных и газонефтеносных провинций, занимающих площадь 10,4 млн. км²: Днепровско-Припятская газонефтеносная, Тимано-Печорская нефтегазоносная, Волго-Уральская нефтегазоносная, Прикаспийская нефтегазоносная, Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная, Южно-Каспийская нефтегазоносная, Амударьинская газонефтеносная, Западно-Сибирская нефтегазоносная, Енисейско-Хатангская газонефтеносная, Лено-Тунгусская нефтегазоносная, Лено-Вилюйская газонефтеносная, Охотская нефтегазоносная (рис. 34).

В западных районах европейской части Советского Союза основная роль в добыче нефти и газа принадлежит Днепровско-Припятской газонефтеносной провинции, где выделяются преимущественно газоносная Днепровско-Донецкая область и нефтеносная Припятская область. Кроме указанных двух областей, входящих в состав единой газонефтеносной провинции, на западе страны выделяются также самостоятельные области — Прибалтийская нефтегазоносная, Предкарпатская нефтегазоносная и Причерноморско-Крымская газонефтеносная.

В пределах восточных районов европейской части страны выделяются три нефтегазоносные провинции: Тимано-Печорская, Волго-Уральская и Прикаспийская.

На юге европейской части страны, на Северном Кавказе и в Закавказье, располагаются Азово-Кубанская нефтегазоносная, Ставропольская газоносная и Терско-Кумская нефтегазоносная области, входящие в состав Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции. Здесь также выделяются Азербайджанская нефтегазоносная область, являющаяся западной частью Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции, и самостоятельная Грузинская нефтеносная область.

На территории Средней Азии и Западного Казахстана развиты преимущественно газоносные земли в восточной части региона и нефтеносные на западе. В пределах Амударьинской газонефтеносной провинции выделяются Центральнокаракумская и Бухаро-Хивинская газонефтеносные и Восточно-Каракумская газоносная области. На западе рассматриваемого региона располагается одна из старейших нефтедобывающих областей страны — Западно-Туркменская, являющаяся восточной частью Южно-Каспийской провин-

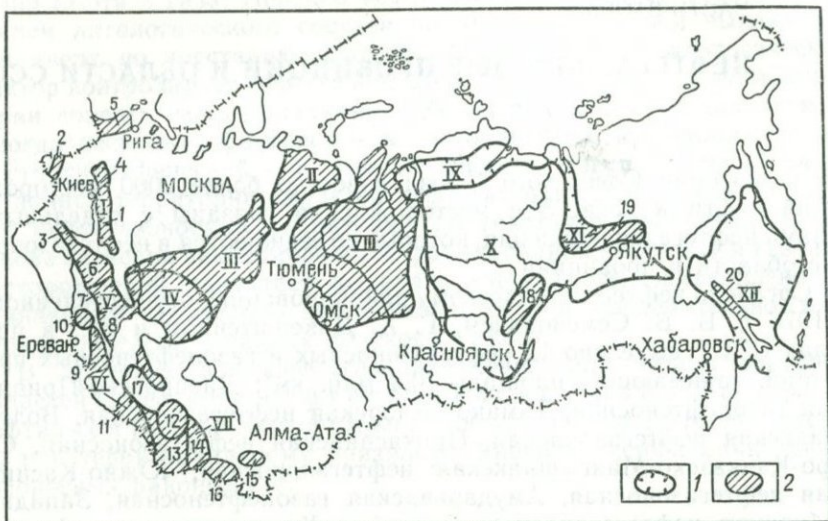


Рис. 34. Схематическая обзорная карта нефтегазоносных провинций и областей Советского Союза:

1 — границы нефтегазоносных провинций; 2 — нефтегазоносные провинции и области, описанные в учебнике. Нефтегазоносные провинции, выделенные на карте нефтегазоносности СССР под редакцией В. В. Семеновича: I — Днепровско-Припятская, II — Тимано-Печорская, III — Волго-Уральская, IV — Прикаспийская, V — Северо-Кавказско-Мангышлакская, VI — Южно-Каспийская, VII — Амударьинская, VIII — Западно-Сибирская, IX — Енисей-Хатангская, X — Лено-Тунгусская, XI — Лено-Вилюйская, XII — Охотская.

Нефтегазоносные области: 1 — Днепровско-Донецкая, 2 — Предкарпатская, 3 — Причерноморско-Крымская, 4 — Припятская, 5 — Прибалтийская, 6 — Азово-Кубанская, 7 — Ставропольская, 8 — Терско-Кумская, 9 — Азербайджанская, 10 — Грузинская, 11 — Западно-Туркменская, 12 — Центральнокаракумская, 13 — Восточно-Каракумская, 14 — Бухаро-Хивинская, 15 — Ферганская, 16 — Сурхан-Вахшская, 17 — Южно-Мангышлакская, 18 — Непско-Ботубинская, 19 — Лено-Вилюйская, 20 — Сахалинская

ции. Севернее Западно-Туркменской находится Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область, входящая в состав Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции. В пределах Средней Азии и Казахстана, кроме названных областей, являющихся составными частями различных нефтегазоносных провинций, выделяются самостоятельные области — Сурхан-Вахшская нефтегазоносная, Ферганская нефтегазоносная, Чу-Сарысульская газонефтеносная и Северо-Устьюртская газонефтеносная. Две последние в настоящем учебнике не описываются, так как ввиду незначительности открытых в них ресурсов углеводородов они еще не являются объектами промышленного освоения.

На обширной территории Сибири выделяются Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция и три нефтегазоносные провинции в Восточной Сибири: Лено-Тунгусская нефтегазоносная, Лено-Вилюйская и Енисейско-Хатангская газонефтеносные. В связи с низкой изученностью перспективных земель Восточной Сибири промышленные скопления нефти и газа выявлены главным образом в

двух нефтегазоносных областях — Непско-Ботуобинской нефтегазоносной и Лено-Вилюйской газонефтеносной, которые и описываются в настоящей работе.

На Дальнем Востоке добыча нефти и газа производится в Сахалинской газонефтеносной области, являющейся составной частью Охотской нефтегазоносной провинции.

Все нефтегазоносные провинции и области Советского Союза, где известны промышленные скопления нефти и газа и осуществляется их добыча, приведены на рис. 34. При этом приняты традиционные, наиболее употребимые названия этих территорий. Границы провинций и областей проведены соответственно карте нефтегазоносности СССР, опубликованной в 1976 г. под редакцией В. В. Семеновича, Г. Х. Дикенштейна и др.

Глава VII

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ ЗАПАДНЫХ РАЙОНОВ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ СССР

Западные районы европейской части СССР включают в себя нефтегазоносные земли Украины, Белоруссии и Прибалтики. В пределах этой территории выделяется несколько нефтегазоносных областей, приуроченных к крупным разновозрастным тектоническим элементам: Днепровско-Донецкая, Припятская, Прибалтийская, Предкарпатская и Причерноморско-Крымская.

Днепровско-Донецкая и Припятская области расположены на юго-западной окраине Русской докембрийской платформы, соответствуя в тектоническом отношении Днепровско-Донецкой впадине и Припятскому прогибу, сочленяющимися друг с другом. Эти области объединяются в единую Днепровско-Припятскую газонефтеносную провинцию. Общим для них признаком является нефтегазоносность главным образом палеозойского комплекса осадочных образований: карбона и перми в Днепровско-Донецкой и девона в Припятской областях.

Прибалтийская нефтегазоносная область, в пределах которой залежи нефти промышленного значения были открыты в отложениях кембрия и ордовика лишь в середине 60-х годов текущего столетия, расположена на территории Калининградской области и Литовской ССР, а в тектоническом отношении соответствует Балтийской синеклизе.

Предкарпатская нефтегазоносная область приурочена к одноименному передовому прогибу. Она является одной из старейших в стране. Добыча нефти в промышленных масштабах здесь производится с конца XIX в., а добыча газа — с 1928 г.

Причерноморско-Крымская газонефтеносная область расположена в пределах Степного Крыма и Тарханкутского полуострова, а также акваторий Черного и Азовского морей. В тектоническом отношении эта территория относится к эпигерцинской Скифской платформе.

В отличие от Днепровско-Донецкой, Припятской и Прибалтийской нефтегазоносных областей на территории Предкарпатской и Причерноморско-Крымской областей продуктивны главным образом отложения неогена, палеогена и частично мезозоя.

Рациональное освоение разведанных и открытие новых месторождений газа и нефти в этих нефтегазоносных областях имеют важное значение для народного хозяйства страны, так как эти области характеризуются высоким уровнем развития многих отраслей промышленности, остро нуждающихся в нефтяном и газовом сырье. Помимо этого здесь пролегают магистральные газо- и нефтепроводы, транспортирующие нефть и газ из Советского Союза в страны Европы, что также стимулирует развитие нефтегазодобычи на этой территории.

§ 1. Днепровско-Донецкая газонефтеносная область

Общее число месторождений	102
газовых и газоконденсатных	58
газонефтяных и нефтегазовых	13
нефтяных	15
нефтегазоконденсатных	16
Начало добычи нефти	1951 г.
Начало добычи газа	1956 г.

Днепровско-Донецкая газонефтеносная область в административном отношении расположена в пределах восточных районов Украинской ССР (рис. 35). Здесь находится крупный газодобывающий регион нашей страны. Из недр этой области извлечено около 1 трлн. м³ газа. Основная добыча газа обеспечивается за счет эксплуатации 3 крупных (Шебелинское, Западно-Крестищенское, Ефремовское) и 25 средних газовых и газоконденсатных месторождений.

Нефтяных месторождений на территории Днепровско-Донецкой газонефтеносной области гораздо меньше, чем газовых. Общая площадь перспективных земель области составляет всего 70 тыс. км². Однако значительная мощность осадочных образований предопределяет гигантский объем осадочного выполнения (0,7 млн. км³), который сопоставим с соответствующими объемами таких крупных по площади провинций, как Волго-Уральская, Тимано-Печорская и др.

Основные черты геологического строения. В геологическом строении Днепровско-Донецкой газонефтеносной области участвует мощный комплекс отложений палеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Основную часть разреза слагают отложения палеозоя, с которыми связано подавляющее большинство открытых залежей углеводородов.

Распространение девонских, преимущественно терригенных, отложений контролируется системой глубинных разломов, ограничивающих грабен, который протягивается от границы с Припятским

прогибом до складчатого Донбасса. Отличительной чертой девонских образований является наличие в их составе не менее трех мощных соленосных толщ. Максимальная мощность девона предполагается равной 4500—5000 м.

Каменноугольные отложения в нижней части разреза представлены карбонатными породами (турнейский ярус и нежневизейский

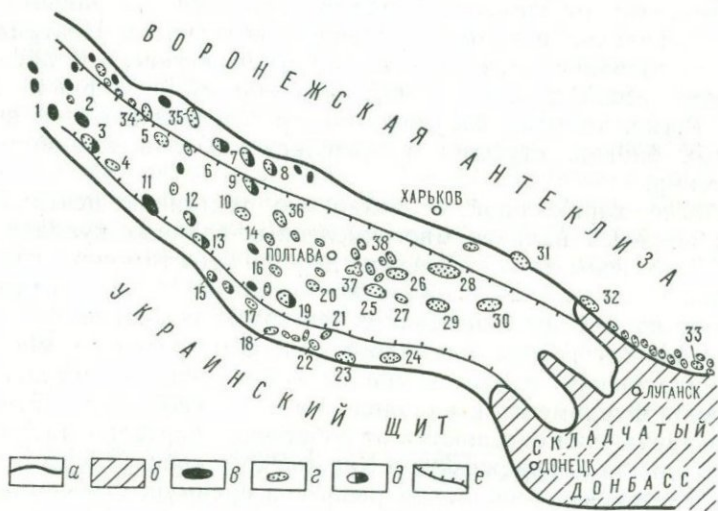


Рис. 35. Обзорная карта месторождений нефти и газа Днепровско-Донецкой газонефтеносной области:

а — граница Днепровско-Донецкой впадины; б — Складчатый Донбасс; месторождения: в — нефтяные, г — газовые и газоконденсатные, д — газонефтяные; е — границы Днепровского грабена.

Месторождения: 1 — Прилукское, 2 — Леляковское, 3 — Гнединцевское, 4 — Чернухинское, 5 — Глинско-Розбышевское, 6 — Новотроицкое, 7 — Качановское, 8 — Рыбальское, 9 — Бельское, 10 — Солоховское, 11 — Кибинцевское, 12 — Радченковское, 13 — Сагайдакское, 14 — Руновщинское, 15 — Зачепиловское, 16 — Машевское, 17 — Новониколаевское, 18 — Михайловское, 19 — Новогригорьевское, 20 — Ланновское, 21 — Перещипинское, 22 — Пролетарское, 23 — Голубовское, 24 — Левенцовское, 25 — Кегичевское; 26 — Ефремовское, 27 — Западно-Сосновское, 28 — Шебелинское, 29 — Миролюбовское, 30 — Спиваковское, 31 — Северо-Голубовское, 32 — Краснопоповское, 33 — Вергунское, 34 — Гадячское, 35 — Тимофеевское, 36 — Опошнянское, 37 — Западно-Крестищенское, 38 — Медведовское

подъярус), выше залегают толща ритмично чередующихся аргиллитов, алевролитов и песчаников с подчиненными прослоями известняков и каменных углей.

Широко распространены отложения пермского возраста. Нижний отдел представлен гидрохимическим комплексом — гипсами, ангидритами и каменной солью. В юго-восточной части территории установлены четыре толщи каменной соли общей мощностью до 2000 м. К северо-западу они выклиниваются.

Верхнепермские и триасовые отложения представлены красной глинисто-песчаной толщей мощностью до 700—800 м. Вышележащие породы юры, мела, палеогена и неогена имеют терригенный и частично карбонатный состав.

Общая мощность осадочного чехла территории возрастает с северо-запада (1,5—2 км) на юго-восток, где кристаллический фундамент погружается на глубину 14—16 км.

В тектоническом отношении Днепровско-Донецкая газонефтеносная область приурочена к одноименной впадине, расположенной между Украинским и Воронежским массивами докембрийского фундамента, складчатым Донбассом и Припятским прогибом. Главным тектоническим элементом впадины является центральный грабен, представляющий наиболее опущенную ее часть. Центральный грабен, протягивающийся с северо-запада на юго-восток, представляет собой узкий прогиб длиной 700—900 км и шириной 150—200 км. Региональными нарушениями грабен расчленяется на ряд отдельных блоков, ступенчато погружающихся в юго-восточном направлении.

Наиболее характерной особенностью тектоники центрального грабена является наличие многочисленных соляных куполов, связанных с соленосными толщами девона. Достаточно отметить, что соляные купола обуславливают около 50 % всех известных в Днепровско-Донецкой впадине структурных осложнений.

Центральный грабен окаймляется зонами развития многочисленных нарушений, представляющих собой участки интенсивного погружения фундамента в направлении его осевой части. Эти зоны краевых нарушений отделяются от собственно бортовых частей впадины — склонов Воронежского и Украинского кристаллических массивов — системой региональных разломов преимущественно северо-западного простирания.

Для бортовых частей характерны сравнительно простое строение, небольшая мощность осадочного чехла (до 4 км), пологое погружение фундамента и относительно высокая дислоцированность осадочных образований.

Газонефтеносность. Промышленная газонефтеносность Днепровско-Донецкой впадины установлена в диапазоне глубин от 400 до 5700 м и связана с отложениями девонского, каменноугольного, пермского, триасового и юрского возраста. В разрезе (снизу вверх) выделяются пять основных газонефтеносных комплексов: девонский, нижнекаменноугольный, среднекаменноугольный, верхнекаменноугольно-нижнепермский и верхнепермско-мезозойский (табл. 7.).

Девонский газонефтеносный комплекс является открытием последних лет и еще недостаточно изучен. Здесь выявлены незначительные по запасам залежи углеводородов. Коллекторами служат песчаники и алевролиты пористостью 16—18 % и проницаемостью $(13 \div 25) \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$. Дебиты скважин изменчивы, например из Руденковской скважины притоки газа составляли 12—483 тыс. м³/сут. Девонский комплекс, располагающийся на больших глубинах, является объектом дальнейшего изучения.

Газонефтеносный нижнего карбона комплекс содержит значительные запасы углеводородов. Он отличается региональной газоносностью. Иногда залежи газа имеют нефтяные оторочки. На

ряде месторождений северной прибортовой зоны установлены единичные скопления нефти промышленного значения.

В разрезе нижнекаменноугольного комплекса выделяется до 20 продуктивных горизонтов мощностью от 1 до 20 м. Породы-коллекторы представлены преимущественно мелкозернистыми песчаниками и алевролитами пористостью до 30 % и проницаемостью до $1 \cdot 10^{-12}$ м². Региональной покрывкой газонефтеносного комплекса служит глинистая толща нижнебашкирского подъяруса и намюрского яруса, мощность которой достигает 200 м.

Наиболее крупные и высокопродуктивные газовые залежи в нижнекаменноугольных породах выявлены в северо-западной части области (Гнединцевское, Глинско-Розбышевское и другие месторождения). В целом по региону глубины залегания нефтегазоносных горизонтов изменяются от 700—750 м на Михайловском и Зачепиловском месторождениях до 5500 м в Котелевско-Березовской зоне. Выявленные залежи пластовые и массивно-пластовые, характеризуются высоким содержанием конденсата в газе и высокими дебитами скважин — до 5 млн. м³/сут.

Среднекаменноугольный комплекс преимущественно газоносен, в меньшей степени нефтеносен. Большинство выявленных в его пре-

ТАБЛИЦА 7

Распределение залежей нефти и газа по разрезу месторождений Днепровско-Донецкой газонефтеносной области

Месторождение	Юра	Триас	Пермь		Карбон			Девон
			верхняя	нижняя	верхний	средний	нижний	
Вергунское, Северо-Голубовское, Новоселовское, Ольховское, Богдановское, Боровское, Восточно-Полтавское, Дружелюбовское, Капитоновское						Г		
Чернухинское, Новониколаевское, Михайловское, Малобубновское, Артиуховское, Гадячское, Тимофеевское, Опошнянское, Матвеевское, Руденковское, Волоховское, Краснознаменское, Богатойское							Г	
Кегичевское, Ланновское, Машевское, Мелиховское, Ефремовское, Шебелинское, Западно-Крестищенское, Западно-Медведовское, Медведовское				Г	Г			
Мирюлюбовское Голубовское, Левенцовское, Пролетарское, Кондрашевское Спиваковское, Западно-Сосновское					Г	Г Г	Г	
Руновщинское	Г							

Месторождение	Юра	Триас	Пермь		Карбон			Девон
			верхняя	нижняя	верхний	средний	нижний	
Краснопоповское		Г				Г	Г	
Солоховское	Г						Г	
Радченковское								
Новотроицкое, Чижевское, Зачепиловское, Анастасиевское		Г	Г				Н,Г	
Великобубновское						Г	Н,Г	
Бельское	Г	Г,Н					Г	
Новогригорьевское						Г,Н	Г,Н	
Перещипенское						Г,Н	Г	
Сагайдакское		Г				Н		
Гнединцевское				Н	Н		Г	
Глинско-Розбышевское				Н	Н	Г	Г,Н	
Кибинцевское, Лиманское, Скороходовское, Матлоховское, Ярошевское, Шуrowsкое, Харьковское, Прокопенковское							Н	
Прилукское						Н	Н	
Леяковское				Н	Н			
Качановское		Н		Н,Н,Г	Н	Г,НГ, Н	Г,Н	
Рыбальское	Г	Н,Н	Н			Г,НГ	Г	
Новоукраинское				Г	Г	Н	Г	
Расгашновское				Г	Г	Г		
Руденковское, Горобцовское, Зачепиловское, Козчевское								Г,Н

Примечание. В табл. 7 — 23 залежи: Г — газа, Н — нефти, НГ — нефти и газа

делах залежей газа и нефти незначительны по размерам и запасам. Они приурочены главным образом к прибортовым частям Днепровско-Донецкой впадины и северным окраинам Донбасса.

В разрезе среднекаменноугольного комплекса выделяется до 10 продуктивных горизонтов, сложенных песчаниками и алевролитами пористостью от 7 до 28 % и проницаемостью до $876 \cdot 10^{-15} \text{ м}^3$, глубина залегания залежей колеблется от 600 до 2700 м. Для этого комплекса характерно отсутствие региональной покрывки. Экранирующей поверхностью для отдельных залежей служат глинисто-аргиллитовые пачки пород башкирского и московского ярусов.

Основная продуктивная толща в Днепровско-Донецкой газонефтеносной области входит в состав верхнекаменноугольно-нижнепермского газонефтеносного комплекса, с которым связана большая

часть разведанных запасов газа, конденсата и нефти. Именно в отложениях этого комплекса открыты Шебелинское, Западно-Крестищенское и Ефремовское месторождения. Для залежей, выявленных в рассматриваемом комплексе, характерна определенная зональность. В северо-западной части впадины распространены преимущественно скопления нефти (Лебяковское, Гнединцевское, Глинско-Розбышевское месторождения), а в юго-восточной — газовые залежи. Породы-коллекторы, слагающие комплекс, представлены песчаниками и алевролитами пористостью от 5 до 30 % и проницаемостью до $34 \cdot 10^{-13}$ м². Залежи газа и нефти массивно-пластового типа характеризуются большим этажом газоносности, достигающих 1410 м (Ефремовское месторождение). Экраном для газовых залежей в этой части впадины служит нижнепермская соленосная толща, мощность которой превышает на отдельных участках 100—130 м.

Верхнепермско-мезозойский газонефтеносный комплекс содержит небольшие по запасам залежи. В нижнетриасовой — верхнепермской толще они приурочены к прослоям красноцветных песчаников. Экраном для залежей нефти и газа служат глинистые отложения триаса. Газовые и газонефтяные залежи выявлены на глубинах от 350 до 1800 м.

В юрском продуктивном комплексе, развитом в северо-западной части впадины, установлены единичные газовые месторождения в базальной песчаной пачке. Пористость пород 12—22 %, проницаемость до $879 \cdot 10^{-15}$ м². Покрышкой для юрских залежей является глинистая толща батско-байосского возраста. Глубина залегания этих продуктивных горизонтов 800—1500 м.

Характеристика газа и нефти. Свободные газы месторождений Днепровско-Донецкой впадины метановые, бессернистые. Содержание метана составляет в среднем 86—94 %, иногда достигая 99 %. Количество тяжелых углеводородов варьирует от нуля до 15—20 %, углекислого газа и азота — от 0,5 до 23 %. Количество жидкой фазы в газоконденсатных системах колеблется от 14 (Шебелинское) до 1360 см³/м³ (Талалаевское месторождение). Конденсаты легкие, плотность 0,72—0,78 г/см³. В их составе преобладают метановые углеводороды (до 60 %).

Нефти отдельных газонефтяных комплексов Днепровско-Донецкой впадины несколько различаются по физическим свойствам и составу. Плотность их изменяется от 0,80 до 0,92 г/см³, в большинстве случаев составляя 0,86 г/см³. Содержание парафина колеблется в больших пределах — от 0,05 до 10,97 %, а серы — от 0,02 до 0,54 %. По групповому углеводородному составу нефти относятся к метаново-нафтеновому и нафтеново-ароматическому типам.

Месторождения нефти и газа. В Днепровско-Донецкой газонефтеносной области надежно установлено закономерное пространственное распространение месторождений: на юго-востоке выявлены только газовые и газоконденсатные месторождения, а на северо-западе — нефтяные и газовые.

Большая часть месторождений Днепровско-Донецкой впадины приурочена к брахиантиклинальным складкам, в различной степени осложненным проявлениями соляного тектогенеза. Наиболее типичной отличительной особенностью месторождений, связанных с солянокупольными структурами, является наличие в осадочном чехле сложной системы многочисленных разновозрастных нарушений и угловых несогласий. Нередко в сводах соляных структур образуются грабени проседания, образованные системой поперечных и радиальных сбросов. Число дизъюнктивов, как правило, уменьшается с глубиной.

Месторождения, связанные с брахиантиклиналями, не осложненными соляной тектоникой, сравнительно немногочисленны. Они в основном приурочены к значительным по размерам и относительно пологим поднятиям. Примерами могут служить Гнединцевское, (см. рис. 25), Леляковское (рис. 36) и другие месторождения, расположенные главным образом в северо-западной части области. С брахиантиклинальными складками, в формировании которых соль не принимала активного участия, связано несколько газовых месторождений в юго-восточной прибортовой части впадины (Красноповское, Голубовское, Зачепиловское и др.). Эти флексуобразные складки как бы прислонены к краевым разломам и характеризуются резко выраженной асимметрией, несовпадением структурных планов по отложениям различного возраста и широким развитием тектонических нарушений.

В пределах Днепровско-Донецкой впадины открыты месторождения, приуроченные к литологическим ловушкам на моноклиналях (Руденковское, рис. 37).

Большинство месторождений Днепровско-Донецкой газонефтеносной области многозалежные. Примерно около половины всех известных месторождений содержит от двух до пяти залежей и лишь на четырех месторождениях число залежей превышает 15. Здесь развиты главным образом залежи пластового и массивно-пластового типов.

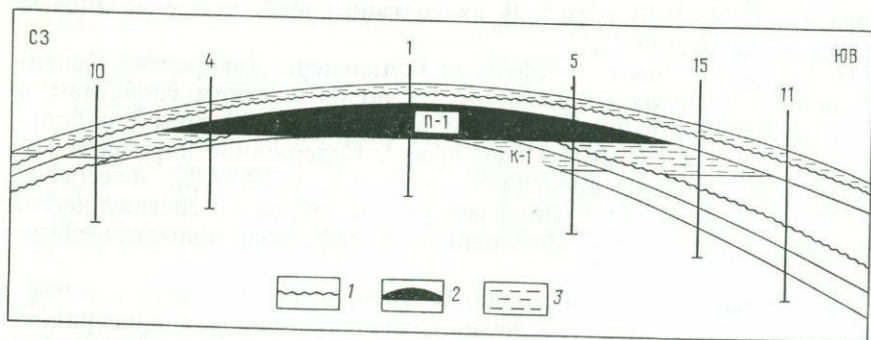


Рис. 36. Геологический разрез продуктивной части Леляковского месторождения: 1 — поверхность стратиграфического несогласия; 2 — нефтяные пласты; 3 — водонасыщенные пласты

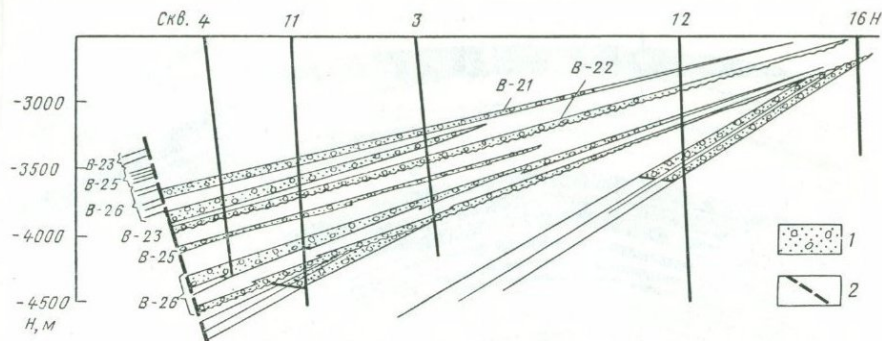


Рис. 37. Геологический разрез Руденковского месторождения (по В. И. Мясникову): 1 — газонасыщенные песчаники; 2 — разрывное нарушение

Нефть связана в основном с пластовыми (рис. 38), массивно-пластовыми сводовыми, ненарушенными и стратиграфически экранированными залежами, тогда как наибольшая доля скоплений газа выявлена в массивно-пластовых сводовых тектонически экранированных межштоковых залежах. Незначительное число залежей приурочено к литологически ограниченным пластам-коллекторам (рис. 39).

Ниже приводится краткое описание геологического строения ряда нефтяных и газовых месторождений, каждое из которых является характерным представителем перечисленных выше типов месторождений, выявленных в пределах Днепровско-Донецкой газонефтеносной области.

Западно-Крестищенское газоконденсатное месторождение расположено в наиболее погруженной юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. Месторождение было открыто в 1968 г. В структурном отношении оно приурочено к антиклинальной складке палеозойского возраста северо-западного простирания, осложненной на западе Белуховским, а на востоке Крестищенским соляными штоками (рис. 40). Этот объект является классическим примером межштокового месторождения. Газоконденсатные залежи выявлены в терригенной толще пород нижней перми (картамышская свита) и верхнего карбона (араукаритовая и авиловская свиты), в которых выделены четыре подсчетных объекта общей мощностью 800 м на глубинах от 2700 до 3800 м. В состав каждого объекта входит несколько пластов-коллекторов. Залежи в трех нижних подсчетных объектах имеют общий газоводяной контакт на отметке — 3720 м. Пластовое давление на контакте газ—вода составляет 42,2 МПа.

Песчано-алевролитовые пласты-коллекторы в разрезах картамышской и верхов араукаритовой свит характеризуются пористостью 11—17%, проницаемостью $(21 \div 196) \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$, газонасыщенностью 48—75%. Рабочие дебиты газа в скважинах колеблются от 47,5 тыс. до 1033,7 тыс. м³/сут. Число пластов-коллекто-

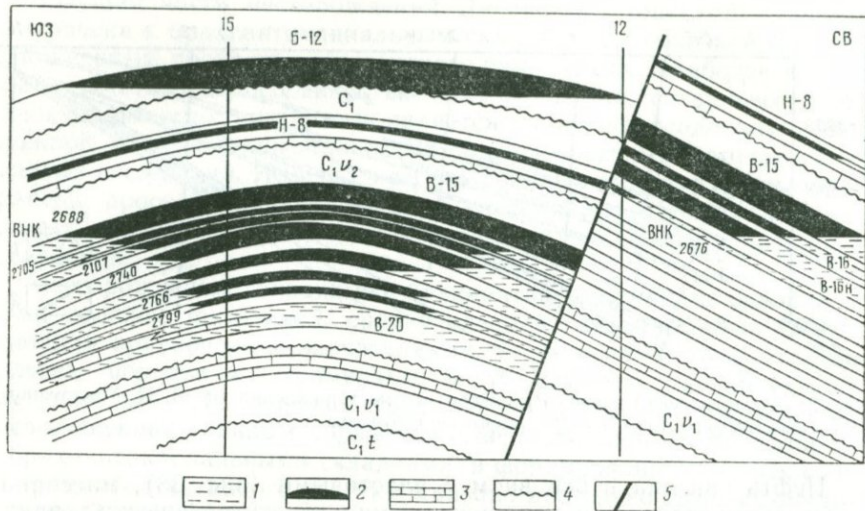


Рис. 38. Геологический разрез продуктивной части Малодевицкого месторождения: 1 — водонасыщенные пласты; 2 — нефтенасыщенные пласты; 3 — известняки; 4 — поверхность стратиграфического несогласия; 5 — разрывные нарушения

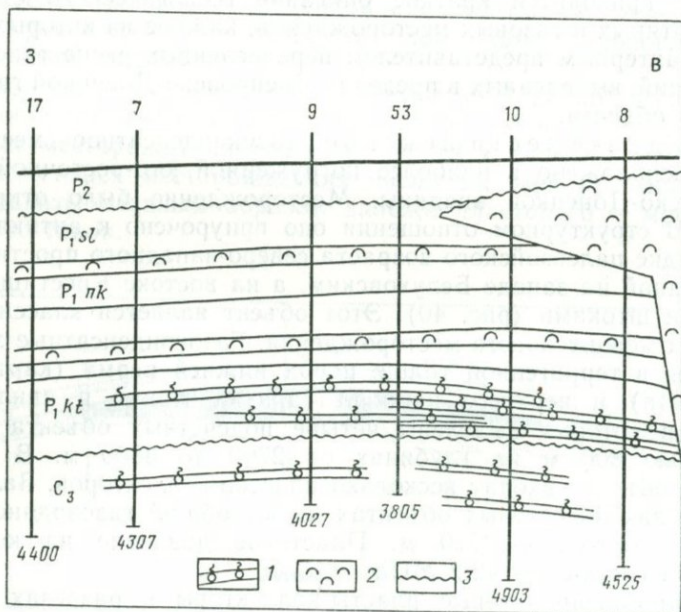


Рис. 39. Литологически ограниченные залежи на Западно-Сосновском месторождении: 1 — газонасыщенные пласты; 2 — соленая толща; 3 — поверхность стратиграфического несогласия

ров достигает 18—20. Максимальные значения их емкостно-фильтрационных свойств и наибольшая продуктивность скважин отмечаются в приосевом и приштоковых участках структуры.

Продуктивный разрез верхнего карбона представлен мощными пластами песчаников, составляющих от 50 до 74 % мощности объекта, средние значения пористости которых достигают 14—16 %, а газонасыщенности — 72—79 %.

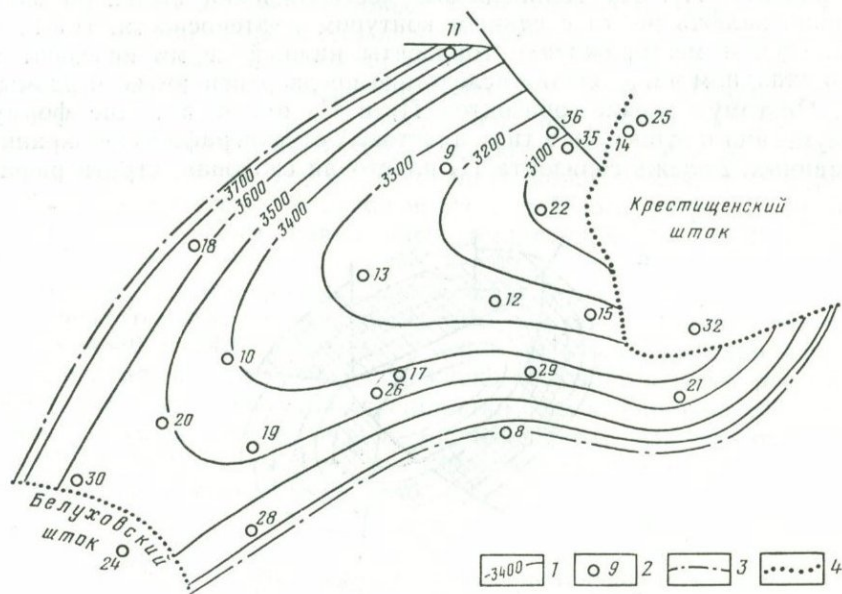


Рис. 40. Западно-Крестищенское месторождение (по А. М. Палию, В. В. Сердюкову): 1 — изогипсы кровли II продуктивного объекта в м; 2 — разведочные скважины; 3 — контур газонасыщенности; 4 — границы соляного штока

Многие месторождения (Ефремовское, Кегичевское, Западно-Сосновское и др.), расположенные рядом с Западно-Крестищенским, также связаны с поднятиями, осложненными соляной тектоникой.

Качановское нефтегазовое месторождение приурочено к поднятию, связанному с глубокопогруженным докаменноугольным соляным штоком, где ядро соли залегает на глубине свыше 4000 м. По надсолевым отложениям здесь намечается пологая куполовидная складка, разбитая тектоническими нарушениями на ряд блоков (рис. 41). Блоковое строение структуры обуславливает специфический характер нефтегазоносности месторождения. Выявленные залежи нефти и газа залегают в интервале глубин 1450—3500 м, а общий этаж нефтегазоносности превышает 2000 м. В отложениях триаса, перми и карбона насчитывается от 20 до 25 продуктивных горизонтов, залежи которых образуют несколько этажей нефтегазо-

ности: триасово-нижнепермский, нижнепермско-верхнекаменноугольный, среднекаменноугольный, нижнекаменноугольный.

Гнединцевское (см. рис. 25) и Леляковское (см. рис. 36) нефтяные месторождения приурочены к типичным пологим куполовидным брахиантиклиналям, не нарушенным соляной тектоникой. Скопления нефти на этих месторождениях связаны главным образом с отложениями верхнего карбона (горизонты К) и нижней перми (горизонты П). На Леляковском месторождении выявлена массивная залежь нефти с единым контуром нефтеносности. На Гнединцевском месторождении горизонты нижней перми исчезают в юго-западном направлении вследствие предверхнепермского размыва. Поэтому залежи горизонтов Π_1 и Π_2 имеют в плане форму полумесяца и относятся к типу пластовых стратиграфически экранированных. Залежь горизонта Π_3 пластовая сводовая, стратиграфи-

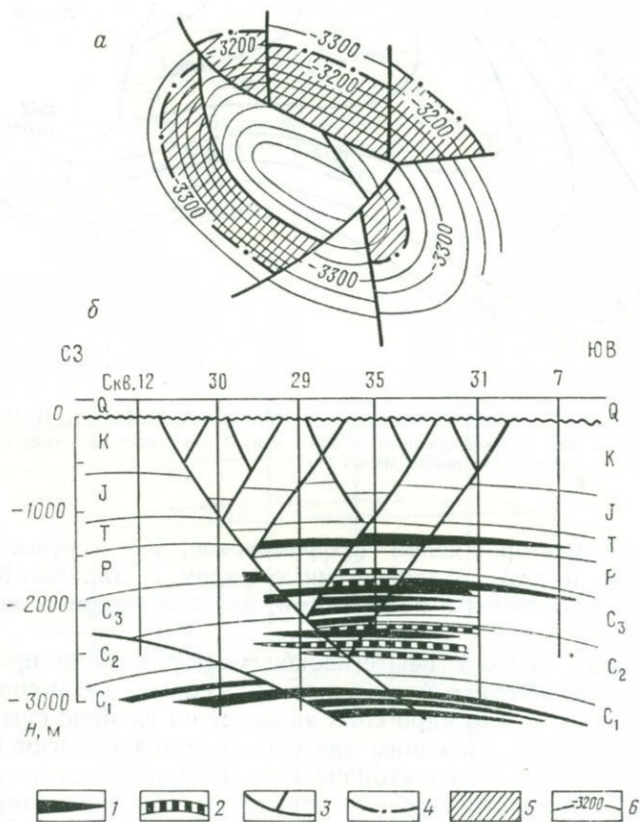


Рис. 41. Качановское месторождение:

а — структурная карта по кровле пласта К-27; б — геологический разрез (по С. И. Черпаку), 1 — нефть; 2 — газ; 3 — разрывные нарушения; 4 — контур нефтеносности; 5 — зоны нефтенасыщения; 6 — изогипсы в м

чески экранированная, залежи горизонтов K_1 и K_2 пластовые сводовые.

Данные эксплуатации месторождения свидетельствуют о том, что все пять залежей гидродинамически связаны между собой и по существу представляют единую массивную залежь, аналогичную залежи Леляковского месторождения.

Руденковское газовое месторождение расположено в южной краевой части Днепровского грабена.

Залежи газа выявлены на глубинах 2800—4400 м в терригенных коллекторах нижнекаменноугольного возраста. Продуктивных горизонтов восемь. Все залежи газа приурочены к ловушкам неантиклинального типа и контролируются выклиниванием продуктивных пластов на юг по восстанию моноклинали. В северном направлении залежи в отложениях визейского возраста ограничены тектоническим нарушением амплитудой 200—400 м (см. рис. 37).

В залежах, приуроченных к продуктивным пластам Т-1 и Т-2 турнейского возраста, газожидкостный контакт установлен на глубинах 4340 и 3487 м соответственно. Наиболее крупная залежь установлена в пласте В-26 визейского возраста (см. рис. 37). Ввиду значительной дифференциации фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по объему залежи дебиты газа по скважинам колеблются от 5 тыс. м³/сут вблизи линии выклинивания до 1000 тыс. м³/сут в зоне максимальных мощностей.

§ 2. Предкарпатская нефтегазоносная область

Общее число месторождений	53
нефтяных	14
газовых и газоконденсатных	30
газонефтяных и нефтегазовых	9
Начало добычи нефти	1893 г
Начало добычи газа	1924 г

Предкарпатская нефтегазоносная область территориально охватывает часть Львовской, Ивано-Франковской и Черниговской областей Украинской ССР (рис. 42). В ее пределах располагается один из старейших районов страны по добыче нефти и газа. Так, разработка Бориславского нефтяного месторождения начата в прошлом столетии (1893 г.). Здесь же было открыто одно из первых газовых месторождений Советского Союза (Дашава, 1922 г.). Западные районы Украины наряду с Дагестанской АССР являются родиной газодобывающей промышленности страны. Начиная с 1924 г. и вплоть до 1958 г. газовые месторождения Предкарпатья обеспечивали почти всю добычу природного газа в Советском Союзе. Отсюда были построены первые магистральные газопроводы страны, такие как Дашава — Киев и Дашава — Минск.

В настоящее время роль Предкарпатской нефтегазоносной области в союзном балансе добычи нефти и газа невелика и некоторые

из основных разрабатываемых месторождений нефти и газа находятся на последней стадии эксплуатации.

Основные черты геологического строения. Предкарпатская нефтегазоносная область охватывает несколько крупных тектонических элементов различного возраста и очень сложного геологического

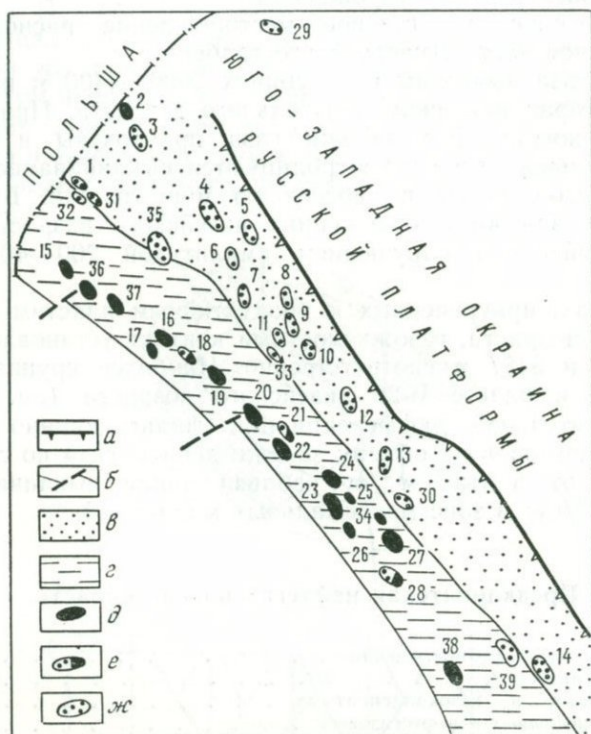


Рис. 42. Обзорная карта месторождений нефти и газа Предкарпатской нефтегазоносной области:

а — граница Русской платформы; *б* — разрывные нарушения, *в* — Внешняя зона Предкарпатского прогиба; *г* — Внутренняя зона Предкарпатского прогиба; месторождения: *д* — нефтяные, *е* — нефтегазовые, *ж* — газовые.

Месторождения: 1 — Ходновичское, 2 — Кохановское, 3 — Свидницкое, 4 — Рудковское, 5 — Малогорожанское, 6 — Медыничское, 7 — Опары, 8 — Бильче-Волицкое, 9 — Угерско, 10 — Дашавское, 11 — Кавско, 12 — Кадобно, 13 — Гриновско, 14 — Косовское, 15 — Стрельбичское, 16 — Бориславское, 17 — Сходницкое, 18 — Ивановское, 19 — Оров-Уличнянское, 20 — Тянявское, 21 — Северо-Долинское, 22 — Долинское, 23 — Сласское, 24 — Струтынское, 25 — Ольховское, 26 — Рыпенское, 27 — Гвиздецкое, 28 — Битков-Бабченковское, 29 — Велики Мости, 30 — Богородчанское, 31 — Садковичское, 32 — Пынянское, 33 — Рассольненское, 34 — Космачское, 35 — Залужанское, 36 — Старосамборское, 37 — Нагуевичское, 38 — Слободо-Рунчурское, 39 — Яблонское

строения — юго-западную окраину Русской платформы, Предкарпатский предгорный прогиб и Складчатую область Карпат.

Почти все известные месторождения нефти и газа рассматриваемой территории связаны с Предкарпатским прогибом, в пределах которого выделяются две отличные по геологическому строению

зоны — Внешняя и Внутренняя. Внешняя зона прогиба — район развития преимущественно газовых месторождений — является областью накопления мощного комплекса песчано-глинистых отложений миоценового возраста (тортон и сармат). Они полого залегают на размытой поверхности верхнемеловых и юрских образований, которые, в свою очередь, перекрывают сильно дислоцированные породы палеозоя. Мощность отложений Внешней зоны в связи с блоковым строением герцинского фундамента увеличивается с юго-востока (1200 м) на северо-запад (2000—4000 м).

Внутренняя зона прогиба надвинута на Внешнюю, причем в ряде мест последняя полностью перекрыта надвигом, а его горизонтальное смещение составляет не менее 20 км. Разрез Внутренней зоны, где известны в основном только нефтяные месторождения, слагают породы верхнемелового и палеогенового флиша и моласовые образования миоцена. Отложения тортона и сармата установлены здесь в единичных пунктах. Все породы Внутренней зоны интенсивно дислоцированы в антиклинальные складки, вытянутые параллельно друг к другу. Складки, как правило, опрокинуты и разорваны надвигами, имеют крутые северо-восточные крылья. Наиболее изучена Бориславско-Покутская зона складок, к которым приурочены основные нефтяные месторождения Западной Украины (Долина, Битков, Борислав и др.).

Нефтегазоносность. Промышленные залежи нефти и газа региона выявлены в широком стратиграфическом диапазоне отложений: девоне, юре, мелу, палеогене и неогене. Подавляющее большинство залежей нефти и газа открыто в разрезе палеогена и неогена (табл. 8).

Неогеновые отложения характеризуются региональной газоносностью на месторождениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба. В их разрезе многочисленные залежи газа связаны с линзами и пропластками песчаников, выделяемых в преимущественно глинистых толщах сарматского, тортонского и гельветского ярусов миоцена.

Для продуктивных горизонтов неогена характерны небольшие глубины залегания — от 100 до 1200 м.

Палеогеновые отложения преимущественно нефтеносны. Большое число залежей нефти разведано во всех подотделах палеогена. В олигоцене нефтеносны линзы пористых песчаников в толще глинистых сланцев (верхний олигоцен) и ряд песчаных горизонтов и пластов флишевых образований менилитовой свиты (средний и нижний олигоцен). Менилитовые отложения, регионально продуктивные на этой территории, являются основной нефтеносной толщей западных районов Украины. В последнее время в этих отложениях, залегающих на больших глубинах, открыты газоконденсатные залежи, характеризующиеся исключительно высокими пластовыми давлениями (43 МПа).

Эоценовые отложения, представленные песчано-глинистым флишем, также нефтегазоносны в широком интервале разреза. Залежи нефти и в меньшей степени газа выявлены на многих месторож-

ТАБЛИЦА 8

Распределение залежей нефти и газа по разрезу месторождений
Предкарпатской нефтегазоносной области

Месторождение	Неоген			Палеоген			Мел	Юра	Девон
	сармат	тортон	гельвет	олигоцен	эоцен	палеоцен			

Внешняя зона

Ходновичи, Дашава, Свидница, Опары, Кавско, Садковичи, Пыняны	Г								
Кадобно, Косов	Г	Г							
Угерско, Богородчаны	Г	Г	Г				Г		
Грыновско		Г							
Малогорожаны		Г							
Медынич			Г	Г			Г		
Бильче-Волиця		Г	Г				Г		
Рудки			Г						Г
Кохановское									Н

Внутренняя и Скибовая зоны

Оров-Уличнянское, Ольховское, Пневское, Тянявское, Спасское, Стыновское				Н					
Долинское, Гвиздецкое, Попельское, Струтыньское				Н	Н				
Иванники, Северо-Долинское, Выгода-Витвицкое				Н, Г	Н, Г				
Стрельбичи, Сходница							Н	Н	
Рыпне				Н					
Бориславское				Н	Н	Н	Н		
Битков-Бабченковское				Н, Г	Н, Г		Н		
Рассолянское					Г				
Космачское				Г					

Юго-западная окраина Русской платформы

Велики Мосты								Г	
--------------	--	--	--	--	--	--	--	---	--

дениях в песчаных горизонтах верхнего эоцена (быстрицкая свита), среднего эоцена (выгодская свита) и нижнего эоцена (манявская свита). Газоконденсатные залежи приурочены к более погруженным частям разреза (2500—3200 м).

Палеоценовые отложения содержат небольшие залежи нефти в песчаных коллекторах ямненской свиты.

Характеристика нефти и газа. Нефти месторождений региона, как правило, легкие, бессернистые или малосернистые, парафинистые; плотность 0,827—0,870 г/см³; содержание серы до 0,2—0,4 %, парафина — 2—12 %. Залежи тяжелой (0,986—1,01 г/см³) и высокосернистой (5,5—7,4 %) нефти известны только на некоторых месторождениях (Кохановском и др.). Природные газы месторож-

дений Западной Украины почти полностью метановые (количество метана 95,5—99,5 %), бессернистые. Содержание углекислого газа незначительно (0,1—0,5 %). Теплотворная способность газов 7720—8060 ккал/м³.

Месторождения нефти и газа. На территории Предкарпатской нефтегазоносной области известно 53 месторождения нефти и газа. Точный учет числа нефтяных месторождений затруднителен, так как отдельные из них (Битков, Борислав и др.), расположенные на границе Внутренней и Скибовой зон, представляют собой целые нефтегазоносные районы, где по разрезу и по площади насчитывается несколько отдельных тектонических участков и связанных с ними промысловых площадей.

Газовые месторождения Внешней зоны, как правило, связаны с поднятиями, которые по отложениям гельвета и тортона представляют собой антиклинальные складки облекания, часто осложненные нарушениями. Последние затухают в вышележащих отложениях, которые, залегая несогласно на породах верхнего тортона, или наследуют структурный план гельвета и тортона (Угерско), или имеют свой резко отличный структурный план (Рудки, Опары). Наибольшие по запасам газа залежи относятся к массивно-пластовому типу. Они приурочены к сводовым частям нижнетортонских структур и связаны с песчаниками гельвета и верхнего мела (Угерско, Бильче-Волица) или трещиноватыми и кавернозными известняками верхней юры (Рудки). Большим распространением пользуются пластовые залежи газа, хотя они, как правило, незначительны по размерам. Среди них известны пластовые сводовые залежи (Дашава, Опары, Кадобно, Косов, Угерско и др.), тектонически экранированные (Малогорожанское) и литологически экранированные (мелкие горизонты Дашавы, Косова и др.).

Нефтяные месторождения региона в основном связаны с асимметричными, надвинутыми антиклинальными складками. Среди них известны складки ненарушенные с пластовыми сводовыми залежами (Долина, Северная Долина) и нарушенные с пластовыми сводовыми, пластовыми тектонически экранированными и литологически ограниченными залежами (Борислав, Битков, Гвиздецкое, Иванники и др.). На ряде нарушенных месторождений известны стратиграфически экранированные залежи (Старуньское, Ольховское и др.). Некоторые нефтяные месторождения приурочены к отдельным моноклинальным блокам (Бориславский поднадвиг) или эрозионным выступам (Кохановское).

Долинское нефтяное месторождение связано с опрокинутой на северо-восток глубинной складкой, которая надвинута на соседнюю Северо-Долинскую глубинную складку, а на западе погружается под Береговую скибу Карпат (рис. 43). Долинская складка — антиклиналь с крупным подвернутым и оборванным северо-восточным и более пологим юго-западным крыльями. Нефтяные залежи месторождения развиты по всему разрезу палеогеновых отложений. Основные запасы нефти заключены в породах менилитовой свиты олигоцена, которая нефтеносна здесь на всю мощность (610 м).

В разрезе свиты выделяется от 12 до 60 отдельных пластов нефтеносных песчаников мощностью от 0,5 до 8 м. Средняя пористость песчаников 8,5 %, проницаемость менее $1 \cdot 10^{-15}$ м². Средние дебиты нефтяных скважин 35 т/сут. Глубины залегания пластов 1500—2900 м.

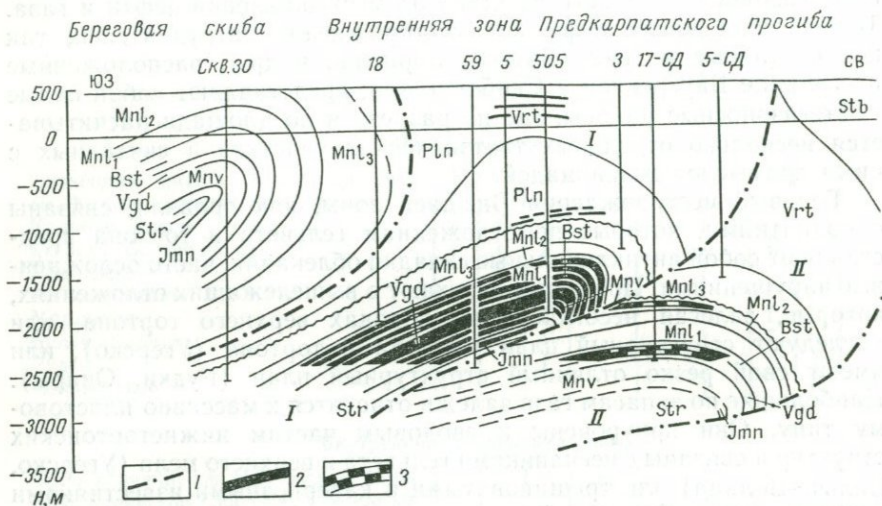


Рис. 43. Поперечный геологический разрез Долинского и Северо-Долинского месторождений (по Р. М. Новосилецкому):

1 — надвиги; 2 — нефть; 3 — газ.

Складки: I — Долинская, II — Северо-Долинская

В разрезе маньявской и ямненской свит палеогена насчитывается до 18 нефтеносных пластов, в выгодской — 12—20, быстрицкой — 2—7. Все продуктивные пласты палеогена образуют на Долинском месторождении единую многопластовую нефтяную залежь.

Сходное геологическое строение имеют Северо-Долинское нефтегазовое и Оров-Уличнянское нефтяное месторождения.

Газовые месторождения Угерско и Бильче-Волица выявлены в отложениях миоцена и мезозоя, залегающих на палеозойском фундаменте. Юрские и меловые породы образуют выступ мезозойского рельефа, разбитый нарушениями на блоки. Отложения неогена, перекрывающие размытую поверхность мезозоя, образуют локальные складки, выполаживающиеся вверх по разрезу (рис. 44). На месторождении Угерско отложения сарматского яруса срезаны надвиговым покровом Внутренней зоны прогиба, а на Бильче-Волице переходят в пологую моноклинал. Основная газоносность месторождений связана с горизонтом XVI, именуемым угерским песчаником. Это хорошо проницаемые мелкозернистые песчаники с высокими коллекторскими свойствами (пористость 20—23 %, проницаемость до $6 \cdot 10^{-13}$ м²), что обуславливает абсолютно свободные дебиты газа до 2,1—3,5 млн. м³/сут. Залежи газа месторождений массивные, по всей площади подстилаются подошвенной

водой. На месторождении Угерско газonosны несколько горизонтов сармата. На месторождении Рудки, контролируемом брахиантиклинальной складкой, массивная газовая залежь гельветско-юрских отложений связана в основном с трещинами эродированных известняков верхней юры.

Газовое месторождение Ходновици приурочено к очень пологому куполообразному поднятию, юго-западное крыло которого в сарматских отложениях в пределах газonosной площади полностью срезано надвигом (рис. 45).

Рис. 44. Структурная карта по кровле газonosной песчаной угерской толщи месторождений Бильче-Валица и Угерско (по Н. Д. Елину):

1 — контур газonosности; 2 — нарушения; 3 — выход на поверхность надвига; 4 — изогипсы в м

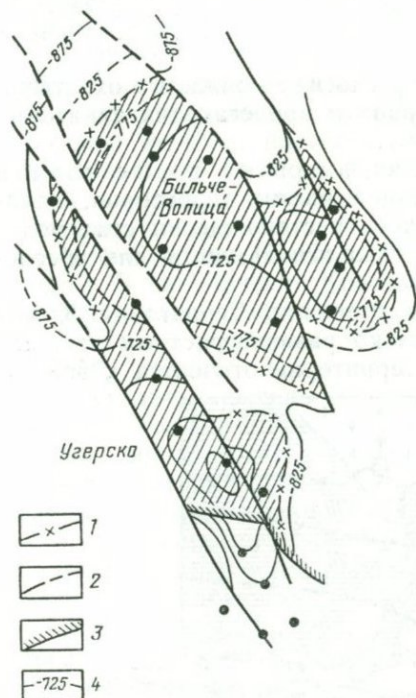
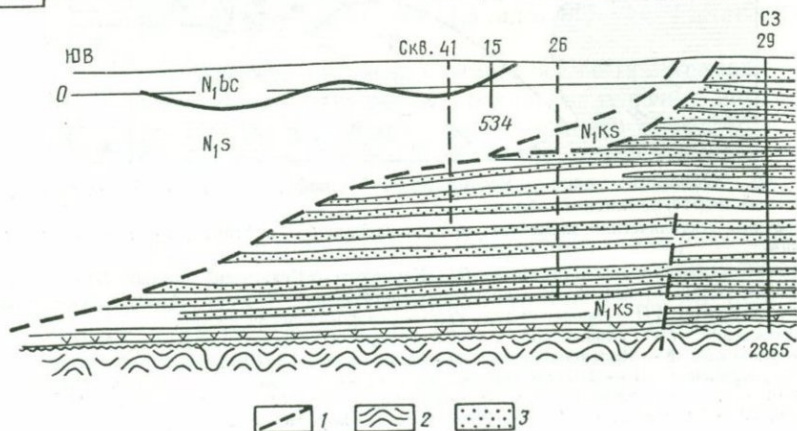


Рис. 45. Поперечный геологический разрез месторождения Ходновици:

1 — надвиг; 2 — докембрийский фундамент; 3 — газonosные горизонты



Продуктивны многочисленные горизонты сармата, представленные чередованием песчаников и глин, залегающих на глубинах 550—1325 м.

§ 3. Причерноморско-Крымская газонефтеносная область

Общее число месторождений	23
газовых и газоконденсатных	15
нефтегазовых и газонефтяных	3
нефтяных	5
Год открытия первого месторождения	1935
Начало добычи газа	1966 г.

Причерноморско-Крымская газонефтеносная область охватывает территорию Крымского полуострова и прилегающих акваторий Черного и Азовского морей (рис. 46).

Освоение газовых месторождений, открытых в 60-е годы в западной, северной и северо-восточной частях территории, началось в 1966 г., когда газ Глебовского месторождения стал подаваться в г. Симферополь. Ресурсы газа используются для обеспечения потребности курортных городов.

Основные черты геологического строения. Территория Крымского полуострова включает несколько разновозрастных тектонических элементов. Большая часть территории относится к эпигер-

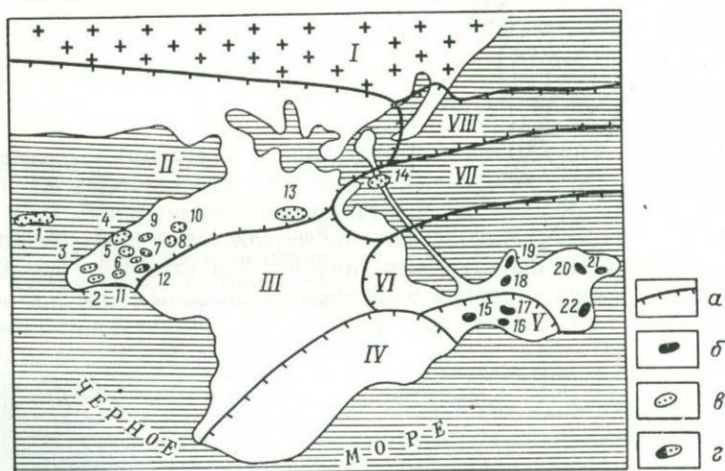


Рис. 46. Обзорная карта месторождений нефти и газа Причерноморско-Крымской нефтегазоносной области:

а — границы тектонических элементов; месторождения: б — нефтяные, в — газовые, г — газонефтяные

I — южный склон Украинского щита; II — Каркинитско-Сивашский прогиб; III — Крымский свод; IV — Горный Крым; V — восточное погружение Горного Крыма; VI — Индолско-Кубанский прогиб; VII — Азовский вал; VIII — Северо-Азовский прогиб.

Месторождения: 1 — Голицынское, 2 — Оленевское, 3 — Черноморское, 4 — Межводненское, 5 — Карловское, 6 — Краснополянское, 7 — Глебовское, 8 — Кировское, 9 — Задорненское, 10 — Серебрянское, 11 — Западно-Октябрьское, 12 — Октябрьское, 13 — Джанкойское, 14 — Стрелковское, 15 — Владиславское, 16 — Мошкаревское, 17 — Куйбышевское, 18 — Белокаменское, 19 — Мысовое, 20 — Малобабчинское, 21 — Борзовское, 22 — Приозерное

цинской Скифской плите (Степной Крым), в пределах которой открыты основные известные месторождения нефти и газа. На севере указанная платформенная часть через Каркинитско-Сивашскую впадину сочленяется с южным склоном Украинского кристаллического массива (входящего уже в состав докембрийской платформы), а на юге ограничивается зоной альпийской складчатости (Горный Крым).

В пределах Степного Крыма и морских акваторий помимо Каркинитско-Сивашской впадины основными тектоническими элементами являются Крымский свод, Индоло-Кубанский прогиб, Азовский вал и Северо-Азовский прогиб.

В геологическом строении Степного Крыма принимают участие осадочные отложения мезозоя—кайнозоя, залегающие с несогласием на палеозойско-мезозойском складчатом фундаменте. Мощность отложений неогена, палеогена и мела, установленная в Каркинитско-Сивашской впадине, равна 4—7 км.

К локальным складкам южного борта Каркинитско-Сивашской впадины приурочены основные газовые и газоконденсатные месторождения Крыма (Глебовское, Джанкойское, Западно-Октябрьское и др.). В направлении Крымского свода мощность осадочного чехла значительно сокращается, а палеозойский фундамент вскрывается здесь на глубинах 300—1800 м. Индоло-Кубанский краевой прогиб, занимая юго-восточную часть Крыма, через Азовское море уходит в пределы Западного Предкавказья. Прогиб выполнен мощной толщей осадков мезозойско-кайнозойского возраста (до 9 км). Большинство локальных складок Керченского полуострова имеет криптодиапировый или реже диапировый характер, обусловленный явлениями диапиризма и грязевого вулканизма. К некоторым из этих структур приурочены нефтяные месторождения крайне ограниченных размеров и с низкими геолого-эксплуатационными параметрами (Малобабчинское, Мысовое, Приозерное и др.).

Ряд небольших нефтяных месторождений известен также в пределах восточного погружения Горного Крыма, где развиты антиклинальные складки крымского простираения, имеющие сравнительно сокращенный разрез палеогена (Владиславское, Мошкаревское и др.).

Нефтегазоносность. Залежи газа и нефти месторождений Южной Украины установлены в разрезе неогена, палеогена, верхнего и нижнего мела. Продуктивны отложения нижнего сармата, карагана — чокрака, майкопа, палеоцена, сеномана, альба и апта (табл. 9). Отличительной чертой почти всех выявленных залежей является их невысокая продуктивность.

Коллекторами в нижнем сармате и карагане — чокраке являются многочисленные пласты и горизонты песчаников, алевролитов, известняков и мергелей, залегающих в толще глин на небольших глубинах. К этим отложениям на структурах Керченского полуострова приурочены нефтяные и газовые залежи небольших размеров. Продуктивность этих залежей крайне незначительна. Дебиты нефти обычно колеблются от 0,1 до 10 т/сут.

ТАБЛИЦА 9

Распределение залежей нефти и газа по разрезу месторождений Причерноморско-Крымской газонефтеносной области

Месторождение	Неоген		Палеоген		Верхний мел	Нижний мел	
	сармат	караган-чокрак	майкоп	палеоцен	сеноман	альб	апт
Приазовское	Г						
Джанкойское, Стрелковское, Межводненское			Г				
Оленевское, Задорненское, Краснополянское, Глебовское, Кировское, Черноморское				Г			
Карловское				Г	Г		
Западно-Октябрьское					Г	Г	
Голицынское			Г	Г			
Куйбышевское					Г		
Октябрьское							Н
Серебрянское					Н		
Владиславское, Мошкаревское			Н				
Белокаменское, Мысовое		НГ					
Малобабчинское, Борзовское, Приозерное	Н	Н					

В разрезе майкопских отложений Крыма установлены залежи как нефти, так и газа. Нефтеносность майкопа выявлена на ряде месторождений восточного погружения Горного Крыма (Мошкаревское, Владиславское и др.). Здесь продуктивны мелкозернистые песчаники и алевролиты. Дебиты нефти из них составляли от 1 до 12—29 т/сут. Майкопские отложения в пределах южной части Каркинитско-Сивашской впадины газоносны. Здесь в интервале глубин 500—950 м открыты месторождения Джанкойское и Стрелковское. Газовые залежи связаны с несколькими горизонтами мелкозернистых песчаников и алевролитов. Дебиты газа до 50 тыс. м³/сут.

Палеоценовые карбонатные отложения включают небольшие по запасам газовые и газоконденсатные залежи на ряде месторождений Тарханкутского полуострова (Глебовское, Задорненское и др.), отвечающего в тектоническом отношении юго-восточной части Каркинитско-Сивашской впадины. Газоносна здесь 120-метровая толща пористых трещиноватых песчаников, известняков и мергелей, залегающая на глубинах 500—1100 м. Дебиты газа небольшие, обычно до 50—70 тыс. м³/сут.

Меловые отложения газоносны и нефтеносны на месторождениях Тарханкутского полуострова (Октябрьское и Западно-Октябрьское). Коллекторы здесь представлены слабопроницаемыми песчаниками, алевролитами и известняками. Глубины залегания 2150—3300 м. Дебиты газа до 50 тыс. м³/сут. На Октябрьской площади в отложениях сеномана установлена залежь легкой нефти.

Характеристика нефти, газа и конденсата. Нефти сарматских, караган-чокракских и майкопских отложений малосернистые (0,06—0,32 %), различной плотности (от 0,771 до 0,929 г/см³). Содержание акцизных смол 3,8—7,0 %. Газы майкопских залежей почти нацело состоят из метана (95—98 %). Газы палеоцена и мела содержат конденсат (до 70—100 см³/м³), что определяет уменьшение метана (до 64—87 %) и значительное содержание тяжелых углеводородов в газе. Плотность конденсата в среднем 0,720. На Октябрьском месторождении получены притоки легкой нефти, ее плотность 0,777 г/см³.

Месторождения нефти и газа. В пределах Причерноморско-Крымской газонефтеносной области известно 23 месторождения нефти и газа различного промышленного значения. Большинство нефтяных месторождений связано со складками диапирового строения, где основную роль играет ядро протыкания, сложенное май-

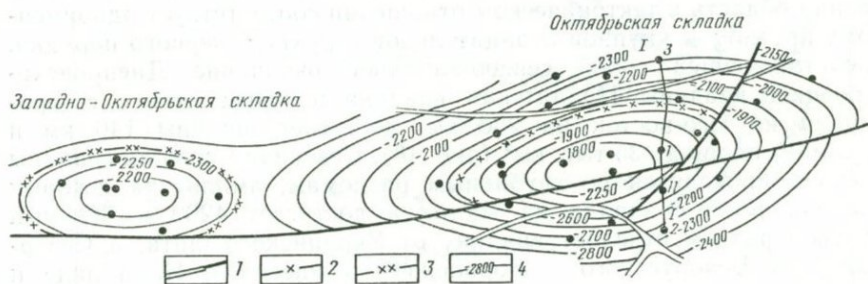


Рис. 47. Структурная карта по кровле альбского яруса Октябрьского и Западно-Октябрьского месторождений (по Р. М. Новосилецкому и др.): 1 — разрывные нарушения; 2 — контур нефтеносности; 3 — контур газоносности; 4 — изогипсы в м

копскими отложениями. Складки, как правило, резко асимметричны, иногда осложнены дизъюнктивными нарушениями, углы падения пород 60—70°.

Газовые месторождения Крыма и прилегающего шельфа связаны с пологими платформенными брахиантиклинальными складками субширотного простирания. Некоторые месторождения осложнены нарушениями (рис. 47).

Джанкойское, Голицынское и Стрелковское газовые месторождения характеризуются газоносностью нескольких пачек глинистых алевролитов и песчаников майкопской свиты (А, Б, В и Г). Глубины залегания их 500—900 м. Средняя открытая пористость 24—30 %, проницаемость низкая — $(2 \div 3) \cdot 10^{-14}$ м². Залежи газа пластово-сводового типа. Высота залежей 20—60 м. Пластовые давления 6,2—6,9 МПа, температуры 33—38 °С. Дебиты газа меняются от 3—6 тыс. до 280 тыс. м³/сут.

§ 4. Припятская нефтеносная область

Общее число нефтяных месторождений	28
Год открытия первого месторождения	1964
Начало добычи нефти	1964 г.

Припятская нефтеносная область расположена на территории Полесской низменности и административно входит в состав Гомельской области Белорусской ССР. Благоприятное географическое положение региона, высокоразвитая промышленность и близость трансевропейского нефтепровода «Дружба» способствовали интенсификации поисково-разведочных работ, открытию в 1964 г. Речицкого и в последующие годы еще 27 нефтяных месторождений, быстрой окупаемости затрат на поисково-разведочные работы и развитию нефтедобывающей промышленности. Добыча нефти в этом районе ведется около 20 лет.

Основные черты геологического строения. Припятская нефтеносная область в тектоническом отношении соответствует одноименному прогибу — крупной отрицательной структуре первого порядка, представляющей собой северо-западное окончание Днепровско-Донецкой впадины. Припятская впадина протягивается с северо-запада на юго-восток на 250 км, достигает ширины 140 км и занимает площадь 35 тыс. км² (рис. 48). Северная и южная границы региона проводятся по глубинным разломам, амплитуда которых увеличивается с запада на восток и достигает 4200 м. Южный краевой разлом отделяет впадину от Украинского щита, а Северный — от Белорусского и Воронежского массивов. На западе и востоке впадина ограничена Полесской седловиной и Брагинским выступом фундамента.

Припятская впадина выполнена мощной толщей осадочных пород верхнего протерозоя, девона, карбона, перми и мезозоя — кайнозоя общей мощностью до 6 км. В разрезе девонских отложений, составляющих до 70 % общей мощности чехла, выделяются две мощные соленосные толщи, разделяющие осадочный комплекс на три части: подсолевую, межсолевую и надсолевую.

Нефтеносность. Выявленные месторождения нефти Припятской впадины приурочены к зонам нефтенакопления, которые в тектоническом отношении представляют собой конседиментационно развивавшиеся приразломные зоны поднятий субширотного простирания, осложненные крупными нарушениями типа сбросов амплитудой до 2000 м. В их пределах выделяются локальные структуры, к которым приурочены отдельные месторождения.

В осадочном разрезе четко выделяются два регионально нефтегазоносных комплекса: верхний — межсолевой и нижний — подсолевой, разделенные ливенской соленосной толщей мощностью до нескольких сот метров. Нижний комплекс делится на два подкомплекса: терригенный и карбонатный. В нижнем терригенном подкомплексе к наиболее перспективным относится пашийский горизонт. Основные промышленные залежи открыты в саргаевском, семилукском и воронежском горизонтах (подсолевой карбонатный

комплекс) и в задонско-елецком горизонте (межсоловой карбонатный комплекс).

Продуктивные горизонты представлены трещинно-порово-кавернозными известняками и доломитами, что определяет их высокую проницаемость (до $25 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$) и продуктивность. Начальные дебиты по скважинам достигают 500—1240 м³/сут.

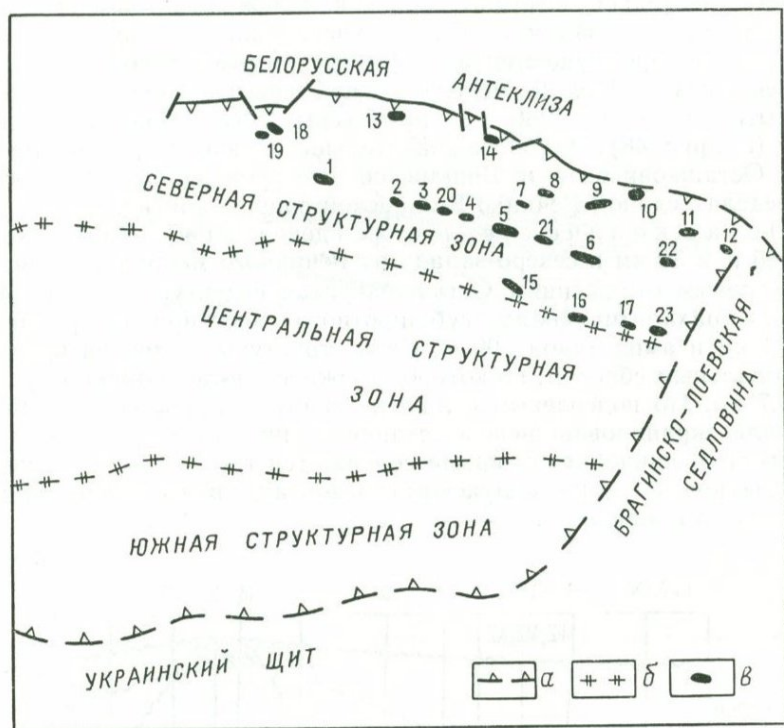


Рис. 48. Обзорная карта нефтяных месторождений Припятской нефтеносной области (по Г. И. Морозову):

а — глубинные разломы, ограничивающие Припятский прогиб; *б* — разломы, ограничивающие структурные зоны второго порядка; *в* — нефтяные месторождения.

Нефтяные месторождения: 1 — Вишанское, 2 — Мармовичское, 3 — Давыдовское и Полесское, 4 — Сосновское и Южно-Сосновское, 5 — Осташковичское и Южно-Осташковичское, 6 — Речицкое и Красносельское, 7 — Дубровское, 8 — Первомайское, 9 — Восточно-Первомайское, 10 — Озерщинское, 11 — Александровское, 12 — Борщевское, 13 — Судовицкое, 14 — Березинское, 15 — Золотухинское, 16 — Малодушинское, 17 — Барсуковское, 18 — Оземлинское, 19 — Южно-Оземлинское, 20 — Хуторское, 21 — Тишковское и Западно-Тишковское, 22 — Днепровское, 23 — Надвинское

Характеристика нефти. Нефти межсоловых и подсоловых отложений Припятской впадины заметно различаются по физико-химическим свойствам. Нефти подсолового комплекса имеют плотность 0,787—0,877 г/см³, малосернистые; содержание кислых компонентов (смола силикагелевых и асфальтенов) не превышает в них 3—12 %, а выход фракций до 300 °С достигает 57 %.

Нефти межсолевого комплекса тяжелые, содержат большее количество серы, силикагелевых смол и асфальтенов, менее газонасыщенные, характеризуются меньшими значениями давления насыщения, а выход фракций до 300 °С не превышает 47 %.

Месторождения нефти. Промышленные скопления углеводородов, известные в настоящее время в Припятской впадине, содержат от одной до нескольких нефтяных залежей. Залежи пластовые сводовые, массивные, в основном стратиграфически или тектонически экранированные, преимущественно нефтяные. Нефти в основном недонасыщены газом. Все 28 месторождений промышленного значения, открытых к концу 1980 г., приурочены к северной структурной зоне (см. рис. 48). Наиболее значительные по запасам нефти Речицкое, Осташковичское и Вишанское месторождения расположены в пределах единой Речицко-Вишанской зоны поднятий.

Осташковичское месторождение (рис. 49) открыто в 1965 г. в 30 км к северо-западу от Речицкого месторождения. По межсолевым отложениям Осташковичская структура представляет собой брахиантиклиналь субширотного простирания размером 12×4 км и амплитудой 200 м. Свод структуры осложнен крупным региональным сбросом, по которому южное крыло складки опущено на 0,7 км. По подсолевым отложениям структура имеет вид моноклинали, экранированной по восстанию крупноамплитудным сбросом. В северном приподнятом крыле содержатся три залежи — в задонском, воронежском и семилукском горизонтах, а в опущенном одна — в задонском горизонте.

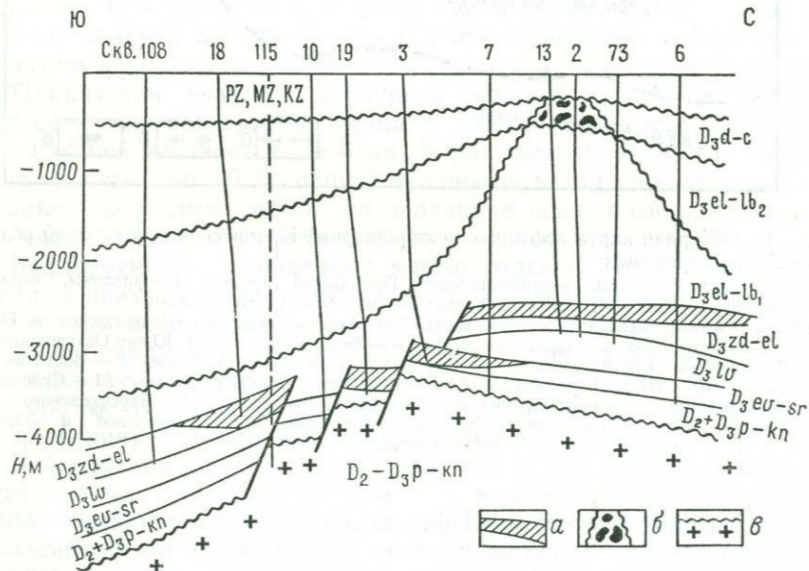


Рис. 49. Геологический разрез Осташковичского и Южно-Осташковичского месторождений (по А. И. Кононову и В. Н. Бескопыльскому): а — залежи нефти; б — кепрок соляного штока; в — фундамент.

Залежь задонского горизонта северного приподнятого крыла массивная, стратиграфически экранированная, а остальные залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. Эффективные нефтенасыщенные мощности залежей задонского горизонта достигают 110—180 м, глубины залегания от 1900 до 2700 м. Начальные дебиты скважин до 800 т/сут.

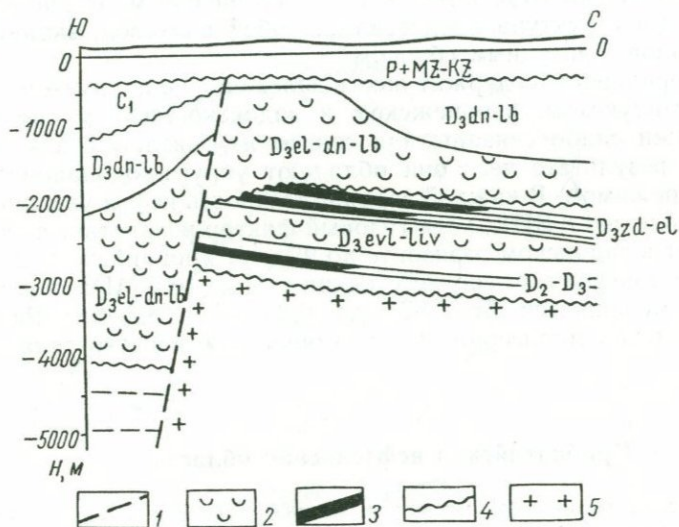


Рис. 50. Геологический разрез Речицкого месторождения (по П. В. Анцупову, А. М. Синичке):
1 — разрывные нарушения; 2 — соль; 3 — нефть; 4 — поверхность стратиграфического несогласия; 5 — кристаллический фундамент

Залежи в подсолевых горизонтах имеют значительно меньшие эффективные мощности — 12—35 м, глубины залегания 3000—3200 м и начальные дебиты нефти до 400 т/сут. Как в подсолевых, так и в межсолевых отложениях залежи нефтяные, нефти недонасыщены газом и газовый фактор не превышает 210 м³/т. Режим залежей в задонском горизонте упруго-водонапорный, а семилукском и воронежском — водонапорный.

Южно-Осташковичское месторождение (см. рис. 49) открыто в 1972 г. на южном опущенном крыле Осташковичского поднятия в межсолевых отложениях. По кровле межсолевых отложений Южно-Осташковичская структура представляет собой полусвод субширотного простираения, ограниченный по восстанию сбросом и зоной размыва межсолевых отложений. Размеры структуры 13×1,5 км, амплитуда 700 м. Залежь нефти приурочена к органогенным известнякам задонского горизонта; она массивная, сводовая, стратиграфически экранированная. Эффективная нефтенасыщенная мощность залежи достигает 185 м, глубины залегания продуктивного горизонта 3098—3870 м, начальные дебиты скважин до 1240 т/сут.

Газонасыщенность нефти $114 \text{ м}^3/\text{т}$, газовый фактор $91 \text{ м}^3/\text{т}$. Режим залежи упруго-водонапорный.

Речицкое месторождение (рис. 50), открытое в 1964 г., приурочено к Речицкому поднятию, осложняющему восточную часть Речицко-Вишанской зоны поднятий. Речицкая структура по межсолевым отложениям образует брахиантиклиналь субширотного простирания размерами $25 \times (4 \div 7)$ км, амплитудой 600 м. По подсолевым отложениям структура представляет собой полусвод, экранированный крупноамплитудным сбросом.

Месторождение содержит шесть залежей — в пярнуском, пашийском, семилукском, воронежском и задонско-елецком горизонтах. Все залежи слабо связаны или совсем не связаны с законтурной зоной, в результате чего они обладают упруго-водонапорным или упругим режимом. В каждой залежи плотность нефти увеличивается по направлению к ВНК, хотя газовый фактор возрастает с глубиной от $40 \text{ м}^3/\text{т}$ в задонском горизонте до $95 \text{ м}^3/\text{т}$ в пашийском. Давление насыщения возрастает соответственно от 5 до $10,5 \text{ МПа}$, а плотность нефтей уменьшается от $0,873$ до $0,83 \text{ г/см}^3$. Нефти Речицкого месторождения малосернистые, метаново-нафтового типа.

§ 5. Прибалтийская нефтеносная область

Общее число нефтяных месторождений	18
Год открытия первого месторождения	1966
Начало добычи нефти	1975 г.

Прибалтийская нефтеносная область административно входит в состав Латвийской ССР, Литовской ССР и Калининградской области РСФСР (рис. 51). Поисково-разведочные работы на нефть и газ, начатые в этом регионе в 1959 г., привели в 1966 г. к получению первых промышленных притоков нефти. К концу 1980 г. в Прибалтике было открыто 18 нефтяных месторождений промышленного значения, 13 из которых расположены на территории Калининградской области и 5 в Литве.

Основные черты геологического строения. В тектоническом отношении Прибалтийская нефтеносная область приурочена к Балтийской синеклизе, ограниченной с севера Балтийским щитом, с юго-востока Белорусским массивом, а на западе открывается в Балтийское море. Перспективная территория синеклизы в пределах Советского Союза превышает 100 тыс. км^2 , а наибольшая глубина погружения архейского фундамента достигает 3000 м. Внутреннее строение синеклизы на севере осложнено Приекульской впадиной, отделенной Тельшыйским валом от Куршской впадины, занимающей южную часть региона.

В осадочном чехле региона выделяются четыре структурных этажа: рифейско-кембрийский (байкальский), кембрийско-нижнедевонский (каледонский), нижнедевонско-нижнепермский (герцинский), верхнепермско-мезозойско-кайнозойский (альпийский).

Отложения байкальского структурного этажа распространены в основном в акватории Балтийского моря. Кембрийские отложения представлены кварцевыми песчаниками и алевролитами. Мощность их возрастает в западном направлении от 100 до 290 м. Отложения ордовика представлены известняками, мощность которых изменяется от 45 до 130 м. Породы силура имеют преимущественно глинистый и мергелистый состав, мощность их 480—1200 м. Девон представлен терригенными отложениями, выклинивающимися с севера на юг

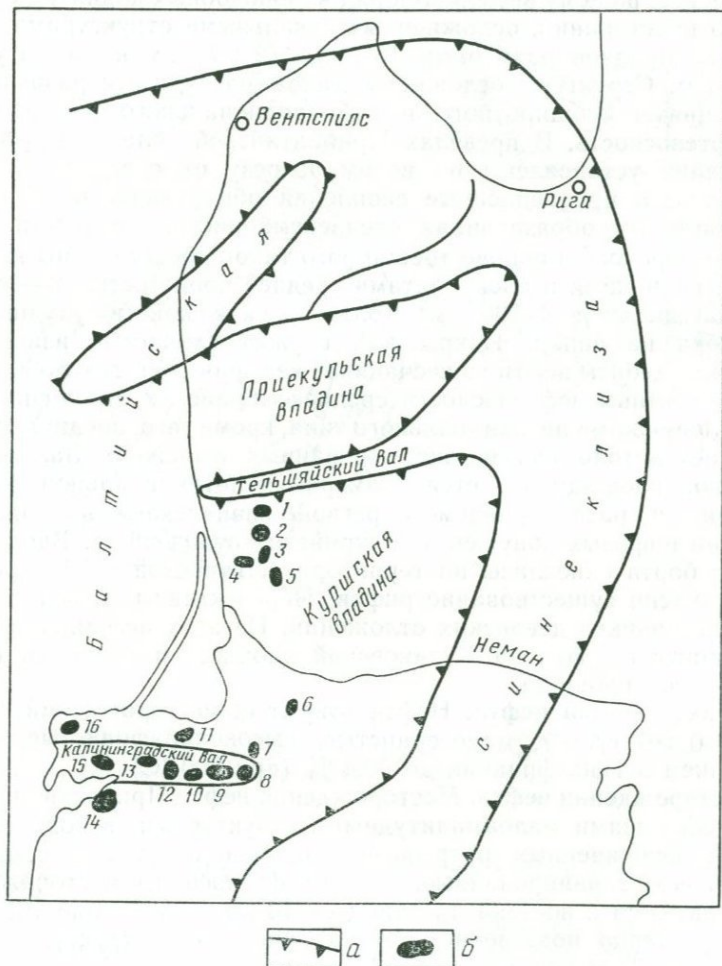


Рис. 51. Обзорная карта нефтяных месторождений Прибалтийской нефтеносной области:

а — границы основных структурных элементов; б — нефтяные месторождения.
 Нефтяные месторождения: 1 — Вежайчское, 2 — Шупарайское, 3 — Южно-Шупарайское, 4 — Вильничайское, 5 — Дегляйское, 6 — Славское, 7 — Северо-Красноборское, 8 — Красноборское, 9 — Западно-Красноборское, 10 — Малиновское, 11 — Славинское, 12 — Ушаковское, 13 — Исаковское, 14 — Ладушкинское, 15 — Веселовское, 16 — Ягодное

примерно на широте г. Калининграда. Верхнепермские отложения хемогенного характера (каменная соль, ангидриты, доломиты) распространены преимущественно в южной части синеклизы. Мощность их изменяется от первых десятков метров до 360 м на юго-западе. Мезозойские отложения песчано-глинистые, с редкими прослоями известняков в триасе. Мощность их 500—1200 м. Верхняя часть разреза перекрыта четвертичными образованиями.

Структурный план нижнего комплекса наследует структуру фундамента, по нему выделяется ряд валоподобных поднятий субширотного простирания, осложненных локальными структурами более высоких порядков размерами $(5 \div 7) \times (2 \div 7)$ км и амплитудами 25—100 м. Структуры осложнены малоамплитудными разрывными нарушениями субширотного и субмеридионального направлений.

Нефтеносность. В пределах Прибалтийской области нефтегазопроявления установлены по всему разрезу от среднего кембрия до девона, а промышленные скопления обнаружены пока только в терригенных образованиях среднекембрийского возраста. Коллекторы порового и порово-трещинного типов представлены кварцевыми песчаниками и алевролитами средней пористостью 8—14 % и проницаемостью до $4 \cdot 10^{-13}$ м². Коллекторские свойства ухудшаются с востока на запад. Покрышкой служат глинистые известняки ордовика. Дебиты нефти из песчаников кембрия достигают 300 т/сут.

Перспективы нефтеносности среднекембрийских отложений связаны с ловушками антиклинального типа, кроме того, предполагается открытие литологически экранированных залежей. Залежь на Гусевской площади является примером неантиклинальной. Особое внимание в рассматриваемом регионе привлекает возможность открытия рифовых ловушек в силурийских отложениях. Вдоль восточного борта синеклизы на территории Литовской ССР бурением подтверждено существование рифов. Перспективны зоны выклинивания песчаников девонских отложений. Из этих песчаников получены притоки нефти на Куликовской площади и признаки нефти на Славской площади.

Характеристика нефти. Нефти открытых месторождений легкие (0,806—0,886 г/см³), малосернистые, высокопарафинистые, с содержанием легких фракций до 30,4 % (при 200 °С).

Месторождения нефти. Месторождения нефти Прибалтики связаны с небольшими малоамплитудными структурами, в большинстве случаев осложненных разрывами. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. Этажи нефтеносности месторождений увеличиваются с востока на запад от 10 до 70 м, кроме того, для них характерно повышение степени заполнения структур нефтью от 0,1—0,3 (Славское, Красноборское) до 0,72—0,75 (Ладушкинское, Веселовское).

Красноборское месторождение было открыто в пределах Прибалтики одним из первых в 1968 г. Оно расположено на восточном окончании Калининградского вала. Красноборская брахиантиклиналь размерами 8×4 км, амплитудой 80 м (по изогипсе — 1970 м) на юге и востоке осложнена тектоническими нарушениями амплиту-

дой до 200 м (рис. 52). Продуктивные песчаники среднекембрийского возраста залегают в среднем на глубине 1900 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная, высотой 25 м, незначительная по запасам. Эффективная мощность песчаников 14,8 м, открытая пористость 13 %. Начальное пластовое давление 21,8 МПа при давлении насыщения 1,97 МПа и газовом факторе 10,1 м³/т.

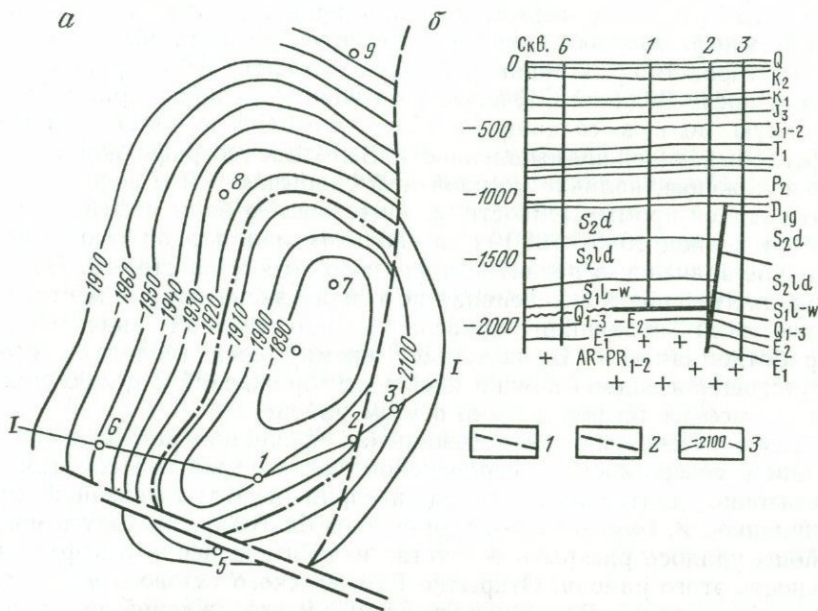


Рис. 52. Красноборское месторождение:
 а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта среднего карбона (по Ф. Г. Рафикову); б — геологический разрез по линии I—I (по А. И. Сансевой).
 I — разрывные нарушения; 2 — контур нефтеносности; 3 — изогипсы в м

Начальные дебиты нефти достигали 180 м³/сут. Залежь разрабатывается с 1975 г.

Ушаковское месторождение приурочено к приразломной антиклинальной складке субширотного простираения размерами 6×3 км. Промышленные притоки нефти дебитом до 100—200 т/сут получены из песчаников среднего кембрия открытой пористостью 2,6—12 %, газопроницаемостью $(0,07 \div 43) \cdot 10^{-15}$ м². Нефть легкая (0,8410 г/см³), малосернистая (0,18 %), смолистая (6,14 %), с содержанием парафина до 4,30 %. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная. Пластовое давление 22,5 МПа, пластовая температура 73,5 °С.

**НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ
ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ СССР**

На востоке европейской части СССР располагаются обширные по территории Волго-Уральская, Тимано-Печорская и Прикаспийская нефтегазоносные провинции.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция прочно вошла в историю нефтегазодобывающей промышленности страны под названием Второе Баку. Приняв нефтяную эстафету от Азербайджана, в годы после Великой Отечественной войны эта провинция сыграла основную роль в создании в Советском Союзе высокоразвитой нефтедобывающей промышленности. Выгодное географо-экономическое положение, наличие мощной нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, значительные отборы нефти, достигшие за период 1966—1980 гг. нескольких миллиардов тонн, имели большое значение в развитии народного хозяйства страны. Однако продолжительная и интенсивная по темпам эксплуатация месторождений этой провинции привела к естественной значительной выработке запасов. В настоящее время перед геологами стоит ответственная задача поиска новых месторождений с целью сохранения высоких темпов добычи в этом районе.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция расположена на крайнем северо-востоке европейской части страны. Несмотря на достаточно длительный период истории нефтедобывающей промышленности, только за последние годы благодаря выходу в новые районы удалось раскрыть богатства недр и подтвердить нефтегазоносность этого района. Открытие Вуктыльского газового месторождения, Усинского и Возейского нефтяных месторождений обусловило высокие темпы развития газо- и нефтедобывающей промышленности.

Прикаспийская нефтегазоносная провинция, расположенная на юго-востоке европейской части Советского Союза, соответствует глубочайшей одноименной впадине. Месторождения нефти и газа здесь известны с давних пор. Еще в 1911 г. в восточной прибортовой части впадины, в пределах Эмбенской зоны поднятий, были получены первые притоки нефти. Однако в связи с тем, что основные перспективные палеозойские подсолевые отложения погружены на глубины более 5 км, разведка велась на меловой, юрский и пермо-триасовый комплексы, где открыто около 50 месторождений, связанных в основном с соляными куполами. В настоящее время разработана научно обоснованная программа региональных и поисковых работ на глубокозалегающие перспективные горизонты. Первые результаты подтвердили оценку перспектив и позволяют надеяться на открытие в провинции значительных газовых и нефтяных скоплений.

§ 1. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция

Общее число месторождений	836
нефтяных	659
нефтегазовых	107
газовых	70
Год открытия первого месторождения	1929
Год открытия девонской нефти	1944
Начало добычи нефти	1931 г.
Начало добычи газа	1939 г.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция охватывает огромную территорию, включающую Пермскую, Куйбышевскую, Оренбургскую, Саратовскую и Волгоградскую области, Башкирскую, Татарскую и Удмуртскую АССР.

Открытие промышленной нефти в Урало-Поволжье явилось блестящим подтверждением научных прогнозов академика И. М. Губкина о высоких перспективах недр этой территории.

Промышленная нефтегазоносность этого региона была установлена советскими геологами после Великой Октябрьской социалистической революции. Первые промышленные притоки нефти были получены в 1929 г. из пермских отложений на месторождении Чусовские Городки, расположенном в Предуральском прогибе. В последующем, вплоть до 1944 г., были обнаружены промышленные залежи нефти в отложениях среднего и нижнего карбона в Башкирии, Пермской области и районах Поволжья, а также залежи нефти и газа в верхней перми Большекинского района. Второе рождение Волго-Уральской нефтегазоносной провинции произошло после 1944 г., когда была установлена промышленная нефтеносность девонских отложений и открыты в Башкирии, Татарии и других районах провинции месторождения нефти.

В настоящее время в пределах провинции открыто 836 месторождений нефти и газа, которые определили удельный вес ее в нефтяной промышленности страны. Из недр провинции добыто несколько миллиардов тонн нефти но она еще располагает значительными резервами как на месторождениях, находящихся в разработке, так и на перспективных площадях, особенно в Пермской, Оренбургской областях и Удмуртской АССР.

Запасы газа в Волго-Уральской провинции значительно ниже нефтяных. До последнего времени здесь были известны лишь незначительные чисто газовые месторождения, на базе которых был построен первый в нашей стране магистральный газопровод Саратов — Москва. Открытие в 1966 г. Оренбургского газоконденсатного месторождения значительно расширило сырьевую базу газовой промышленности провинции.

Основные черты геологического строения. Известные месторождения нефти и газа провинции приурочены почти исключительно к девонским, каменноугольным и пермским отложениям палеозоя. Распределение нефтяных и газовых месторождений подчинено структурно-тектоническим элементам, контролируемым главным образом структурой фундамента и палеогеографическими факторами.

Возраст фундамента определяется как архейский, а в ряде районов — как нижнепротерозойский. Поверхность фундамента имеет сложный, глубоко расчлененный рельеф, образованный системой погребенных впадин и выступов. Погружение пород фундамента происходит ступенеобразно, а впадины чаще всего имеют грабенообразное строение. Таким образом, структура поверхности фундамента определяется как блоковая.

В основании осадочной толща скважинами вскрыты континентальные и прибрежно-морские образования рифейско-вендского возраста, сложенные преимущественно терригенными, часто грубообломочными осадочными породами с включениями пачек эффузивов. Эти отложения отделяются от вышележащих девонских крупным перерывом и характеризуются иным структурным планом. Вскрытая мощность их превышает 2000 м. По геофизическим данным, в Предуралье их мощность достигает 5000 м.

Платформенный чехол Волго-Уральской провинции сложен породами среднего и верхнего девона, карбона, перми и в меньшей степени мезозоя — кайнозоя.

Отложения девонской системы широко развиты на территории Волго-Уральской провинции. Средний девон, а также низы франского яруса верхнего девона в основном сложены терригенными отложениями, большая же часть верхнего девона имеет карбонатный состав. Терригенная толща девона является основной нефтеносной свитой Волго-Уральской провинции. Она представлена отложениями прибрежно-морского и лагунно-озерного происхождения, трансгрессивно с крупным перерывом залегающими на рифейско-вендских отложениях или на фундаменте. Литологический состав и мощность терригенного девона чрезвычайно изменчивы. Наибольшую мощность эти отложения имеют в Оренбургской области, Волгоградском Поволжье и полностью выклиниваются на вершинах Жигулевско-Пугачевского и Татарского сводов, а также на ряде других погребенных выступов фундамента.

Карбонатная толща верхнего девона представлена известняково-доломитовыми отложениями, мощность которых в восточных районах не превышает 200—350 м, а в районах Волгоградско-Саратовского Поволжья составляет 600—800 м.

В разрезе девонских отложений выделяется целый ряд нефтеносных горизонтов, имеющих местные названия, применяемые обычно лишь в районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Отложения каменноугольной системы представлены преимущественно карбонатными породами. На территории рассматриваемой провинции выделяются все три отдела карбона: нижний, средний и верхний. Большое значение в нефтегазоносном отношении имеют терригенные горизонты. Они слагают нижнюю часть визейского яруса нижнего карбона. Мощность их резко колеблется, изменяясь от 50 до 450 м. Максимальные мощности терригенного карбона отмечаются в Камско-Кинельской интратиформационной впадине. Терригенные отложения установлены также в нижней части среднего карбона.

Нижнепермский разрез представлен в основном карбонатными породами. В верхней части его развиты галогенные и сульфатные отложения: гипсы, ангидриды, каменная соль. Мощность их изменяется от первых десятков до 500—600 м. Максимальные мощности этих пород установлены в районах обрамления Прикаспийской впадины. Верхнепермские отложения значительной мощности представлены красноцветными континентальными разностями с редкими прослоями известняков, мергелей и доломитов.

Мезозойские и кайнозойские отложения в пределах Волго-Уральской провинции развиты в основном в западных районах в пределах Саратовско-Волгоградского Поволжья.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция в тектоническом отношении ограничена на востоке сооружениями Складчатого Урала, на севере Тиманским кряжем, на западе Московской синеклизой и Воронежской антеклизой, на юге валом Карпинского и Прикаспийской впадиной.

В региональной структуре Урало-Поволжья различают два разнородных тектонических элемента: Предуральский передовой прогиб и собственно платформенную часть, охватывающую юго-восток Русской платформы.

Тектоническое строение Предуральского прогиба характеризуется развитием четких линий дислокаций субмеридионального направления. Субширотные дислокации имеют подчиненное значение в формировании структуры, лишь в районе г. Красноуфимска они ограничивают с севера и юга крупный выступ архейского фундамента. Субмеридиональные и субширотные направления дислокаций фиксируют в осадочном чехле направления глубинных разломов фундамента. В соответствии с субмеридиональными разломами находятся распределение фаций осадочного чехла и глубина погружения ложа Предуральского прогиба. Субмеридиональные структурные линии подразделяют прогиб на три продольные зоны: западную (внешнюю), центральную (внутреннюю) и восточную (передовых складок). Каждой из этих зон присуще развитие определенного типа локальных структур и литофаций, а следовательно, каждая из зон характеризуется особыми условиями формирования нефтяных и газовых месторождений и перспективами нефтегазоносности.

На обширной территории платформенной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции выделяются крупные тектонические элементы: Волго-Уральская антеклиза, Рязано-Саратовская впадина и восточный склон Воронежской антеклизы. В пределах каждого из этих тектонических элементов по материалам глубокого бурения и геофизических исследований выявлены крупные сводовые поднятия и разделяющие их впадины и прогибы (рис. 53).

В западной части Волго-Уральской антеклизы высокому залеганию фундамента соответствуют Токмовский и Котельничский своды. В центральной части антеклизы расположен обширный Татарский свод, осложненный двумя вершинами. Татарский свод отделен от Токмовского и Котельничского линейным Казанско-Кировским прогибом субмеридионального простирания. На востоке Волго-Ураль-

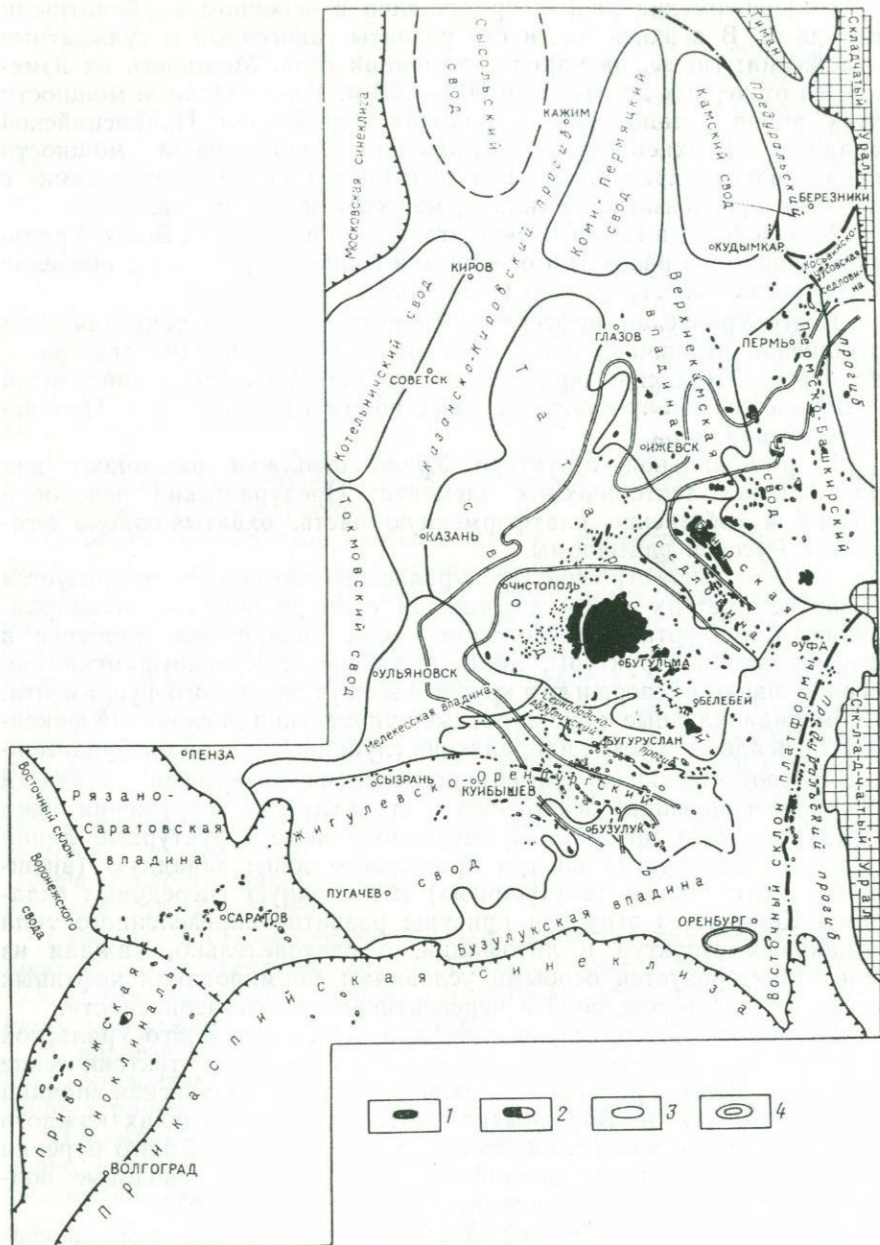


Рис. 53. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской провинции (тектоническую схему составили В. А. Клубов, С. К. Нечитайло, В. В. Петропавловский, В. В. Поповин).

Месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газонефтяные, 3 — газовые, 4 — газоконденсатные

ской антеклизы обширный Пермско-Башкирский свод отделяется от Татарского свода Верхнекамской впадиной и Бирской седловиной. Восточные склоны Пермско-Башкирского свода погружаются в Предуральский прогиб. В южной части антеклизы располагается крупная широтно вытянутая структура Жигулевско-Оренбургского свода. На севере Мелекесская и Серноводско-Абдулинская впадины отделяют его от Токмовского и Татарского сводов, а на юге он граничит с Бузулукской впадиной и Прикаспийской синеклизой. В северной части Волго-Уральской антеклизы выделяется еще ряд крупных положительных структур, таких как Сысольский, Коми-Пермяцкий и Камский своды.

Волго-Уральская антеклиза отделена от другой региональной положительной структуры — Воронежской антеклизы — глубокой Рязано-Саратовской впадиной древнего заложения. Рязано-Саратовская впадина представляет собой сложно построенную отрицательную структуру, осложненную более мелкими отрицательными и положительными структурами. Юго-восточная часть Рязано-Саратовского прогиба раскрывается в Прикаспийскую впадину.

В пределах восточного склона Воронежской антеклизы нет структур, соизмеримых со сводами и прогибами, осложняющими Волго-Уральскую антеклизу. Юго-восточную часть восточного склона Воронежской антеклизы обычно называют Приволжской моноклиналью.

В осадочном чехле Волго-Уральской провинции выделяют два резко различных структурных яруса — нижнепалеозойский (досреднедевонский) и верхнепалеозойско-мезозойский. Континентальные и прибрежно-морские осадки первого яруса, выполняющие грабенообразные прогибы кристаллического фундамента, распространены повсеместно. Состав и мощность отложений резко изменчивы. Широко развиты интрузии пластовых диабазов.

Отложения верхнего структурного яруса от среднего девона до мезозоя — кайнозоя формировались на относительно сnivelированной поверхности. Породы верхнего структурного яруса разделены несколькими региональными несогласиями, обусловившими некоторые несовпадения структурных планов по терригенному девону, вышележащей карбонатной толще (верхний девон, карбон, нижняя пермь), а также верхней перми и мезозою.

Важная особенность строения Волго-Уральской провинции заключается в широком развитии линейных унаследованных дислокаций, соответствующих разломам фундамента и хорошо выявляемых на геофизических (гравиметрических, магнитометрических) картах. С зонами линейных дислокаций связаны очень пологие, относительно узкие, сильно вытянутые валы асимметричного строения или структурные уступы (флексуры). Особенно это характерно для бортов Камско-Кинельской системы прогибов. Валы, в свою очередь, осложнены локальными положительными структурами — куполами, антиклиналями, брахиантиклиналями, являющимися ловушками нефти и газа и нередко содержащими промышленные залежи.

Локальные структуры куполовидного или брахиантиклинального строения развиты как вдоль осевых частей валов, так и над поднятыми крыльями структурных уступов (флексур). Обычно локальные структуры асимметричны, с очень пологим падением пород на крыльях и небольшой амплитудой. Размеры структур различны. Чаще всего они имеют длину 5—10 км и в поперечнике 7—8 км. Встречаются поднятия длиной до 30 км и шириной до 20 км. Оренбургское газоконденсатное месторождение приурочено к складке длиной более 100 км.

На отдельных стратиграфических горизонтах в зависимости от характера локальных структур различают поднятия с соответствием структурных форм по всем стратиграфическим горизонтам и по поверхности фундамента (сквозные, или возрожденные, структуры) и поднятия, которые не отражаются в нижних или в верхних стратиграфических горизонтах (инверсионные и бескорневые структуры).

Нефтегазоносность. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция является провинцией преимущественно палеозойского нефтегазонакопления. Это означает, что большая часть промышленных запасов нефти и газа связана здесь с отложениями палеозойского возраста. Признаки нефтегазоносности пород отмечаются по всему разрезу палеозойских отложений Волго-Уральской провинции. Однако промышленное значение различных стратиграфических интервалов неодинаково.

Отложения додевонской серии характеризуются наличием признаков нефти и газа. Однако промышленных горизонтов здесь пока не установлено.

Промышленные залежи нефти и газа приурочены к девонским, каменноугольным и пермским отложениям. Основными продуктивными толщами являются терригенные толщи девона и нижнего карбона. Следующими по значению являются карбонатная толща среднего карбона и карбонатно-терригенная толща нижней перми. Отложения терригенного девона от подошвы эйфельского яруса до кровли кыновских слоев нижнефранского подъяруса содержат шесть промышленно нефтегазоносных горизонтов, представленных прослоями песчаников и алевролитов, разделенных пачками глин и аргиллитов (пласты D_0 — D_V). Самый нижний из продуктивных горизонтов пласт D_V , относящийся по возрасту к эйфельскому ярусу, имеет ограниченное распространение по площади и нефтеносен в основном в восточной и юго-восточной частях территории.

Продуктивные живетские и нижнефранские отложения широко распространены на всей территории Волго-Уральского нефтегазоносной провинции. Муллинский горизонт верхов живетского яруса (пласт D_{II}) и пашийский горизонт низов франского яруса (пласт D_I) являются основными продуктивными горизонтами Волго-Уральской провинции. С ними связаны основные запасы и добыча нефти на таких месторождениях, как Ромашкинское, Туймазинское и др.

Карбонатные отложения верхнего девона — нижнего карбона,

от кровли кыновского горизонта до кровли турнейского яруса представленные трещиноватыми и кавернозными известняками и доломитами, содержат целый ряд промышленных скоплений нефти и газа.

К терригенному продуктивному комплексу нижнего карбона относятся песчано-глинистые образования нижней и средней частей визейского яруса нижнего карбона (малиновский и яснополянский надгоризонты), а в северной части восточного склона Воронежской антеклизы и низы верхней части визейского яруса (алексинский горизонт).

Терригенная толща нижнего карбона является одной из наиболее распространенных продуктивных толщ Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В ней установлено несколько продуктивных пластов.

Карбонатные отложения визейского, намюрского и башкирского ярусов, составляющие карбонатный продуктивный комплекс нижнего и среднего отделов каменноугольной системы, имеют меньший ареал нефтегазоносности по сравнению с терригенной толщей нижнего карбона. В разрезе комплекса выделяется до четырех продуктивных горизонтов.

Терригенно-карбонатный комплекс среднего отдела каменноугольной системы, объединяющий верейский и каширский (частично верхнебашкирский) горизонты, в разных частях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции имеет неодинаковый разрез. В южной части провинции преимущественным развитием пользуются терригенные породы, а в северной — карбонатные. Соответственно и число продуктивных горизонтов, достигающее на юге 12, к северу убывает.

Продуктивный комплекс верхнего отдела каменноугольной системы и нижнего отдела пермской системы, объединяющий карбонатные отложения гжельского и оренбургского ярусов карбона и ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов нижней перми, нефтегазоносен в основном в юго-восточной и восточной частях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. До последнего времени основная нефтегазоносность карбонатного комплекса нижнего карбона — нижней перми связывалась с погребенными рифовыми массивами сакмарско-артинского возраста, широко развитыми в Предуральском прогибе. После открытия Оренбургского газоконденсатного месторождения значение этого комплекса в платформенной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции существенно возросло.

Выявленные запасы нефти и газа неравномерно распределены по разрезу и по площади Волго-Уральской провинции. Основные запасы нефти провинции приурочены к отложениям девонской и каменноугольной систем. Вверх по разрезу палеозойских отложений запасы нефти убывают. В этом же направлении возрастают запасы газа. Девонские отложения содержат незначительные запасы газа, в среднем и верхнем карбоне их количество заметно увеличивается, а в нижней перми достигает максимума. Нефтяные залежи приурочены в основном к терригенным коллекторам, а залежи газа — к карбонатным.

Значительными разведанными запасами нефти отличаются недра Татарского свода. Месторождения газа в его пределах не выявлены. Залежи нефти приурочены также к Пермско-Башкирскому и Жигулевско-Оренбургскому сводам, к Верхнекамской впадине и Бирской седловине. Остальные структурные элементы по сравнению с названными имеют подчиненное значение.

На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции установлена четкая закономерность в распределении по территории месторождений нефти и газа (см. рис. 53). Промышленные запасы газа установлены в районах, примыкающих с севера и запада к Прикаспийской впадине, и в Предуральском прогибе. По числу месторождений западное обрамление Прикаспийской впадины (Волгоградская и Саратовская области) значительно превосходит остальные районы.

Характеристика нефти и газа. Нефти палеозойских отложений на месторождениях Волго-Уральской области изменяются от очень тяжелых, плотность которых приближается к 1 г/см^3 , сильно-вязких, с большим содержанием серы (до 5 %) и силикагелевых смол (до 28 %) до очень легких, плотностью $0,793 \text{ г/см}^3$, с небольшим содержанием серы (до 0,31 %), силикагелевых смол (0,78 %), асфальтенов (0,1 %) и с большим выходом легких фракций, кипящих до 300°C (до 70 %).

Большое разнообразие свойств нефтей зависит как от тектонического строения территории, так и от глубины залегания продуктивных горизонтов. Девонские нефти являются наиболее легкими, менее сернистыми, менее вязкими и характеризуются большим выходом легких фракций по сравнению с нефтями вышележащих горизонтов. Каменноугольные нефти, как правило, тяжелее девонских, более вязкие, более сернистые, с большим содержанием смол и асфальтенов и с меньшим выходом легких фракций. Нефти пермских отложений в большинстве случаев тяжелые, более вязкие и, главным образом, более сернистые.

Наиболее тяжелые нефти всех комплексов палеозоя приурочены, как правило, к гипсометрически опущенным крупным тектоническим элементам (Серноводско-Абдулинский прогиб, Бирская седловина и др.). Наиболее легкие нефти тяготеют к сводам и их вершинам.

В целом в пределах Волго-Уральского региона ухудшение качества нефтей (увеличение плотности, сернистости, смолистости; уменьшение выхода легких фракций) наблюдается в северо-западном направлении, т. е. в сторону регионального подъема слоев. Газонасыщенность палеозойских нефтей увеличивается в восточном и юго-восточном направлениях, т. е. в направлении погружения всего комплекса осадочных пород.

Газовые залежи (а также газовые шапки газонефтяных залежей) приурочены главным образом к пермским отложениям юго-восточной части территории. Газ по составу преимущественно метановый. Характерной особенностью газа пермских залежей является повышенное содержание в нем азота.

Резко различаются по составу газы газовых месторождений. Как свободные, так и растворенные в нефти газы месторождений западных районов характеризуются высоким содержанием метана (80—90 %) и незначительным содержанием тяжелых углеводородов и азота.

Совершенно иным составом обладают газы остальной территории. Здесь количество метана в газе колеблется от 20 до 50 % и резко возрастает содержание гомологов метана и азота.

Специфический состав имеют газы крупнейшего Оренбургского месторождения. Содержание метана в них около 84 %, тяжелых углеводородов 7 %, азота 4,5 %, сероводорода 4,5 %.

Месторождения нефти и газа. Все месторождения Волго-Уральской провинции, за редким исключением, приурочены к локальным структурам. Существует прямая зависимость размеров месторождений от размеров локальных структур. Крупные структуры чаще всего приурочены к сводовым частям региональных поднятий. Для восточных районов собственно платформенной части Волго-Уральской провинции характерно развитие в основном пологих структур с углами падения пород от нескольких минут до 1—2°. Более крутые складки характерны для районов Рязано-Саратовского прогиба и восточного склона Воронежской антеклизы.

В пределах Предуральяского прогиба месторождения приурочены к рифовым ловушкам и вытянутым крутым складкам кинзбулатовского типа.

По числу продуктивных горизонтов в разрезе имеются как многозалежные, так и однозалежные месторождения. Однако последних немного. В общем это провинция преимущественного развития многозалежных месторождений.

Залежи нефти и газа отличаются большим разнообразием форм и размеров. Большая часть залежей относится к группе пластовых. Имеются также залежи массивного типа. Первый тип залежей характерен для терригенной части продуктивного разреза, второй — для карбонатной. Залежи, относящиеся к пластовому типу, вследствие литологической изменчивости коллекторов часто имеют характер литологически ограниченных. Имеются также залежи тектонически экранированные.

В последние годы ведутся поиски залежей неантиклинального типа, приуроченных к зонам выклинивания основных продуктивных горизонтов на склонах сводовых поднятий. Особенно большие надежды возлагаются на возможные зоны выклинивания продуктивных горизонтов, связанные с бортовым уступом Прикаспийской впадины.

Р о м а ш к и н с к о е нефтяное месторождение (рис. 54) приурочено к пологой куполовидной структуре, расположенной на южной вершине Татарского свода.

Разведка проводилась с 1933 г. в основном на пермские отложения. В 1948 г. скв.3, заложенная в своде структуры, дала мощный фонтан нефти из отложений франского яруса девона. С этого времени начата разведка девонских отложений месторождения,

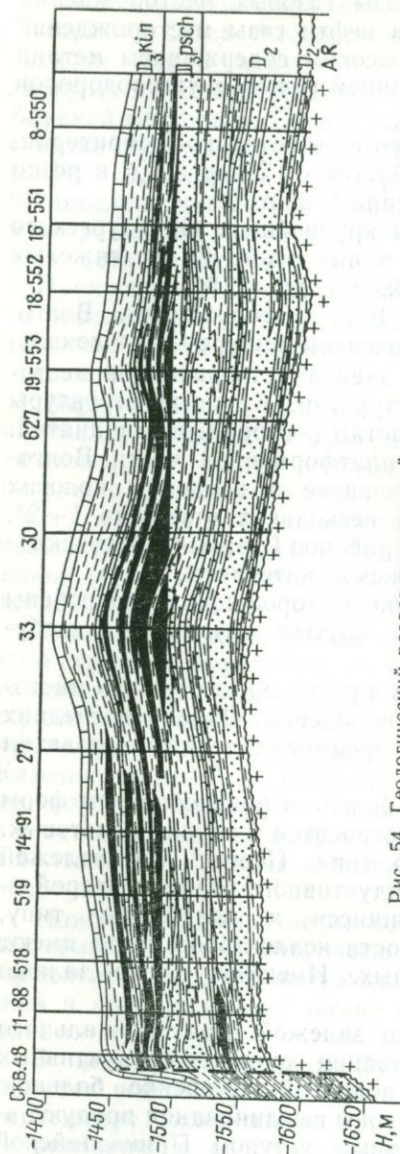


Рис. 54. Геологический разрез терригенной толщи девона Ромашкинского месторождения (по материалам П. И. Лангуева, А. И. Клещева и Б. С. Темкиной)

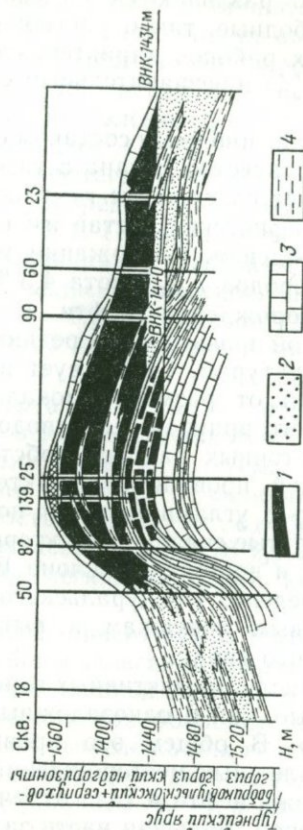


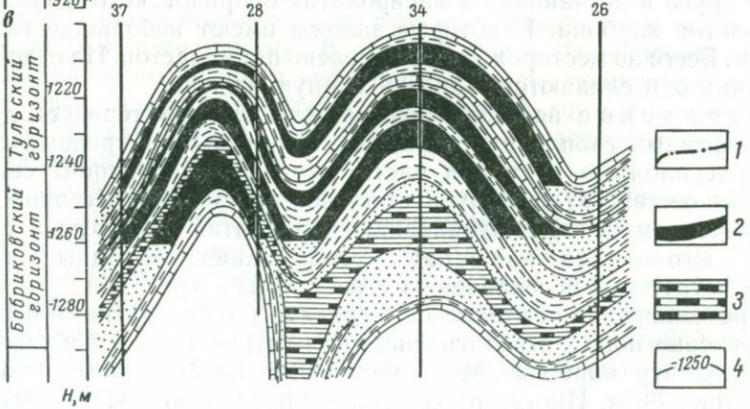
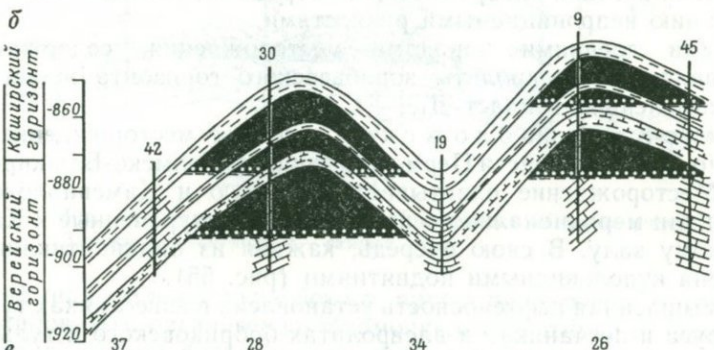
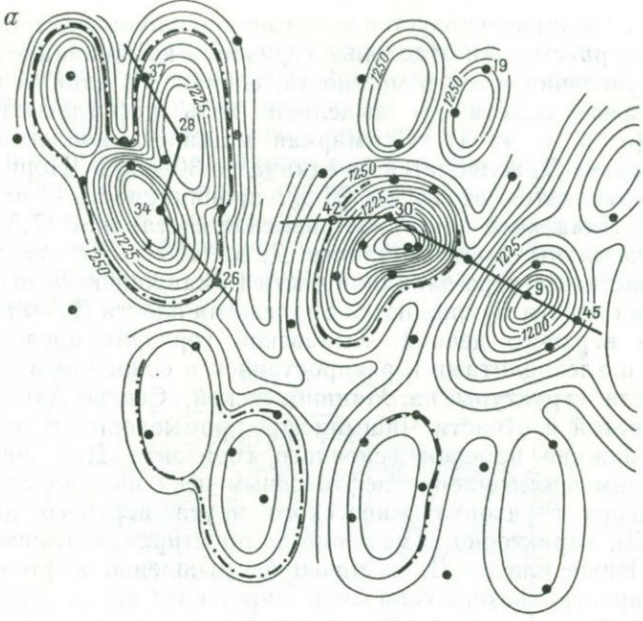
Рис. 55. Геологический разрез Ярно-Каменоложского месторождения: 1 — нефтяная залежь; 2 — песчаники; 3 — известняки; 4 — глины

показавшая, что контур нефтеносности по девону выходит далеко за пределы структур, закартированных по отложениям перми и карбона. Основные залежи нефти на Ромашкинском месторождении связаны с терригенной толщей девона и в меньшей степени нижнего карбона. Установлена также промышленная нефтеносность карбонатных коллекторов девона и карбона.

Основная нефтяная залежь Ромашкинского месторождения приурочена к пласту D_1 , залегающему на глубине 1100 м и стратиграфически приуроченному к пашийскому горизонту франского яруса верхнего девона. Пласт D_1 представлен кварцевыми песчаниками

Рис. 56. Игровское месторождение:

а — структурная карта по кровле нефтяного пласта I бобриковского горизонта; б, в — геологические профили. 1 — контур нефтеносности; 2 — нефтяная залежь; 3 — пласты с нефтепроявлениями; 4 — изогипсы в м



- 1
- 2
- 3
- 4

H, м

и алевролитами и характеризуется чрезвычайно сложным строением. На небольшом расстоянии отдельные горизонты выклиниваются или значительно увеличиваются в мощности, сливаясь в единый пласт. Всего в разрезе пласта D_1 выделяют пять нефтенасыщенных горизонтов (а, б, в, г, д). Суммарная мощность коллекторских горизонтов пласта D_1 колеблется от единиц до 30—50 м. Пористость песчаников изменяется от 15 до 26 %, проницаемость — от 4 до $200 \cdot 10^{-14}$ м². Начальное пластовое давление составляет 17,5 МПа. Некоторые скважины дают из пласта D_1 до 400 т/сут нефти. На некоторых участках северо-западной части Ромашкинского месторождения залежи пласта D_1 сливаются с залежами пласта D_0 кыновского горизонта верхнего девона. Кыновский горизонт представлен песчаниками и алевролитами и распространен в основном в северо-западной части структуры на Миннибаевской, Северо-Альметьевской, Березовской и отчасти Чишминской промысловых площадях.

Нередко нижние прослои основного горизонта D_1 сливаются с нижележащим промышленно нефтеносным песчаным пластом D_{II} старооскольского горизонта живетского яруса верхнего девона. Для пласта D_{II} характерно замещение по простиранию глинистыми разностями. Ниже пласта D_{II} выявлен промышленно нефтеносный пласт D_{III} старооскольского горизонта живетского яруса. Он также представлен песчано-алевролитовыми породами, замещающимися по простиранию непроницаемыми разностями.

Самыми древними породами месторождения, содержащими нефть, являются алевролиты воробьевского горизонта живетского яруса, выделенные в пласт D_{IV} .

Яринско-Каменноложское нефтяное месторождение расположено в северной части Пермской вершины Пермско-Башкирского свода. Месторождение охватывает Яринскую и Каменноложскую антиклинали меридионального простирания, приуроченные к Каменноложскому валу. В свою очередь, каждая из брахиантиклиналей осложнена куполовидными поднятиями (рис. 55).

Промышленная нефтеносность установлена в известняках турнейского яруса и песчаниках и алевролитах бобриковского и тульского горизонтов карбона. Некоторые залежи имеют небольшие газовые шапки. Всего на месторождении выделено пять пластов. На отдельных участках они сливаются, образуя единую залежь.

Игровское нефтяное месторождение характеризует другой тип нефтяных скоплений, присущих Пермско-Башкирскому своду. Оно расположено в южной части Башкирской вершины свода и входит в состав Таушко-Бураевской зоны поднятий. Месторождение приурочено к цепочке куполовидных поднятий, вытянутых с востока — юго-востока на запад — северо-запад. Западные купола более погружены по сравнению с восточными (рис. 56).

Промышленная нефтеносность связана с тремя пачками песчано-алевритовых пород, стратиграфически приуроченных к бобриковскому горизонту карбона. Мощность пачек на отдельных участках составляет 30 м. Иногда продуктивные пласты полностью выклиниваются. Глубина залегания продуктивных горизонтов 1400—1500 м.

Аналогичным строением характеризуются и другие месторождения этого района: Четырманское, Орьбаш-Чераульское и др.

Покровское месторождение нефти и газа находится на северном борту Бузулукской впадины. Оно приурочено к брахи-антиклинали северо-западного простираения, расположенной в центральной части Покровско-Сорочинского вала. Северное крыло складки крутое, южное пологое (рис. 57). На месторождении установлена промышленная нефтеносность турнейского, бобриковского, башкирского и верейского горизонтов карбона, а также артинского и уфимского ярусов перми.

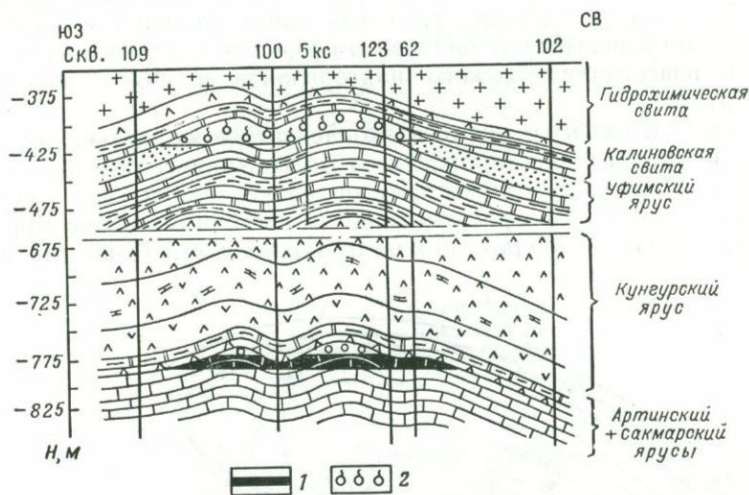


Рис. 57. Геологический разрез Покровского месторождения.
Залежи: 1 — нефтяная, 2 — газовая

Нефтяная залежь турнейского яруса приурочена к пористым и трещиноватым органогенно-обломочным известнякам с прослоями доломитов. Залежь бобриковского горизонта связана с мелкозернистыми рыхлыми песчаниками. В верхней части башкирского яруса установлена промышленная нефтенасыщенность пористых и кавернозных известняков. Верейский нефтеносный горизонт, развитый только в западной части месторождения, представлен разнозернистыми песчаниками.

В верхней части артинских известняков установлена залежь нефти с газовой шапкой. Чисто газовая залежь выявлена в калиновском горизонте уфимского яруса перми (рис. 57).

Мухановское нефтяное месторождение приурочено к зоне Кинельских дислокаций, осложняющих вершину Жигулевско-Пугачевского свода. Мухановская структура представляет собой узкую, вытянутую в широтном направлении складку с пологим южным и крутым северным крыльями.

На месторождении продуктивны терригенные отложения девона и нижнего карбона, известняки и доломиты кунгурского яруса и

калиновской свиты уфимского яруса перми. Основные запасы нефти связаны с продуктивными горизонтами нижнего карбона — радаевским и бобриковским.

Песчано-Уметское месторождение нефти и газа расположено в зоне Саратовских дислокаций Рязано-Саратовского прогиба. Оно приурочено к асимметричной брахиантиклинали небольшого размера северо-восточного простирания. Нефтегазоносны отложения девона и карбона (рис. 58).

На месторождении установлены залежь нефти в девонских песчаниках и залежь газа с нефтяной оторочкой в известняках турнейского яруса. Залежи газа небольших размеров с нефтяными оторочками известны в бобриковском горизонте, в тульских песчаниках, в известняках окского надгоризонта и нижнебашкирского подъяруса.

Коробковское нефтегазоконденсатное месторождение является единственным месторождением Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, содержащим промышленную залежь газа в мезозойских отложениях. Оно расположено на восточном склоне Воронежской антеклизы и приурочено к центральной части Доно-Медведиц-

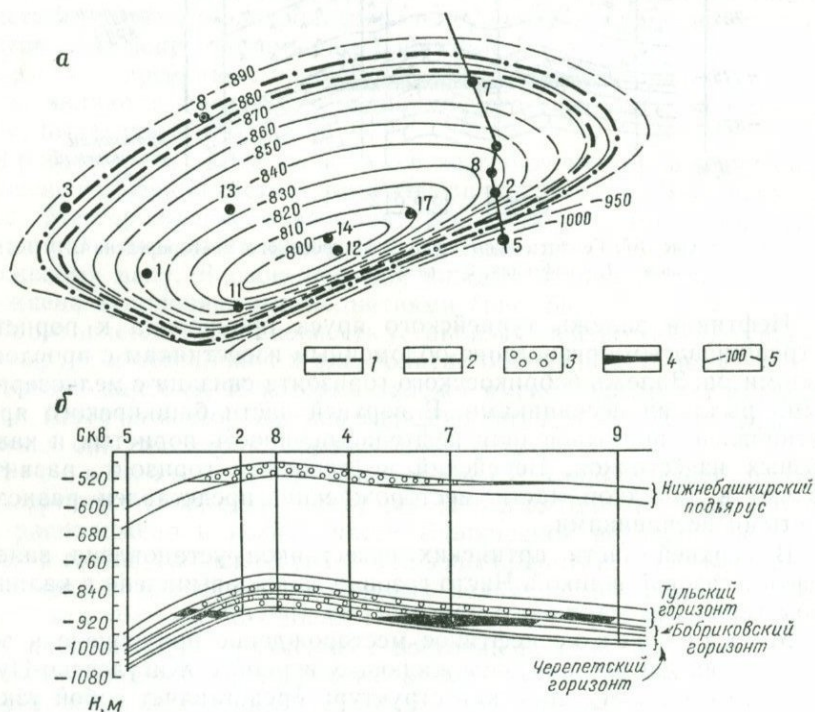


Рис. 58. Песчано-Уметское месторождение:

а — структурная карта по кровле отложений турнейского яруса; б — геологический профиль. 1 — внешний контур газоносности; 2 — внешний контур нефтеносности; 3 — газовая залежь; 4 — нефтяная оторочка; 5 — изогипсы в м

ких дислокаций. Структура Коробковского месторождения представляет собой брахиантиклинальную складку, вытянутую с юго-запада на северо-восток. Восточное крыло более крутое, чем западное (рис. 59). Наблюдается некоторое смещение свода по глубоким горизонтам.

На Коробковском месторождении продуктивны отложения байосского яруса юры, верхнего карбона, верейского горизонта, верхне- и нижнебашкирского подъярусов среднего карбона, намюр-

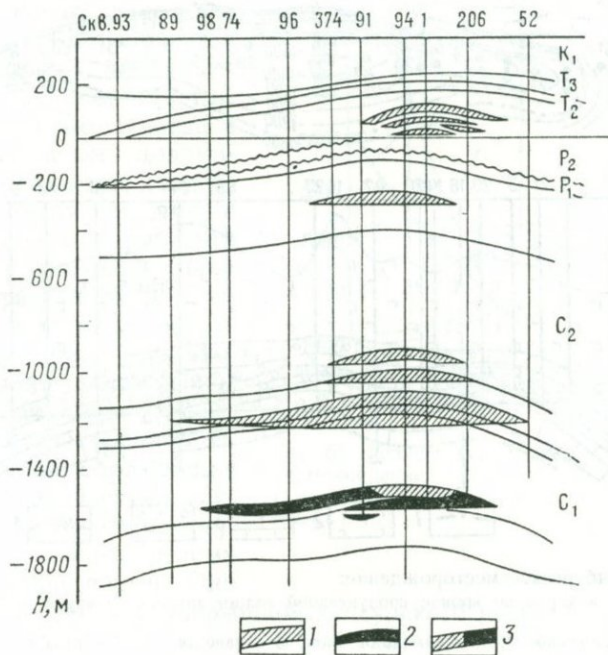


Рис. 59. Геологический разрез Коробковского месторождения. Залежи: 1 — газовые; 2 — нефтяные; 3 — газонефтяные

ского, визейского и турнейского ярусов нижнего карбона. Залежь турнейского горизонта нефтяная. Все остальные залежи газовые. В намюрских известняках и песчаниках верхнебашкирского подъяруса залежи газа подстилаются нефтяными оторочками.

Оренбургское газоконденсатное месторождение расположено в 10 км к югу от г. Оренбурга. Месторождение приурочено к крупному поднятию верхнепалеозойских пород — Оренбургскому валу, осложняющему северную часть Соль-Илецкого выступа докембрийского фундамента. Длина Оренбургского вала, имеющего широтное простирание, 130 км при ширине 20 км. Амплитуда поднятия превышает 600 м (рис. 60). Промышленно газоносными на месторождении являются известняки артинско-ассельского комплек-

са нижней перми, а также среднего и верхнего карбона. Залежь единая, массивного типа. Покрышкой газоносных пород является соленосная толща кунгура мощностью от нескольких сот до 1000 м. Коллекторская толща Оренбургского месторождения характеризуется сложным строением, связанным с неравномерным распространением трещиноватости и пористости в массиве известняков. Оренбургское газоконденсатное месторождение отличается аномальным составом газа, в котором отмечается высокое содержание

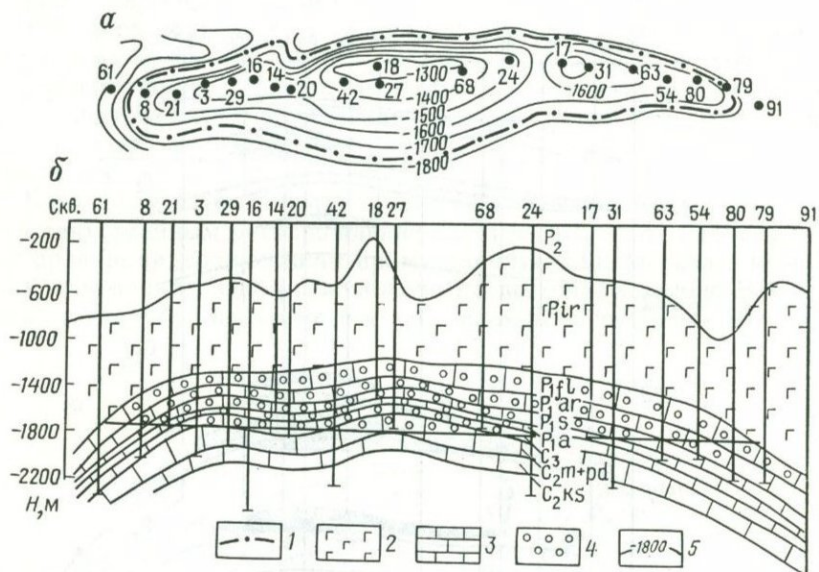


Рис. 60. Оренбургское месторождение:
 а — структурная карта по кровле продуктивной толщи артинского яруса; б — геологический разрез.
 1 — контур газоносности; 2 — каменная соль; 3 — известняки; 4 — газ; 5 — изогипсы в м

сероводорода и конденсата. На месторождении отмечены небольшие притоки нефти, однако нефтяная оторочка не разрабатывается.

Ишимбайское месторождение нефти и газа характеризуется своеобразным геологическим строением, отличающим его от описанных выше месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной области. Месторождение приурочено к рифогенному массиву, сложенному артинскими известняками. Это первое месторождение, открытое на территории Башкирии в 1932 г., и первое месторождение, связанное с рифом, открытое на территории нашей страны. Месторождение расположено во внешней (западной) зоне Предуралья, называемой также «рифовой зоной». Рифогенный массив Ишимбайского месторождения состоит из ряда более мелких массивов, объединенных в «связку», имеющую северо-западное простирание. Отдельные рифовые массивы имеют форму хребтов, располагающихся на моноκлинално залегающих породах верхнего карбона («базальный горизонт»). Всего в состав Ишимбайского

рифа входит пять отдельных хребтов: Западный, Восточный, Бурангинский, Южный и Кузьминовский. Они соединены перешейками и имеют единый контур нефтеносности.

Углы падения склонов рифовых массивов от 20 до 40°. Форма и размеры отдельных рифовых поднятий в плане различны, самый крупный из них, Восточный, имеет в поперечнике 1,5 км. Высота рифов также различна. Этаж нефтеносности колеблется от 310 до 560 м.

Нефтесодержащими породами рифовых массивов являются доломитизированные известняки, отличающиеся высокой пористостью и кавернозностью. Иногда в известняках за счет доломитизации образуется своеобразная губчатая, или ситчатая, структура. При этом абсолютные значения пористости достигают 35 %. Трещины и в известняках содержат нефть, однако трещиноватость имеет подчиненное значение. По возрасту известняки и доломитизированные известняки, образующие Ишимбайский рифовый массив, относятся к ассельскому, артинскому и сакмарскому ярусам нижней перми.

Они перекрыты соленосной покрывкой кунгурского возраста. Некоторые рифы Ишимбайского рифового массива имеют газовые шапки.

Благодаря высоким коллекторским свойствам продуктивных горизонтов Ишимбайского месторождения на нем, как и на других месторождениях, связанных с рифами, в начальный период разработки отмечалась очень высокая продуктивность скважин. Начальные дебиты отдельных скважин составляли до 800 т/сут нефти. Обычно начальные дебиты быстро снижались в первые же месяцы разработки. Наряду с известняками, отличающимися высокой пористостью и проницаемостью, в разрезе Ишимбайских рифов встречаются непроницаемые известняки, разделяющие продуктивный разрез на две толщи: верхнюю — артинскую и нижнюю — сакмарскую.

Характерной особенностью рифовых массивов является несоответствие структурных планов по рифогенным и вышележащим горизонтам.

Саратовское газовое месторождение расположено во внутренней (центральной) части Предуральяского прогиба, на юге цепочки антиклиналей — складок кинзебулатовского типа. Отличительной чертой этих складок является их значительная вытянутость.

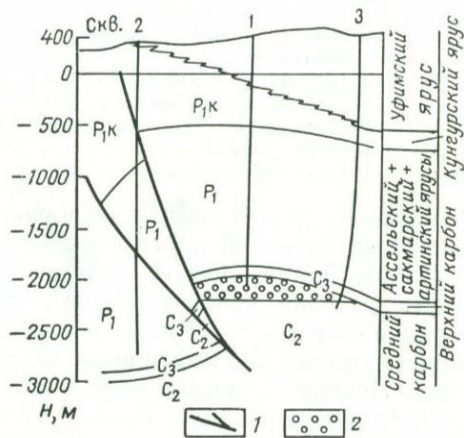


Рис. 61. Геологический разрез Саратовского месторождения:
1 — разрывные нарушения; 2 — газоконденсатная залежь

Так, Саратовское месторождение приурочено к складке размерами 15×2 км (рис. 61). Западное крыло складки осложнено сбросом амплитудой 300 м. Продуктивный горизонт приурочен к отложениям среднего и верхнего карбона и представлен доломитизированными известняками. Дебит газа достигал 2 млн. м³/сут. В составе газа отмечается присутствие конденсата.

§ 2. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция

Общее число месторождений59
нефтяных30
газовых и газоконденсатных17
газонефтяных и нефтегазовых12
Год открытия первого месторождения1930
Начало добычи нефти1930 г.
Начало добычи газа1939 г.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция расположена на севере европейской части страны и охватывает территорию Коми АССР и Архангельской области (рис. 62). Первые сведения о нефти региона относятся к XV в. В 1745 г. купцом Федором Прядуновым был построен первый в мире примитивный перегонный завод на ухтинской нефти производительностью в несколько десятков тонн. Первые промышленные месторождения нефти и газа в Коми АССР были открыты в начале 30-х годов нашего столетия в юго-восточной части Тиманского кряжа (Чибьюское, Ярегское, Седьольское и др.). Долгое время месторождения Ухта-Ижемского и Омра-Сойвинского районов с залежами в девонских отложениях давали всю добычу нефти и газа этой территории. В настоящее время доля этих месторождений в общей добыче невысока.

Новый этап в освоении Тимано-Печорской провинции начался в 60-х годах, когда фронт поисково-разведочных работ стал перемещаться в громадные неизученные районы к северо-востоку от известных площадей. Значительное число месторождений нефти и газа в отложениях силура, девона, карбона и перми было открыто в Печорской впадине, в том числе Западно-Тэбукское и Пашнинское. В 1964 г. в отложениях пермо-карбона было выявлено Вуктыльское газоконденсатное месторождение, расположенное в пределах Предуральского прогиба, а затем были открыты месторождения Усинское и Возейское на Колвинском мегавалу, Печорогородское, Печоро-Кожвинское и Кыртаельское на Печоро-Кожвинском мегавалу, ряд месторождений на Шапкино-Юрьянинском валу, а также отдельные месторождения в других геотектонических зонах. Эти открытия подтвердили перспективы нефтегазоносности всей Тимано-Печорской провинции, на территории которой создан территориально-производственный комплекс.

Основные черты геологического строения. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция связана с северо-восточным окраинным участком Русской платформы, фундамент которого имеет рифейский возраст. Наиболее развиты в осадочном чехле терригенно-карбонатные отложения палеозоя (силур, девон, карбон и пермь). В

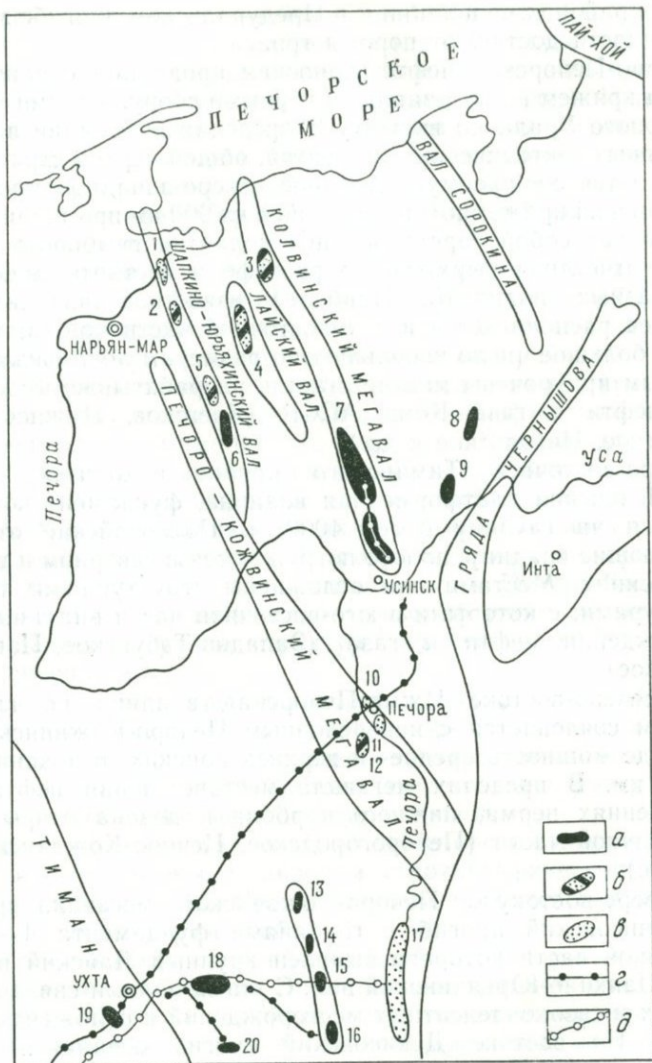


Рис. 62. Обзорная карта месторождений нефти и газа Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Месторождения: а — нефтяные, б — газоконденсатнонефтяные, в — газовые и газоконденсатные; г — нефтепроводы; д — газопровод «Сияние Севера».

Месторождения: 1 — Василковское, 2 — Ванейвийское, 3 — Ярейское, 4 — Лаявожское, 5 — Южно-Шапкинское, 6 — Верхнегрубешорское, 7 — Возейское, 8 — Салюкинское, 9 — Макарихинское, 10 — Печоро-Кожвинское, 11 — Печорогородское, 12 — Кыртаельское, 13 — Мичаюское, 14 — Северо-Савиноборское, 15 — Восточно-Савиноборское, 16 — Пашинское, 17 — Вуктыльское, 18 — Западно-Тэбурское, 19 — Джьерское, 20 — Ярегское

северных районах провинции и в Предуральском прогибе значительной мощности достигают породы триаса.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция ограничена Тиманским кряжем на юго-западе и горными сооружениями Северного и Полярного Урала на востоке. В пределах провинции выделяется ряд крупных тектонических элементов, общей чертой строения которых является их преимущественное северо-западное простирание.

Тиманский кряж, протягивающийся на 900 км при ширине 150 км, представляет собой горстообразное поднятие глыбового строения, которое отчетливо выражено в рельефе и состоит из нескольких валообразных поднятий. Наиболее известное из них — Ухта-Ижемское располагается в юго-восточной части кряжа, где с ним связано большое число небольших по размерам локальных складок, к которым приурочены многие старые, разрабатываемые месторождения нефти и газа Коми АССР (Ярегское, Нижнеомринское, Войвожское, Нибельское и др.).

Северо-восточнее Тиманского кряжа находится обширная Ижма-Печорская платформенная впадина, фундамент которой погружается на глубину более 4000 м. Палеозойские отложения, выполняющие впадину, полого погружаются в северном и восточном направлениях. Местами они осложнены структурными террасами и флексурами, с которыми в юго-восточной части впадины связаны месторождения нефти и газа (Западно-Тэбукское, Пашнинское, Джерьское).

На северо-востоке Ижма-Печорская впадина по глубинным разломам сочленяется с инверсионным Печоро-Кожвинским мегавалом, где мощность средне- и верхнедевонских отложений превышает 3 км. В пределах мегавала месторождения нефти и газа в отложениях перми, нижнего карбона и девона открыты в его юго-восточной части (Печорогородское, Печоро-Кожвинское, Кыртаельское).

К северо-востоку от Печоро-Кожвинского мегавала протягивается Денисовский прогиб с глубинами фундамента 4—6 км, в центральной части которого выявлен крупный Лайский вал, а на западе Шапкино-Юрьяхинский вал. С этими валами связана группа нефтяных и газоконденсатных месторождений в отложениях пермокарбона. На востоке Денисовский прогиб ограничен крупным Колвинским мегавалом, с которым связано несколько многозалежных нефтяных месторождений (Усинское, Возейское).

Вдоль западного склона Урала протягивается Предуральский прогиб, включающий в себя субмеридиональную Верхнепечорскую, Большесытинскую, Косью-Роговскую и Коротаихинскую впадины. В Верхнепечорской впадине открыто Вуктыльское газоконденсатное и ряд более мелких месторождений, в Косью-Роговской впадине Интинское газовое и Кочмесское нефтяное месторождения. Развитые в этих впадинах поднятия характеризуются значительными размерами и протяженностью.

Вся обширная территория северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, а также побережье Север-

ного Ледовитого океана изучены слабо. Здесь выделяется ряд отрицательных структурных элементов (впадины, прогибы), которые разделяются узкими линейными поднятиями различного простирания (поднятия Сорокина, Гамбурцева, Чернышова и др.). Перспективы нефтегазоносности этой части провинции несомненны. Первые месторождения нефти здесь открыты в отложениях пермо-карбона (Салюкинское, Среднемакарихинское в Хорейверской впадине, Варандейское на валу Сорокина), из отложений силура получена промышленная нефть.

Нефтегазоносность. Учитывая особенности геологического строения отдельных частей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и характер распределения скоплений нефти и газа, в ее пределах можно выделить три основных нефтегазоносных района.

Южный район, расположенный в окрестностях г. Ухты, характеризуется наиболее высоким уровнем развития нефтегазодобывающей промышленности. Помимо широко известного Вуктыльского газоконденсатного месторождения в нем расположены Западно-Тэбукское, Джьерское и Ярегское нефтяные месторождения, а также нефтяные скопления Мичаю-Пашнинского вала и Омра-Сойвинского района.

Центральный район приурочен к окрестностям г. Печоры. Помимо открытых в его пределах Печорогородского и Печоро-Кожвинского газоконденсатных и Кыртаельского газонефтяного месторождений, здесь выделяется группа структур, перспективных в отношении нефтегазоносности.

Северный район, расположенный к северу от пос. Усинск, отличается высокими темпами развития нефтегазодобычи и считается наиболее перспективным в отношении открытия новых нефтяных и газовых месторождений. В настоящее время здесь уже разрабатываются Усинское и Возейское месторождения.

Залежи нефти и газа в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции установлены в широком стратиграфическом интервале палеозойских отложений. Продуктивными являются породы силура, девона, карбона и перми (табл. 10).

Нефтегазоносность силурийских карбонатных отложений выявлена на единичных площадях. Значительные притоки нефти получены на Западно-Тэбукском и Среднемакарихинском месторождениях, небольшие притоки газа — на Нижнеомринском месторождении. Эти отложения перспективны на значительной части территории региона. Наибольшее число залежей нефти и газа в Тимано-Печорской провинции связано с поддоманиковой частью преимущественно терригенного разреза среднего и верхнего девона. Основными продуктивными пластами являются пласты III, II, Iв, Iб, Iа. Отложения среднего девона развиты повсеместно и имеют сложные контуры распространения, обусловленные древним структурным планом и размывами. Пласты III и II выделяются в разрезе эйфельского яруса среднего девона. Они представлены в основном песчаниками, мощность которых увеличивается с запада (Западный Тэбук) на восток (Пашнинское). С этими пластами связаны как газовые и газоконденсатные, так и нефтяные залежи.

ТАБЛИЦА 10

Распределение основных залежей нефти и газа по разрезу месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Месторождение	Силур	Средний девон		Верхний девон		Нижний карбон		Средний-верхний карбон	Нижняя пермь	Верхняя пермь	Триас
		эйфельский	живетский	франский	фамелский	турнейский	визейский				
Седьольское, Войвожское		Г		Г,НГ							
Северо-Седьольское, Чибьюское				Г,Н							
Нибельское, Верхне- и Нижнеомринское		Г	Н	Г,НГ							
Западно-Изкоьгоринское, Ярегское		Г,Н									
Джьерское		Н	Н	Н	Н						
Пашнинское		Г	Н	Н	Н				Н		
Северо-Савиноборское			Н		Н				Н		
Восточно-Савиноборское, Мичаюское			Н								
Западно-Тэбукское	Н	Н	Н	Н	Н						
Ягтыдинское						Н					
Малокожвинское							Н				
Лузское, Верхнегубешорское, Кыртаельское			Н,НГ	Н,Г							
Лемьюское, Исаковское										Н	
Усинское		Н	Н				Н		Н		
Возейское			Н	Н	Н		Н		Н		
Печорогородское, Печоро-Кожвинское			Г	Г			Г		Г	Г	
Вуктыльское		Г		Г		Г	Г	Г	Г		
Джебольское		Г		Г		Г			Г		
Курынское, Пашнинское									Г		
Рассохинское, Лаявожское, Салюкинское, Ярейюское							Г,НГ,Н	Н	Г,Н,Н		
Южно-Шапкинское							Н	НГ	НГ		Г
Шапкинское									НГ		Г
Василковское, Кумжинское								Г	Г	Г	Г
Среднемакарихинское								Н	Н	Г	
Ванейвийское								НГ	НГ	Г	

К живетскому ярусу среднего девона приурочен пласт Ів, представленный песчаниками. Мощность живетских песчаников возрастает в восточном направлении (Нибель-Пашнинское). Отложения живета преимущественно нефтеносны (Возейское, Усинское, Западно-Тэбукское, Мичаюское, Пашнинское и другие месторождения).

Пласты Ib и Ia выделяются в разрезе пашийских отложений верхнего девона. Суммарная мощность их составляет около 40 м. Пашийские отложения фациально изменчивы, в связи с чем продуктивные песчаные пласты имеют сложный линзовидный характер.

Пласты Ib и Ia продуктивны на большинстве месторождений региона, причем с ними связаны как нефтяные, так и газовые залежи.

Терригенные продуктивные отложения девона отличаются высокими коллекторскими свойствами: пористость достигает 20—25 %, проницаемость более $(1 \div 3) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, что обуславливает высокие дебиты нефти. Глубина залегания поддоманиковой толщи увеличивается в направлении Предуральского прогиба и Печоро-Кожвинского мегавала и изменяется от 150—200 м (Ярегское месторождение) до 3300 м (Пашнинское). Небольшие глубины залегания нефтеносных отложений позволили разрабатывать Ярегское нефтяное месторождение шахтным способом.

Нефтеносные отложения наддоманиковой части верхнего девона, карбона и нижней перми представлены в основном карбонатными трещиноватыми коллекторами (преимущественно известняки). К этим отложениям приурочены значительные залежи нефти Колвинского мегавала (Усинское, Возейское, Ярейюское месторождения), большинство месторождений Шапкино-Юрьянского вала, месторождения Предуральского прогиба (Вуктыльское), а также ряд залежей на месторождениях Ижма-Печорской впадины. Глубина залегания этих пород 1000—3000 м.

В отложениях нижнего карбона продуктивны песчаники визейского яруса (яснополянский надгоризонт). Небольшие залежи нефти и газа (глубина 2000 м) открыты на месторождениях Печоро-Кожвинского мегавала (Печорогородское и др.).

Самой верхней продуктивной толщей разреза Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции являются терригенные коллекторы верхней перми — триаса, которые содержат залежи нефти и газа на некоторых месторождениях в Ижма-Печорской впадине и на севере провинции.

Характеристика нефти и газа. Нефти месторождений региона малопарафинистые, преимущественно легкие (0,820—0,860 г/см³). Более тяжелые нефти (0,85—0,89 г/см³) связаны с фаменскими залежами некоторых месторождений (Пашнинское, Джьерское). Наиболее тяжелые нефти (0,910—0,945 г/см³) приурочены к залежам Ярегского и Войвожского месторождений (глубины до 300 м). Нефти в основном сернистые (серы 0,5—1,0 %).

Газы месторождений и залежей метановые, содержат 83—93 % метана. Характерно повышенное количество азота, достигающее 7—13 %. Наибольшее содержание тяжелых углеводородов отмечено в газе Вуктыльского месторождения (до 10 %). Он же содержит уникальное количество конденсата (352,7 г/см³).

Месторождения нефти и газа. Почти все месторождения Тимано-Печорской провинции многозалежные. Они, как правило, связаны с куполовидными брахиантиклинальными складками. Некоторые из

них осложнены разрывными нарушениями. Лишь Вуктыльское, Рассохинское и Пачкинское месторождения приурочены к узким линейным антиклиналям большой протяженностью. Известны также месторождения, связанные со структурными выступами (Нижнеомринское) и с заливообразными зонами выклинивания продуктивных отложений (Изкосьгоринское). Установленные залежи нефти и газа различны по типу. Многие из них пластовые сводовые (месторож-

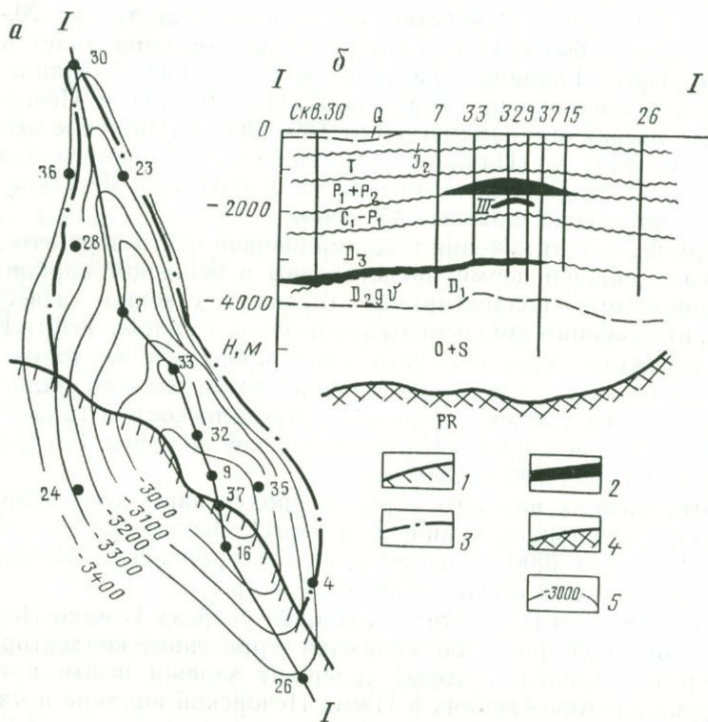


Рис. 63. Усинское месторождение (по Б. Я. Вассерману):

a — структурная карта по подошве проницаемых песчаников среднего девона; *б* — геологический разрез по линии I—I.

I — граница распространения продуктивных песчаников среднего девона; 2 — нефтяные залежи; 3 — контур нефтеносности; 4 — поверхность фундамента; 5 — изогипсы в м

дения Тиманского кряжа), а также массивные (Вуктыльское, Усинское) и структурно-стратиграфические (Западно-Тэбукское). Для терригенных отложений среднего и верхнего девона, отличающихся литологической и фациальной изменчивостью песчаных коллекторов по площади и разрезу, характерны стратиграфически и литологически экранированные залежи (Нибель, Нижняя и Верхняя Омра и др.), в том числе рукавообразные (Войвожское).

Усинское нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части Колвинского мегавала и приурочено к крупной брахиантиклинальной складке северо-западного простирания (рис. 63).

Размеры структуры по замкнутой изогипсе — 3300 м около 33×12 км, амплитуда примерно 500 м. Восточное крыло складки более крутое ($20-25^\circ$) по сравнению с западным, наклон которого не превышает $5-7^\circ$. Разрез месторождения, вскрытый скважинами до глубины 5005 м, слагают отложения от силурийских до четвертичных. Основная его часть представлена породами палеозоя, с которыми и связана нефтеносность месторождения. Большая часть залегов нефти приурочена к песчаникам среднего девона и карбонатным отложениям пермо-карбона. Кроме того, притоки нефти получены из карбонатных отложений доманикового горизонта нижнего девона, из фаменских и визейских известняков.

Залежь легкой нефти, установленная в отложениях среднего девона, контролируется линией выклинивания толщи девонских песчаников, которая проходит по западному крылу Усинской структуры вблизи ее сводовой части. Залежь пластовая сводовая, осложненная стратиграфическим срезом. Этаж нефтеносности достигает 488 м. Песчаные коллекторы характеризуются высокими емкостными свойствами, что находит отражение в больших дебитах нефти ($100-800$ м³/сут).

Верхняя залежь тяжелой нефти связана с карбонатными пористыми и кавернозными коллекторами нерасчлененной толщи известняков пермо-карбона и является массивной. Высота ее более 300 м, глубины залегания 1350—3200 м. Нефть тяжелая, плотностью при 20°C от 0,954 до 0,968 г/см³, высокосмолистая (17—21 %), сернистая (1,89—2,11 %), беспарафинистая (0,08—0,6 %).

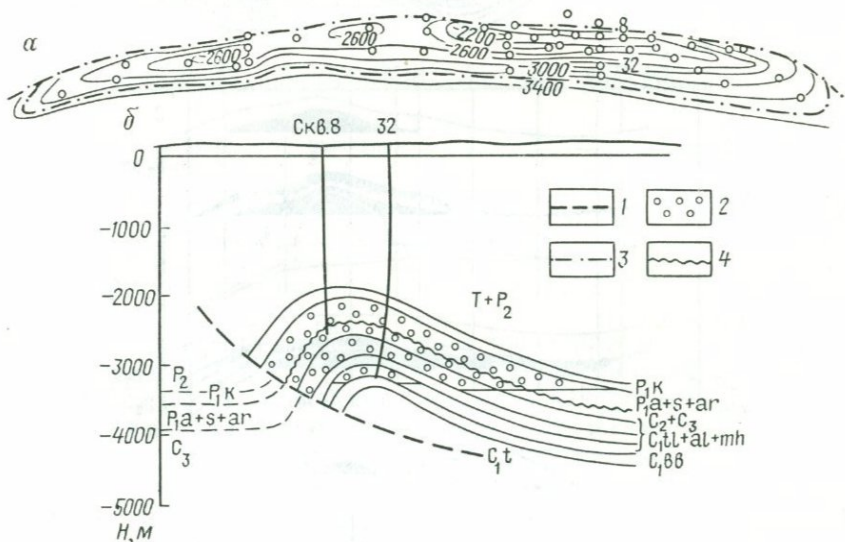


Рис. 64. Вуктыльское месторождение:

а — структурная карта по кровле продуктивной толщи пермо-триаса; б — геологический разрез.

1 — разрывное нарушение; 2 — газовые залежи; 3 — контур газоносности; 4 — поверхность стратиграфического несогласия

Вуктыльское газоконденсатное месторождение приурочено к линейной антиклинали Верхнепечорской впадины Предуральяского предгорного прогиба (рис. 64). Длина антиклинали в пределах установленного контура газоносности достигает 80 км при ширине 5—7 км и амплитуде 1400 м. Складка, протягивающаяся параллельно горным сооружениям Урала, характеризуется резко асимметричным строением. Западное крыло ее крутое ($60-80^\circ$) и осложнено надвигом, восточное — более пологое ($10-25^\circ$).

На месторождении установлена газоконденсатная залежь в отложениях нижней перми и среднего карбона. Коллекторами газа являются трещиноватые известняки, перекрытые гипсово-ангидритовой толщей кунгурского яруса нижней перми. Глубина залегания продуктивной толщи изменяется от 2200 до 3100 м. Залежь массивная. Этаж газоносности залежи достигает 1320 м. Среднее пластовое

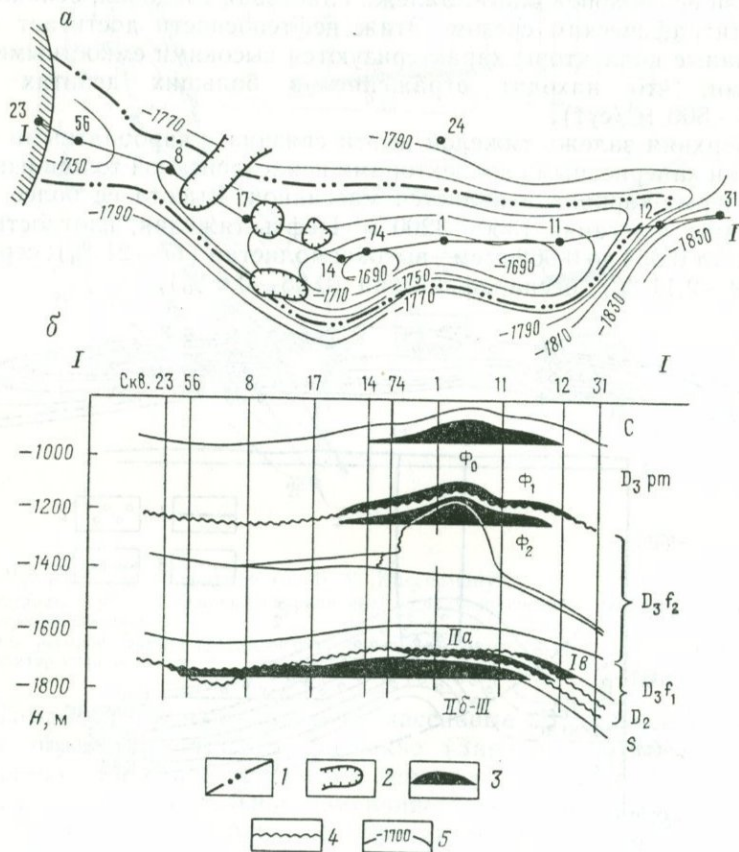


Рис. 65. Западно-Тэбукское месторождение:

a — структурная карта по кровле пласта II б; *б* — геологический разрез.

I — контур нефтеносности пластов IIб — III; 2 — зоны отсутствия коллекторов пласта IIб; 3 — нефтяные залежи; 4 — поверхность стратиграфического несогласия; 5 — изогипсы в м

давление 35,5 МПа, пластовая температура 50 °С. Средний начальный дебит газа эксплуатационных скважин 500 тыс. м³/сут.

Отличительной особенностью Вуктыльского месторождения является аномально высокое содержание конденсата в газе.

Западно-Тэбукское нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части Ижма-Печорской впадины и связано с пологой брахиантиклинальной складкой (3—5°) субширотного простиранья амплитудой 130 м (рис. 65). Месторождение многопластовое. Залежи нефти установлены по всему разрезу девонских отложений (от эйфельского до фаменского яруса). Кроме того, на месторождении (впервые в стране) доказана промышленная нефтеносность доломитов силурийского возраста, а также выявлена первая в провинции залежь нефти в верхнедевонском рифе.

Залежи нефти залегают на глубине 1300—2000 м. Основные запасы заключены в хорошо проницаемых песчаниках горизонта III эйфельского яруса.

Характерной особенностью месторождения является развитие стратиграфических залежей нефти в песчаных горизонтах поддоманиковой толщи (пласты III, II, Iв, Ia, Ib), что обусловлено выклиниванием пластов с запада на восток в связи с трансгрессивным залеганием вышележащих образований верхнего девона. Залежи нефти девона и силура имеют общий водонефтяной контакт и представляют собой единую гидродинамическую систему для всех нефтеносных горизонтов поддоманикового разреза, т. е. это по существу единая массивная залежь.

§ 3. Прикаспийская нефтегазоносная провинция

Общее число месторождений	86
нефтяных	53
нефтегазовых	10
газовых	23
Год открытия первого месторождения	1911
Начало добычи нефти	1912 г
Начало добычи газа	1937 г

Прикаспийская нефтегазоносная провинция, расположенная к северу от Каспийского моря, охватывает западную часть Казахской ССР, Астраханскую, Саратовскую и Волгоградскую области. Близость ее к промышленным районам потребления нефти и газа, наличие разветвленной транспортной сети и системы магистральных газопроводов Средняя Азия — Центр, Саратов — Москва, Оренбург — Западная граница СССР обуславливают рентабельность поисков и разведки здесь скоплений углеводородов.

Первые сведения о многочисленных естественных нефте- и газопроявлениях на территории Прикаспия относятся к XVII в. В конце XIX в. на этой территории были начаты разведочные работы, а в 1911 г. получен первый приток нефти из скважины, пробуренной на месторождении Доссор. Спустя несколько лет была установлена

промышленная нефтеносность месторождения Макат. Но затем вплоть до Великой Октябрьской социалистической революции ни одного месторождения нефти открыто не было. После установления Советской власти в Казахстане нефтяная промышленность здесь начала развиваться бурными темпами. Разведочные работы концентрировались в основном в районах нижнего течения р. Эмбы. Здесь было открыто около 40 месторождений. Освоению Эмбенской области большое значение придавал В. И. Ленин. По его инициативе было начато строительство железной дороги к Эмбенским промыслам и был поставлен вопрос о прокладке трубопровода от Эмбы до Волги.

Второй крупный период в освоении Прикаспийской нефтегазоносной провинции начался с 70-х годов, когда широким фронтом развернулись геологоразведочные работы по поискам скоплений нефти и газа в глубокозалегающих подсоловых отложениях. Открытие Астраханского (1976 г.), Жанажольского (1978 г.), Тенгизского (1979 г.), Кенкиякского (1979 г.), Карачаганского (1979 г.) газоконденсатных и нефтяных месторождений знаменовало собой второе рождение Прикаспийской провинции и подтвердило высокие перспективы нефтегазоносности этого района.

Основные черты геологического строения. Прикаспийская нефтегазоносная провинция (рис. 66) располагается в пределах одной из крупнейших и глубочайших платформенных впадин мира — Прикаспийской впадины. В свою очередь, Прикаспийская впадина является юго-восточной погруженной частью Русской платформы. Мощность пород осадочного чехла впадины увеличивается в направлении к центру до 17—20 км.

Предполагается, что фундамент Прикаспийской впадины, как и большей части Русской платформы, докембрийский. В пределах впадины развиты мощные (до 4 км) соленосные толщи, относимые к кунгурскому ярусу нижней перми, которые разделяют осадочный чехол на подсоловой и надсоловой комплексы. В состав подсолового комплекса входят породы девонского, каменноугольного и нижнепермского (докунгурского) возраста. На западном и северном бортах впадины эти отложения представлены преимущественно карбонатными осадками. Подчиненное значение имеют пачки терригенных пород. В восточной прибортовой зоне установлены разновозрастные (от нижнекарбонных до артинско-сакмарских) подсоловые отложения. Во вскрытом разрезе восточного борта впадины преобладают терригенные породы и лишь верхневизейско-среднекаменноугольные отложения представлены карбонатами. Общая мощность докунгурских отложений Прикаспийской впадины велика и в центральной части составляет 10 км.

Соленосная толща кунгура широко распространена на рассматриваемой территории. В центральной части она сложена в основном галогенными породами. В бортовых участках возрастает роль сульфатных пород и появляются прослои доломитов. Пластичные соляные породы образуют многочисленные соляные купола, сложно деформирующие отложения надсолового комплекса.

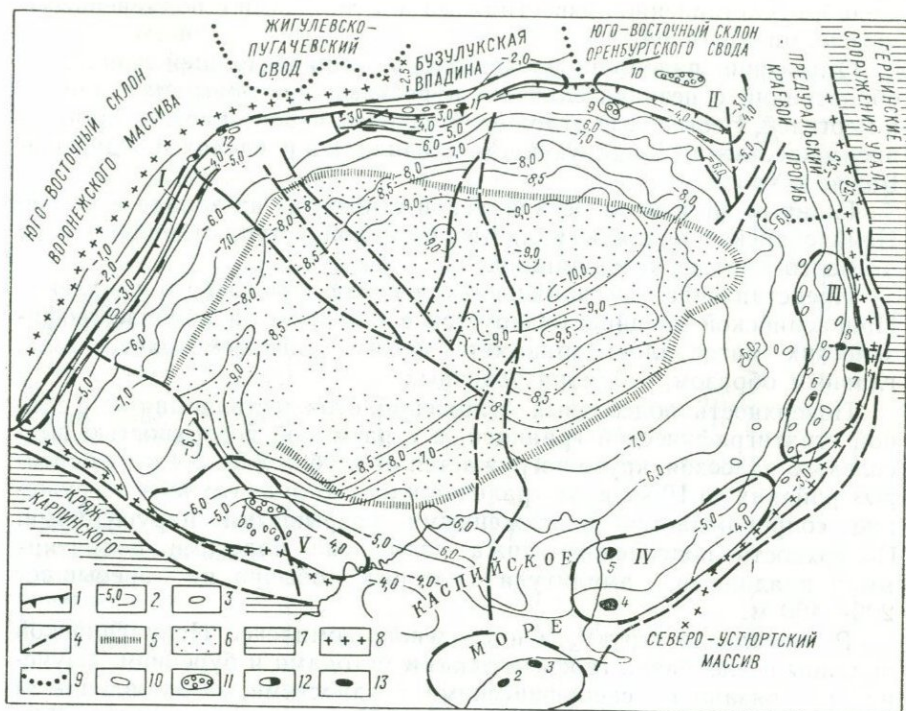


Рис. 66. Схема строения Прикаспийской нефтегазоносной провинции (по А. А. Голову, Л. Г. Кирюхину):

1 — западный и северный бортовой уступы; 2 — изогипсы поверхности подсолевых отложений в км; 3 — подсолевые локальные поднятия; 4 — разрывные нарушения; 5 — граница зоны отсутствия гранитного слоя («базальтовое окно»); 6 — зона отсутствия гранитного слоя; 7 — герцинские складчатые сооружения; 8 — граница распространения соленосных пород кунгурского возраста; 9 — контуры крупных тектонических элементов внешней прибортовой зоны Прикаспийской впадины; 10 — границы зон нефтегазоаккумуляции.

Месторождения: 11 — газовые, газоконденсатные, 12 — нефтегазовые, 13 — нефтяные.

Зоны нефтегазоаккумуляции: I — Приволжско-Уральская, II — Оренбургская, III — Кенкияк-Каратюбинская, IV — Южно-Эмбенская, V — Бузачинская.

Месторождения: 1 — Астраханское, 2 — Каражанбасское, 3 — Каламакское, 4 — Тенгизское, 5 — Тажигалийское, 6 — Каратюбинское, 7 — Жанажольское, 8 — Кенкиякское, 9 — Карачаганакское, 10 — Оренбургское, 11 — Западно-Тепловское, 12 — Западно-Ровенское

В глубоких межкупольных зонах надсолевые породы представлены мощной толщей красноцветных и пестроцветных образований, относимых к верхней перми и нижней части нижнего триаса. На большей части территории над красноцветами залегает карбонатная толща, относимая также к нижнему триасу. Породы верхнего триаса и нижней юры, составляющие единый комплекс сероцветных песчано-глинистых образований, имеют сравнительно ограниченное распространение.

Средняя и верхняя юра представлены в основном песчано-глинистыми породами с подчиненным развитием карбонатных пород. Выше залегает алевроито-глинистая толща пород нижнего мела и сеномана. Разрез мезозоя венчается карбонатной толщей верхнемеловых отло-

жений, представленной известняками и доломитами с подчиненными прослоями мергелей.

Отложения палеогена представлены мощной толщей глинистых образований с незначительными и редкими прослоями песчаников и мергелей. Неогеновые отложения развиты повсеместно, занимая преимущественно западную часть провинции в пределах междуречья Волги и Урала.

Главным элементом региональной структуры на западе и севере Прикаспийской впадины является бортовой уступ, отделяющий ее от Волго-Уральской провинции.

Представление о региональной структуре подсолевого комплекса Прикаспийской впадины базируется в основном на анализе геофизических материалов: гравиметрических, магнитометрических и, главным образом, сейсморазведочных.

Поверхность подсолевых отложений, отождествляемая не с единой стратиграфической границей, а с размытой поверхностью подсолевого палеозоя, круто погружается от глубин 2,5—3,4 км в бортовых районах до 10 км в центральной части. В ряде случаев погружение сопровождается протяженными разрывными нарушениями. Поверхность подсолевого ложа осложнена пологими поднятиями и впадинами, амплитуда которых обычно не превышает 200—400 м.

Региональная структура надсолевого комплекса Прикаспийской впадины исследована геофизическими методами и бурением. Изучение ее связано со специфическими трудностями, обусловленными широким развитием соляных структур. Предполагаемые и частично установленные региональные поднятия и прогибы надсолевого комплекса осложнены различными по форме и размерам локальными структурами, связанными с соляными куполами. На территории Прикаспийской впадины развито более 1000 соляных штоков, сложно деформировавших надсолевые породы. Интенсивность проявления соляной тектоники находится в прямой зависимости от глубины погружения подсолевого палеозоя и мощности галогенных пород кунгурского возраста.

В Прикаспийскую нефтегазоносную провинцию в последнее время включают и Северо-Бузачинский свод, характеризующийся сходными с южными районами Прикаспийской впадины разрезами юрских и меловых отложений.

Нефтегазоносность. В Прикаспийской нефтегазоносной провинции четко выделяются два региональных нефтегазоносных комплекса — подсолевой и надсолевой.

Основной нефтегазоносной толщей подсолевого комплекса являются карбонатные среднекаменноугольные отложения (табл. 11). В этой толще залежи газоконденсата (Астраханское) и нефти (Тенгизское) известны на юге провинции, на востоке залежи нефти выявлены на Жанажольском и Кенкиякском месторождениях, на севере открыто Карачаганакское газоконденсатное месторождение. Региональный характер нефтегазоносности и установление формаций рифогенных известняков указывают на перспективность комплексов.

ТАБЛИЦА 11

Распределение залежей нефти и газа по разрезу месторождений Прикаспийской нефтегазоносной провинции

Месторождение	Девон	Карбон	Пермь		Триас	Юра			Мел		Палеоген	Неоген
			нижняя	верхняя		нижняя	средняя	верхняя	нижний	верхний		
Аухетайчагыльское, Порт-Артурское, Таловское, Спортивное, Старшиновское Искине					Н			Г				Г
Тентяксорское, Жолды- байское, Каражанбасское						Н			НГ			
Байчунасское, Кашкар- ское, Каратонское						Н			Н	НГ		
Доссорское						Н				НГ		
Макатское					Г	Н						
Сагизское, Косчагыльское, Кульсаринское					Н	Н			Н			
Нармуныакское									Н			
Тюлюсское							Н					
Тереньюзюкское							Н		Н	НГ		
Кенкиякское			Н	Н	Н	Н			Н			
Шубаркудукское					Н	Н						
Прорвинское					Г							
Астраханское		Г										
Западно-Ровенское	Г											
Западно-Тепловское, Жанажольское			НГ									
Карачаганакское		Г	Г									
Тенгизское, Тажигалий- ское		Н										

Подсолевой комплекс изучен еще недостаточно. Кроме указанной основной продуктивной толщи небольшие залежи углеводородов известны и в других частях разреза. С терригенной средне-верхнедевонской толщей связаны залежи газа Западно-Ровенского месторождения, расположенного в пределах северо-западного бортового уступа синеклизы. Залежи газа установлены в терригенных породах воробьевского и пашийско-кыновского горизонтов.

Терригенная нижнепермская нефтегазоносная толща распространена на обширной территории в восточной части Прикаспийской впадины. В отложениях этой толщи открыты залежи нефти на Кенкиякской и Каратюбинской площадях и установлены многочисленные нефтепроявления.

В разрезе надсолевого комплекса выделяются четыре нефтегазоносные толщи: пермо-триасовая, среднеюрская, аптско-неокомская (меловая) и неогеновая. По количеству разведанных запасов и числу открытых месторождений первое место занимает среднеюрская нефтегазоносная толща, затем аптско-неокомская и далее пермо-триасо-

вая и неогеновая. Промышленные залежи нефти в пермо-триасовой толще выявлены пока на ограниченном числе месторождений; продуктивные горизонты установлены на 13 структурах. Большая часть месторождений содержит высокодебитные горизонты. Коллекторские пакки соответствуют песчано-глинистой и песчано-галечниковой свитам триаса. Мощность нефтеносных пластов 6—60 м.

Со среднеюрскими отложениями связаны основные разведанные запасы нефти и газа. В разрезе среднеюрских пород выделяется несколько промышленных нефтеносных горизонтов. Все они представлены терригенными породами. Мощность горизонтов колеблется от 1 до 25 м, а чаще всего равна 5—10 м. Некоторые залежи имеют газовые шапки (Прорвинское, Буранкульское, Кульсаринское месторождения).

К аптско-неокомским отложениям приурочены промышленные залежи нефти на большинстве структур Эмбенского промыслового района. Мощность нефтеносных горизонтов 1—20 м, наиболее часто встречаются горизонты мощностью 5—8 м. Всего в аптско-неокомской толще выделяется до 15 промышленно нефтеносных горизонтов. Все они имеют терригенный состав. На месторождениях п-ова Бузачи в неокомском разрезе выделяется до пяти продуктивных горизонтов.

Неогеновые отложения газоносны на территории западной части Прикаспийской впадины, в пределах междуречья Урала и Волги. Однако размеры структур, к которым приурочены газовые скопления в неогеновой толще, настолько малы, что связанные с ними месторождения не представляют промышленного интереса.

Кроме названных регионально нефтегазоносных толщ в последние годы установлен ряд промышленных залежей газа в верхах верхнеюрских отложений на Таловской, Старшиновской, Спортивной площадях, расположенных в Саратовской области.

Разведанные месторождения нефти и газа в надсолевом комплексе, как правило, отличаются небольшими запасами. Лишь месторождения п-ова Бузачи и Кенкиякское значительны по запасам.

Характеристика нефти и газа. Нефти и газы Прикаспийской нефтегазоносной провинции характеризуются разнообразием свойств. В северной части Южно-Эмбенского района расположены широко известные в народном хозяйстве месторождения маслянистых нефтей (Байчунасское, Доссорское, Макатское, Кашкарское и др.). Нефти этих месторождений содержат значительное количество смол (до 10 %), характеризуются почти полным отсутствием парафина и низким содержанием бензиновых фракций. Маслянистые нефти залегают на небольших глубинах. В южной части Южно-Эмбенского района (Косчагыльское, Кульсаринское) в составе нефтей увеличивается содержание бензиновых фракций. Далее к югу (Каратонское, Терензюкское) нефти становятся высокосмолистыми, высокопарафинистыми и сернистыми. Как правило, нефти пермо-триасового и среднеюрского комплексов более легкие и содержат меньше смол, чем аптско-неокомские. Подмечено увеличение содержания легких фракций в нефтях по направлению от бортовых районов к центру впадины. Газы нефтяных месторождений метановые, с высоким со-

держанием тяжелых углеводородов. В чисто газовых месторождениях (Таловское, Старшиновское) содержание тяжелых углеводородов сокращается и составляет единицы процентов. Специфическими чертами характеризуется состав пластового флюида на Астраханском месторождении. Содержание углеводородных газов в нем составляет 50—55 %, сероводорода 24,7 %, углекислоты 20 %, азота около 3 %, стабильного конденсата 380—560 см³/м³.

Месторождения нефти и газа. В Прикаспийской нефтегазоносной провинции выделяются две различные по строению группы месторождений, связанные с надсолевым и подсолевым комплексами. Большинство месторождений в надсолевом комплексе приурочено к сводовым и присводовым частям соляных куполов и расположено в бассейне нижнего течения р. Эмбы (Доссорское, Макатское, Кульсаринское и т. д.). Эту группу месторождений обычно называют Южно-Эмбенской. Другая группа месторождений находится в верхнем течении р. Эмбы (Кенкиякское, Шубаркудукское и др.) и именуется Северо-Эмбенской. В геологическом строении месторождений этих двух групп много общего. Все они приурочены к соленосным куполам и, как правило, разделены нарушениями на отдельные блоки. Нефтеносны могут быть один или несколько блоков. Месторождения нефти, приуроченные к южной бортовой зоне Прикаспийской впадины (Прорвинское, Буранкульское), расположены над глубоководными соляными куполами, не нарушены разрывами и практически мало отличаются от обычных платформенных структур. Близким строением характеризуются и месторождения, открытые на северном борту Прикаспийской впадины в Саратовской области (Таловское, Старшиновское).

Выявленные месторождения характеризуются разнообразием типов ловушек и связанных с ними залежей нефти и газа. Интенсивная дислоцированность надсолевых пород, связанная с проявлениями соляной тектоники, широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности, обилие стратиграфических несогласий обуславливают исключительное многообразие типов месторождений и залежей. Залежи нефти и газа, приуроченные к подсолевым отложениям, в основном массивные сводовые, не нарушенные или слабо нарушенные разрывами. Особенности строения подсолевых отложений позволяют также предполагать широкое распространение в них ловушек рифогенного типа.

Астраханское газоконденсатное месторождение является наиболее значительным открытием последних лет в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины. Оно расположено в юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, в 80 км к северу от г. Астрахани и приурочено к поднятию подсолевых отложений (рис. 67) размерами 110×45 км и амплитудой около 350 м. Месторождение имеет уплощенную центральную часть со сравнительно небольшими и малоамплитудными структурными осложнениями (50—70 м). Периферийные части Астраханского вала достаточно ярко выражаются на карте сгущением изогипс и увеличением углов падения до 4—5°.

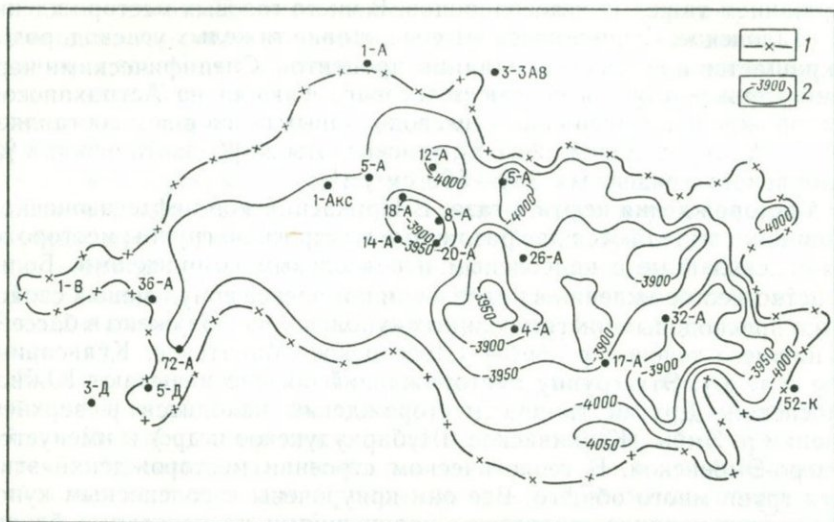


Рис. 67. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта Астраханского газоконденсатного месторождения (по Г. А. Габриэлянцу, Ю. М. Кутаеву, С. В. Попову):

1 — контур газоносности; 2 — изогипсы в м

Газоконденсатная залежь приурочена к известнякам башкирского яруса. Основной тип коллектора — пористые органогенные известняки. Пластовое давление составляет 63 МПа, пластовая температура 110 °С. Дебиты газа изменяются от 60 тыс. до 1 млн. м³/сут. Залежь удерживается надежной регионально выдержанной крышкой, сложенной аргиллитами и солями мощностью от 300 до 3500 м. Характерной особенностью залежи является высокое содержание сероводорода (24,7 %) и газового конденсата (до 560 см³/м³), что позволяет считать эту уникальную по составу газа залежь газоконденсатосероводородсодержащей.

Тенгизское нефтяное месторождение расположено в Южно-Эмбенской зоне нефтегазонакопления вблизи северо-восточного побережья Каспийского моря и связано с ловушкой, очевидно, рифогенного типа. Залежь установлена на глубине 4050 м в среднекаменноугольно-нижнепермских породах. Дебит нефти составил около 400 м³/сут. Пластовое давление 85 МПа.

Севернее Тенгизского месторождения в подсолевых карбонатных отложениях нижнего карбона открыто нефтегазовое месторождение Тажигали. Дебит газа с глубины около 3800 м составил 600 тыс. м³/сут, дебит нефти 60 м³/сут. В газе содержится 88 % метана и около 12 % сероводорода.

Жанажольское нефтегазовое месторождение (рис. 68) открыто на крайнем востоке Прикаспийской впадины в пределах Кенкияк-Каратюбинской зоны нефтегазонакопления. Оно приурочено к меридиональному поднятию амплитудой около 200 м. Залежи

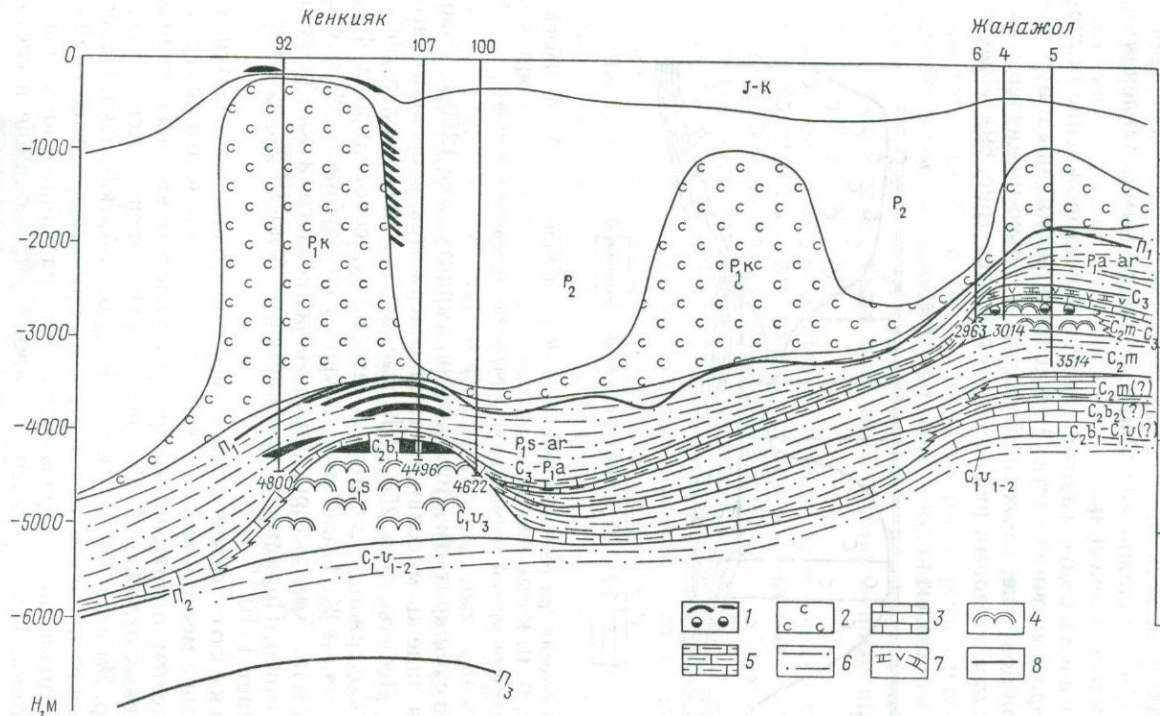


Рис. 68. Геологический разрез месторождений Кенкияк и Жанажол (по Л. Г. Кирюхину и др.):
 1 — залежи нефти, газа и газоконденсата; отложения: 2 — соленосные, 3 — карбонатные, 4 — рифогенные, 5 — глинисто-карбонатные, относительно глубоководные, 6 — терригенные, 7 — сульфатно-галогенные; 8 — отражающие горизонты

нефти содержатся в карбонатных породах среднекаменноугольного возраста на глубинах около 2650—3500 м. Высота залежи 100 м, дебит нефти до 250 м³/сут. Выше в карбонатной толще верхнего карбона выявлена газоконденсатная залежь высотой около 200 м. Дебит газа 200 тыс. м³/сут, содержание в газе конденсата превышает 500 см³/м³. Залежь массивная, с пластовыми давлениями, близкими к гидростатическим.

Карачаганакское газоконденсатное месторождение расположено в северо-восточной части Прикаспийской впадины и приурочено к крупной ловушке, сложенной каменноугольно-нижнепермскими карбонатными породами рифогенного генезиса (рис. 69). Ловуш-

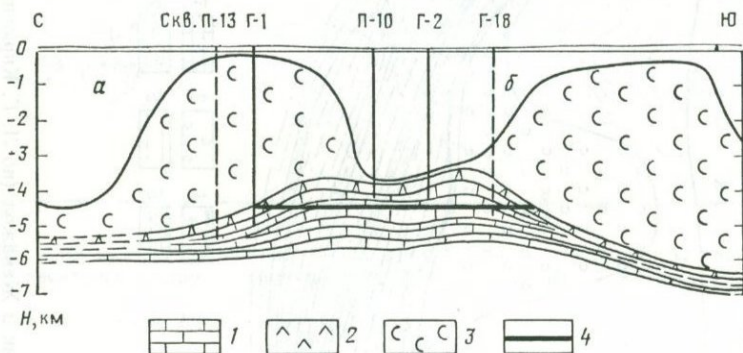


Рис. 69. Геологический разрез месторождения Карачаганак (по А. А. Голову, Л. Г. Кирюхину, В. Н. Копытченко):

1 — известняки; 2 — ангидриты; 3 — соль; 4 — предполагаемый газовойдной контакт

ка вытянута в субширотном направлении, амплитуда ее 1200 м. Газоконденсатная залежь массивного типа содержится в органогенных известняках. Дебиты газа 250—600 тыс. м³/сут, конденсата 500—1000 см³/м³. Содержание метана в газе 83 %, сероводорода 4 %, углекислого газа 4 %. Пластовое давление на глубине 4200 м составляет 50 МПа. Коллекторы порово-кавернозного и кавернозно-трещинного типов. Пористость изменяется от 4 до 19 %, проницаемость достигает $1 \cdot 10^{-13}$ м².

Кенкиякское газонефтяное месторождение отличается от описанных выше месторождений, где залежи газа и нефти приурочены к подсолевым отложениям, продуктивностью как подсолевых, так и надсолевых отложений (см. рис. 68). Оно расположено в среднем течении р. Эмбы, в 250 км к юго-западу от г. Актюбинска. Надсолевые отложения, представленные мощным комплексом отложений от пермо-триаса до кампана, образуют два резко различных по условиям залегания этажа. Пермо-триасовые отложения, входящие в состав нижнего структурного этажа, залегают с большими углами падения и характеризуются наличием сбросов, обусловленных интенсивной соляной тектоникой. Породы верхнего структурного этажа, включающие отложения юры, нижнего и верхнего мела, образуют

обширное пологое поднятие, не нарушенное разрывами. В надсолевом комплексе выявлен ряд продуктивных горизонтов: один в альбе, один в апте, три в неокоме, пять в юре, один в триасе и один в верхней перми. Все они связаны с терригенными коллекторами. Залежи юрского и аптско-неокомского комплексов сводовые, частично литологически ограниченные. Залежи в триасовых и пермских отложениях экранированы соляными штоками или разрывными нарушениями. Подсолевые отложения залегают в районе Кенкияка на глубинах свыше 3500 м. В сакмарско-артинском терригенном разрезе выделяется пять продуктивных горизонтов, дебиты нефти из которых достигают 300 т/сут. Мощность продуктивных горизонтов изменяется от 6 до 30 м. Коллекторы порово-трещинного типа. Залежь, вероятно, комбинированная, сводово-литологического типа. Ниже по разрезу с глубин 4300—4450 м из карбонатных отложений башкирского яруса были получены промышленные притоки нефти дебитом до 100 м³/сут.

Доссорское нефтяное месторождение — одно из старейших в нашей стране, характерный пример надсолевых месторождений. Оно находится в Магатском районе Гурьевской области и принадлежит к Южно-Эмбенской группе месторождений. Соляное ядро купола Доссор имеет звездообразную форму и залегают на глубине 400—450 м (рис. 70). Надсолевые отложения от пермо-триасового до нижнемелового возраста системой грабенов и сбросов разделены на два крыла (блока) — восточное и западное. Каждое из этих крыльев, в свою очередь, разделено на ряд полей. Основная залежь Доссорского месторождения приурочена к восточному крылу. Главной продуктивной толщей месторождения является среднеюрская. Из отложений триаса получены слабые притоки нефти. В разрезе месторождения выделяются четыре нефтеносных горизонта. Эффективные мощности их составляют 10—15 м. Залежи нефти экранированы сбросом грабена.

Аналогичным геологическим строением характеризуется большая группа месторождений, расположенных в Южно-Эмбенском и Северо-Эмбенском районах. Почти все они сильно нарушены разрывными дислокациями, создающими в каждом отдельном случае специфические условия для скопления нефти и газа.

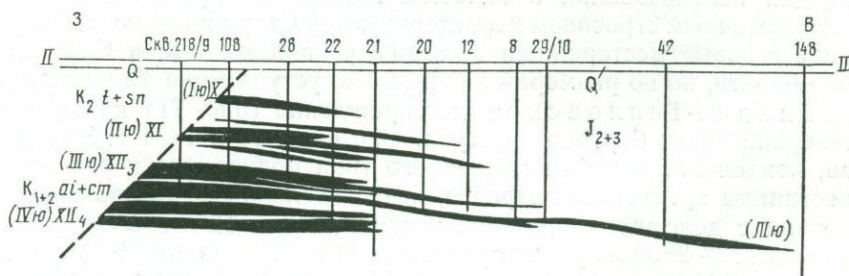


Рис. 70. Геологический разрез месторождения Доссор (по И. С. Ханину)

Прорвинское нефтегазовое месторождение расположено на восточном берегу Каспийского моря, в 170 км к юго-востоку от г. Гурьева. Поднятие представляет собой цепочку куполовидных структур широтного простираия. К каждой из структур приурочено отдельное месторождение. С востока на запад выделяют самостоятельные поднятия: Восточно-Прорвинское, Центральное-Прорвинское, Западно-Прорвинское, Прорва Морская и Морское. Самые крупные из этих поднятий Восточно-Прорвинское и Западно-Прорвинское. Первое из них наиболее разведано. В тектоническом отношении Прорвинское месторождение приурочено к южной бортовой части Прикаспийской впадины. Соляная тектоника здесь затухает. Ядро соляного купола предполагается на глубине более 3000 м. Надсолевые отложения образуют пологое поднятие, южное крыло которого несколько круче северного. Нефтегазоносность приурочена к песчаникам и алевролитам, залегающим на глубинах от 2216 до 3200 м. Стратиграфически продуктивные горизонты приурочены к самой нижней части песчано-глинистых отложений келловейского яруса верхней юры и к верхам триасового разреза. Выделяются четыре самостоятельных горизонта: два чисто газовых и два газонефтяных. Месторождение находится в разработке. Примерно аналогичным строением характеризуется Буранкульское месторождение, также расположенное в южной бортовой зоне.

Таловское газовое месторождение находится в северо-западной части Прикаспийской впадины, в Саратовской области, на 42 км севернее г. Новоузенска. Таловское поднятие приурочено к солянокупольной структуре с соляным ядром, погруженным на глубину 1000 м. Надсолевые породы образуют брахиантиклинальную складку неправильной формы с крутым западным и пологим северным крыльями. Продуктивный газовый горизонт приурочен к верхне-волжскому ярусу верхней юры и представлен слабосцементированными песчаниками. Мощность продуктивного горизонта меняется от 10 до 19 м. Глубины его залегания составляют 880—950 м. Таловское месторождение расположено вблизи газопроводов Саратов — Москва и Средняя Азия — Центр. Непосредственно вслед за открытием в 1964 г. оно было введено в разработку. В настоящее время месторождение практически закончено разработкой и намечается для использования в качестве подземного хранилища газа.

Аналогичным строением характеризуются Старшиновское и Спортивное газовые месторождения, также расположенные в Саратовской области, но по размерам значительно уступающие Таловскому.

Западно-Таловское месторождение (рис. 71) находится в северной части бортового уступа. Оно открыто в 1974 г. Залежь газа, конденсата и нефти массивного типа приурочена к рифовым известнякам артинского возраста, незначительная ее газовая часть связана с доломитами нижней части кунгура. Размеры ловушки по изогипсе — 2800 м кровли артинского яруса составляют 6,2 × 2 км, амплитуда 184 м, этаж газоносности 150 м, этаж нефтеносности 34 м. Дебит газа при 19-мм штуцере достигал 835 тыс. м³/сут, при этом

получено 90 т/сут стабильного конденсата. Дебит нефти составлял 66 м³/сут при 7-мм штуцере. Коллекторы — карбонатные порово-кавернозно-трещинные со средней эффективной пористостью около 12 % и проницаемостью 12·10⁻¹⁴ м². Месторождение относится к категории мелких.

Подобное геологическое строение имеют и другие месторождения нефти и газа северного бортового уступа, связанные с артин-

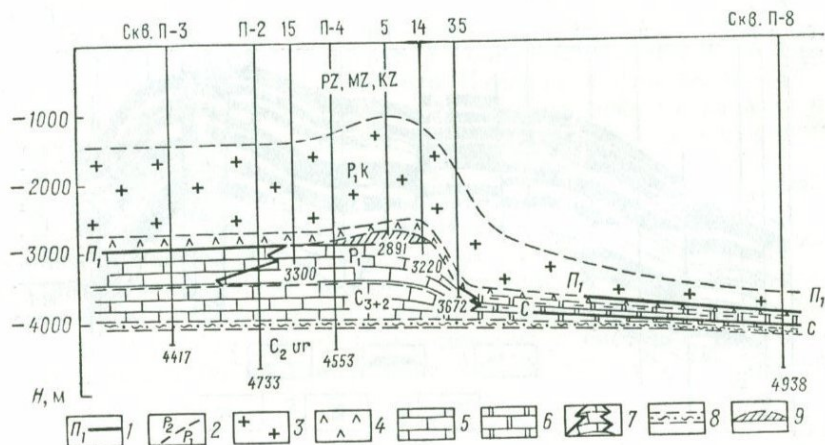


Рис. 71. Геологический разрез Западно-Тепловского месторождения (по А. А. Альжанову, А. Ф. Ильину, В. Н. Копытченко, А. А. Голову):
 1 — основные сейсмические отражающие горизонты; 2 — геологические границы;
 3 — кунгурские соленосные отложения; 4 — сульфатная толща филипповского горизонта; 5 — известняки; 6 — депрессионные фации (известняки, доломиты); 7 — контуры рифогенного массива; 8 — терригенные отложения; 9 — нефтяная залежь

скими или нижнекунгурскими (филипповский горизонт) отложениями (Гремячинское, Восточно-Гремячинское, Краснокутское и др.).

Каражанбасское нефтяное месторождение расположено в пределах Северо-Бузачинского свода и приурочено к крупной брахиантеклинальной складке субширотного простирания, осложненной рядом нарушений (рис. 72). Размеры структуры 30×6 км, амплитуда 180 м. По данным промысловой геофизики, месторождение разбито на восемь блоков, в пределах которых залежи имеют самостоятельные водонефтяные контакты. Залежи нефти приурочены к среднеюрским и нижнемеловым отложениям. В нижнем мелу выделяется пять продуктивных горизонтов, четыре из которых (А, Б, В, Г) имеют барремский возраст и один (Д) — готеривский, в юрских отложениях установлены два горизонта (Ю-I и Ю-II). Коллекторы представлены песчано-алевритовыми породами пористостью от 20 до 29 %,

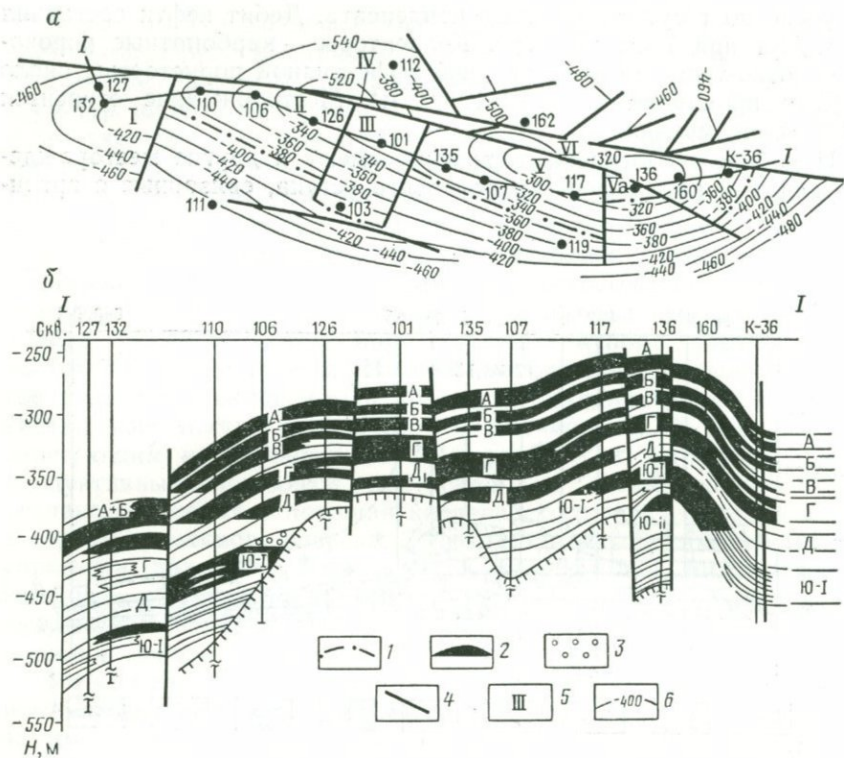


Рис. 72. Каражанбасское месторождение:
 а — структурная карта; б — геологический разрез.
 I — внешний контур нефтеносности продуктивного горизонта Г; 2 — нефть; 3 — газ; 4 — разрывные нарушения; 5 — блоки залежей; 6 — изогипсы в м

проницаемостью $(5 \div 30) \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. Глубины залегания неокомских залежей 228—460 м, юрских 310—455 м. Высоты залежей 5—100 м. Дебиты нефти изменяются от 0,08 до 100 м³/с. Нефти тяжелые (0,94 г/см³).

Глава IX НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ СЕВЕРНОГО КAVKAZA И ЗАКАВКАЗЬЯ

Северный Кавказ и Закавказье — колыбель нефтегазодобывающей промышленности страны. Добыча нефти из нефтяных колодцев и естественных источников осуществлялась с незапамятных времен. Официальной датой рождения нефтяной промышленности считается 1864 г., когда на месторождении Кудако в Краснодарском крае был получен первый промышленный фонтан нефти из скважины. В честь

этого события на первой в стране нефтяной скважине установлен обелиск. Первый газовый промысел в Советском Союзе был организован в 1928 г. на месторождении Дагестанские Огни в Южном Дагестане.

До революции и в первые 30 лет существования Советского государства нефтяные месторождения Азербайджана, Чечено-Ингушетии и Краснодарского края обеспечивали почти всю добычу нефти в стране. В 50-е и 60-е годы Северный Кавказ стал первой крупной газодобывающей базой, с которой началось быстрое развитие газовой промышленности как самостоятельной отрасли народного хозяйства. Однако в последующие годы в связи с развитием новых крупных нефте- и газодобывающих центров, а также постепенным истощением ресурсов месторождений Северного Кавказа и Закавказья (а их насчитывается более 200) относительная доля нефти и газа из них в общесоюзном балансе добычи быстро снижалась и в настоящее время составляет небольшую часть.

Нефтегазоносные области Северного Кавказа — Азово-Кубанская, Ставропольская и Терско-Кумская — расположены на эпипалеозойской Скифской платформе и частично включают предгорные складчатые зоны мегантиклинория Большого Кавказа. Нефтегазоносные области Закавказья, расположенные на территории Азербайджанской и Грузинской ССР, связаны с системой межгорных впадин и юго-восточным погружением Кавказа.

§ 1. Азово-Кубанская нефтегазоносная область

Общее число месторождений	103
газовых и газоконденсатных	49
нефтегазовых и газонефтяных	23
нефтяных	31
Год открытия первого месторождения	1864
Начало добычи нефти	Конец XIX в.
Начало добычи газа	1952 г.

Азово-Кубанская нефтегазоносная область находится на территории Краснодарского края. В 1864—1965 гг. в долине р. Кудако и на Тамани были пробурены первые нефтяные скважины, и в последующие 40 лет в этих местах в небольшом количестве добывалась нефть. С 1906 г. центр буровых работ сместился в район пос. Нефтегорск, где с незапамятных времен были известны естественные источники нефти. 30 августа 1909 г. был днем рождения «большой нефти». Мощный фонтан легкой нефти, бивший с глубины 74 м, привлек внимание нефтепромышленников всего мира. Начался знаменитый «майкопский бум». Это событие примечательно и тем, что впервые в мире была выявлена залежь нефти неантиклинального типа. Заслуга в расшифровке строения залежи принадлежала начинающему горному инженеру, впоследствии академику, И. М. Губкину, который назвал ее рукавообразной. Лишь много лет спустя подобные «шнурковые» залежи были найдены в США.

В 30-е годы в этом же районе была открыта цепочка литологических «заливообразных» залежей нефти, а в послевоенное время — ряд многозалежных нефтяных месторождений, приуроченных к антиклинальным складкам северного склона Кавказа и Западно-Кубанского прогиба. В 1956—1962 гг. в нижнемеловых отложениях северных платформенных районов Краснодарского края была открыта группа газоконденсатных месторождений, связанных с погребенными брахиантиклинальными складками.

В последующие годы, несмотря на большой объем поисково-разведочного бурения, в Азово-Кубанской области выявлялись лишь отдельные небольшие нефтяные и газовые месторождения. Низкая эффективность геологоразведочных работ объясняется вовлечением в разведку глубокозалегающих (4,5—6 км) слабоизученных горизонтов мезозоя Западно-Кубанского и Восточно-Кубанского прогибов.

Основные черты геологического строения. Азово-Кубанская газонефтеносная область в тектоническом отношении является частью обширной эпигерцинской платформы, которая в пределах рассматриваемого региона занимает положение между докембрийской Русской платформой и альпийским складчатым погружением Большого Кавказа. Платформенный чехол ее слагают породы от триасового до четвертичного возраста. Подвижный южный край платформы, сочленяющийся с геосинклинальной областью системой глубинных разломов, в мезозое — кайнозое испытывал контрастные колебательные движения большой амплитуды. В современном структурном плане (рис. 73) здесь выделяются Западно-Кубанский передовой прогиб, выполненный мощной толщей мезозойско-кайнозойских образований (до 10—12 км), Восточно-Кубанский прогиб (мощность осадочного чехла до 8—9 км) и разделяющий их Адыгейский выступ.

Северная стабильная часть платформы характеризуется сокращенной мощностью (2—4 км) мезозойских и палеоген-неогеновых отложений и развитием крупных погребенных валообразных поднятий, наиболее значительными из которых являются Каневско-Березанское и Староминско-Ленинградское.

По неогеновым отложениям рассматриваемый регион представляет собой единую резко асимметричную Азово-Кубанскую впадину. Северный борт ее является обширной моноклиной, а крутой южный осложнен многочисленными локальными складками.

Нефтегазоносность. Азово-Кубанская газонефтеносная область характеризуется высокой степенью разведанности. Перспективы открытия сколько-нибудь крупных месторождений нефти и газа связываются лишь с глубокозалегающими подсолевыми отложениями юрского возраста Восточно-Кубанского прогиба и мезозойским комплексом Западно-Кубанского прогиба. Общая площадь перспективных земель невелика.

В размещении выявленных месторождений прослеживается четкая закономерность. Южный борт и осевая часть Западно-Кубанского прогиба характеризуются преимущественной нефтеносностью, остальная территория — газоносностью недр. Стратиграфический интервал продуктивных отложений охватывает весь разрез осадочного

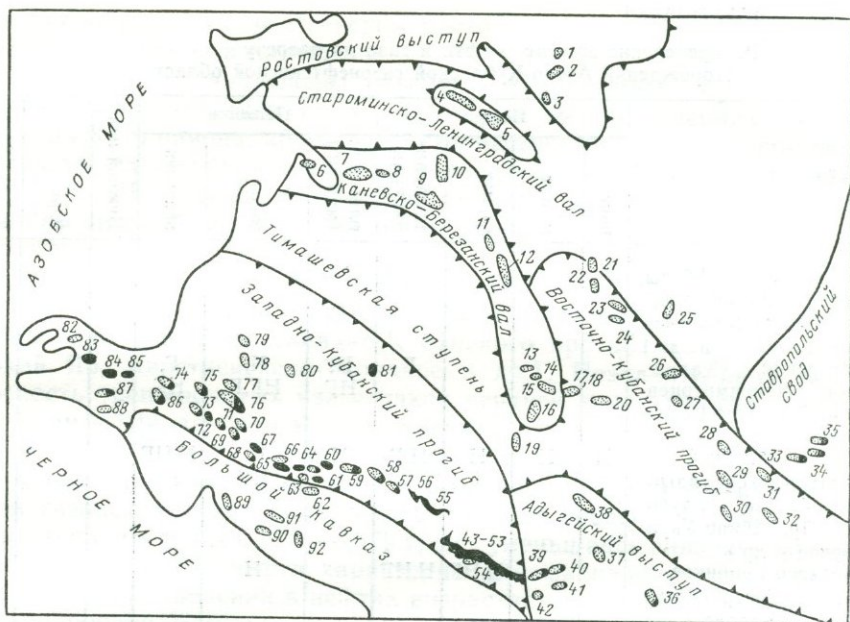


Рис. 73. Обзорная карта месторождений нефти и газа Азово-Кубанской нефтегазоносной области.

Месторождения: 1 — Северо-Кушевское, 2 — Кушевское, 3 — Екатериновское, 4 — Старомино-ское, 5 — Ленинградское, 6 — Бейсугское, 7 — Каневское, 8 — Лебяжье, 9 — Челбасское, 10 — Крыловское, 11 — Сердюковское, 12 — Березанское, 13 — Усть-Лабинское, 14 — Двубратское, 15 — Ладожское (нижний мел), 16 — Некрасовское, 17, 18 — Юбилейное (юра) и Ладожское (сармат), 19 — Великое, 20 — Темиргоевское, 21 — Алексеевское, 22 — Мало-российское, 23 — Митрофановское, 24 — Ловлинское, 25 — Кавказское, 26 — Соколовское, 27 — Южно-Соколовское, 28 — Армавирское, 29 — Советское, 30 — Южно-Советское, 31 — Александровское, 32 — Бесскорбниенское, 33 — Убеженское, 34 — Николаевское, 35 — Се-веро-Николаевское, 36 — Баракаевское, 37 — Тульское, 38 — Майкопское, 39 — Ширванское, 40 — Безводненское, 41 — Краснодаргестанское, 42 — Самурское, 43 — Нефтегорское, 44 — Нефтянское, 45 — Восковая Гора, 46 — Хадыженская Площадка, 47 — Хадыженское, 48 — Кабардинское, 49 — Асфальтовая Гора, 50 — Широкая Балка, 51 — Кура-Щепа, 52 — Кутаисское, 53 — Абузы — Апчас, 54 — Мирная Балка, 55 — Ключёвое, 56 — Дыш, 57 — Ка-лужское, 58 — Новодмитриевское, 59 — Восточно-Северское, 60 — Северское, 61 — Азовское, 62 — Убинское, 63 — Зыбза — Глубокий Яр, 64 — Холмское, 65 — Ахтырско-Бугундырское, 66 — Северо-Ахтырское, 67 — Абино-Украинское и Левкинское, 68 — Украинское, 69 — Крым-ское, 70 — Северо-Крымское, 71 — Кудакно-Киевское, 72 — Кеслеровское, 73 — Адагумское, 74 — Курчанское, 75 — Западно-Анастасиевское, 76 — Анастасиевско-Троицкое, 77 — Северо-Анастасиевское, 78 — Славянское, 79 — Фруизенское, 80 — Красноармейское, 81 — Южно-Андреевское, 82 — Фонталовское, 83 — Старотитаровское, 84 — Стрельчанское, 85 — Камы-шеватое, 86 — Джигинское, 87 — Благовещенское, 88 — Витязевское, 89 — Дообское, 90 — Прасковеевское, 91 — Пшадское, 92 — Архипо-Осиновское

чехла — от триасовых до понтических (табл. 12). Наибольший стра-тиграфический этаж нефтегазоносности характерен для месторож-дений Западно-Кубанского прогиба, где залежи нефти и газа встре-чены почти во всех ярусах и горизонтах неогена, палеогена и частично мела и юры. В платформенной части территории регио-нально продуктивными комплексами являются терригенные отложе-ния нижнего мела, с которыми связаны основные разведанные запасы газа и конденсата, и в меньшей степени породы юрского

ТАБЛИЦА 12

Распределение залежей нефти и газа по разрезу
месторождений Азово-Кубанской газонефтеносной области

Район (месторождение)	Неоген				Палеоген			Нижний мел	Юра	Триас
	понт	мэотис	сармат	караган-чокрак	олигоцен (майкоп)	эоцен	палеоцен			
Хадыженский (Абузы, Апчас, Кутаисское, Кура-Цеце, Ключевое, Хадыженское и др.)					Н					
Северский (Калужское, Новодмитриевское, Восточно-Северское)				Г	Н, НГ	Н, НГ, Г	Г, НГ			
Ильско-Абинский (Ахтырско-Бугундырское, Зыбза — Глубокий Яр, Абино-Украинское и др.)	Н	Н	Н	Н, Г	Н	Н, НГ	Н, НГ			
Крымско-Верниковский (Северо-Крымское, Кудачо-Киевское, Кеслеровское и др.)			Н, НГ	Н, НГ		Н				
Осевая часть Западно-Кубанского прогиба (Анастасиевско-Троицкое, Западно-Анастасиевское, Курчанское и др.)	Н	НГ, Г, Н	НГ, Н	Н						
Северный склон прогиба (Славянское, Фрунзенское, Красноармейское и др.)	Г	Г								
Ейско-Березанский (Ленинградское, Березанское, Челбасское, Некрасовское и др.)						Г			Г	Г
Усть-Лабинский (Ладожское, Некрасовское, Усть-Лабинское, Юбилейное и др.)		Г						Г	Г	
Адыгейский выступ (Майкопское, Баракеевское и др.)								Г	НГ	
Армавино-Кропоткинский (Кавказское, Южно-Советское, Соколовское и др.)								Г	Г	

возраста. На некоторых месторождениях небольшие газовые залежи известны в сарматских (Ладожское, Темиргоевское месторождения) и эоценовых (Каневское, Ленинградское, Бейсугское) отложениях.

На Убеженском и Николаевском месторождениях мелкие нефтяные залежи выявлены в палеоцене.

Нефть и газ заключены обычно в терригенных образованиях (алевролиты, песчаники). На некоторых месторождениях Ейско-Березанского района, кроме того, газонасыщены порово-трещиноватые породы триаса, продуктивные лишь в сводовых частях локальных поднятий (Челбасское, Староминское и др.) и образующие с вышележащими альбскими отложениями единые массивные газоконденсатные залежи.

С карбонатными породами миоцена (мергели, известняки) связаны небольшие залежи нефти и газа на месторождениях южного борта и осевой зоны Западно-Кубанского прогиба (Зыбза — Глубокий Яр, Анастасиевско-Троицкое и др.). Незначительная газоносность трещиноватых известняков верхней юры известна на Самурском и Ширванском месторождениях, расположенных в крайней юго-восточной части Западно-Кубанского прогиба.

Характеристика нефти, газа и конденсата. Нефти Азово-Кубанской газонефтеносной области различны по составу. Плотность их меняется в пределах 0,760—0,979 г/см³, уменьшаясь вниз по разрезу. Наиболее тяжелые нефти характерны для миоценовых отложений. В этом же направлении в нефтях возрастает содержание метановых углеводородов. Нефти практически беспарафинистые и обычно малосернистые (содержание серы редко превышает 0,5 %).

Природные газы области метановые, бессернистые. Содержание метана в залежах отложений неогена и палеогена почти всегда более 90 % и достигает 96—100 % в самых верхних горизонтах. В мезозойских залежах газа количество метана, наоборот, редко превышает 90 %, а содержание тяжелых углеводородов значительно. В этих газах присутствует конденсат (обычно не более 80 см³/м³). Максимальное его содержание отмечено на Староминском (150 см³/м³) и Южно-Советском (до 1500 см³/м³) месторождениях. Конденсат метано-нафтового типа.

Месторождения нефти и газа. Большинство месторождений многозалежные. Однозалежные развиты в Ейско-Березанском (Березанское, Кушевское и др.) и в меньшей степени в других районах. Почти повсеместно преобладают пластовые сводовые залежи. На южном борту Западно-Кубанского прогиба широко распространены также стратиграфические, литологические и тектонически экранированные залежи (в основном нефтяные). В Восточно-Кубанской впадине выявлен ряд стратиграфических залежей в юрских отложениях (месторождения Южно-Советское, Алексеевское и др.).

Хадыженское нефтяное месторождение (рис. 74) содержит три промышленные залежи, в плане совпадающие друг с другом. Продуктивные горизонты заливообразно, в виде фестонов, выступают перпендикулярно к полосе майкопских песков и вытянуты в направлении восстания слоев, образуя литологические ловушки для нефти. Мощность песчаных пластов закономерно уменьшается по восстанию оси и в обе стороны от нее. Для всех залежей характерно отсутствие

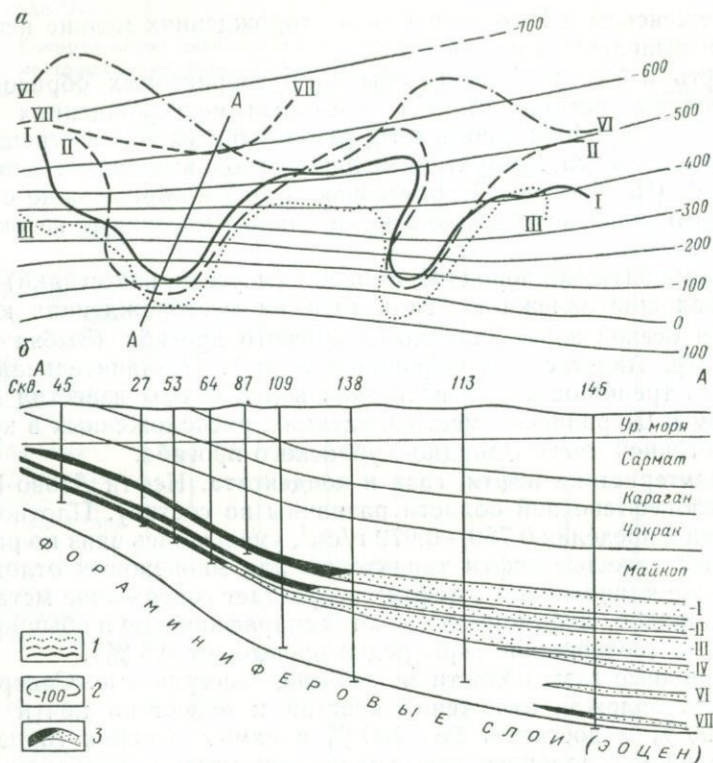


Рис. 74. Хадыженское месторождение: а — структурная карта по майкопскому реперу; б — геологический разрез (по С. Т. Короткову). I — контуры выклинивания песчаных горизонтов (I—VII) майкопа; 2 — изогипсы в м; 3 — литологические залежи нефти

газовых шапок, что объясняется близостью головных частей залежей к дневной поверхности.

Новодмитриевское газонефтяное месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке, осложненной поперечными разрывными нарушениями небольшой амплитуды (рис. 75). По поверхности кумского продуктивного горизонта размеры складки $4,7 \times 1,2$ км, высота около 100 м. Месторождение многозалежное. Основными являются нефтяная залежь в кумском горизонте и газонефтяные залежи в горизонтах I и II майкопской серии. Кроме того, имеется десять газоносных горизонтов: караганский, чокракский, Па (зыбинская свита эоцена), Пб, III, IV (ильская свита, палеоцен), V, VIII, VIIIа, IX (свита Горячего Ключа, палеоцен). Во всех горизонтах коллекторами служат песчаники и алевролиты.

Анастасиевско-Троицкое газонефтяное месторождение (рис. 76). Складка, осложненная двумя одноименными поднятиями, имеет размеры $27,5 \times 2,5$ км и высоту около 400 м. Углы падения крыльев составляют $10-14^\circ$. На Анастасиевском поднятии зафик-

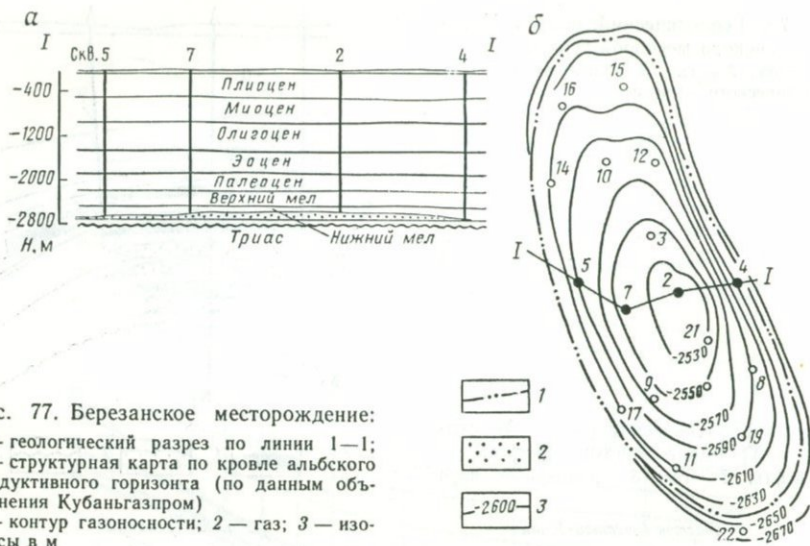


Рис. 77. Берзанское месторождение:
 а — геологический разрез по линии I—I;
 б — структурная карта по кровле альбского продуктивного горизонта (по данным объединения Кубаньгазпром)
 I — контур газоносности; 2 — газ; 3 — изогипсы в м

стирания (рис. 77). Размеры ее по кровле продуктивных отложений альбского яруса $27,8 \times 11,2$ км, высота 115 м. В вышележащих отложениях происходит постепенное выполаживание складки. Начиная с эоцена, породы залегают моноклинально. Продуктивный горизонт альбского яруса вскрыт на глубинах от 1550 до 2630 м и состоит из четырех пачек, гидродинамически связанных между собой. Мощность каждой пачки варьирует в пределах от 1 до 30 м, пористость коллекторов колеблется от 2,7 до 24 %, проницаемость не превышает $78 \cdot 10^{-14}$ м². Газ месторождения на 89 % состоит из метана, среднее количество стабильного конденсата составляет 49,3 г/м³.

Майкопское газоконденсатное месторождение связано с брахиантиклинальной складкой, осложняющей северный борт Адыгейского структурного выступа (рис. 78). По продуктивным отложениям нижнего мела складка имеет размеры $10,1 \times 4,5$ км и высоту 150 м. В разрезе продуктивной толщи выделяют шесть пачек: I, Ia (альбский ярус), II, IIa (аптский ярус), III (барремский ярус), юрский. Основными являются нижнемеловые горизонты, залегающие в интервале глубин 2400—2900 м. Продуктивные пласты сложены чередованием песчаников и алевролитов с хорошими коллекторскими свойствами. Залежи газа пластовые сводовые, отличаются высокой продуктивностью. Начальные дебиты газа составляли 800—1700 тыс. м³/сут. Газ месторождения метановый, содержит 80 см³/м³ конденсата.

Южно-Советское газоконденсатное месторождение приурочено к антиклинальной складке размерами $4,5 \times 3,0$ км и высотой 60 м (рис. 79). Скважинами вскрыты осадочные отложения неоген-

палеогенового, мелового и юрского возраста, а также метаморфизованные породы фундамента (палеозой). Между меловыми и юрскими отложениями имеется угловое и стратиграфическое несогласие. Газоносными являются I, II и III пласты песчаников аптского яруса и V, VI и VII песчано-алеврито-глинистые пачки келловоя. Эффективная мощность пластов 2—28 м, пористость 12—14 %, проницаемость по керну $(0,4 \div 1652) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Нижнемеловые залежи пластовые сводовые, юрские — стратиграфически экранированные. Средние рабочие дебиты газа в скважинах, эксплуатирующих нижнемеловые горизонты, составляли 90—150 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, юрские 30—185 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Газ содержит конденсат: I и II пласты — $320 \text{ см}^3/\text{м}^3$, III — $247 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и V пласт до $1500 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

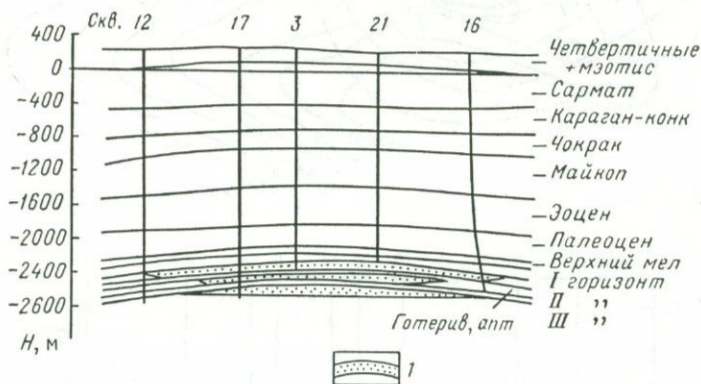


Рис. 78. Геологический разрез Майкопского месторождения (по данным объединения Кубаньгазпром):
I — газовые залежи

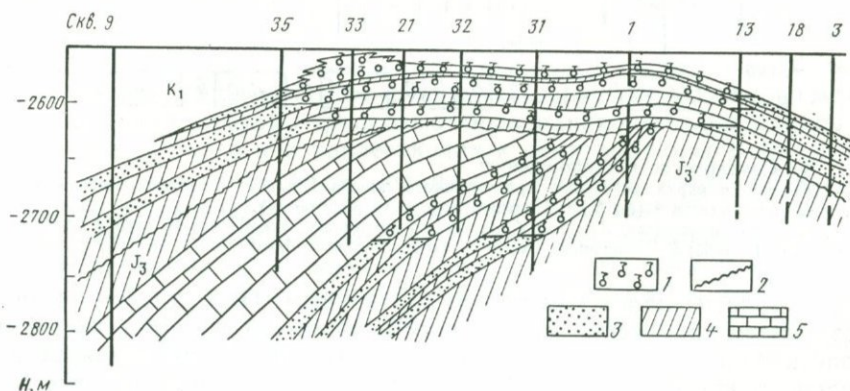


Рис. 79. Геологический разрез Южно-Советского месторождения (по данным объединения Кубаньгазпром):
I — газ; 2 — поверхность стратиграфического несогласия; 3 — песчаные горизонты; 4 — глинистые разделы; 5 — известняки верхней юры (оксфорд — киммеридж)

Соколовское газоконденсатное месторождение содержит гидродинамическую залежь в песчаном пласте I альбского яруса, приуроченную к структурному носу (рис. 80). Промышленно продуктивны только скважины, пробуренные в средней, относительно погруженной части структурного носа. На гипсометрически более припод-

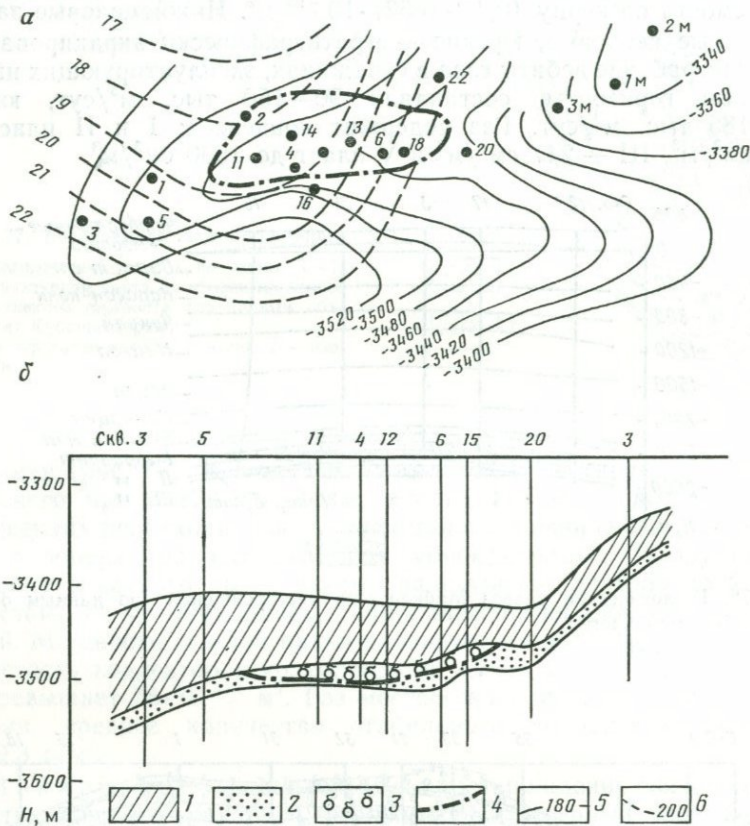


Рис. 80. Соколовское месторождение:

а — структурная карта по кровле продуктивного пласта I альба; б — геологический разрез продуктивного пласта I (по А. А. Плотникову и Б. С. Короткову).
 1 — глины; 2 — песчаники; 3 — газ; 4 — контур гидродинамической залежи газа в продуктивном пласте I альба; 5 — изогипсы в м; 6 — гидроизопьезы в МПа

нятом участке пласт I оказался водоносным. Поверхность раздела газ — вода характеризуется сложной, выпуклой в сторону подошвы пласта формой с общим наклоном в сторону направления регионального движения вод. Средняя глубина залегания пласта I — 3590 м, средняя эффективная мощность 6,9 м, пористость 15 %, проницаемость $69 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Рабочие дебиты скважин достигали 300—350 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, но уже через несколько месяцев эксплуатации началось обводнение скважин.

§ 2. Ставропольская газоносная область

Общее число газовых и газоконденсатных месторождений	20
Год открытия первого месторождения	1946 г
Начало добычи газа	1956 г

Ставропольская газоносная область соответствует территории Центрального Предкавказья, охватывая западную часть Ставропольского края. Отсюда было начато строительство первого магистрального газопровода большой протяженностью Ставрополь — Москва.

Основные черты геологического строения. Основным тектоническим элементом территории является Ставропольский свод — самое крупное поднятие палеозойского фундамента в Предкавказье (рис. 81). К локальным складкам свода приурочено большинство

Рис. 81. Обзорная карта газовых месторождений Ставропольской газоносной области:

a — границы тектонических элементов. Месторождения: 1 — Расшеватское, 2 — Ивановское, 3 — Радыковское, 4 — Южно-Радыковское, 5 — Тахта-Кугультинское, 6 — Безопасненское, 7 — Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, 8 — Казипское, 9 — Казино-Грачевское, 10 — Кугутское, 11 — Петровско-Благодарненское, 12 — Дербетовское, 13 — Мирненское, 14 — Кучерлинское, 15 — Каменобалковское; 16 — Сельское, 17 — Журавское, 18 — Северо-Нагутско-Веселовское, 19 — Терновское, 20 — Сенгилеевское



газовых месторождений области. Мощность мезозойско-кайнозойского осадочного чехла на своде 1800—2200 м, хотя на отдельных участках она сильно сокращена. Так, в пределах наиболее приподнятой части Ставропольского свода юрские осадки отсутствуют и с разрывом на породах палеозойского фундамента залегают отложения мела. Юрские и отчасти пермо-триасовые образования появляются лишь на погружениях свода и в прилегающих к нему впадинах и прогибах.

Западный склон свода обращен в сторону Азово-Кубанской впадины. Здесь мощность осадочных отложений возрастает до 3000 м, а коллекторы нижнего мела и пермо-триаса газоносны. Восточный склон Ставропольского свода относительно более пологий, а юго-восточный сочленяется с глубоким Чернолесским прогибом. Ставропольский свод на севере отделяется от вала Карпинского глубоким Манычским прогибом, а на юго-западе от северной моноклинали Большого Кавказа — Беломечетской синклиналью. На северо-западе территории выделяется Сальский выступ палеозоя, на юге — Минераловодский выступ.

Газоносность. В пределах Ставропольской газоносной области известны только залежи газа. Они установлены в значительном

стратиграфическом диапазоне отложений, от миоцена до перм-триаса включительно (табл. 13). Наибольшее промышленное значение имеют хадумский и нижнемеловой продуктивные комплексы. Газоносными на ряде месторождений являются также караганско-чокракские, майкопские, эоценовые и пермо-триасовые образования, однако газовые залежи в них, как правило, незначительны по размерам, отличаются низкими геолого-промысловыми характеристиками и в настоящее время имеют местное значение (газификация мелких населенных пунктов и объектов сельского хозяйства).

ТАБЛИЦА 13

Распределение залежей газа по разрезу месторождений
Ставропольской газоносной области

Месторождение	Неоген	Палеоген			Нижний мел	Пермо-триас
	караган-чокрак	майкоп	хадум	эоцен		
Северо-Ставропольско-Пелагиадинское	Г		Г	Г		
Расшеватское			Г		Г	Г
Мирненское		Г				
Петровско-Благодарненское, Каменнобалковское, Кучерлинское		Г				
Казино-Грачевское, Дербетовское, Кугутское, Журавское	Г					
Тахта-Кугультинское, Казинское, Сенгилеевское, Безопасненское, Радыковское, Ивановское, Южно-Радыковское			Г			
Северо-Нагутско-Веселовское				Г	Г	
Сельское					Г	

Основным газоносным горизонтом территории является хадумский, залегающий в подошвенной части майкопской толщи на глубине 600—1200 м. Зона развития пород-коллекторов хадума проходит в общем с юга на север через сводовую часть Ставропольского свода. Здесь продуктивные хадумские отложения представлены песками, алевролитами и алевритами, часто переслаивающимися с глинами.

Верхняя часть горизонта сложена тонкозернистыми песками, алевритами и рыхлыми песчаниками, нижняя часть — тонким переслаиванием пропластков и прослоев песков с глинами. К центральной части Ставропольского свода приурочена зона развития в хадумском горизонте пород-коллекторов с высокими коллекторскими и геолого-промысловыми свойствами (месторождения Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, Казинское). Здесь слабое уплотнение пород-коллекторов и небольшое содержание глин среди алевролитов обуславливают хорошую проницаемость горизонта (до $1,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$) и высокие дебиты скважин до 8 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$. Во всех направлениях от рассмотренной зоны происходит значительное обогащение продук-

тивных отложений хадума глинистым материалом, в связи с чем проницаемость коллекторов уменьшается до $1 \cdot 10^{-14}$ м². Дебиты газа на месторождениях этой зоны (Тахта-Кугультинское, Расшеватское, Безопасненское, Сенгилеевское и др.) не превышают 50—100 тыс. м³/сут.

Наибольшее промышленное значение имеет открытие газоконденсатных залежей в нижнемеловых отложениях Мирненского месторождения.

Отложения пермо-триаса газоносны только на Расшеватском месторождении, которое располагается на далеком западном погружении Ставропольского свода в направлении Восточно-Кубанского прогиба. Залежь приурочена к размытому эрозионному выступу, сложенному красноватыми брекчиевидными породами. Дебиты газа 6—15 тыс. м³/сут. Продуктивность определяется степенью трещиноватости пород-коллекторов.

Характеристика газа. Газы месторождения области метановые, бессернистые. В залежах неогена и палеогена содержание метана достигает 96—100 %. Начиная с эоценовых отложений, вниз по разрезу значительно возрастает содержание тяжелых углеводородов, а количество метана в залежах эоцена, мела и пермо-триаса снижается до 77—86 %. В газах этих залежей присутствует конденсат, количество которого достигает 120—150 см³/м³ (Расшеватское месторождение).

Месторождения газа. В Ставропольской газоносной области известны только газовые и газоконденсатные залежи. Все они приурочены к локальным поднятиям, осложняющим вершину и склоны Ставропольского свода. Большинство из них характеризуется небольшими размерами, за исключением Северо-Ставропольско-Пелагиадинского, Тахта-Кугультинского и Мирненского. Встречаются как однозалежные, так и многозалежные месторождения. Почти все залежи являются пластовыми сводовыми.

Северо-Ставропольско-Пелагиадинское месторождение приурочено к крупной брахиантиклинали, осложненной двумя одноименными поднятиями (рис. 82). На месторождении выявлены четыре газовые залежи в терригенных отложениях караганского, чокракского, хадумского горизонтов и зеленой свиты. Залежи пластовые сводовые, в зеленой свите — водоплавающая. Основной на месторождении является газовая залежь в хадумском горизонте, представленном в верхней части алевролитами, в нижней — переслаиванием алевролитов и глин. Эффективная мощность горизонта 65—70 м, пористость 21,6 %, проницаемость $(1 \div 15) \cdot 10^{-14}$ м². Начальные рабочие дебиты газа в скважинах составляли 500—850 тыс. м³/сут. Поднятия имеют единый контур газоносности. На большей части площади залежь подстилается подошвенной водой, лишь в центральной части Северо-Ставропольской площади выделяется полностью газонасыщенная зона. Газоводяной контакт залежи имеет наклонное положение, в связи с чем этаж газоносности уменьшается с северо-запада на восток от 200 до 40 м. Залежь газа в зеленой свите развита только на Северо-Ставропольском поднятии.

Мирненское месторождение приурочено к одноименному поднятию, осложняющему восточный склон Ставропольского свода (рис. 83). Размеры его по изогипсе — 2360 м составляют $11,7 \times 13,5$ км, высота 70 м. Сильно дислоцированные палеозойские породы, слагающие фундамент эпигерцинской платформы, вскрыты здесь на глубине 2880—2900 м. Осадочный чехол сложен пестроцветной глинисто-аргиллитовой толщей предположительно юрского возраста мощностью от нуля до 90 м, песчано-глинистыми отложениями

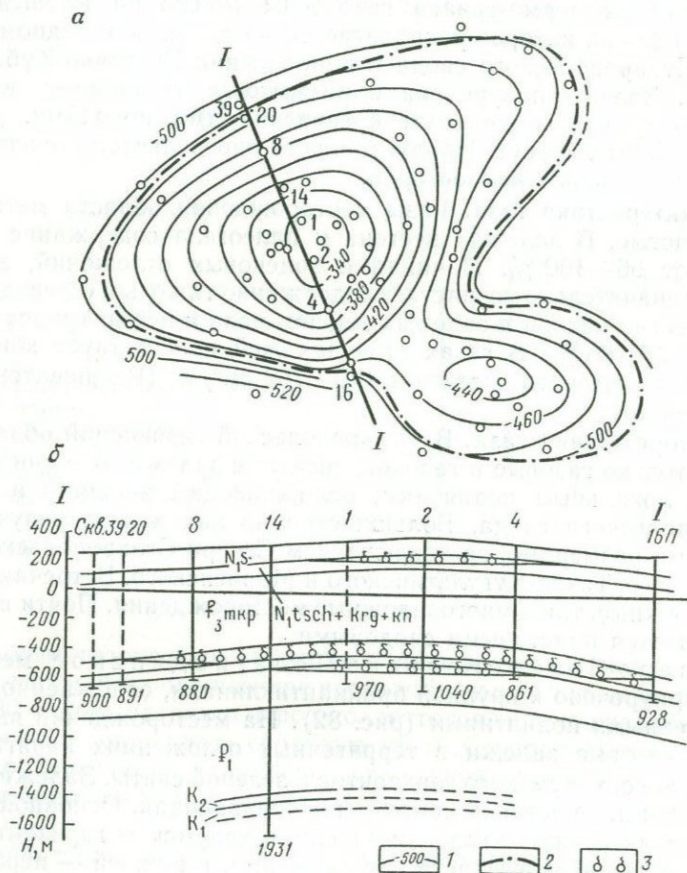


Рис. 82. Северо-Ставропольско-Пелагиадинское месторождение: а — структурная карта по кровле продуктивного хадумского горизонта (по А. А. Аввакумову), б — геологический разрез.

I — изогипсы в м; 2 — контур газонасыщенности; 3 — газ

аптского и альбского ярусов (380—492 м), карбонатными породами верхнего мела и терригенными кайнозойскими образованиями. Промышленно газонасыщенными являются горизонты I, II, IV верхнего майкопа и песчаные пласты III, IV альба. Майкопские продуктивные горизонты сложены тонкопереслаивающимися глинистыми песчани-

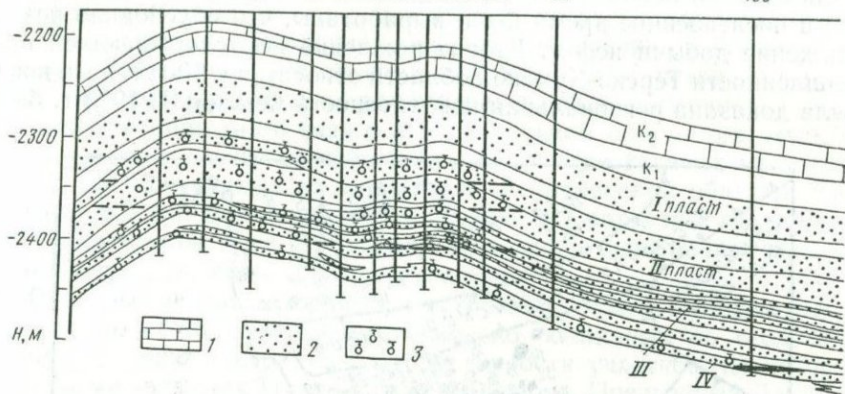


Рис. 83. Геологический разрез Мирненского месторождения (по данным Сев-КавНИИГаза):

1 — известняки верхнего мела; 2 — песчаные пласты нижнего мела; 3 — газ

ками и алевролитами. Пористость их варьирует от 5,5 до 30 %, проницаемость $(10 \div 571) \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$. Рабочие дебиты газа в скважинах составляли 200—2000 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Продуктивные песчаные пласты альба представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Пористость их колеблется от 20 до 30 %, проницаемость обычно составляет $(3 \div 7) \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, иногда достигая $25 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$. Начальные рабочие дебиты газа в скважинах варьировали в пределах 200—400 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Газ содержит 37,9—82,3 $\text{г}/\text{м}^3$ конденсата.

§ 3. Терско-Кумская нефтегазоносная область

Общее число месторождений	107
газовых и газоконденсатных	23
газонефтяных и нефтегазовых	17
нефтяных	67
Год открытия первого месторождения	1901
Начало добычи нефти	1913 г.
Начало добычи газа	1928 г.

Терско-Кумская нефтегазоносная область занимает территорию Восточного Предкавказья, охватывая восточную часть Ставропольского края, Чечено-Ингушскую, Дагестанскую, Калмыцкую автономные республики и юго-западную часть Астраханской области (рис. 84). На этой территории располагается один из старейших нефтедобывающих районов страны. Естественные выходы нефти и газа известны в Грозненском районе с давних времен. Первые разведочные скважины, давшие промышленные притоки нефти, пробурены в Дагестанской АССР (1889—1901 гг.) и Чечено-Ингушской АССР (1910—1913 гг.).

На протяжении нескольких десятилетий Грозненский район занимал второе место в стране по добыче нефти, уступая лишь Азербайджану. Однако месторождения района, нефтеносность которых

была связана исключительно с караганско-чокракскими отложениями, в послевоенное время были выработаны, что обусловило резкое снижение добычи нефти. Второе рождение нефтедобывающей промышленности Терско-Кумской области относится к 50-м годам, когда была доказана региональная нефтеносность мезозоя. В 1953 г. было

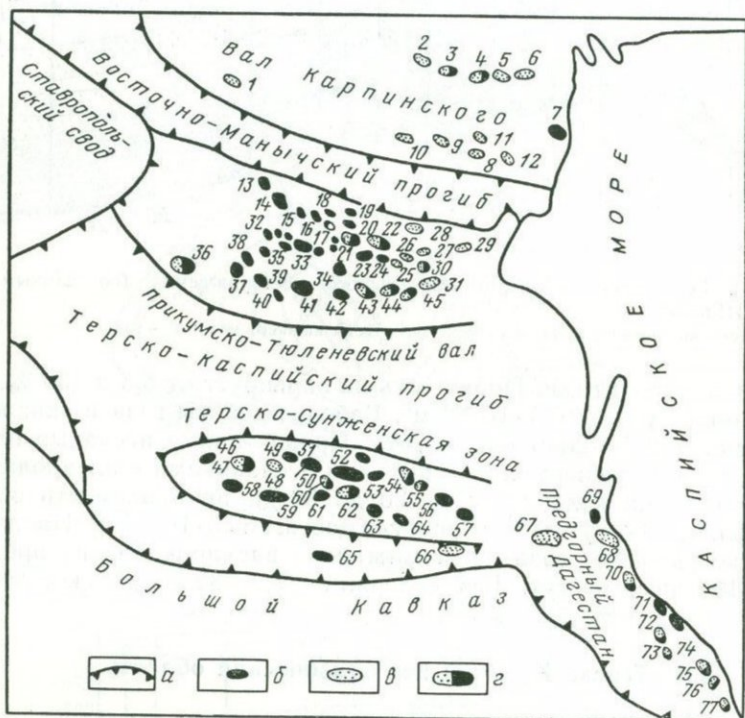


Рис. 84. Обзорная карта месторождений нефти и газа Терско-Кумской нефтегазоносной области:

а — границы тектонических элементов; месторождения: б — нефтяные, в — газовые, г — нефтегазовые.

Месторождения: 1 — Икибурульское, 2 — Цубукское, 3 — Тенгутинское, 4 — Олейниковское, 5 — Межевое, 6 — Промысловское, 7 — Каспийское, 8 — Ермолинское, 9 — Восточно-Камышанское, 10 — Краснокамышанское, 11 — Черноземельское, 12 — Уланхольское, 13 — Максикомумское, 14 — Величаевско-Колодезное, 15 — Правобережное, 16 — Зимнеставкинское, 17 — Восточно-Безводненское, 18 — Поворковское, 19 — Плавненское, 20 — Надеждинское, 21 — Русский Хутор (северный), 22 — Сухокумское, 23 — Южно-Сухокумское, 24 — Мартовское, 25 — Равнинное, 26 — Солончаковое, 27 — Степное, 28 — Дахадаевское, 29 — Дагестанское, 30 — Майское, 31 — Солёное, 32 — Урожайненское, 33 — Озек-Суатское, 34 — Курган-Амурское, 35 — Нефтекумское, 36 — Прасковейско-Чкаловское, 37 — Ачикулакское, 38 — Владимирское, 39 — Западно-Мектебское, 40 — Лесное, 41 — Мектебское, 42 — Союзное, 43 — Стальское, 44 — Тюбинское, 45 — Солёное, 46 — Алховское, 47 — Малгобек-Вознесенско-Алиюртовское, 48 — Алхазовское, 49 — Эльдаровское, 50 — Горское, 51 — Хаян-Корт, 52 — Правобережное (Адюртювское), 53 — Горячесточнинское, 54 — Брагунское, 55 — Западно-Гудермесское, 56 — Ойсунгурское, 57 — Суворовское, 58 — Заманкульское, 59 — Карабулак-Ачалукское, 60 — Орлиное, 61 — Серноводское, 62 — Старогрозненское, 63 — Октябрьское, 64 — Гойткортское, 65 — Датыхское, 66 — Бенойское, 67 — Шамхал-Булакское, 68 — Махачкалинское, 69 — Тернаир, 70 — Ачисуйское, 71 — Избербашское, 72 — Каякентское, 73 — Гаша, 74 — Селли, 75 — Дузлак-Берекейское, 76 — Дагестанские Огни, 77 — Хошмензильское

открыто первое нефтяное месторождение, расположенное в пределах платформы (Озек-Суатское), а в 1956 г. получены высокодебитные притоки нефти на Карабулакском месторождении в Грозненском районе. Разработка мезозойских залежей нефти позволила резко увеличить добычу нефти на рассматриваемой территории.

Добыча природного газа в незначительном объеме для местных нужд осуществляется из небольших по запасам газовых месторождений, расположенных на территории Астраханской области, Калмыцкой АССР и Дагестанской АССР. Около 1 млрд. м³ в год добывалось в Дагестане, где в 1928 г. впервые в стране была начата эксплуатация месторождения Дагестанские Огни.

Основные черты геологического строения. Терско-Кумская нефтегазоносная область включает несколько различных по геологическому строению и характеру продуктивности участков, из которых основными являются Терско-Сунженская зона, Предгорный Дагестан и платформенная часть Терско-Кумской впадины.

Терско-Сунженская зона соответствует полосе передовой складчатости мегантиклинория Большого Кавказа. Здесь выделяются две сложно построенные крупные структуры: Терский и Сунженский антиклинории, выраженные в рельефе одноименными хребтами. Последние по отложениям мезозоя — кайнозоя представляют собой антиклинальные зоны, состоящие из серии многочисленных поднятий, с которыми связаны почти все известные месторождения нефти и газа Чечено-Ингушской АССР. Складки Терско-Сунженской зоны по отложениям неогена и палеогена характеризуются исключительно сложным геологическим строением — крутыми углами падения, часто веерообразной формой, развитием многочисленных дизъюнктивных нарушений, имеющих в основном характер надвиго-сбросов. По мезозойским отложениям в пределах Терско-Сунженской зоны получают развитие крупные и в целом не нарушенные спокойные складки, с которыми связаны нефтяные залежи.

Аналогами Терско-Сунженского антиклинория на территории Дагестана являются Восточная и Западная антиклинальные зоны. Эти зоны отличаются относительно простым строением входящих в их состав локальных складок. Более протяженной является Восточная зона, с коробчатыми складками которой связаны почти все месторождения нефти и газа Южного Дагестана.

Большую часть территории Терско-Кумской нефтегазоносной области занимает одноименная платформенная впадина, являющаяся основным тектоническим элементом Восточного Предкавказья. В центральной части впадины выделяется Прикумско-Тюленевский вал субширотного простираения, состоящий из нескольких групп структур, к которым приурочены все нефтяные месторождения Ставрополя и большинство газовых месторождений Дагестана. Для этого вала характерна хорошо выраженная складчатость мезозоя, затухающая в майкопских отложениях, в результате чего вышележащие породы погружаются моноклинально на юго-восток. Складки вала имеют широкие и плоские своды, малые углы падения слоев на крыльях, незначительные амплитуды (60—80 м). Прикумско-

Тюленевский вал отделяется Восточно-Маньчским прогибом от вала Карпинского, являющегося северным ограничением Терско-Кумской впадины. К небольшим локальным складкам вала Карпинского приурочены мелкие газовые и газонефтяные месторождения Калмыцкой АССР и Астраханской области.

В строении Терско-Кумской нефтегазоносной области принимают участие отложения юры, мела, неогена и палеогена, залегающие на палеозойском складчатом фундаменте, а местами на слабометаморфизованных породах триаса. Наибольшая мощность отложений (более 5500 м) освещена бурением в Терско-Сунженской зоне. Здесь кайнозой представлен мощной терригенной толщей. Мощность пород мела составляет 1000—2400 м, юры 3650 м. Мощности отложений в пределах Прикумско-Тюленевского вала значительно меньше (мел 850—1700 м, юра — до 650 м).

Нефтегазоносность. Залежи нефти и газа в разрезе Терско-Кумской нефтегазоносной области выявлены в большом стратиграфическом диапазоне — от сармата до перми (табл. 14). Продуктивность сармата незначительна. Небольшие залежи газа (Червленное, Алиуртовское) и нефти (Октябрьское) связаны с маломощными песчаниками на глубинах до 1600 м.

Большое число залежей нефти и газа известно в песчано-глинистых отложениях караганского и чокракского горизонтов (миоцен) Терско-Сунженской зоны и Предгорного Дагестана. В разрезе гор-

ТАБЛИЦА 14

Распределение залежей нефти и газа по разрезу месторождений Терско-Кумской нефтегазоносной области

Район (месторождение)	Неоген		Палеоген			Мел		Юра	Триас
	сармат	караган-чокрак	олигоцен (майкоп)	эоцен	палеоцен	верхний	нижний		
Терско-Сунженская зона (Октябрьское, Новогрозненское, Малгобек-Вознесенско-Алиуртовское, Старогрозненское, Алхазовское, Заманкульское и др.)	Г, Н	Г, НГ, Н	Н	Н		Н	Н	Н	
Месторождения Прикумско-Тюленевского вала (Зимняя Ставка, Ачикулакское, Озек-Суатское, Сухокумское, Солончаковое, Русский Хутор, Величаевское и др.)			Н			Н	Г, НГ, Н	Г, НГ, Н	Г, Н
Месторождения Предгорного Дагестана (Шамхал-Булакское, Махачкалинское, Хошмензильское, Ачисуйское, Избербашское, Дагестанские Огни и др.)		Н	Г, Н	Г		Г, НГ, Н	Г	Г	
Месторождения вала Карпинского (Икибурульское, Цубукское, Тенгутинское, Олейниковское, Каспийское и др.)				Г	Г	Г	Г, Н		

зонтов выделяется более 20 продуктивных пластов песчаников значительной мощности с высокими коллекторскими свойствами (проницаемость достигает $2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$). Караганско-чокракские отложения отличаются высокой продуктивностью.

Дебиты нефти из них достигали 2000 т/сут (Октябрьское, Новогрозненское), причем Октябрьское месторождение в 1931 г. дало 7,5 млн. т нефти, что составило более 30 % всей добычи страны того времени. Отложения карагана — чокрака преимущественно нефтеносны, хотя нефтяные залежи, как правило, содержат локальные газовые шапки. В тектонических блоках отдельных месторождений (Алхазовское, Гора Горская, Малгобек-Вознесенское) караган-чокракские горизонты заключают небольшие залежи газа, являющиеся в ряде случаев объектами эксплуатации.

Месторождения разбиты на отдельные блоки, поэтому глубины залегания караганско-чокракских залежей изменяются в больших пределах: от 200—400 м на Старогрозненском до 3500—3900 м на Гойткортском месторождении.

Продуктивность майкопских отложений (олигоцен) незначительна. Залежи нефти в них известны на некоторых месторождениях Терско-Сунженской зоны, Предгорного Дагестана (Бенойское, Карабулакское, Ачисуйское, Старогрозненское) и Прикумско-Тюленевского вала (Озек-Суатское, Ачикулакское, Камыш-Бурунское и др.). Нефтеносными являются пачки глинистых песчаников и алевролитов на глубинах 1500—2500 м. Дебиты нефти нестабильны. В начальный период в отдельных скважинах они достигали 170—600 т/сут (Старогрозненское), затем быстро снижались до 3—8 т/сут.

Продуктивные отложения эоцена представлены преимущественно трещиноватыми мергелями с прослоями известняков. Залежи нефти в этих отложениях установлены на месторождениях центральной части Терского антиклинория (Эльдаровское, Алиюртское и др.), где с глубин 3250—4000 м получены притоки нефти дебитами до 50 т/сут. На месторождениях Дагестана (Дагестанские Огни, Хошмензильское, Дузлакское) на глубинах 200—600 м они содержат небольшие газовые залежи. Дебиты газа крайне незначительны (10—15 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$). В платформенной части территории локальные залежи газа в алевролитах эоцена, а также палеоцена известны только на Прасковейском (2600—2700 м) и Икибурульском месторождениях (180—280 м).

Верхнемеловые отложения обеспечивают большую часть добычи нефти в Терско-Сунженской зоне и Предгорном Дагестане. Коллекторами везде являются трещиноватые известняки и мергели, залегающие на глубинах 1900—3600 м. Залежи нефти верхнего мела высокопродуктивны. Так, дебит нефти из скв. 641 на Старогрозненском месторождении составлял 2100 т/сут, дебит нефти из скв. 279 и 810 на Малгобек-Вознесенском месторождении 1800—1900 т/сут. На Ачисуйском, Шамхал-Булакском, Махачкалинском, Бенойском месторождениях в известняках верхнего мела заключены газоконденсатные залежи. В платформенной части территории продуктивность карбонатных отложений верхнего мела ограничена. Залежи нефти

известны на Прикумско-Тюленевском валу (Величаевское, Прасковейское месторождения), а залежи газа на валу Карпинского (Тенгутинское).

В разрезе нижнемеловых отложений на глубинах 2800—3300 м наибольшее число залежей нефти и газа открыто в пределах Прикумско-Тюленевского вала. Здесь продуктивны многочисленные пласты (до 13) песчаников и реже алевролитов. На месторождениях западной части Прикумско-Тюленевского вала, расположенных в Ставрополье (Озек-Суатское, Зимняя Ставка, Величаевское и др.), нижнемеловые отложения содержат только нефтяные залежи (начальные дебиты нефти составляют преимущественно 75—200 т/сут). В восточной части вала, на территории Дагестана, отложения нижнего мела в основном газоносны (Солнечное, Солончаковое, Степное и др.). Также преимущественно газоносны нижнемеловые отложения на месторождениях вала Карпинского (Ермолинское, Межевое, Цубукское и др.).

Нефтеносность нижнего мела в пределах Терско-Сунженской зоны установлена пока на нескольких месторождениях (Заманкульское, Карабулак-Ачалукское, Датыхское). Залежи нефти дебитами 70—150 т/сут и даже 340 т/сут приурочены к алевролитам, глинистым песчаникам и трещиноватым известнякам, залегающим на глубинах 2400—3700 м. Коллекторские свойства продуктивных отложений нижнего мела значительно ниже, чем верхнемеловых. На месторождениях Предгорного Дагестана (Дузлакское, Хошмензильское и др.) в глинистых алевролитах нижнего мела выявлены газовые залежи и в меньшей степени нефтяные. Размеры залежей невелики, дебиты нефти и газа крайне незначительны и нестабильны, глубины залегания продуктивных горизонтов 500—700 м.

Нефтегазоносность юрских отложений установлена главным образом на месторождениях Прикумско-Тюленевского вала (Озек-Суатское, Зимняя Ставка, Восточное, Русский Хутор, Сухокумское и др.). В разрезе верхней и средней юры выделяется до шести продуктивных пластов, сложенных песчаниками с резко меняющейся мощностью. Большинство залежей нефтяные. Дебиты нефти 25—80 т/сут. Юрские отложения на месторождениях восточной части вала, где они залегают на больших глубинах (3400—4000 м), преимущественно газоносны. Выявленные залежи газа с большим содержанием конденсата невелики по размерам.

Нефтеносность юрских отложений в Терско-Сунженской зоне ввиду значительных глубин залегания установлена пока только на месторождении Заманкул, где из трещиноватых известняков с глубины 4200 м было получено до 100—150 т/сут нефти.

В последние годы установлена промышленная газонефтеносность пермо-триасовых отложений на месторождениях Прикумско-Тюленевской зоны (Зимняя Ставка, Урожайненское, Совхозное, Юбилейное, Южно-Буйнакское, Восточно-Сухокумское). Нефтеносны глубокозалегающие карбонатные и уплотненные терригенные породы, характеризующиеся трещинным и трещинно-поровым типом коллекторов.

Характеристика нефти и газа. Нефти залежей неогена и палеогена Терско-Сунженской зоны и Предгорного Дагестана легкие, парафинистые, практически бессернистые. Лишь нефти залежей надвинутых частей разреза, залегающих на небольших глубинах (Малгобекское, Алиуртовское и др.), отличаются большой плотностью (более $0,9 \text{ г/см}^3$) и содержат около 40 % смол и до 7 % парафина. Нефти мезозойских отложений всех районов территории, как правило, очень легкие, плотностью $0,800\text{—}0,845 \text{ г/см}^3$, высокопарафинистые, бессернистые или малосернистые. Газы газовых залежей неогена и палеогена почти полностью состоят из метана. В залежах газа мезозойских отложений значительно увеличивается количество тяжелых углеводородов, что особенно характерно для месторождений восточной части Прикумско-Тюленевского вала. Здесь газ содержит большое количество конденсата, достигающее $800 \text{ см}^3/\text{м}^3$ (Русский Хутор).

Месторождения нефти и газа. На территории Терско-Кумской нефтегазоносной области известно более 100 месторождений нефти и газа. Они различны по строению, характеру нефтегазоносности и промышленному значению. Месторождения Предгорного Кавказа, расположенные в пределах Чечено-Ингушской АССР и Дагестанской АССР, отличаются сложным строением. Большинство из них многозалежные, с двумя этажами нефтегазоносности — неоген-палеогеновым и мезозойским. Наиболее значительными из них являются Малгобек-Вознесенско-Алиуртовское и Карабулак-Ачалукское месторождения, строение которых типично для передовых складок Чечено-Ингушетии и Южного Дагестана.

В платформенной части территории наибольшее число месторождений, причем в основном нефтяных, выявлено в пределах Прикумско-Тюленевского вала. Месторождения здесь также многозалежные. Для них характерны большая глубина залегания продуктивных горизонтов ($2800\text{—}4500 \text{ м}$) и приуроченность к поднятиям, где отложения выше майкопа залегают моноκлиально и в складчатости не участвуют. Типичными месторождениями этой территории являются Величаевское и Озек-Суатское.

В пределах вала Карпинского и его склонов открыты небольшие по запасам газовые месторождения, изредка с нефтяными оторочками (Ермолинское, Межевое, Цубукское и др.).

Малгобек-Вознесенско-Алиуртовское газонефтяное месторождение отличается сложным геологическим строением (рис. 85). Бурением изучен разрез неоген-палеогеновых, верхне- и нижнемеловых отложений общей мощностью до $3200\text{—}3500 \text{ м}$. Месторождение связано с западной частью Терского антиκлинория, который здесь многочисленными нарушениями разбит на тектонические блоки. По отложениям неогена — палеогена выделяются: Горское поднятие с двумя северными поднадвигами, Алиуртовская брахиантиκлинал, Алхазовское периклиналное окончание, Малгобек-Вознесенская система складок. Последняя, в свою очередь, включает Северо-Вознесенскую антиκлинал с двумя поднадвигами, Южно-Вознесенскую антиκлинал, Южную структуру, Южный и Се-

верный поднадвиг Малгобека и Взброшенную структуру. Строеие указанных тектонических блоков сложное. Они разбиты многочисленными нарушениями, из которых наибольшей амплитуды (770 м) достигает разрыв типа взбросо-надвига, осложняющий северное крыло Северо-Вознесенской складки. Углы падения пород на крыльях достигают 70—80° и нередко даже поставлены «на голову», т. е. почти вертикально. Строеие месторождения по мезозойским отложениям значительно проще. Так, по отложениям верхнего мела на 42 км

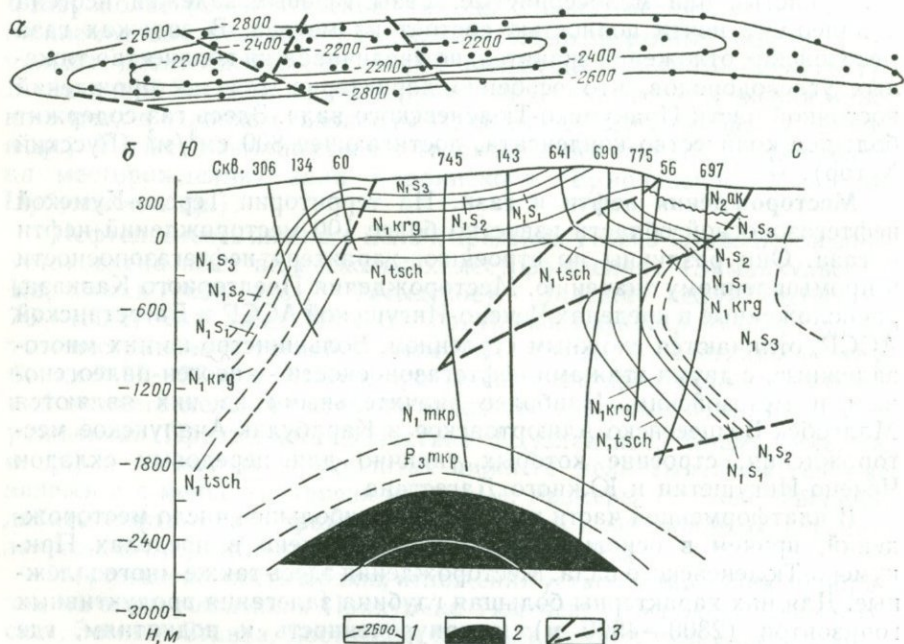


Рис. 85. Малгобек-Вознесенско-Алиюртовское месторождение (по материалам объединения Грознефть):

а — структурная карта по кровле верхнего мела; б — геологический разрез.
1 — изогипсы в м; 2 — нефтяная залежь; 3 — разрывные нарушения

протягивается единая Малгобек-Вознесенско-Алиюртовская антиклиналь шириной 3 км. Свод складки широкий, с углами падения 15—20°, которые резко возрастают в направлении крыльев складки до 50—70°. В пределах складки отмечены нарушения небольшой амплитуды.

На месторождении установлены многочисленные залежи нефти и в меньшей степени газа. Наибольшее число залежей открыто в разрезе караган-чокракских отложений, которые продуктивны почти во всех тектонических блоках и структурах. Со многими из них связаны по существу самостоятельные месторождения нефти и газа (Северный поднадвиг Малгобек, Взброшенная структура, Южная структура и др.). Наибольшие запасы нефти месторождения установлены в отложениях верхнего мела. К ним на глубинах

2700—3100 м приурочена залежь массивного типа, связанная с трещиноватыми известняками, она занимает всю сводовую часть структуры. Начальные дебиты нефти в некоторых скважинах достигали 1000—2000 т/сут, а дебиты при открытом фонтанировании составляли 3000—4000 т/сут. На месторождении открыты залежи нефти также в отложениях эоцена, нижнего мела и юры. Однако по промышленному значению они уступают верхнемеловой.

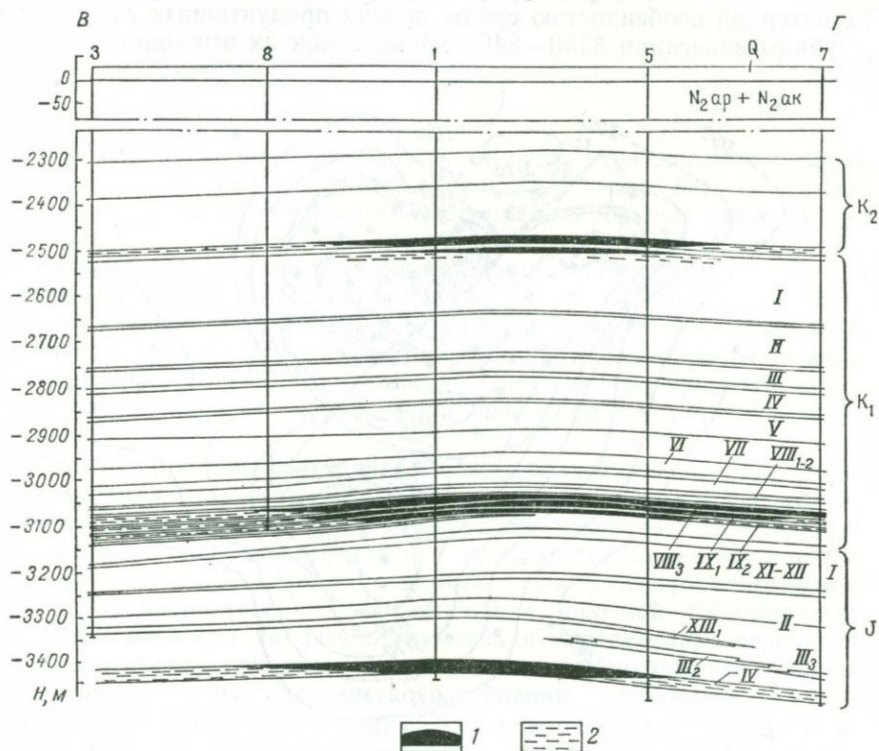


Рис. 86. Геологический разрез Величаевского месторождения:

1 — нефтяная залежь; 2 — вода

Величаевское нефтяное месторождение приурочено к пологой куполовидной складке амплитудой 42 м (рис. 86). Геологический разрез его слагают отложения мезозоя — кайнозоя общей мощностью около 3500 м, из которых около 2300 м приходится на неоген-палеогеновые образования. Месторождение многозалежное, установлено шесть залежей нефти в разрезе верхнего и нижнего мела и средней юры. Основные залежи связаны с песчаниками довольно высоких коллекторских свойств (горизонты VIII, IX, X). Средняя открытая пористость 22 %, проницаемость $(25 \div 30) \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$. Начальные дебиты нефти в скважине значительны — 120—200 т/сут. Небольшая по размерам залежь нефти верхнего мела связана с трещиноватыми карбонатными породами.

Озек-Суатское нефтяное месторождение связано с двухкупольной брахиантиклинальной складкой (рис. 87). Здесь также широко развита песчано-глинистая толща пород неоген-четвертичного возраста (до 1000 м), имеющих моноклинальное залегание. Залежи нефти открыты в хадумских, нижнемеловых и среднеюрских отложениях. Наиболее продуктивны песчаники горизонтов IX и XIII нижнего мела, к которым приурочены пластовые сводовые залежи. Характерной особенностью среднеюрских продуктивных горизонтов (глубины залегания 3350—3400 м) является их выклинивание или

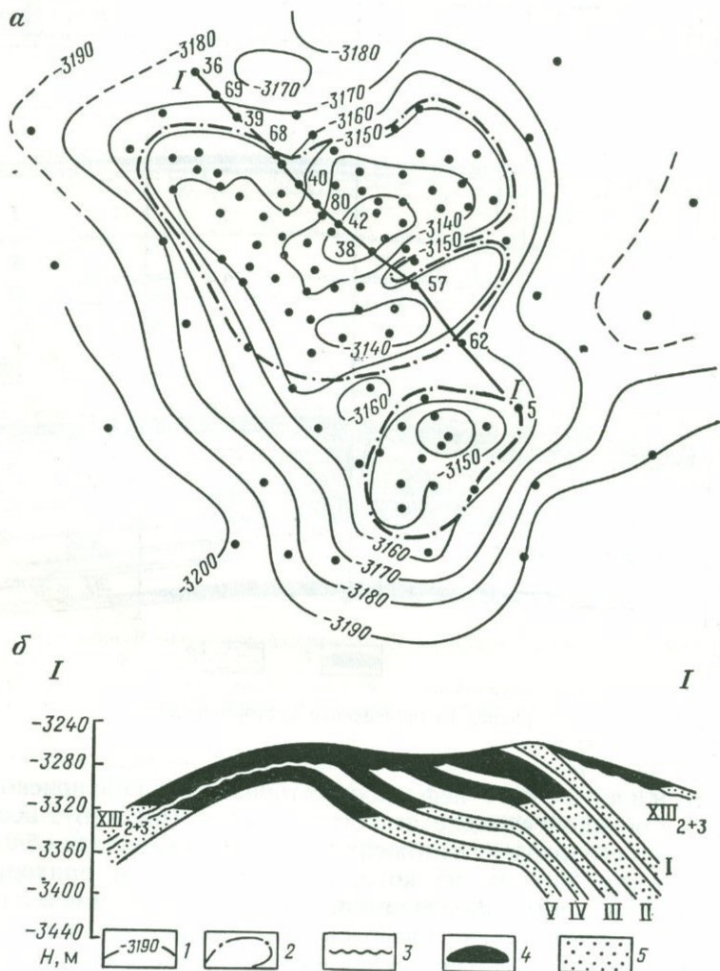


Рис. 87. Озек-Суатское месторождение (по данным объединения Ставропольнефтегаз): а — структурная карта по кровле пласта IX; б — геологический разрез продуктивных юрских отложений и контактирующего с ними пласта XIII₂₊₃ нижнемеловых отложений. I — изогипсы в м; 2 — внешний контур нефтеносности; 3 — поверхность стратиграфического несогласия; 4 — нефть; 5 — песчаники

размыв, в результате чего они трансгрессивно перекрываются отложениями нижнего мела. Последнее обусловило образование стратиграфически и литологически экранированных залежей нефти.

§ 4. Азербайджанская нефтегазоносная область

Общее число месторождений	51
нефтяных	25
газонефтяных и нефтегазовых	21
газовых и газоконденсатных	5
Начало промышленной добычи нефти	1871 г.
Начало добычи газа	1933 г.

Азербайджанская нефтегазоносная область охватывает месторождения нефти и газа Азербайджанской ССР (рис. 88). С древних времен известны здесь выходы на поверхность горючих газов. До сих пор дают нефть ряд месторождений (Балаханы, Биби-Эйбат и др.), разработка которых начата еще во второй половине XIX в. Долгое время (вплоть до 1950 г.) Азербайджан занимал первое место по добыче нефти в стране. Впервые в Советском Союзе здесь была начата разработка морских месторождений, расположенных в акватории Каспия. Только из Балаханы-Сабунчи-Романинского месторождения за период с 1871 по 1980 г. извлечено около 317 000 тыс. т нефти.

Доля Азербайджана в общесоюзном балансе добычи природного газа невелика, так как газодобывающая промышленность республики является сравнительно молодой отраслью хозяйства. Добыча природного газа стала осуществляться здесь в промышленных масштабах по существу с 70-х годов, когда был открыт ряд глубокопогруженных газоконденсатных месторождений и залежей (Карадагское, Зыря, Южное и др.), свидетельствующих об определенных перспективах газоносности глубоких частей разреза территории республики.

Основные черты геологического строения. Основными структурными элементами, определяющими характер строения рассматриваемой нефтегазоносной области, являются восточные окончания мегантиклинорий Большого и Малого Кавказа и разделяющий их Куринский мегасинклинарий. Эти структуры к юго-востоку погружаются в сторону глубочайшей Южно-Каспийской внутригеосинклинальной впадины. К северо-востоку от мегантиклинория Большого Кавказа располагается Среднекаспийская внутриплатформенная впадина, которая с юга ограничена Апшероно-Прибалханским порогом.

В пределах основных нефтегазоносных земель осадочный чехол имеет значительную мощность, достигая на отдельных участках 10—23 км. Мезозойские отложения, развитые в основном на погружениях Большого и Малого Кавказа, в пределах нефтегазоносных районов погружаются на значительные глубины. Наиболее изучены бурением терригенные отложения палеогена и неогена. С последними связаны известные месторождения нефти и газа Азербайджана. Основной нефтегазоносный комплекс — продуктивная толща среднего плиоцена — сложена песчано-глинистыми отложениями. Она

наиболее развита в восточной части Азербайджана, где достигает максимальной мощности (около 3500 м). В направлении западных районов республики отложения продуктивной толщи выклиниваются. В этом же направлении уменьшается ее песчанистость и ухудшаются коллекторские свойства.

По особенностям геологического строения, характеру и стратиграфическому диапозону нефтегазоносности в пределах Азербайджана выделяется несколько нефтегазоносных районов. Основными

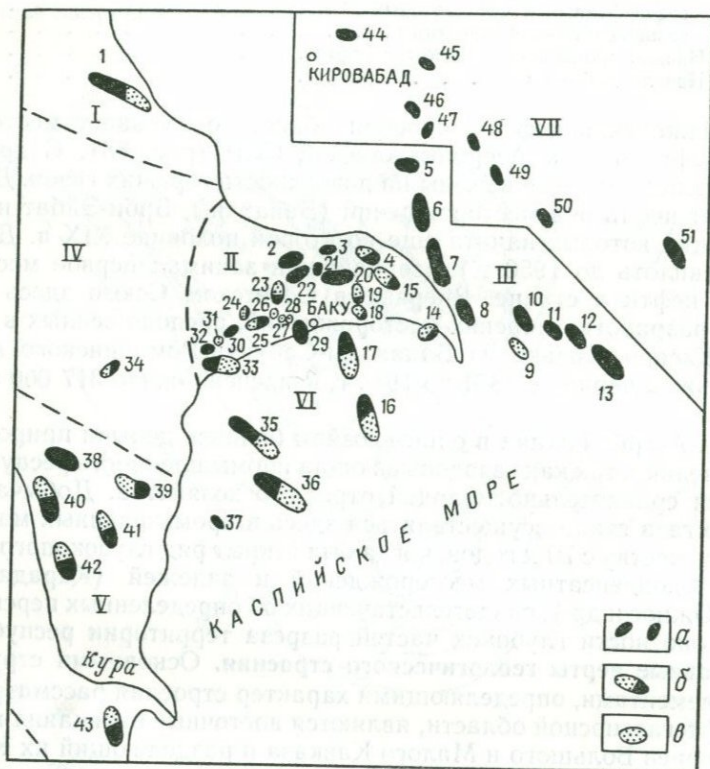


Рис. 88. Обзорная карта месторождений нефти и газа Азербайджанской нефтегазоносной области.

Месторождения: а — нефти, б — нефти и газа, в — газа.

Нефтегазоносные районы: I — Кубано-Прикаспийский, II — Апшеронский полуостров, III — Апшеронский архипелаг, IV — Шемахино-Кобустанский, V — Нижнекуринский, VI — Бакинский архипелаг, VII — Кировабадский.

Месторождения: 1 — Турканы, 2 — Бинагады, 3 — Кюрдаханы, 4 — Бузовны-Маштаги, 5 — Банка Апшеронская, 6 — Банка Дарвина, 7 — о-в Артема, 8 — Гюргянское море, 9 — Южная, 10 — о-в Жилой, 11 — Ази-Асланова, 12 — Грязевая Сопка, 13 — Нефтяные Камни, 14 — Зыря, 15 — Кала, 16 — Бахар, 17 — Песчаный-море, 18 — Карачухур, 19 — Сураханы, 20 — Балаханы-Сабунчи-Романы, 21 — Кирмаку, 22 — Чахнагляр, 23 — Сулутепе, 24 — Гюздек, 25 — Локбатан, 26 — Шабандаг, 27 — Аташка-Шубаны, 28 — Ясамальская Долина, 29 — Биби-Эйбат, 30 — Пута, 31 — Кушхана, 32 — Керегез-Кызылтепе, 33 — Карадаг, 34 — Умбаки, 35 — Сангачлы — Дуванний-море — о-в Булла, 36 — Булла-море, 37 — Гарасу, 38 — Мишовдаг, 39 — Калмас, 40 — Кюрвдаг, 41 — Кюрсанга, 42 — Карабаглы, 43 — Нефетчала, 44 — Дальмамедлы, 45 — Бурсунлы, 46 — Казанбулак, 47 — Аджидере, 48 — Нафта-лан, 49 — Мир-Башир, 50 — Ширванлы, 51 — Мурадханлы

по запасам и добыче нефти являются Апшеронский и Нижнекуринский районы. Первый охватывает Апшеронский полуостров и прилегающий к нему одноименный архипелаг, второй — дельтовую часть Куры и близлежащие острова Бакинского архипелага. Небольшие месторождения нефти и газа известны в Кобыстанском районе, занимающем южный склон Большого Кавказа, и в Кубино-Прикаспийском районе, располагающемся к северу от Большого Кавказа. Кировабдский район охватывает предгорья северного склона Малого Кавказа.

Нефтегазоносность. Подавляющая часть залежей нефти и газа в Азербайджанской нефтегазоносной области установлена в продуктивной толще среднего плиоцена. Залежи, а также промышленные притоки нефти и газа известны и в отложениях верхнего и нижнего мела, эоцена, акчагыльского и апшеронского ярусов. Продуктивные отложения представлены чередованием песков, песчаников, алевролитов, глин, а также карбонатными и эффузивными образованиями.

Отложения продуктивной толщи нефтегазоносны в Апшеронском, Кобыстанском и Нижнекуринском районах. Здесь с песчаными и алевроитовыми горизонтами, отличающимися высокими коллекторскими свойствами, связано большинство многозалежных месторождений Азербайджана. Продуктивная толща обычно разделяется на три отдела, состоящих из ряда песчано-глинистых свит. Нижний отдел включает свиты (снизу вверх): калинскую (КаС), подкирмакинскую (ПК), кирмакинскую (КС), надкирмакинскую песчаную (НКП), надкирмакинскую глинистую (НКГ). Средний отдел толщи соответствует свите перерыва, а верхний — балаханской, сабунчинской и сураханской свитам.

Наибольшее число залежей нефти и газа установлено в разрезе свит ПК и КС, регионально продуктивных на многих месторождениях республики. Несколько меньше залежей связано с отложениями свит перерыва, балаханской и НКП. Около 150 продуктивных горизонтов залегает на глубинах до 1000 м и только 6 имеют глубину залегания 4000—5000 м. Наибольший стратиграфический этаж нефтегазоносности продуктивной толщи установлен на месторождениях центральной и восточной частей Апшеронского района, где на многих месторождениях в интервале глубин от 200 до 3600 м продуктивны все свиты толщи (Нефтяные Камни, Карачухур, Сураханы и др.). На месторождениях Кобыстанского и Нижнекуринского районов нефтегазоносны преимущественно отложения верхней части продуктивной толщи на глубинах 1350—3000 м. Наибольшей продуктивностью (100—250 т/сут) обладают свиты балаханская, перерыва и ПК. К ним, а также к свите КС приурочено большинство известных залежей газа республики, подавляющая их часть связана с газовыми шапками.

В Кировабдском районе на площади Мурадханлы (рис. 89) выявлена залежь нефти в эффузивных образованиях верхнемелового возраста. Дебит нефти достигает 10—500 т/сут.

Небольшие залежи нефти и газа в отложениях акчагыла и апшерона выявлены лишь на некоторых месторождениях Нижнекуринско-

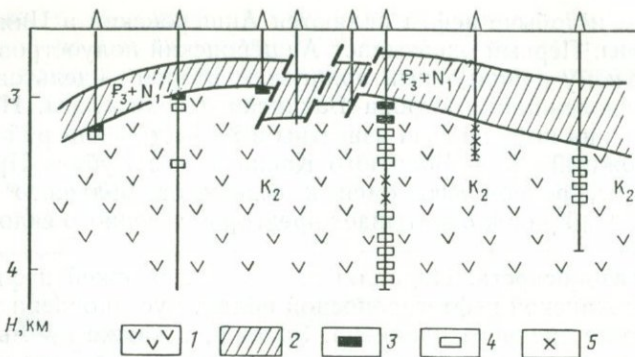


Рис. 89. Геологический разрез месторождения Мурадханлы:

1 — эффузивные образования; 2 — глинистая покрывка; 3 — продуктивный коллектор; 4 — водонасыщенный коллектор; 5 — часть разреза, где притоки жидкости не получены

го (Кюровадаг, Нефтечала, Карабаглы) и Апшеронского (Балаханы, Сураханы) районов. Дебиты нефти не превышают 5—15 т/сут, газа 15—30 тыс. м³/сут. Глубины залегания 80—2350 м.

Характеристика нефти и газа. Нефти месторождений Азербайджана бессернистые или малосернистые (до 0,5 % серы), смолистые или высокосмолистые, беспарафинистые или слабопарафинистые, средней плотности. В верхних горизонтах продуктивной толщи встречается очень легкая («белая») нефть (0,780—0,803 г/см³).

Природные газы месторождений метановые (метана 90—98 %), содержат значительное количество конденсата, 215—280 г/м³ (Карадаг, Калмас и др.). Майкопские нефти месторождения Нафталан в Кировабадском районе имеют лечебные свойства.

Месторождения нефти и газа. Большая часть известных месторождений Азербайджана связана с брахиантиклинальными складками, среди которых выделяются слаборазрушенные (месторождения Казанбулак, Мир-Башир и др.), разбитые поперечными сбросами, а в нижней части разреза продольными надвигами (Кала, Сураханы, Карачухур, о-в Артема и др.), осложненные грязевыми вулканами (Локбатан, Нефтяные Камни и др.) или ядрами протыкания и погребенными поднятиями (Бинагады, Биби-Эйбат, Бузовны, Гоусаны и др.). В республике известны также месторождения, связанные с моноклиналими. К последним относятся выклинивающиеся вверх по восстанию нефтеносные свиты (месторождения Ясамальская Долина, Чахнаглар и др.) и моноклинали, ограниченные разрывами (Сиазань-Нардаран, Загли-Зейва, Саадан и др.).

Широко развиты на месторождениях Азербайджана пластовые сводовые залежи, особенно широко распространенные в верхнем отделе продуктивной толщи (Биби-Эйбат, Локбатан, Казанбулак и др.). Большую группу составляют пластовые, тектонически экранированные залежи. К ним относится большинство залежей нижнего отдела Апшеронского полуострова (Сураханы, Карачухур, Бинага-

ды, Нефтяные Камни, Кала, о-в Артема и др.) и Нижнекуринского района (Кюровдаг, Мишовдаг, Нефтечала и др.). Среди экранированных залежей особый интерес представляют так называемые «висячие» залежи, смещенные на крыло складки. Одна из них развита в свите ПК на Балаханы-Сабунчи-Романинском месторождении, где она «сползает» на периклиналь (на структурной карте пересекает изогипсы почти под прямым углом).

Стратиграфически экранированные залежи наиболее характерны для подошвенных свит продуктивной толщи (Бинагады, Чахнагляр, Карадаг, Шабандаг и др.) и эоцена (Казанбулак, Мурадханлы). Наименее распространены литологически экранированные залежи (Шабандаг, Нефтечала, Дуваный, Нафталан и др.).

В Азербайджанской нефтегазонасыщенной области на 1 января 1981 г в разработке находилось 49 месторождений.

Большая часть месторождений многозалежные, содержащие залежи нефти и газа на глубинах от 80 до 5000 м, и только семь месторождений области однозалежные. Наибольшее число залежей (до 30—40) установлено на месторождениях восточного и центрального Апшерона (Балаханы, Сураханы, Биби-Эйбат и др.). Единичные залежи связаны с месторождениями Кировабадского, Кобыстанского и отчасти Кубино-Прикаспийского районов. Многие месторождения содержат скопления свободного газа, в основном в виде небольших газовых шапок, а также промышленные залежи газа с нефтяными оторочками в глубоководных горизонтах продуктивной толщи Апшеронского и Нижнекуринского районов (Карадаг, Зыря, Калмас и др.).

Больше всего месторождений (около 50 %) открыто в Апшеронском районе. Они, как правило, связаны с брахиантиклинальными и куполовидными складками, в строении которых принимают участие отложения продуктивной толщи. Для месторождений района характерны глубокий размыв продуктивной толщи, сильная нарушенность дизъюнктивными, часто диапировое строение и осложнение грязевыми вулканами. Система нарушений делит месторождения на отдельные тектонические блоки. Наибольшее значение в распределении нефтегазонасыщенности по разрезу имеет продольная система нарушений, распространенная в нижнем отделе продуктивной толщи.

На месторождении Нефтяные Камни (рис. 90) продуктивная толща в своде складки разбита рядом разрывных нарушений. В ее разрезе в интервале глубин 260—1590 м выделяется до 22 нефтегазонасыщенных горизонтов, приуроченных ко всем свитам продуктивной толщи. Наибольшая площадь нефтеносности составляет 31 км². Нарушения разбивают месторождение на три участка, различные по условиям нефтегазонасыщения. На юго-западном поле нефтегазонасыщенны все свиты нижнего отдела, на северо-восточном крыле — отложения от сураханской до калинской свиты, на своде — только пласты калинской свиты.

Сходное геологическое строение имеют и другие месторождения как в море (острова Артема, Жилой, Банка Дарвина и др.), так и на суше (Локбатан, Биби-Эйбат).

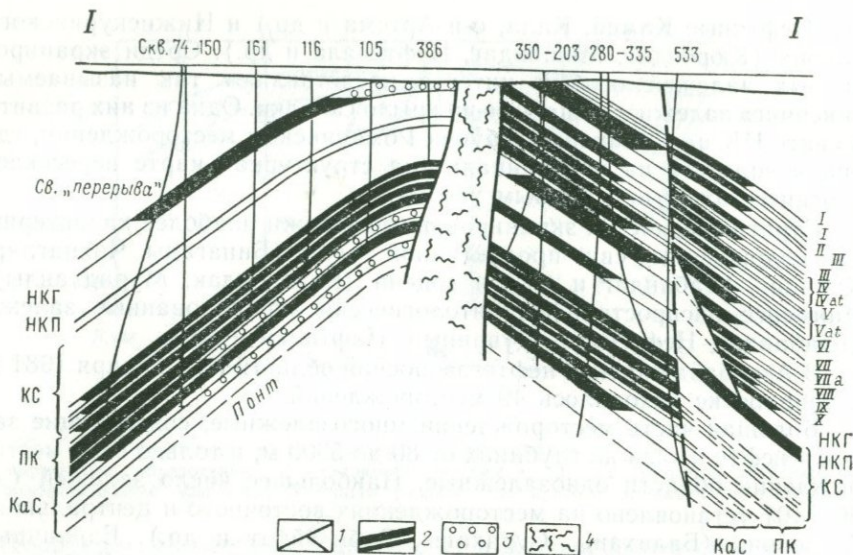


Рис. 90. Геологический разрез месторождения Нефтяные Камни:
 I — разрывные нарушения; 2 — нефть; 3 — газ; 4 — брекчированные породы

Б а л а х а н ы - С а б у н ч и - Р о м а н и н с к о е месторождение приурочено к антиклинальной складке (рис. 91). Наиболее приподнятая ее часть осложнена грязевым вулканом, вокруг которого обнажаются породы свиты КС. Вдоль свода складки протягивается основной сброс, разделяющий месторождение на два изолированных участка. В разрезе площади в отложениях от апшеронских до кирмакинских выделяется до 30 нефтеносных горизонтов, залегающих на глубинах от 140 до 2500 м. Наибольший интерес представляют залежь горизонта V балаханской свиты и залежь свиты ПК. Первая из них охватывает все участки структуры, вторая протягивается от участков выхода ПК на поверхность до восточных окраин Романинской площади (где залегает на глубинах 2500 м) и далее в пределы соседнего Сураханского месторождения.

Сходное геологическое строение имеют другие месторождения Апшеронского района (Кала, Сураханы, Карачухур, Карадаг), которые в отличие от рассмотренных связаны с брахиантиклиналями, где продуктивная толща перекрыта более молодыми осадками.

Месторождения Нижнекуринского района приурочены к сильно нарушенным удлинённым брахиантиклиналям с более пологими и приподнятыми северо-восточными крыльями. В строении складок помимо продуктивной толщи большую роль играют отложения четвертичного и верхнеплиоценового возраста. Многие складки выражены в рельефе пологими грязевулканическими грядами. Основная нефтегазоносность месторождений связана с отложениями верхнего отдела продуктивной толщи, где на глубинах 1350—3600 м устанавливается до пяти-восьми продуктивных пачек (месторождения

Кюровдаг, Карабаглы, Мишовдаг и др.). Характерно распространение залежей нефти и газа в пределах опущенных юго-западных крыльев складок.

Наибольшее число месторождений Кобыстанского района открыто в его восточной части. Здесь развиты крупные, относительно спокойной построенные складки, сложенные в основном породами продуктивной толщи и осложненные грязевым вулканизмом (месторождения Дуванный-море, Кянизадаг, Уталги и др.).

Месторождения Кубино-Прикаспийского района (Сиазань-Нардаран, Амирханлы, Заглы-Зейва и др.) связаны с узкими и крутыми сложнопостроенными антиклинальными складками, в строении которых участвуют отложения от юры до апшерона. Большинство складок разорвано надвигами и опрокинута к югу. Здесь установлен региональный надвиг меловых отложений на палеоген-неогеновые, образующий крупнопоставленную моноклинали, протягивающуюся вдоль северных склонов Большого Кавказа.

Месторождения Кировабадского района приурочены к антиклинальным складкам, сложенным юрскими, меловыми, палеогеновыми и майкопскими отложениями на фоне обширной моноклинали северного склона Малого Кавказа (Казанбулак, Ждановское, Зардоб, Мурадханлы и др.). На рис. 89 приведен пример залежи нефти в эффузивных образованиях со сложным типом коллекторов.

§ 5. Грузинская нефтеносная область

Получение в 1974 г. промышленных притоков нефти в 30 км от Тбилиси ознаменовало новый период в развитии нефтяной промышленности Грузии, где уже в 60—70-х годах прошлого столетия производилась кустарная добыча нефти.

Исключительно сложное геологическое строение территории республики длительное время не позволяло определить направление «главного удара» и вести поисково-разведочное бурение в достаточных объемах.

Первый промышленный приток нефти из разведочной скважины был получен в 1928 г. на месторождении Мирзаани. В последующие годы было открыто еще шесть мелких месторождений, на четырех из которых проводилась незначительная добыча нефти (около 30 тыс. т в год). Открытие Самгори-Патардзеульского месторождения позволило значительно увеличить добычу нефти в Грузии.

Основные черты геологического строения. Территория республики относится к геосинклинальной области Большого Кавказа. Наиболее крупными тектоническими элементами (рис. 92) являются складчатая система южного склона Большого Кавказа, Закавказский срединный массив с наложенной Аджаро-Триалетской складчатой системой и Сомхито-Агдамская слабоскладчатая система.

Наибольший интерес в отношении нефтеносности представляет Закавказский срединный массив, где в мезозойских и кайнозойских отложениях отдельных прогибов открыт ряд месторождений.

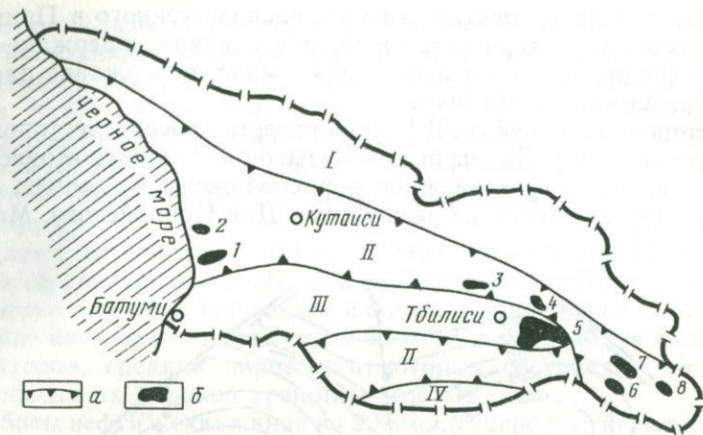


Рис. 92. Обзорная карта месторождений нефти и газа Грузии:

a — границы тектонических элементов; *b* — нефтяные месторождения.

Основные тектонические элементы: *I* — складчатая система южного склона Большого Кавказа, *II* — Закавказский срединный массив, *III* — Аджаро-Триалетская наложенная складчатая система, *IV* — Сомхито-Агдамская слабоскладчатая система.

Месторождения: *1* — Супсинское, *2* — Восточно-Чаладидское, *3* — Норийское, *4* — Сацхенское, *5* — Самгори-Патардзеульское, *6* — Тарибанское, *7* — Мирзаанское, *8* — Патара-Ширакское

Нефтеносность. Известные нефтяные месторождения Грузии объединяются в две группы: 1) месторождения неогенового структурного этажа; 2) месторождения палеоген-мелового структурного этажа. Для верхнего структурного этажа характерно развитие молассовых и песчано-глинистых образований. Ловушками нефти и газа являются узкие асимметричные складки, осложненные разрывными нарушениями и надвиганием северных крыльев на южные. Породы-коллекторы не выдержаны по площади, чем объясняется развитие литологически ограниченных залежей. Глубина залежей в этом комплексе колеблется в широких пределах от 600 м (Сацхенис, Патара — Шираки) до 3000—3500 м (Тарибани). Для этого этажа характерны малодобитные залежи, несмотря на значительное число горизонтов, достигающее 27 (Мирзаани, Патара — Шираки), запасы месторождений незначительны.

Нижний структурный этаж отличается развитием ненарушенных пологих складок. Нефтеносны вулканогенно-терригенные образования среднего эоцена в Притбилисском районе и карбонатные образования верхнего мела в Центральноколхидской зоне. Палеогеновые туфогенные породы развиты локально, а природные резервуары имеют массивный и массивно-пластовый характер. Карбонатные коллекторы верхнего мела являются трещинными, четко слоистыми регионально выдержанными.

Характеристика нефти. Нефти месторождений Грузии относятся к бессернистым. Их плотность 0,822—0,844 г/см³, иногда 0,910—0,917 г/см³. Нефти высокосмолистые, практически беспарафинистые.

Нефть основного месторождения, расположенного в Притбилиском районе, характеризуется наиболее высоким содержанием бензиновой фракции, смол и асфальтенов мало, содержание парафина до 4,5 %, плотность средняя.

Месторождения нефти. В Грузии известно восемь месторождений нефти (см. рис. 92). Два из них — Восточно-Чаладидское однозалежное и Супсинское трехзалежное — расположены на западе, остальные в центре и на востоке республики. Для Норийского, Мирзаан-

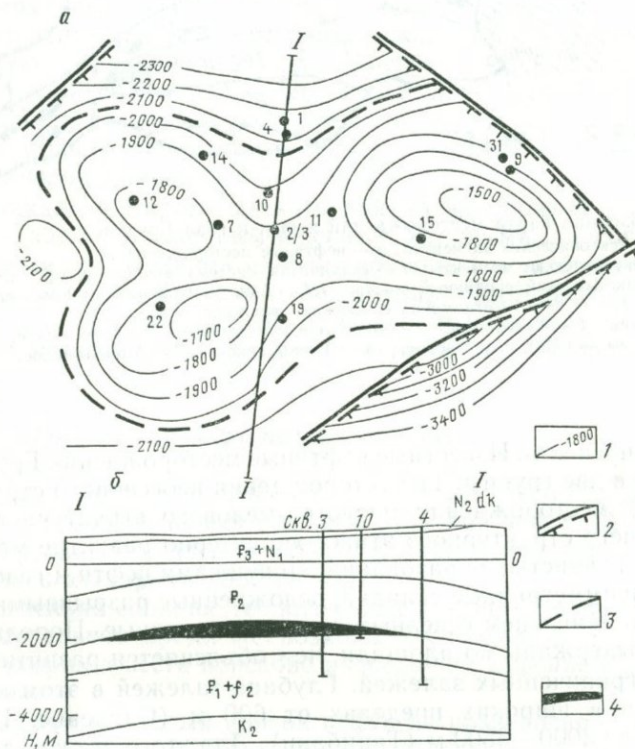


Рис. 93. Самгори-Патардзеульское месторождение:

a — структурная карта по условному сейсмическому горизонту (по В. М. Пранцулашвили, Г. Х. Тухашвили и др.); *b* — геологический профиль по линии I—I (по И. А. Метревели и Г. К. Чичуа). I — изогипсы сейсмического горизонта в м; 2 — разрывные нарушения; 3 — контур нефтеносности; 4 — залежь нефти

ского, Тарибанского месторождений характерно наличие небольших по запасам пластовых, литологически и тектонически экранированных залежей в отложениях миоцена и плиоцена. Самгори-Патардзеульское месторождение, открытое в 1974 г., представляет наибольший геологический и промышленный интерес из всех месторождений Грузии. Оно расположено на Притбилиском участке восточного погружения Аджаро-Триалетской системы (рис. 93) и

приурочено к асимметричной антиклинальной складке, осложненной тремя куполовидными поднятиями и ограниченной с севера и юга тектоническими нарушениями. Размеры складки по кровле среднего эоцена 14×8 км, амплитуда примерно 1500 м. Вскрытый разрез месторождения представлен отложениями олигоцена, эоцена, палеоцена и миоцена. Промышленная нефтеносность связана с трещинно-пористыми коллекторами, приуроченными на месторождении к среднему эоцену.

Залежь относится к типу массивно-пластовых, сводовых. Ее высота составляет около 550 м, а водонефтяной контакт расположен на отметке — 2050 м. Начальное пластовое давление равно 22,3 МПа, давление насыщения нефти газом 14,3 МПа. Отдающая способность коллекторов, средняя пористость которых составляет около 2 %, обусловлена их высокой трещиноватостью.

Дебиты нефти в скважинах на 20-мм штуцере достигают 500 т/сут. Газовый фактор $100 \text{ м}^3/\text{т}$.

Глава X.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ СРЕДНЕЙ АЗИИ И ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

В административном отношении рассматриваемая территория охватывает земли Туркмении, Узбекистана, Киргизии, Таджикистана и Западного Казахстана. Подавляющая часть этой территории относится к Каракумской платформе, которая простирается от восточного побережья Каспия на западе до юго-западных отрогов Гиссарского хребта на востоке, от горных хребтов Копетдага на юге до широт южных отрогов Уральского хребта на севере. В строении платформы принимают участие отложения мезозоя — кайнозоя мощностью до 5—6 км, залегающие на палеозойском кристаллическом фундаменте. Широко развиты на рассматриваемой территории межгорные впадины (Западно-Туркменская, Ферганская, Таджикская и др.), выполненные отложениями мезозойско-кайнозойского возраста громадной мощности (до 10—16 км).

Месторождения нефти и газа в Средней Азии и Западном Казахстане известны как на платформе, так и в межгорных впадинах. В пределах платформенной части региона открыты в основном газовые и газоконденсатные месторождения. Нефтяные месторождения известны в межгорных впадинах, а в платформенной части — на п-ове Мангышлак.

В пределах региона выделяется несколько нефтегазоносных областей, объединяющих месторождения нефти и газа сходного геологического строения и характера нефтегазоносности, — Западно-Туркменская, Центральнокarakумская, Восточно-Каракумская, Бухаро-Хивинская, Ферганская, Сурхан-Вахшская, Южно-Мангышлакская и Северо-Устюртская.

§ 1. Западно-Туркменская нефтегазоносная область

Общее число месторождений	18
нефтегазовых	9
газонефтяных	4
газоконденсатных	2
нефтяных	3
Начало добычи нефти	1876 г.
Начало добычи газа	1963 г.

Западно-Туркменская нефтегазоносная область охватывает территорию одноименной низменности и прилегающую к ней акваторию восточного побережья Каспийского моря (рис. 94). Здесь располагается один из старейших нефтедобывающих районов страны. Све-

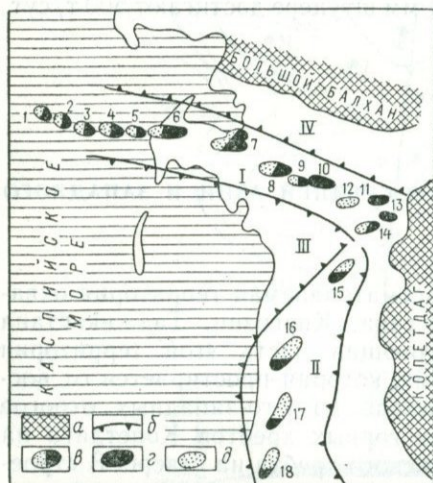


Рис. 94. Обзорная карта месторождений нефти и газа Западно-Туркменской нефтегазоносной области:

а — горное обрамление Западно-Туркменской впадины; *б* — границы основных тектонических элементов; месторождения: *в* — нефтегазовые, *г* — нефтяные, *д* — газовые. Зоны поднятий: *I* — Прибалханская, *II* — Гограньдаг-Окаремская; прогибы: *III* — Кызылкумский, *IV* — Келькорский.

Месторождения: *1* — Центрально-Ливановское, *2* — Восточно-Ливановское, *3* — Банка Губкина, *4* — Банка Лам, *5* — Ждановское, *6* — Челекенское, *7* — Котуртепинское, *8* — Барса-Гельмесское, *9* — Бурунское, *10* — Боядагское, *11* — Небит-Дагское, *12* — Кумдагское, *13* — Кызылкумское, *14* — Куйджикское, *15* — Гограньдагское, *16* — Окаремское, *17* — Камышлджа, *18* — Чикишлярское

дения о колодезной добыче нефти на п-ове Челекен известны еще с первой половины XVII в., а бурение на нефть здесь было начато в 1876 г. Планомерная добыча нефти началась с 1933 г., со времени открытия Небит-Дагского месторождения.

Вся добыча нефти в Западной Туркмении производится из плиоценовых отложений, в разрезе которых основная роль принадлежит красноцветной толще — основному нефтегазоносному комплексу этой территории.

Газоносность Западной Туркмении долгое время была непромышленной, если не считать небольшие газовые шапки на нефтяных месторождениях. Только в 1952 г. здесь было открыто первое газоконденсатное месторождение Кызылкум. Определенные успехи в поисках залежей и месторождений газа достигнуты в последние годы, когда в результате разведки более глубоких горизонтов плиоцена (3500—5000 м) были открыты высокодебитные газоконденсатные залежи на многих месторождениях территории.

Основные черты геологического строения. Западно-Туркменская нефтегазоносная область в тектоническом отношении соответствует одноименной межгорной впадине, которая является восточной частью Южно-Каспийской области прогибания. На севере впадину обрамляют горные сооружения Большого и Малого Балхана, на востоке Копетдаг и на юге — Эльбрус. Огромная мощность мезозойско-кайнозойских отложений (10—16 км), широкое развитие пликативных и дизъюнктивных дислокаций, линейность и значительные амплитуды основных антиклинальных зон свидетельствуют о геосинклинальной природе Западно-Туркменской впадины.

Мезозойские и частично палеогеновые образования обнажаются в обрамляющих впадину горных сооружениях, а в самой впадине погружаются на значительные глубины (6—12 км).

Неогеновые отложения, представленные исключительно песчано-глинистыми разностями, имеют наибольшее распространение в пределах Западно-Туркменской впадины. Они участвуют в строении всех структур территории, и с ними связаны все известные здесь залежи нефти и газа. Мощность неогена составляет не менее 5 км. Вскрытый бурением разрез неогена слагают отложения красноцветной толщи (средний плиоцен), акчагыльского и апшеронского ярусов (верхний плиоцен) и постплиоцена.

Отложения красноцветной толщи являются основным нефтегазоносным комплексом Западной Туркмении. Толща представлена характерным для нее монотонным и частым чередованием песчано-алевритовых и глинистых отложений, резко изменчивых по площади. Общая мощность толщи составляет 2500 м. В направлении восточного обрамления впадины породы красноцветной толщи выклиниваются.

По отложениям неогена во впадине выделяются две основные зоны поднятий — Прибалханская и Гограндаг-Окаремская, разделенные глубоким Кызылкумским прогибом. К указанным зонам, представляющим собой основные зоны нефтегазонакопления Западной Туркмении, приурочены все известные месторождения нефти и газа территории. В пределах восточного обрамления впадины выделяется Аладаг-Мессарианская зона мезозойских поднятий, являющаяся элементом складчатого сооружения Копетдага.

Прибалханская зона поднятий протягивается в северной части впадины и включает серию кулисообразно сочленяющихся субширотных брахантиклинальных складок, часть которых располагается в Каспийском море. Наиболее крупные складки, размерами $(10 \div 15) \times (3 \div 4)$ км и высотой до 1500 м, приурочены к западной части зоны (Челекенское, Котуртепинское и другие месторождения). Часть складок отчетливо выражена на дневной поверхности, образуя возвышенности, сложенные отложениями красноцветной толщи (Челекенское, Боядагское и др.), апшерона (Небит-Даг) или бакинского яруса (Кумдагское).

Характерной особенностью строения складок Прибалханской зоны поднятий является сильная нарушенность их сбросами, особенно многочисленными в присводовых частях складок. Амплитуды

сбросов изменяются от 400 до 1000 м. Заметно уменьшаются они в отложениях, расположенных ниже кровли красноцветной толщи, где сокращается и число сбросов. На некоторых складках отмечается проявление грязевого вулканизма.

Складки Гограньдаг-Окаремской зоны поднятий преимущественно пологие, с широкими сводами, сравнительно небольшие по амплитуде (150—500 м) и менее осложненные разрывными нарушениями. Характерной особенностью структурного плана зоны является широкое развитие грязевых вулканов, приуроченных к разломам преимущественно меридионального простирания.

Нефтегазоносность. Промышленная нефтегазоносность на рассматриваемой территории выявлена в большом диапазоне плиоценовых отложений (табл. 15). Залежи нефти и газа приурочены к резко литологически неоднородным песчано-алевритовым породам апшеронского и акчагыльского ярусов, верхней и нижней части красноцветной толщи, а также подстилающих ее отложений. Такой стратиграфический диапазон нефтегазоносности плиоцена установлен на месторождениях Прибалханского района. В Гограньдаг-Окаремском районе продуктивны только нижнекрасноцветные отложения. Выявленные залежи нефти и газа залегают на глубинах от 400 до 5000 м. Большинство их сосредоточено на глубинах 2—3 км.

Верхнеплиоценовые отложения (апшерон, акчагыл) продуктивны на месторождениях восточной части Прибалханской зоны поднятий. Они залегают на глубинах 400—2500 м и преимущественно нефтеносны. Начальные дебиты нефти 25—150 т/сут. Наиболее крупные залежи газа установлены на Котуртепинском и Кызылкумском месторождениях (дебиты 200—400 тыс. м³/сут). Верхнекрасноцвет-

ТАБЛИЦА 15

Распределение залежей нефти и газа по разрезу месторождений Западно-Туркменской нефтегазоносной области

Месторождение	Верхний плиоцен		Красноцветная толща (средний плиоцен)		Подкрасноцветные отложения (понт — палеоген)
	апшерон	акчагыл	верхний красноцвет	нижний красноцвет	
Котуртепинское, Барса-Гельмесское, Небит-Дагское	Г,Н,НГ	Г,НГ,Н	Н,НГ	Г,НГ	Н,Г
Комсомольское	Н	Н	Н	Н,НГ	
Челекенское		Г	Н		
Кызылкумское		Н	Н		
Кумдагское	Н			Г,НГ	
Камышдджинское, Окаремское				Г	
Ждановское, Куйджинское				Н,Г	
Бурунское					

ные отложения, отличающиеся наибольшим развитием песчаности и высокими коллекторскими свойствами (проницаемость достигает $2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$), содержат основные залежи нефти этой территории, иногда с обширными газовыми шапками. Глубины залегания 1500—3000 м. Дебиты нефти достигают 500—800 т/сут, дебиты газа 300—600 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Нижнекрасноцветные отложения, в разрезе которых преобладают глинистые разности, обуславливающие снижение проницаемости до $5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, преимущественно газоносны на всей территории Западно-Туркменской впадины. Открытые здесь на глубинах 2500—4550 м газоконденсатные залежи характеризуются высокой продуктивностью (дебиты газа 0,7—1,0 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$), значительным содержанием конденсата в газе (более 200—300 $\text{см}^3/\text{м}^3$) и аномально высокими пластовыми давлениями, превышающими гидростатические в 1,55—1,65 раза на месторождениях Гограньдаг-Окаремского района. Из ряда нижнекрасноцветных горизонтов были получены промышленные притоки нефти дебитами до 200 т/сут.

Подстилающие красноцветную толщу отложения, возраст которых охватывает диапазон от понта до палеогена, нефтегазоносны только на Челекенском месторождении. Дебиты нефти составляют 50—100 т/сут, дебиты газа 100—300 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Характеристика нефти, газа и конденсата. Нефти рассматриваемой территории бессернистые. В большинстве случаев они парафинистые или высокопарафинистые, смолистые, легкие. Плотность нефтей, изменяясь в довольно широких пределах, уменьшается с глубиной, но почти нигде не превышает 0,900 г/ см^3 . Свободные газы метановые (92—96 %), с незначительным содержанием углекислоты и азота. В газе присутствует большое количество конденсата, содержание которого порой превышает 300 $\text{см}^3/\text{м}^3$. Попутные газы нефтяных залежей относятся к сухим. Конденсаты — преимущественно легкие бесцветные жидкости, полностью выкипающие до 300 °С, по Энглеру. По групповому составу нефти относятся к метаново-нафтеновому типу.

Месторождения нефти и газа. Месторождения нефти и газа Западной Туркмении связаны с брахиантиклинальными складками, которые разделяются на сильнонарушенные — Котуртепинское (рис. 95), Челекенское, Небит-Дагское, Кумдагское, Барса-Гельмесское, слабонарушенные — Камышлджа, Окаремское (рис. 96) и ненарушенные — Кызылкумское. Указанные обстоятельства определяют основной тип выделяемых залежей нефти и газа — пластовые, тектонически экранированные (Котуртепинское, Небит-Дагское, Челекенское, Барса-Гельмесское и др.). Наименее развиты литологически ограниченные (горизонты I, Д, Г, Б, В, Барса-Гельмесское) и пластовые сводовые (Кызылкумское) залежи.

Все известные месторождения территории являются многозалежными. В их разрезе выделяется от 2 до 25 продуктивных горизонтов.

В настоящее время большинство месторождений разрабатывается на нефть. Месторождения Небит-Даг, Кумдаг, Челекен

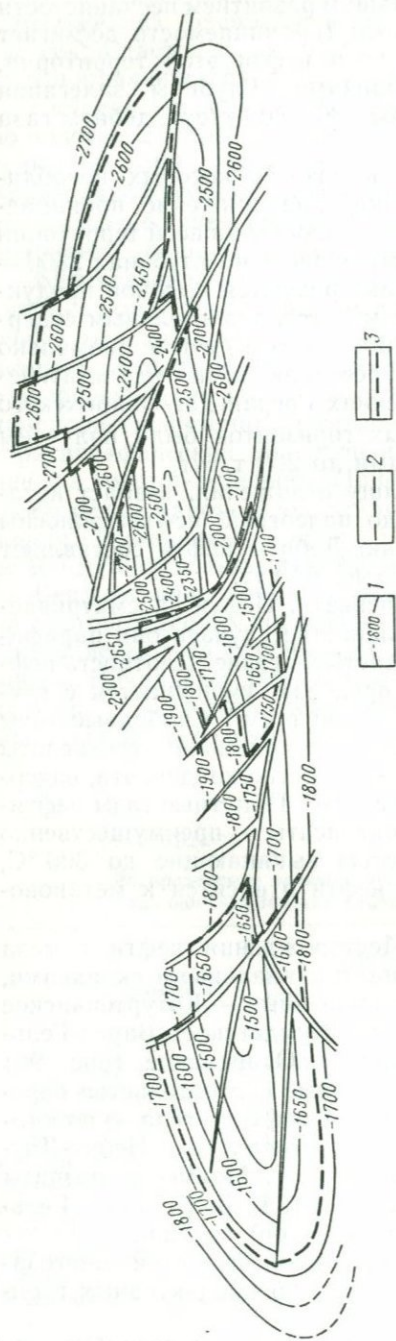


Рис. 95. Котуртепинское месторождение. Структурная карта по кровле красноцветной толщи (по В. В. Денисевичу):
 1 — изогипсы в м; 2 — контур нефтеносности горизонта III; 3 — разрывные нарушения

полностью разрушены, причем дебиты эксплуатационных скважин, производящих добычу глубиннонасосным способом, невелики — 4—10 т/сут.

Котуртепинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1956 г. Его разрез слагают отложения постплиоцена, апшерона, акчагыла и красноцветной толщи, общей вскрытой мощностью около 5000 м, из которых 2520 м приходится на красноцветную толщу. Месторождение приурочено к крупной брахиантиклинальной складке субширотного простирания в центральной части Прибалханской зоны поднятий. Складка асимметрична, с крутым северным ($15\text{--}30^\circ$) и более пологим южным ($5\text{--}10^\circ$) крыльями (см. рис. 95). Месторождение характеризуется исключительно сложным геологическим строением. Оно разбито множеством сбросов (амплитуды от 15 до 600 м) на большое число тектонических блоков и полей (см. рис. 29, б). Поэтому свод складки располагается ниже западной перикалинали на 100—150 м, но выше восточной на 800—1000 м, занимая промежуточное положение между ними. Наиболее значительными поперечными сбросами складка расчленяется на несколько крупных тектонических блоков, образующих три самостоятельных, гидродинамически изолированных участка: западный, центральный и восточный. Эти участки ступенчато

погружаются в восточном направлении примерно на 600—1000 м друг относительно друга и отличаются различной глубиной залегания разновозрастных отложений, характером нефтегазоносности и другими особенностями. Например, глубина залегания кровли красноцветной толщи изменяется от 1450—1550 м на западном участке до 2550 м и более на восточном.

На месторождении залежи нефти и газа выявлены в апшеронских, акчагыльских, верхне- и нижнекрасноцветных отложениях, залегающих в интервале глубин 1450—3500 м. Указанный стратиграфический этаж нефтегазоносности установлен в пределах наиболее опущенного восточного участка месторождения. На приподнятом

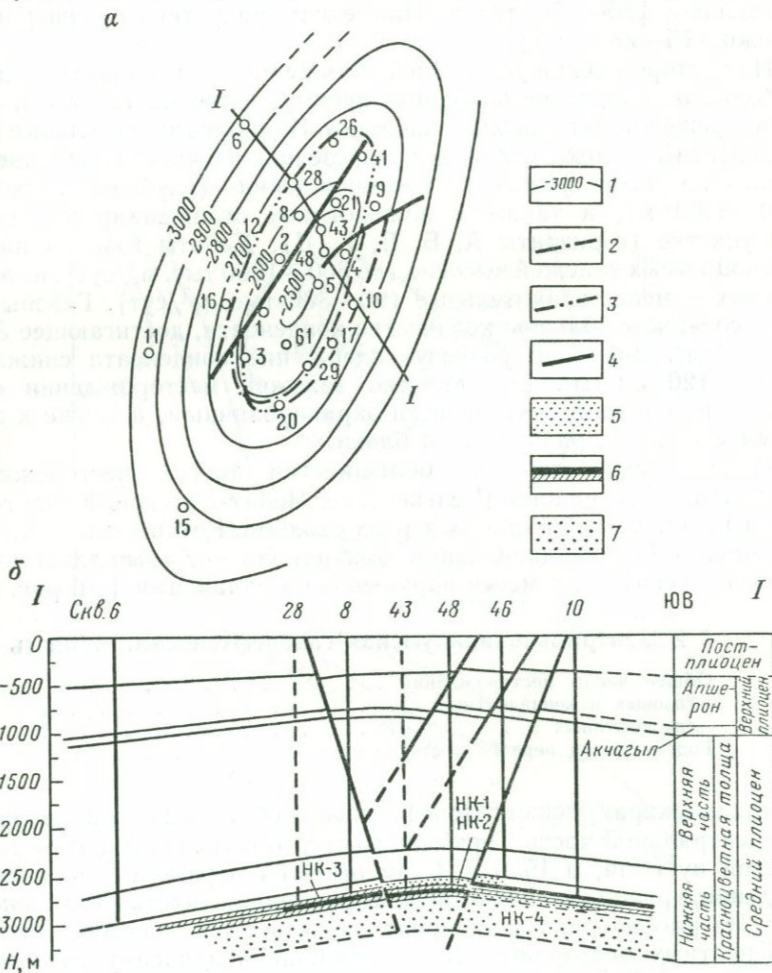


Рис. 96. Окаремское месторождение:

а — структурная карта по кровле горизонта НК-1; б — геологический разрез.
 I — изогипсы в м; 2 — контур газоносности; 3 — контур нефтеносности; 4 — разрывные нарушения; 5 — газ; 6 — нефть; 7 — перспективные отложения

западном участке залежи нефти и газа открыты только в красноцветных отложениях.

Основные залежи нефти связаны с горизонтами Ia и I (апшерон), II (акчагыл), III, IIIa и IV (верхний красноцвет), а также с песчано-алевритовыми горизонтами нерасчлененной части верхнего и нижнего красноцвета. Начальные пластовые давления в этих залежах составляют 17—50 МПа, что превышает гидростатическое в 1,2—1,5 раза. Пластовые температуры изменяются в пределах 48—100 °С. Наибольшей продуктивностью отличаются высокопроницаемые (до $2 \cdot 10^{-12}$ м²) песчаники верхнекрасноцветных отложений (горизонты III, IIIa и IV). Рабочие дебиты эксплуатационных скважин составляют 120—150 т/сут. Наименее продуктивны апшеронские залежи (15—28 т/сут).

На месторождении установлены также многочисленные скопления свободного газа, представленные преимущественно газовыми шапками и реже чисто газовыми залежами. Наиболее значительные газоконденсатные залежи открыты в разрезе нижней части красноцветной толщи на всех участках месторождения (глубины залегания 2700—3900 м), а также в апшеронских отложениях на восточном участке (горизонты А, Б, В, Г, Д). Дебиты газа из нижнекрасноцветных залежей высокие (до 600—1000 тыс. м³/сут), из апшеронских — менее значительные (90—300 тыс. м³/сут). Газовые залежи содержат большое количество конденсата, достигающее 300—450 см³/м³. Вверх по разрезу содержание конденсата снижается до 75—120 см³/м³. Большинство залежей месторождения относится к пластовым, тектонически экранированным, а также к пластовым сводовым, разбитым на блоки.

Геологическое строение большинства других месторождений Прибалханского района (Челекенское, Небит-Дагское, Кумдагское, Барса-Гельмесское) в общих чертах сходно с Котуртепинским. Месторождения Гограньдаг-Окаремского района — Камышлджа и Окаремское — связаны с менее нарушенными складками (см. рис. 96.).

§ 2 Центральнокаракумская газонефтеносная область

Общее число месторождений	16
газовых и конденсатных	14
газонефтяных	2
Год открытия первого месторождения	1959

Центральнокаракумская газонефтеносная область занимает территорию центральной части Туркмении (рис. 97). Здесь, в центре Каракумской пустыни, в 1959 г. были открыты первые газовые месторождения, расположенные в платформенной части Туркменской ССР. На рассматриваемой территории известно 14 газовых и газоконденсатных месторождений с суммарными запасами газа около 120 млрд. м³. В последние годы в пределах Центральной Туркмении на ряде месторождений (Модарское, Коюнское, Шарлыкское) наряду с открытием газовых залежей были получены притоки нефти. Последние, несмотря на незначительные их дебиты, свидетельствуют

о том, что в южной части рассматриваемой территории, считавшейся до последнего времени исключительно газоносной, могут быть открыты также и нефтяные месторождения.

Основные черты геологического строения. Разрез Центрально-каракумской газонефтеносной области слагают мезозойско-кайнозойские отложения, залегающие на палеозойском складчатом фундаменте. Последний представлен гранитами, туфолатами, гранит-порфирами.

В ряде участков территории вскрыты образования пермо-триаса, представленные грубообломочными красноватыми конгломератами

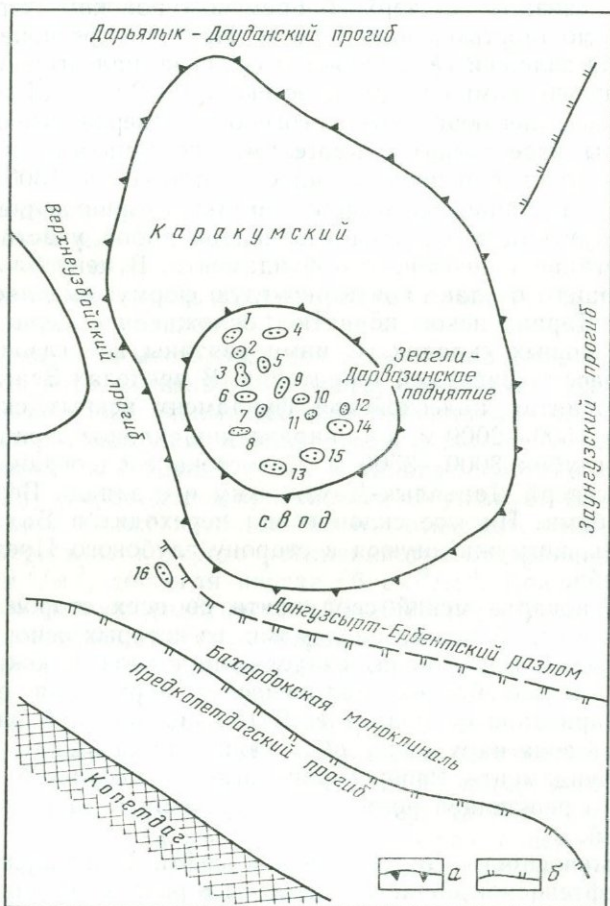


Рис. 97 Обзорная карта месторождений нефти и газа Центральнокаракумской газонефтеносной области:

а — границы основных тектонических элементов; *б* — глубинные разломы.
 Месторождения: 1 — Чалдзюльбинское, 2 — Дарвазинское, 3 — Шинхское, 4 — Восточно-Аккуинское, 5 — Пришинское, 6 — Топдзюльбинское, 7 — Атабайское, 8 — Шарлыкское, 9 — Топордзюльбинское, 10 — Шиханлийское, 11 — Восточно-Шиханлийское, 12 — Чиммерлинское, 13 — Коюн-Шарлыкское, 14 — Сакарчагинское, 15 — Курукское, 16 — Модарское

и вулканогенно-осадочными породами. Осадочный чехол мезозоя — кайнозоя разделяется на ряд литолого-стратиграфических комплексов. Нижне-среднеюрский терригенный комплекс мощностью 130—300 м сложен алевролитами, песчаниками и глинами. Верхнеюрский глинисто-карбонатный комплекс представлен глинами и известняками (60—100 м). Алевролиты и песчаники континентального происхождения слагают валанжин-готеривский красноцветно-терригенный комплекс (100—160 м). Нижнебарремский комплекс представлен преимущественно известняками невыдержанной мощности (30—270 м). Почти все известные залежи газа рассматриваемой территории связаны с верхнебарремско-туронским терригенным комплексом мощностью около 1000 м. При этом региональной покрывкой для залежей газа является сенонско-палеогеновый глинисто-карбонатный комплекс мощностью 170—200 м. Практически горизонтально залегающие выше неогеново-четвертичные отложения представлены известняками, мергелями, песчаниками и глинами. Общая, вскрытая бурением мощность отложений 1300—3500 м.

Основным тектоническим элементом территории является Центральнокаракумский свод, представляющий собой участок приподнятого залегания палеозойского фундамента. В центральной части свода, имеющего в плане почти округлую форму, выделяется крупное Зеагли-Дарвазинское поднятие, осложненное серией куполовидных локальных складок. С ними связаны все газовые месторождения рассматриваемой территории. В пределах Зеагли-Дарвазинского поднятия палеозойский фундамент вскрыт скважинами на глубинах 1500—2000 м, а в направлении склонов свода он погружается до глубин 3000—3500 м. С востока свод ограничен Заунгузским, с севера Дарьялык-Дауданским и с запада Верхнеузбойским прогибами. На юге склон свода переходит в Бахардоскую моноклинал, погружающуюся в сторону глубокого Предкопетдагского прогиба.

Центральнокаракумский свод почти со всех сторон окаймлен региональными глубинными разломами, из которых основным является Донгузсырт-Ербентский, разделяющий свод и южный склон платформы. Более мелкие тектонические нарушения осложняют и Зеагли-Дарвазинское поднятие. В его центральной части выделяется целая зона нарушений, образующих приподнятые и опущенные блоки фундамента. Распространенные здесь серные бугры свидетельствуют о решающей роли этих нарушений в разрушении газовых залежей.

Газонефтеносность. Залежи газа и нефти Центральнокаракумской газонефтеносной области выявлены в разрезе туронских, сенонских, альбских, аптских, неоконских и верхнеюрских отложений (табл. 16). Газосодержащими являются коллекторы преимущественно гранулярного типа. Всего выявлено 34 газоносных пласта, представленных в основном песчаниками, слабосцементированными глинисто-известковым цементом. Как пласты-коллекторы, так и покрывки по площади литологически не выдержаны, нередко выклиниваются в различных направлениях. Средняя эффективная мощ-

ТАБЛИЦА 16

Распределение залежей газа и нефти по разрезу месторождений
Центральнокаракумской газонефтеносной области

Месторождение	Верхний мел		Нижний мел				Верхняя юра
	сенон	турон	альб	апт	баррем	готерив	
Чалджульбинское	Г	Г	Г				
Шинхское, Дарвазинское	Г	Г	Г	Г			
Восточно-Аккуинское, Топорд- жульбинское, Чиммерлинское, Курукское, Топджульбинское				Г			
Атабайское		Г		Г			
Чашхынское		Г		Г			Г
Сакарчагинское				Г	Г	Г	Г,НГ
Коюн-Шарлыкское							
Модарское				Г	Г,Н	Г,НГ	

ность продуктивных пластов 5—10 м, реже 10—30 м, газонасыщенная 3—5 м. Мощность глинистых покрышек обычно 5—20 м, редко 60—100 м.

Открытая пористость коллекторов газосносных пластов 12—22 %, проницаемость в среднем $4 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$.

На Модарском месторождении установлена продуктивность ряда горизонтов апта, готерива и баррема, сложенных мелкозернистыми мшанковыми известняками высокой проницаемости.

Характеристика газа и конденсата. Газы известных месторождений относятся к группе сухих метановых (метана, как правило, более 90 %). Сероводород практически отсутствует. Начиная с альбских залежей (ниже глубины 750 м), отмечается наличие конденсата, содержание которого увеличивается с глубиной от 2—3 до 30—40 $\text{см}^3/\text{м}^3$, достигая иногда 66 $\text{см}^3/\text{м}^3$. Конденсат представляет собой легкую (плотность 0,73—0,75 $\text{г}/\text{см}^3$) бесцветную жидкость, не содержащую смол, парафина и серы.

Несколько иную характеристику имеют газы Модарского месторождения. Содержание метана в них не превышает 76—85 %, а количество азота значительно (12—19 %).

Месторождения газа. На территории Центральнокаракумской области известно 16 месторождений, 14 из которых являются газовыми и газоконденсатными. Два месторождения (Коюн-Шарлыкское и Модарское) в некоторых горизонтах содержат небольшие залежи нефти. Почти все месторождения приурочены к Зеагли-Дарвазинскому поднятию, на основании чего они объединяются в одноименную группу. Только Модарское месторождение расположено в пределах южного склона Центральнокаракумского свода, южнее регионального Донгузсырт-Ербентского глубинного разлома. Все месторождения территории являются многозалежными, приурочены к небольшим куполовидным складкам. Большая часть залежей газа относится к пластово-сводовому типу, часто с литологическим и реже с тектоническим ограничением. В последнее время

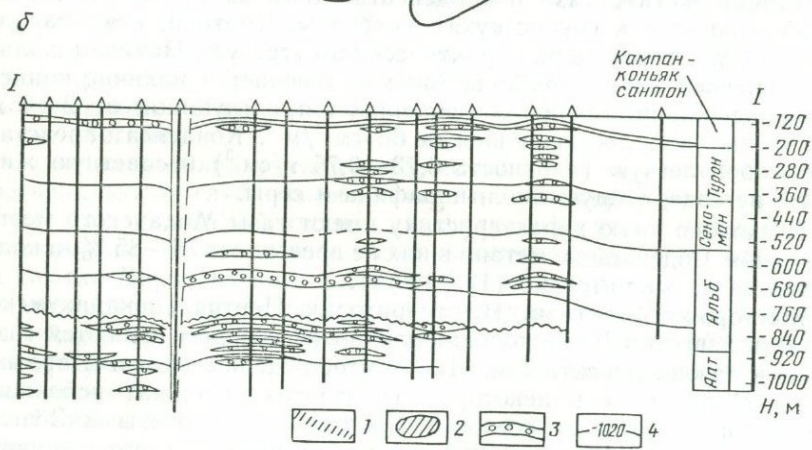
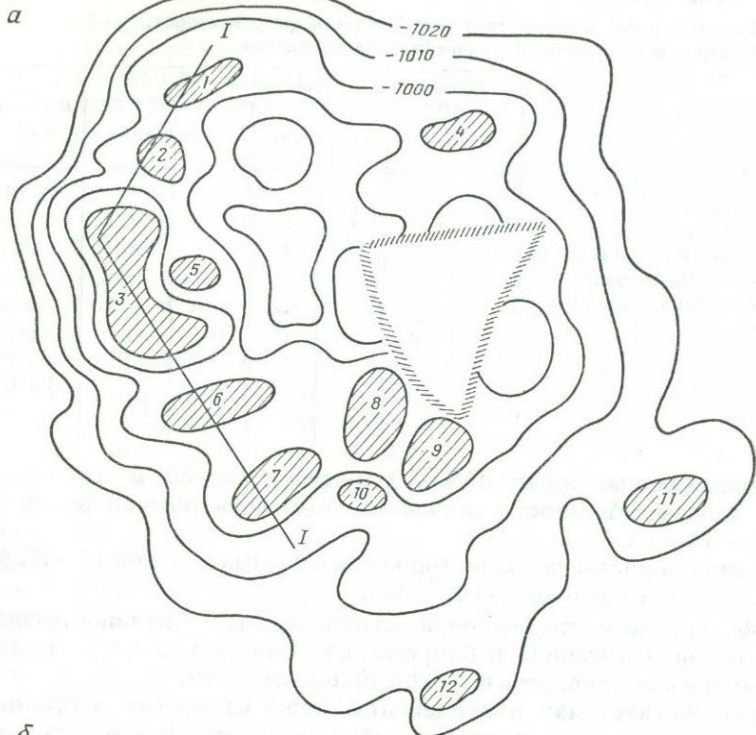


Рис. 98. Зеагли Дарвазинская группа газовых месторождений (по Г. А. Габриэлянцу).

a — структурная карта по кровле нижнеаптских отложений (пласта VI); *b* — геологический разрез.

I разрывные нарушения; 2 — месторождения с промышленными запасами газа; 3 — газовые залежи; 4 — изогипсы в м

Месторождения: 1 Чалджульбинское, 2 Дарвазинское, 3 — Шинихское, 4 — Восточно-Акуинское, 5 Пришихское, 6 — Топджульбинское, 7 — Атабайское, 8 — Топорджульбинское, 9 — Чиммерлинское, 10 — Чашхынское, 11 — Сакарчагинское, 12 — Курукское

в южной части района были открыты залежи газа, связанные с ловушками литолого-стратиграфического типа (Курукское, Сакарчагинское и др.).

Зеагли-Дарвазинская группа месторождений расположена в центральной части Каракумской пустыни, примерно в 250 км севернее Ашхабада. Здесь 16 мая 1959 г. впервые в Каракумах был получен мощный газовый фонтан, послуживший толчком для широкого развертывания поисково-разведочного бурения на газ.

Зеагли-Дарвазинская группа включает 12 месторождений: Шиинское (объединяющее два газоносных купола — Шиин и Такыр), Дарвазинское, Чалджульбинское, Топоджульбинское, Топорджульбинское, Чиммерлинское, Восточно-Аккуинское, Атабайское, Чашхынское, Сакарчагинское, Курукское и Коюн-Шарлыкское (рис. 98). Эти месторождения связаны с небольшими локальными складками преимущественно куполовидной формы. Складки имеют различное простирание и очень пологие углы падения пород на крыльях (не более $1-1,5^\circ$). Некоторые складки осложнены разрывными нарушениями, амплитуда которых достигает 300 м.

В продуктивных отложениях юры и мела насчитывается до 34 газоносных пластов, которые по разрезу распределяются неравномерно.

Основные залежи газа связаны с альбскими и аптскими отложениями. Для рассматриваемых месторождений характерно увеличение стратиграфического диапазона газоносности с севера на юг. Если на месторождениях северной части Зеагли-Дарвазинского поднятия газоносны отложения турона и сеномана (Чалджульбинское, Атабайское), то на юге поднятия залежи газа открыты в неокотских (Сакарчагинское) и верхнеюрских отложениях (Коюн-Шарлыкское, Чашхынское).

Залежи газа выявлены в интервале глубин от 200 до 1600 м. Большая часть залежей является водоплавающей, с высотой, не превышающей 10—20 м. Пластовые давления в залежах практически равны гидростатическим и изменяются от 2,5 до 16 МПа, пластовые температуры колеблются от 32 до 76 °С. Абсолютно свободные дебиты газа в целом невысокие и по основным залежам составляют около 300 тыс. м³/сут. В настоящее время все месторождения находятся в консервации.

§ 3. Восточно-Каракумская газоносная область

Общее число газовых и газоконденсатных месторождений	32
Год открытия первого месторождения	1958
Начало добычи газа	1966 г.

Восточно-Каракумская газоносная область занимает восточную часть Туркменской ССР (рис. 99). Эта новая газоносная область выявлена в начале 60-х годов. Открытие здесь за последние 20 лет значительного числа газовых и газоконденсатных месторождений позволяет рассматривать ее в качестве надежной сырьевой базы

для обеспечения газом системы магистральных газопроводов Средняя Азия — Центр. Зарождение газодобывающей промышленности на этой территории относится к 1966 г., когда началась разработка газовых залежей Ачакского месторождения и подача газа в первую очередь газопровода Средняя Азия — Центр. Открытие Байрам-Алийского, Шатлыкского и Даулетабад-Донмезского месторождений позволило создать здесь мощную сырьевую базу газодобываю-

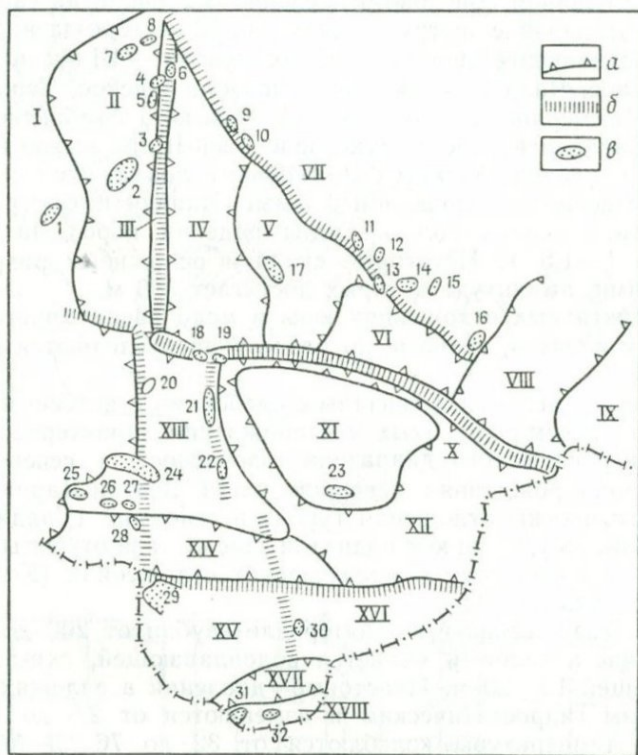


Рис. 99. Обзорная карта Восточно-Каракумской газоносной области:

a — границы основных тектонических элементов; б — разрывные нарушения; в — газодобывающие месторождения.

Основные тектонические элементы: I — Беурдешийская ступень, II—XIV — Амударьинская синеклиза: II — Хивинский прогиб, III — Восточно-Унгузкий вал, VI — Заунгузский прогиб, V — Малайско-Багдажинская седловина, VI — Карабекаульский прогиб, VII — Чарджоуская ступень, VIII — Бешкентский прогиб, IX — горст-антиклиналь Юго-Западного Гиссара, X — Репетек-Келифский вал, XI — Учаджинский свод, XII — Мургабская впадина, XIII — Шатлык-Марыйское поднятие, XIV — Серах-Мургабская седловина; XV—XVI — Бадхыз-Карабийская зона поднятий; XV — Бадхызский выступ, XVI — Карабийская ступень; XVII — Каламюрский прогиб; XVIII — Кушкинская антиклинальная зона.

Газовые месторождения: 1 — Беурдешийское, 2 — Кирпичли, 3 — Северное Балкуи, 4 — Наипское, 5 — Южно-Наипское, 6 — Северно-Наипское, 7 — Ачакское, 8 — Юбилейное, 9 — Северо-Гугуртлинское, 10 — Гугуртлинское, 11 — Фарабское, 12 — Киштуванское, 13 — Саркарское, 14 — Самантепское, 15 — Метедженское, 16 — Суздукли, 17 — Багдажинское, 18 — Келийское, 19 — Шарапли, 20 — Еланы, 21 — Байрам-Алийское, 22 — Майское, 23 — Яшларское, 24 — Шатлыкское, 25 — Тедженское, 26 — Восточно-Тедженское, 27 — Моллыкортское, 28 — Шоркельское, 29 — Даулетабадское, 30 — Карабийское, 31 — Ислимское, 32 — Карачонское

щей промышленности. Благодаря интенсивному развитию разведочных работ и газодобывающей промышленности в области было открыто 32 месторождения. Нефтяные залежи промышленного значения в пределах области пока неизвестны.

Основные черты геологического строения. В тектоническом отношении Восточно-Каракумская область соответствует в основном Амударьинской синеклизе. Наиболее погруженными ее участками являются Хивинский, Карабекаульский, Бешкентский, Заунгузский прогибы и Мургабская впадина, в которых глубины залегания палеозойского фундамента достигают 7 км и даже 12 км. Эти впадины разделены между собой и ограничены Малайско-Багаджинской седловиной, Учаджинским сводом и Шатлык-Марыйским поднятием.

В направлении указанных отрицательных структурных элементов происходит ступенчатое погружение бортов Амударьинской синеклизы. На северо-восточном ее борту выделяется Чарджоуская ступень приподнятого положения палеозойского фундамента, на западном — Кирпичлинская и Беурдешикская ступени. Основные структурные элементы территории отделяются друг от друга региональными разломами; последним в осадочном чехле обычно соответствуют флексурные зоны и валы, с которыми связаны многочисленные локальные складки, являющиеся объектами поисков залежей нефти и газа.

К числу наиболее крупных приразломных структур относятся Восточно-Унгузский и Байрам-Алийский валы субмеридионального и Репетек-Келифская антиклинальная зона субширотного простираний.

В крайней южной части рассматриваемой территории выделяются Бадхыз-Карабильская и Кушкинская зоны поднятий, а также Калаиморский прогиб.

Вскрытый бурением разрез Восточно-Каракумской газоносной области слагают отложения мезозоя — кайнозоя, которые залегают либо на палеозойском фундаменте, либо на образованиях пермтриаса.

Наиболее развиты в осадочном чехле юрские отложения, представленные в нижней части терригенным ниже-среднеюрским комплексом, в средней келловейско-оксфордским карбонатным комплексом, а в верхней кимериджско-титонской хемогенной толщей мощностью 800—1200 м, сложенной каменной солью, ангидритами и гипсами. Эта толща на большей части Амударьинской синеклизы является региональной покрывкой и контролирует распределение по разрезу залежей газа. Надсолевые отложения представлены преимущественно песчано-глинистыми породами.

Газоносность. Промышленные залежи газа в разрезе месторождений Восточно-Каракумской газоносной области выявлены в значительном стратиграфическом интервале мезозоя. Газоносны отложения дата, маастрихта, турона, альба, апта, неокома, верхней и средней юры (табл. 17). При этом этаж газоносности в разных частях территории неодинаков и в целом зависит от наличия и литолого-фациальной характеристики соленосной толщи верхней юры.

ТАБЛИЦА 17

Распределение залежей газа по разрезу месторождений
Восточно-Каракумской газоносной области

Месторождение	Верхний мел			Нижний мел			Верхняя юра	Средняя юра
	дат	маастрихт	турон	альб	апт	неоком		
Северо-Ачакское, Ачакское, Наипское					Г	Г	Г	
Северо-Наипское					Г	Г	Г	
Гугуртли				Г	Г	Г	Г	Г
Кирпичли, Фарабское, Самантепинское, Сакарское, Багаджа, Северо-Балкуинское, Метедженское, Сундуклинское						Г		
Байрам-Алийское, Майское, Тедженское, Шатлыкское, Беурдешикское, Келийское, Еланское, Шараплинское, Южно-Наипское, Доулетабадское, Карабильское, Учаджийское								
Ислимское			Г			Г	Г	Г
Карачопское	Г	Г						

Исходя из этого, в Восточно-Каракумской газоносной области выделяется несколько газоносных районов. В зоне полного отсутствия в разрезе толщи солей или их небольшой мощности газоносен значительный диапазон мезозойских отложений (Ачакский и Карабиль-Кушкинский газоносные районы). Там, где развиты непластичные и фациально неоднородные соли, залежи газа установлены в надсолевых отложениях, а подсолевые высокоперспективны (Байрам-Алийский район). На участках развития однородной пластичной толщи солей промышленно газоносны только подсолевые отложения (Чарджоуский район).

В Ачакском районе залежи газа выявлены на глубинах 1330—2550 м и связаны с отложениями альба, апта, неокома, верхней и средней юры. Здесь (за исключением известняков горизонта XV месторождения Гугуртли) продуктивные отложения представлены преимущественно песчаниками с прослоями глин и реже алевролитов, известняков и мергелей. Средняя проницаемость коллекторов $(25 \div 37) \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, хотя в отдельных случаях она достигает $(19 \div 26) \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$. Рабочие дебиты газа составляют 200—600 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, а абсолютно свободные дебиты достигают 1,2—4,3 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$, причем наибольшими притоками газа характеризуются нижнемеловые отложения.

Промышленная газоносность Карабиль-Кушкинского района связана с бухарскими меловыми и юрскими отложениями, залегающими на глубинах 640—3200 м. Залежи газа установлены в кровле юрской песчано-карбонатной толщи, карбонатно-терригенной толще

неокома — апта, в известняках и песчаниках маастрихта, дания и турона.

В Байрам-Алийском районе промышленно газоносны хорошо отсортированные красочветные песчаники (нижний мел), залегающие на глубинах 2470—3800 м. Их проницаемость достигает $77 \cdot 10^{-14}$ м². Скважины, вскрывшие красочветные песчаники, характеризуются исключительной продуктивностью. Рабочие дебиты достигают 1,5—4 млн. м³/сут. Пластовые давления в залежах района несколько превышают гидростатические.

Залежи газа подсолевых отложений Чарджоуского района приурочены к карбонатной толще келловей-оксфордского яруса верхней юры. Она сложена в основном плотными глинистыми разностями известняков, коллекторские свойства которых зависят от степени их трещиноватости. Вот почему притоки газа из этих пород изменяются в широком интервале даже в пределах одного месторождения (20—800 тыс. м³/сут). Глубины залегания продуктивных подсолевых отложений 2600—3300 м.

Характеристика газа и конденсата. Газы месторождений Восточно-Каракумской газоносной области метановые, преимущественно сухие. Наибольшее содержание метана (94—98 %) и незначительное тяжелых углеводородов (до 2 %) характерно для газов Байрам-Алийского района. Месторождения Кушкинского района, наоборот, отличаются наименьшим количеством метана (65—87 %) и наибольшим содержанием его гомологов (до 12—15 %). Приуроченность газов Чарджоуского района к подсолевым известнякам определяет основную особенность их состава — повышенное содержание сероводорода, достигающее аномальных значений (4—6,5 %). Газы всех залежей, связанных с терригенными отложениями, являются, как правило, бессернистыми, редко малосернистыми.

В газах месторождений всех районов, за исключением Байрам-Алийского, отмечается конденсат (8—40 см³/м³). Наибольшее его содержание характерно для Ислимского месторождения Кушкинского района (140 см³/м³).

Месторождения газа. Все известные месторождения газа рассматриваемой области связаны с типичными платформенными, преимущественно не нарушенными антиклинальными складками. Большинство месторождений (15) являются однозалежными, их можно разделить на две группы: пластовые (Шатлыкское, Байрам-Алийское, Майское и др.) и массивные (Метедженское, Самантепинское и др.). Однозалежные месторождения распространены в Чарджоуском и Байрам-Алийском районах. Многозалежные месторождений 11, причем на Ачакском месторождении установлено 13 залежей, на Гургуртлинском 9. Этот тип залежей распространен в Ачакском и Кушкинско-Карабильском районах.

Ниже рассматриваются месторождения, наиболее типичные для каждого из районов.

Даулетабат-Донмезское месторождение, открытое в 1974 г., приурочено к пологому (2—7°) моноклиналильному склону (рис 100) Бадхыз-Карабильской зоны поднятий. Промышленная

газоносность связана с песчаными породами готеривского яруса нижнего мела. Системой разломов субширотного простирания амплитудой 20—40 м месторождение делится на три тектонических блока, содержащих гидродинамически разобщенные литологически ограниченные залежи газа, имеющие самостоятельные ГВК. В южном тектонически ограниченном блоке залежь имеет ГВК на абсолютных отметках —2711 ÷ —2655 м. Газонасыщенные мощности изменяются от 3 до 16 м. В наиболее крупном северном блоке размерами 50×45 км ГВК залежи находится на отметке —3408 м. Газонасыщенные мощности почти в 2 раза больше, чем в южном блоке. Абсолютная отметка ГВК в восточном блоке составляет —2586 м. В центральной части месторождения выделяется водонасыщенная зона, литологическими и тектоническими экранами отделенная от газонасыщенной части залежи. Газ содержит 95 % метана, 1,2—1,4 % этана. В восточном блоке в газе отмечается назначи-

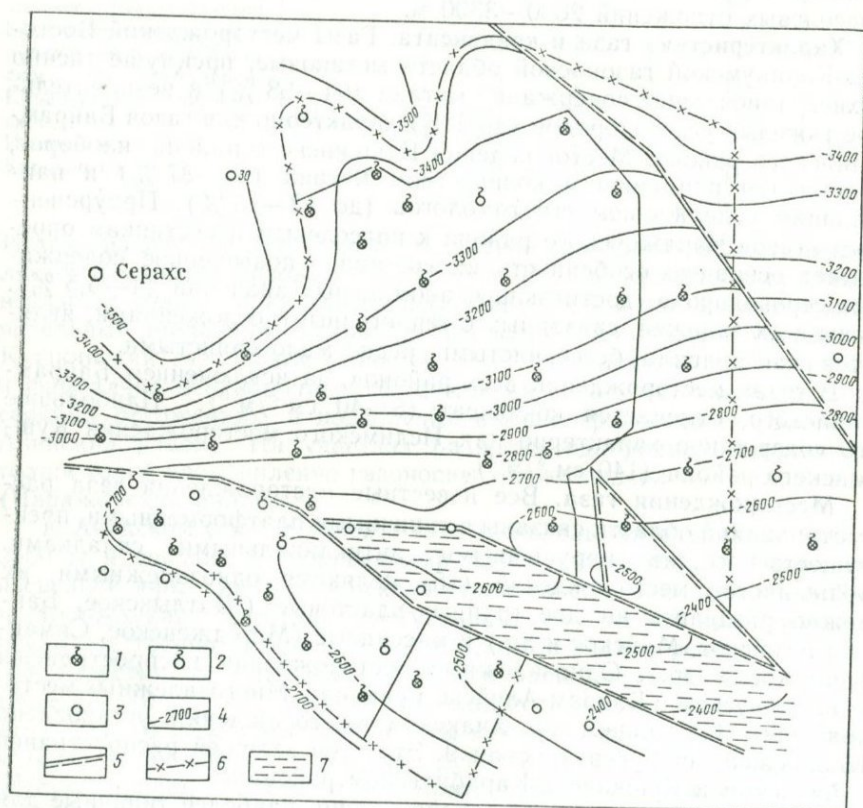


Рис. 100. Структурная карта по подошве продуктивного горизонта готеривского яруса Даулетабад-Донмезского месторождения (составил М. К. Мирзаханов).
Скважины, давшие притоки: 1 — газа с конденсатом, 2 — газа с водой, 3 — воды; 4 — изогипсы подошвы продуктивного горизонта в м; 5 — разрывные нарушения; 6 — граница поля развития газовой залежи; 7 — поле развития водяной линзы

тельное количество сероводорода. Содержание конденсата изменяется от 5 до 15,9 г/см³.

На месторождении пробурено 46 скважин, однако многие вопросы, касающиеся границ распространения залежи, условий формирования месторождения, еще не решены. Изучение месторождения буровыми работами продолжается.

Ш а т л ы к с к о е месторождение расположено к юго-западу от г. Мары, в пределах западного борта Мургабской впадины. Месторождение, открытое в 1968 г., связано с крупной валообразной антиклинальной складкой субширотного простирания, осложненной двумя более мелкими поднятиями — западным Джуджуклинским и восточным Шехитлинским, гипсометрически более опущенным по сравнению с первым. Углы падения пород на крыльях не превышают 1—2° (рис. 101).

Газоносность месторождения связана с горизонтом красноцветных песчаников нижнего мела, залегающим на глубине 3400 м. К этому пласту мощностью до 55 м приурочена крупная газовая залежь размерами 60×20 км и высотой более 100 м. Покрышкой этой сводовой пластовой залежи служит толща переслаивания красноцветных и сероцветных известняков, мергелей, глин, доломитов и ангидритов. Весь разрез толщи (120—150 м) в целом сильноглинистый и известковистый. Пластовое давление в залежи 36,5 МПа, пластовая температура 137 °С. Дебиты газа в скважинах превышают 1 млн. м³/сут. Состав газа очень благоприятен для разработки. Газ более чем на 95 % состоит из метана. Сероводород отсутствует. Содержание конденсата незначительное.

Близкое строение природного резервуара имеют Байрам-Алийское, Майское и Еланское месторождения.

А ч а к с к о е месторождение открыто в 1966 г. (рис. 102). Геологический разрез его слагают отложения от четвертичных до пермтриасовых максимальной вскрытой мощностью около 3700 м.

Месторождение представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания с пологими крыльями (1—3°), размерами 25×8 км, амплитудой 250 м. В пределах более крутого северо-западного крыла прослеживается сбросовое нарушение амплитудой около 120 м.

Промышленные запасы газа выявлены в разрезе терригенных отложений мела и юры. Газоносные горизонты Ia, IIa, IIб и III (апт), IVa, IVб, IVв и Va, Vб (неоком), VIa, VIб, VII, VIII, IX и X (верхняя юра) залегают в интервале глубин 1500—2200 м. Они сложены преимущественно песчаниками с прослоями глин и реже алевролитов, мергелей и известняков. Все выявленные залежи являются пластовыми сводовыми. Пластовые давления изменяются с глубиной от 16,1 до 22,8 МПа, пластовая температура — от 74 до 92 °С. Дебиты газа достигали 580 тыс. м³/сут, а абсолютно свободные дебиты — 4,3 млн. м³/сут. Газ залежей состоит из метана (90—92,4 %). Сероводород отсутствует. Газ содержит 16—24 см³/м³ конденсата.

Добыча газа на месторождении осуществляется с конца 1966 г. Газ подается в газопровод Средняя Азия — Центр. Сходное геоло-

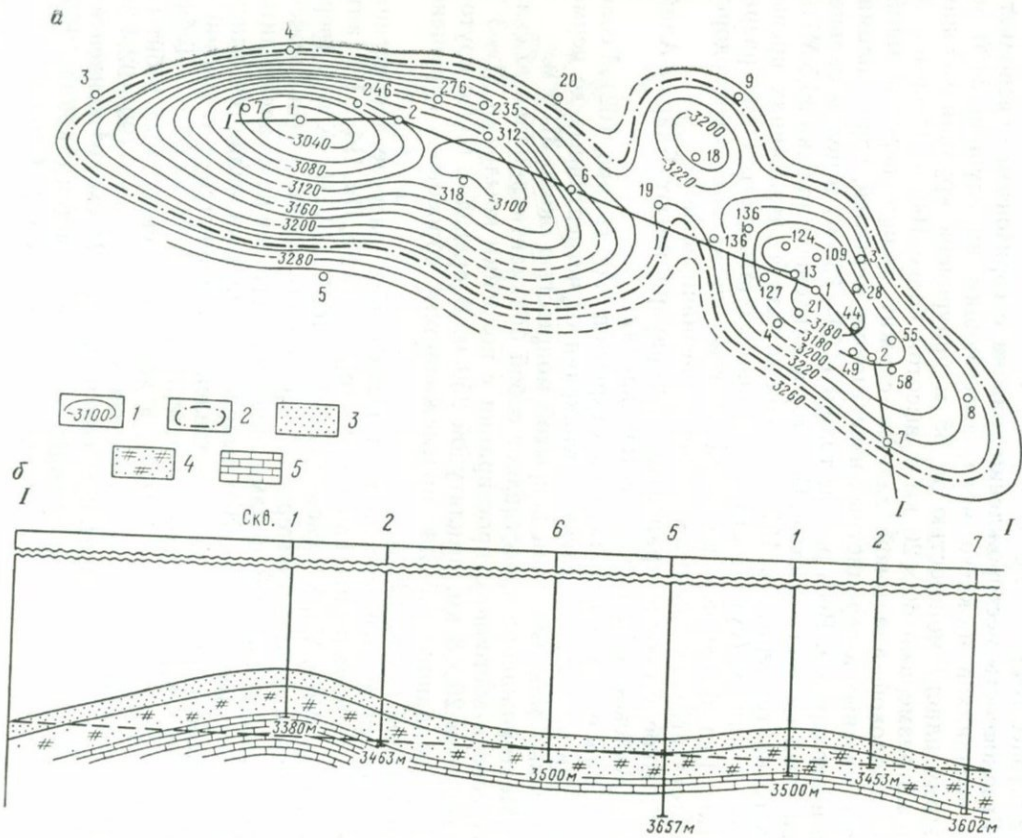


Рис. 101. Шатлыкское месторождение:

a — структурная карта по кровле продуктивного горизонта; *б* — геологический разрез;

1 — изогипсы кровли продуктивного горизонта в м; *2* — внешний контур газоносности; *3* — песчаники среднерезервные (основной продуктивный горизонт); *4* — песчаники мелкозернистые, трещиноватые; *5* — известняки

гическое строение имеют и другие многозалежные месторождения Ачакского района: Северо-Ачакское, Гугуртлинское, Наипское и др.

Самантепинское газоконденсатное месторождение открыто в 1964 г. По подсольевым отложениям оно представляет собой куполовидную складку субширотного простирания размерами 28×19 км при высоте 225 м (рис. 103).

Залежь газа приурочена к подсольевым карбонатным отложениям верхней юры, трещиноватым известнякам келлова — оксфорда и кимериджа — титона. Глубина залегания продуктивного горизонта 2300—2400 м. Выявленная залежь относится к массивному сводовому типу, высота ее 200 м, размеры $25,5 \times 18,8$ км. Дебиты газа в подавляющем большинстве случаев составляют от 100 тыс. до 600 тыс. м³/сут, абсолютно свободные дебиты достигали 2,2 млн. м³/сут. Пластовое давление 27,3 МПа, температура 97 °С. Характерной особенностью состава газа залежи являются высокое содер-

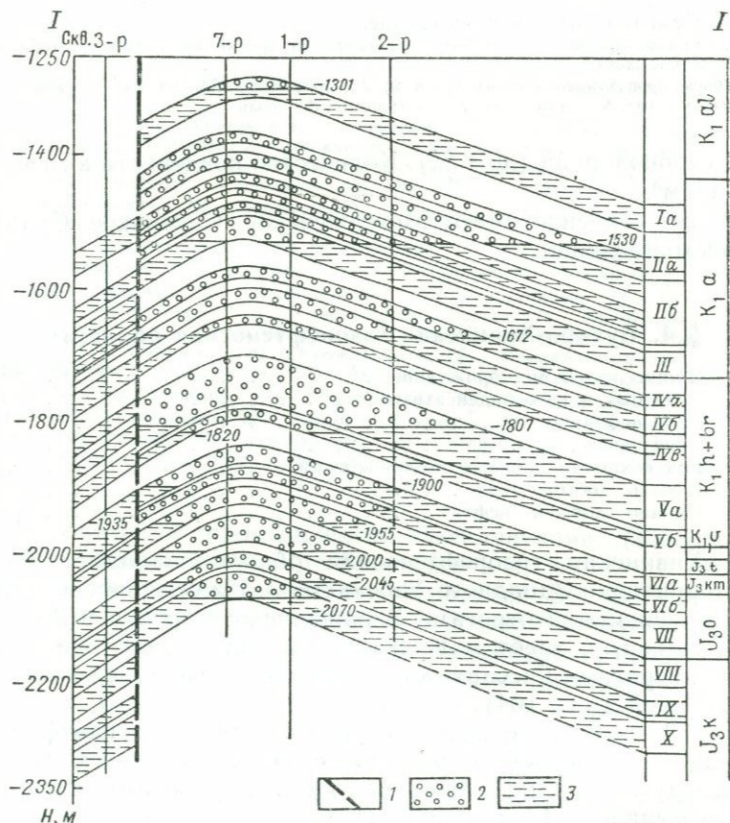


Рис. 102. Геологический разрез Ачакского месторождения (по данным объединения Туркменгазпром):

1 — разрывные нарушения; 2 — газ; 3 — вода

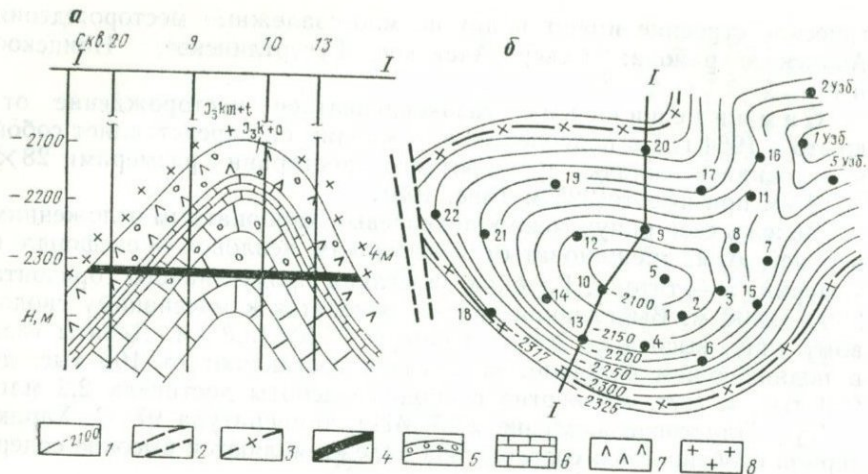


Рис. 103. Самантепинское месторождение:
 а — геологический разрез; б — структурная карта по кровле продуктивного горизонта (составил В. Я. Соколов):
 1 — изогипсы продуктивного горизонта в м; 2 — разрывные нарушения; 3 — контур залежи; 4 — нефть; 5 — газ; 6 — известняк; 7 — ангидриты; 8 — соль

жание сероводорода (до 4 %). Количество конденсата в газе в среднем 5 г/см³.

Близкое строение имеют Метедженское, Сакарское, Сундуклинское месторождения.

§ 4. Бухаро-Хивинская газонефтеносная область

Общее число месторождений	48
газовых и газоконденсатных	35
газонефтяных	11
нефтяных	2
Год открытия первого месторождения	1953
Начало добычи газа	1958 г.
Начало добычи нефти	1964 г.

Бухаро-Хивинская газонефтеносная область занимает большую часть территории Западного Узбекистана. На северо-северо-востоке она ограничивается отрогами Зеравшанского хребта и Зирабулак-Зиэтдинских гор, хребтом Кульджуктау, на юго-востоке — юго-западными отрогами Гиссара, на юго-западе — границей Узбекистана с Туркменией (рис. 104).

В 1953 г. было открыто первое в пределах платформенной части запада Средней Азии газовое месторождение Сеталантепе.

Последующими поисково-разведочными работами на этой территории выявлено 47 месторождений.

По сравнению с газовыми ресурсами разведанные запасы нефти здесь незначительны. Нефтяные скопления представлены оторочками и значительно реже самостоятельными залежами. Все они

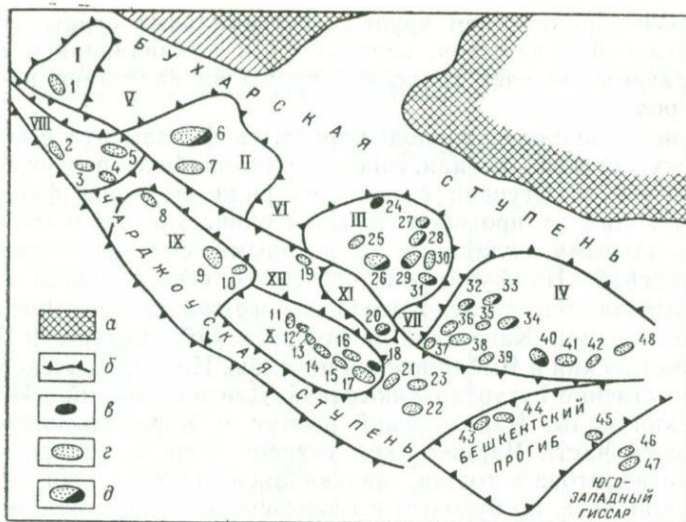


Рис. 104. Обзорная карта месторождений нефти и газа Бухаро-Хивинской газонефтеносной области:

а — выходы палеозойского фундамента; б — границы основных тектонических элементов; месторождения: в — нефтяные; г — газовые; д — нефтегазовые и газонефтяные.

Выступы фундамента, вали: I — Янгиказганский, II — Газлинский, III — Каганский, IV — Мубарекский; прогибы: V — Гузкойский, VI — Ромстанский, VII — Ямбашинский, VIII — Гугуртли-Учкырский, IX — Чарджоуский, X — Денгизкульский, XI — Испанлы-Чандырский, XII — Каракульский.

Месторождения: 1 — Янгиказганское, 2 — Даяхатынское, 3 — Кульбешкакское, 4 — Ходжикаскаканское, 5 — Учкырское, 6 — Газлинское, 7 — Ташкудукское, 8 — Аккумское, 9 — Кандым-Ходжийское, 10 — Алатское, 11 — Киштуванское, 12 — Узуншорское, 13 — Шады, 14 — Хаузакское, 15 — Денгизкульское, 16 — Северо-Денгизкульское, 17 — Уртабулакское, 18 — Северо-Уртабулакское, 19 — Чукуркульское, 20 — Кемачи-Зекринское, 21 — Зевардинское, 22 — Култакское, 23 — Памукское, 24 — Куюмазарское, 25 — Мамаджургатинское, 26 — Караулбазар-Сарыташское, 27 — Шурич, 28 — Акджарское, 29 — Джаркакское, 30 — Сеталантепинское, 31 — Юлдузакское, 32 — Шуртепинское, 33 — Кызылрабатское, 34 — Карабаирское, 35 — Ходжихайрамское, 36 — Северо-Мубарекское, 37 — Караимское, 38 — Мубарекское, 39 — Караумское, 40 — Карактайское, 41 — Шашлы, 42 — Сарыча, 43 — Бешкентское, 44 — Камашы, 45 — Шуртанское, 46 — Гумбулакское, 47 — Адамташское, 48 — Увады

являются объектами промышленной эксплуатации (Газлинское, Шурчинское, Карактайское, Уртабулакское и др.).

Основные черты геологического строения. Бухаро-Хивинская газонефтеносная область в региональном плане соответствует северо-восточному борту Амударьинской синеклизы — крупнейшему отрицательному геотектоническому элементу западных районов Средней Азии. В ее строении принимают участие мезозойско-кайнозойские отложения, залегающие несогласно на складчатом фундаменте. По материалам глубокого бурения и геофизических исследований на рассматриваемой территории установлено закономерное ступенчатое погружение фундамента к юго-востоку от его выходов на поверхность (хребтов Кульджуктау, Султануиздаг и др.). В этом же направлении происходит и последовательное увеличение мощности всего осадочного чехла от 950 до 6000 м, что обусловлено

интенсивным проявлением крупных региональных стратиграфических несогласий (размылов, перерывов) и выклиниванием нижних секций разреза за счет трансгрессивного их налегания на палеозойский рельеф.

Северная, наиболее приподнятая часть фундамента выделяется в Бухарскую ступень, южная, гипсометрически более погруженная, — в Чарджоускую. Ступени состоят из ряда выступов фундамента и разделяющих их прогибов. Эти тектонические элементы осложнены локальными складками, с которыми связано большинство месторождений. На Бухарской ступени с северо-запада на юго-восток выделяются последовательно погружающиеся Янгиказганский, Газлинский, Каганский и Мубарекский выступы и Тузкойский, Рометанский и Ямбашинский прогибы. На Чарджоуской ступени соответственно Гугуртли-Учкырский, Денгизкульский и Испанлы-Чандырский валы, Чарджоуский выступ и Каракульский прогиб. На большей части Чарджоуской ступени широко распространена соляно-ангидритовая толща, являющаяся региональной покровной. Ее мощность, по буровым и геофизическим материалам, варьирует от нуля на северо-западе региона до 1000 м в его наиболее погруженной части (Бешкентский прогиб). Там, где мощность соляно-ангидритовых отложений превышает 100 м, фиксируются смещение и усложнение подсолевого структурного плана верхнеюрских карбонатных отложений относительно надсолевого — нижнемелового.

С юго-востока к Чарджоуской ступени примыкает глубокий Бешкентский прогиб северо-восточного простирания, ограниченный на востоке юго-западными отрогами Гиссарского хребта. В прогибе развиты линейные локальные складки общего с ним направления. В подсолевых и карбонатных отложениях в этих складках выявлены газовые залежи (Шуртан, Бешкент, Камаша).

Газонефтеносность. Промышленные залежи газа и нефти Бухаро-Хивинской газонефтеносной области установлены в широком стратиграфическом диапазоне — от средней юры до верхнего мела (табл. 18). В распределении газонефтеносности по разрезу существенная роль принадлежит соляно-ангидритовой региональной покровке верхней юры. Там, где она отсутствует или маломощна (до 10 м), залежи газа и нефти встречены от среднеюрских до сенонских отложений включительно, причем чаще всего месторождения многозалежные (Бухарская и частично Чарджоуская ступени). На Чарджоуской ступени, в зоне развития мощной толщи солей, продуктивны только подсолевые верхнеюрские карбонатные отложения.

На рассматриваемой территории в разрезе мезозойских отложений выделяются следующие газо- и нефтесодержащие горизонты: XVIII и XVII (средняя юра), XVI, XVa, XV и XIV (верхняя юра), XIII (неоком), XII (апт), XI и XIa (альб), X и IX (сеноман), VIII (турон), VII (сенон). Продуктивные горизонты в среднеюрских и меловых отложениях представлены в основном терригенными гранулярными коллекторами, в верхней юре — карбонатными кол-

Распределение залежей нефти и газа по разрезу месторождений
Бухаро-Хивинской газонефтеносной области

Месторождение	Верхний мел			Нижний мел			Верхняя юра	Средняя юра
	сенон	турон	сеноман	альб	апт	неоком		
Кульбешакское, Даяхатынское, Кандым-Ходжийское Хаузацкое, Денгизкульское, Уртабулакское, Памукское, Култакское, Зевардинское, Адамташское, Мамаджургатинское, Каранское, Каракумское, Ходжихайрамское, Ташлы, Гумбулакское, Северо-Денгизкульское, Шады, Узуншор, Киштуванское, Гугеуркульское, Бешкентское, Камашы, Шуртанское							Г	
Кызылрабатское							НГ	
Аккумское, Северо-Мубарекское							Г	Г
Учкырское, Янгиказганское					Г	Г	Г	
Джаркакское, Южно-Мубарекское					Г	Г	Г, НГ	
Карабаирское, Карактайское					Г	Г	Н	
Газлинское	Г					Г, Н		
Ташкудукское	Г							
Караулбазар-Сарыташское						НГ	Г	
Шурчинское, Шуртепинское				Г	Г	Г	НГ	НГ
Акджарское			Г		Г	Г	Г, НГ	Г, Н
Сеталантепинское				Г	Г	Г	Г	Г
Юлдузакское					Г	Г	Г, НГ	Г
Куюмазарское					Н			
Северо-Уртабулакское							Н	
Кемачи-Зекринское							Н	

лекторами: рухляками, порово-кавернозными, трещиноватыми. Существенная роль в образовании высокой емкости последних принадлежит вторичным процессам — выщелачиванию, перекристаллизации и доломитизации. Обращает на себя внимание распределение по разрезу залежей газа и нефти. Первые развиты в юрских и меловых отложениях, вторые — только в юрских и нижнемеловых. Следует отметить, что нефтяные залежи обнаружены не только на Бухарской (Карактайское, Карабаирское месторождения), но и на Чарджоуской ступени (Северо-Уртабулакское). Запасы их невелики, и по своей промышленной значимости они существенно уступают газовым, выявленным в тех же отложениях.

Характеристика газа, нефти и конденсата. На Бухарской ступени газы метановые (85—95%), чаще всего сухие, плотностью 0,568—0,715 г/см³. В наиболее погруженных месторождениях содер-

жание конденсата увеличивается до 70—100 см³/м³ (Северный и Южный Мубарек). Конденсат метано-ароматического типа, плотностью 0,727—0,811 г/см³.

Газы меловых отложений практически бессернисты, тогда как в юрских карбонатных образованиях количество сероводорода достигает 0,05—1,3 %.

Теплотворная способность газа колеблется от 7630 до 10 240 ккал/м³.

На Чарджоуской ступени газы характеризуются повышенным содержанием сероводорода, достигающим иногда 4,3—5,5 % (Уртабулакское, Памукское и др.), и углекислого газа (3,6—4,5 %). Добыча такого газа требует специальной сероочистки. Количество конденсата с повышенным содержанием ароматических углеводородов не превышает 5—8 г/см³. Нефти малосмолистые (акцизных смол 1,6—15 %), плотностью 0,815—0,905 г/см³. Содержание серы несколько превышает 1 %.

Месторождения газа и нефти. Все месторождения Бухаро-Хивинской области приурочены к брахиантиклинальным складкам. По характеру выявленных скоплений углеводородов эти месторождения подразделяются на много- и однозалежные. К первым следует отнести главным образом месторождения Бухарской ступени (Газлинское и др.) и некоторые месторождения Чарджоуской ступени (Кульбешкакское и др.), ко вторым — большинство месторождений Чарджоуской ступени (Уртабулакское и др.) и частично Бухарской ступени (Каракумское, Караимское и др.). Однозалежные месторождения в зависимости от строения резервуара выделяются в однопластовые, многопластовые и массивные. Все они встречены как на Бухарской, так и на Чарджоуской ступени. Примерами однопластовых месторождений являются Мамаджургаинское и Кемачи-Зекринское, многопластовых — Южно-Мубарекское и Кандымское, массивных — Караимское, Самантепинское и др.

В ряде случаев ловушки, с которыми связаны месторождения, осложнены нарушениями и стратиграфическими несогласиями (размывами), что обусловило образование тектонически экранированных (Северо-Мубарекское) и стратиграфически экранированных залежей (Учкырское, горизонты XIV-2 и XV-1). Залежи, расположенные в надсолевых отложениях, только пластовые сводовые, а в подсолевых — пластовые сводовые и массивные. Последние приурочены к карбонатным породам верхней юры.

Часть месторождений Чарджоуской ступени, расположенных к востоку от Уртабулакской площади на глубинах 2500—3000 м, характеризуется аномально высоким давлением (АВПД), превышающим гидростатическое почти в 2 раза (50—60 МПа). На Бухарской ступени все месторождения, за исключением Газлинского, содержат незначительные запасы углеводородов. Следует отметить, что аналогичными запасами обладают и месторождения, расположенные в северо-западной части Чарджоуской ступени, где соляно-ангидритовая толща представлена только пластом ангидрита. Но те месторождения, которые находятся в более погружен-

ной части ступени под мощным соленосным экраном, имеют большие запасы, а их дебиты превышают 500 тыс. м³/сут.

Рассмотрим строение двух наиболее типичных месторождений области — Газлинского и Уртабулакского.

Газлинское газонефтяное месторождение расположено в 110 км к северо-западу от Бухары. Первые промышленные притоки газа получены в 1956 г. из меловых отложений.

Геологический разрез месторождения слагают отложения юрского, мелового, палеогенового, неогенового возраста общей вскрытой мощностью до 2200 м, залегающие с несогласием на породах палеозойского фундамента.

Месторождение прурочено к крупной асимметричной брахиантиклинальной складке субширотного простирания (рис. 105). Северное крыло ее пологое (1,5—2°), южное — крутое (до 20°). Сводовая часть складки осложнена двумя куполами — западным и восточным, первый из которых более приподнят. По поверхности фундамента отмечается поднятие с единым сводом.

Основная промышленная газоносность месторождения связана с терригенными коллекторами верхнего и нижнего мела, в разрезе которого выявлено шесть газоносных горизонтов: IX и X (сеноман), XI и XIa (альб), XII (апт) и XIII (неоком). К последнему горизонту приурочена газонефтяная залежь. Кроме того, небольшие залежи газа открыты в горизонтах VIII и VIIIA туронского и горизонте VII сенонского ярусов.

Литологически продуктивные горизонты представлены песчаниками с прослоями глин и алевролитами. Вниз по разрезу глинистость газоносных горизонтов увеличивается, что находит отражение в ухудшении коллекторских свойств. Проницаемость заметно уменьшается от $(15 \div 25) \cdot 10^{-13}$ м² в горизонтах IX—XI до $(59 \div 70) \times 10^{-14}$ м² в горизонтах XII—XIII. Открытая пористость изменяется незначительно и составляет в целом 2—32 %.

Горизонт XIII глинистыми пластами разделяется на шесть песчаных пластов, из которых первые два содержат газовые залежи, а остальные — газовые залежи с нефтяными оторочками, развитыми лишь в пределах западного купола структуры.

Все выявленные залежи газа месторождения являются пластовыми сводовыми. Основные запасы газа связаны с продуктивными горизонтами IX и X, отличающимися исключительно благоприятными для аккумуляции и сохранения залежей литолого-структурными условиями и коллекторскими свойствами. Эти же залежи характеризуются наибольшими размерами. Пробуренные на них скважины отличаются высокой продуктивностью, рабочие дебиты газа достигают 1 млн. м³/сут.

Газы месторождения являются метановыми (содержание метана до 92—96 %), сероводород в них отсутствует или содержится в ничтожных количествах. Начиная с горизонта XI, в газе отмечается наличие конденсата, содержание которого к более глубокозалегающим горизонтам возрастает от 10 до 24 см³/м³.

Другие месторождения Бухарской ступени по геологическому

строению и характеру в целом аналогичны Газлинскому, отличаясь от него лишь небольшими размерами складок, а следовательно, и запасами (Караулбазар-Сарыташское, Шурчинское, Акджарское, Каракайтское и др.).

Уртабулакское газоконденсатное месторождение приурочено к Денгизкульскому валу (Чарджоуская ступень). Оно открыто в 1963 г. Геологический разрез месторождения слагают мезозойско-кайнозойские отложения общей мощностью 3750 м, несогласно

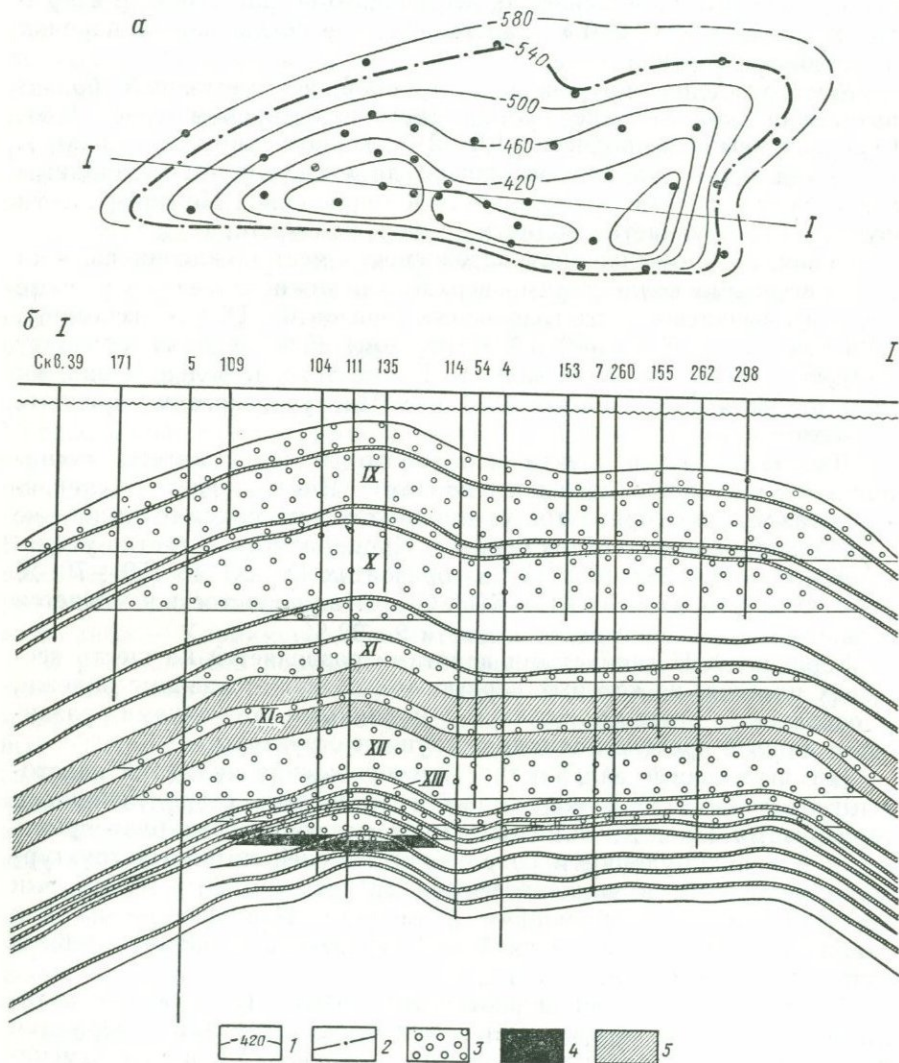


Рис. 105. Газлинское месторождение:

a — структурная карта по кровле горизонта IX; *b* — геологический разрез.

I — изогипсы в м; 2 — контур газопродуктивности; 3 — газ; 4 — нефть; 5 — глинистые прослои

залегающие на палеозойском фундаменте. Последний вскрыт в скв. 102 на абсолютной отметке —2963 м.

Отложения нижней и средней юры в основном терригенные, разрез их достигает мощности 510 м.

Верхняя юра в нижней части сложена карбонатными (400 м), а в верхней — соляно-ангидритовыми породами мощностью от 400 до 670 м.

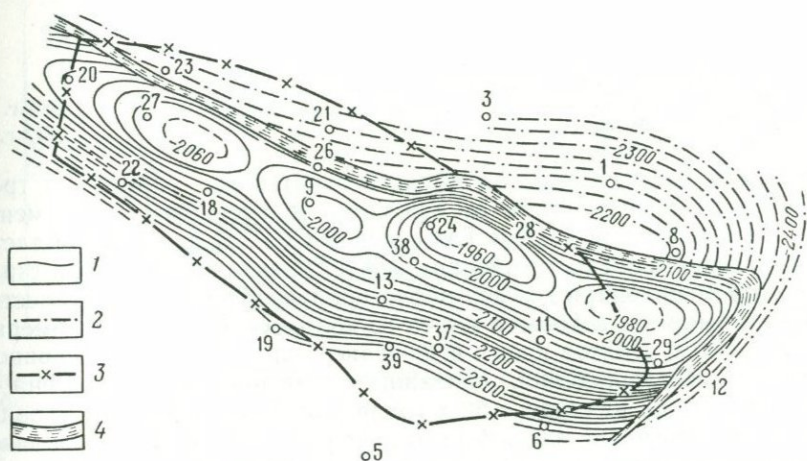


Рис. 106. Уртабулакское месторождение. Структурная карта по кровле подсолевых отложений верхней юры:

1 — изогипсы кровли надрифовых известняков в м; 2 — изогипсы кровли шельфовых известняков в м; 3 — контур газоносности; 4 — склон рифогенного массива

Меловые и кайнозойские отложения, представленные в основном терригенными образованиями, составляют остальную часть разреза рассматриваемой площади.

Складка хорошо выражена в рельефе.

По изогипсе —2300 м (карбонатная юра) складка имеет широтное простирание. Ее длина 16,5 км, ширина 6,5 км. Северное крыло крутое, южное — пологое (рис. 106). Свод структуры по подсолевым карбонатным отложениям верхней юры смещен относительно надсолевого палеогенового комплекса к юго-западу на 3—4 км.

Промышленная газоносность связана с подсолевыми органогенно-обломочными и водорослевыми известняками (горизонты XV и XVa), повышенные емкостные свойства которых обусловлены вторичными процессами (см. рис. 19). Так, из скв. 11 — открывательницы месторождения — был получен фонтан газа дебитом 13 млн. м³/сут. Из этих известняков получены и притоки нефти.

Газ данного месторождения характеризуется высоким содержанием сероводорода (3—5 %). В нем 86,74 % метана, 0,14 % азота и редких и 4,85 % двуокиси углерода. Плотность 0,657 г/см³.

Нефть парафиновая (2,7 %), сернистая (0,83 %), вязкая, тяжелая, плотностью 0,945 г/см³, метаново-ароматическая. Залежь сводовая массивная.

§ 5. Ферганская нефтегазоносная область

Общее число месторождений	26
газовых и газоконденсатных	4
нефтяных	9
газонефтяных и нефтегазовых	13
Начало добычи нефти	1880 г.
Начало добычи газа	1932 г.

Ферганская нефтегазоносная область охватывает территорию трех республик. Большая часть ее относится к Узбекской ССР, меньшая — к Киргизской ССР и Таджикской ССР. В пределах области располагается один из старейших нефтедобывающих районов страны, где промышленная добыча нефти производится с 1880 г. (месторождение Шорсу), а добыча нефти из колодцев (Чимион) примерно с IV в. до н. э. Долгое время в Фергане были известны в основном нефтяные месторождения, связанные с отложениями неогена — палеогена. Лишь начиная с 50-х годов, когда в поиски были вовлечены породы мезозоя, здесь был открыт ряд мелких газовых и газоконденсатных залежей, разработка которых позволила производить здесь небольшую добычу газа, используемого для местных нужд. Впервые же газ стали добывать с 1932 г. на месторождении Шорсу. В целом доля Ферганской нефтегазоносной области в союзном балансе добычи нефти и газа невелика.

Основные черты геологического строения. Ферганская нефтегазоносная область приурочена к одноименной межгорной впадине Западного Тянь-Шаня, обрамленной почти со всех сторон горными хребтами (рис. 107). Впадина выполнена мощным комплексом осадочных отложений мезозойско-кайнозойского возраста, залегающих на породах палеозойского фундамента.

Породы триасового и палеозойского возраста обнажаются в обрамляющих впадину горных хребтах, а в самой впадине, по геофизическим данным, погружаются на глубину не менее 10 км. Бурением вскрыты отложения юрской системы. В целом отложения неогена, палеогена, мела и юры, с которыми связаны все известные залежи нефти и газа впадины, представлены преимущественно терригенными и в меньшей степени карбонатными разностями.

Ферганская межгорная впадина характеризуется сложным геологическим строением, ее слагают два структурных этажа: нижний — интенсивно дислоцированный палеозойский фундамент и верхний — осадочный чехол мезозойско-кайнозойского возраста. Южный и северный борта впадины имеют ступенчатое строение — по дизъюнктивным нарушениям они уступами погружаются к центральной

части впадины. В осадочном чехле этим уступам соответствуют зоны поднятий, состоящих из серии локальных складок, протягивающихся в целом параллельно простиранию обрамляющих впадину горных хребтов. Складки, удаленные от палеозойского обрамления, сложены на поверхности молассовыми образованиями кайнозоя. Почти все складки асимметричны, крутые их крылья, как правило, осложнены разрывами и надвигами.

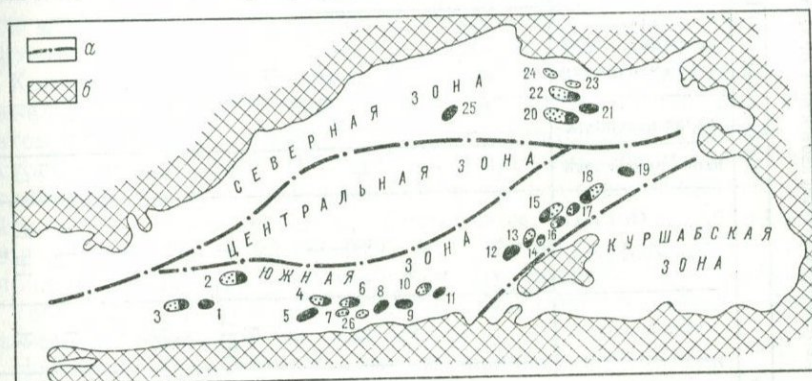


Рис. 107. Обзорная карта месторождений нефти и газа Ферганской нефтегазоносной области:

а — границы основных тектонических элементов; б — палеозойское обрамление Ферганской впадины.

Месторождения: 1 — Сельрохо (КИМ), 2 — Раватское, 3 — Каннибадамское, 4 — Северо-Сохское, 5 — Чонгара-Гальчинское, 6 — Северо-Риштанское, 7 — Сарыкамшышское, 8 — Чаур-Яркутанское, 9 — Чимнонское, 10 — Ханкызское, 11 — Восточно-Аувальское, 12 — Западно-Паланташское, 13 — Паланташское, 14 — Ходжаосманское, 15 — Андижанское, 16 — Шарихан-Ходжиабадское, 17 — Бостонское, 18 — Южно-Аламышышское, 19 — Чангырташское, 20 — Избаскентское, 21 — Восточно-Избаскентское, 22 — Майлиуское IV, 23 — Майлиуское III, 24 — Кызылалмаское, 25 — Намаганское, 26 — Сарытское

Нефтегазоносность. Промышленная нефтегазоносность Ферганской впадины выявлена в широком стратиграфическом диапазоне мезозойско-кайнозойских отложений. Многочисленные залежи нефти и газа открыты в неогене, палеогене, верхнем и нижнем мелу и юре (табл. 19). Характерной особенностью распределения залежей углеводородов является значительное нарастание газоносности вниз по разрезу. Если отложения неогена и палеогена только нефтеносны, а скопления свободного газа связаны с газовыми шапками и единичными газовыми залежами, то в меловых и юрских отложениях развиты преимущественно газовые и газоконденсатные залежи.

Продуктивные горизонты неогена сложены в основном мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, иногда с прослоями мелкогалечных конгломератов, для которых характерна высокая (до $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$) проницаемость. Начальные дебиты нефти по скважинам составляли 25—30 т/сут.

В разрезе палеогена Ферганы выделяется до восьми продуктивных горизонтов. Горизонты II, III, IV, IX представлены мелко-

Распределение залежей нефти и газа по разрезу месторождений Ферганской нефтегазоносной области

Месторождение	Неоген		Палеоген					Верхний мел			Нижний мел		Юра		
	бактрийский ярус	массагетский ярус	самсарские слои	риштанские слои	туркестанские слои	алайские слои	сузакские слои	пестроцветная свита	яловачская свита	устричная свита	калчинская + кызылпильская свита	ляканская свита		муянская свита	
Восточно-Аувальское, Чимионское					Н										
Чаур-Яркутанское				Н											
Чонгара-Гальча				НГ	Н	Н									
Сельрохо			Н		Н	Н									
Каннибадамское			Н		Н										
Раватское			НГ		Н		Г								
Северо-Сохское			Г	НГ	Г	Н	Г	Г	Г						
Северо-Риштанское						Г	Н		Г						
Сарыкамышское								Г	Н						
Сарытокское								Г							
Ханкызское								Г							
Западно-Палванташское			Н			Н									
Палванташское	Н		Н	Н	Н	Н	Н			Г					
Ходжаосманское	Н		Н	Н	Н,НГ	НГ	Н,НГ	Г							
Андижанское	Н	Н	НГ	Н	НГ	Н	Г				Н		Г		
Шарихан-Ходжиабадское	Н	Н	Н	Н	Н	Н	НГ						Г,НГ		
Бостонское	Н	Н	Н	Н	Н	Н	НГ						Г,НГ		
Южно-Аламышикское	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н						Г		
Чангырташское			Н	Н	Н	Н	Н						Г		
Избаскентское			Н	Н	Н	Н	Н						Г		
Восточно-Избаскентское			Н	Н	Н	Н	Н	Г					Г		
Майлисуйское IV			Н	Н	Н	Н	Н						Г		
Майлисуйское III								НГ,Г	Г				Г	Г	Г
Наманганское					Н	Н		Г					Г		

зернистыми песчаниками и алевролитами, горизонты V, VI, VII и VIII — карбонатными породами (известняки и доломиты). Проницаемость горизонтов палеогена $(20 \div 75) \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$. В целом начальные дебиты нефти из залежей более высокие (по сравнению с неогеновыми) и достигают 150—220 т/сут.

Залежи газа неогена и палеогена известны в интервале от 50—70 м (Чангырташское, Андижанское месторождения) до 2300—2000 м (Западно-Палванташское, Избаскентское). Основное число нефтяных залежей установлено на глубинах 400—1400 м.

Коллекторами продуктивных горизонтов мезозоя являются, как правило, песчаники с прослоями алевролитов. Лишь ряд горизонтов верхнего и нижнего мела представлен известняками. На месторождениях Северо-Риштанском, Сарыкамышском залежи газа установлены на глубинах 300—900 м, на месторождениях Майлисуйском IV, Избаскентском, Бостонском, Шарихан-Ходжиабаскентском — на глубинах 2300—3050 м. Дебиты газа из мезозойских отложений колеблются в значительных пределах — от 100 тыс. до 1800 тыс. м³/сут. Рабочие дебиты эксплуатационных скважин обычно не превышают 200 тыс. м³/сут.

Нефтеносность мезозойских отложений ограничена. Известные небольшие залежи нефти имеют непромышленное значение. Притоки нефти из них кратковременны и нестабильны.

Характеристика нефти и газа. Нефти неоген-палеогеновых отложений в основном легкие ($0,775—0,890 \text{ г/см}^3$), малосернистые (серы 0,1—0,5 %), парафинистые (парафина 3,3—8,7 %), высокосмолистые (акцизных смол 14—40 %). Нефти юрско-мелового возраста более легкие, малосернистые, с низким содержанием асфальтенов и акцизных смол, высоким содержанием метановых углеводородов и парафинов.

Газы залежей свободного газа неогена и палеогена метановые (метана 55—86 %). Количество азота 2—11 %, углекислоты 0,1—3,6 %. Сероводород в количестве 1,1—3,8 % отмечен в газах карбонатных горизонтов (VII, VIII). Для газов мела и юры характерно полное отсутствие сероводорода, содержание метана 78—92 %, повышенное содержание азота (4—15 %) и небольшое углекислоты (0,2—0,9 %). В газах многих залежей присутствует конденсат, количество которого составляет от 18 см³/м³ (Майлисуйское IV) до 140 см³/м³ (Шарихан-Ходжиабаскентское).

Месторождения нефти и газа. Значительное число месторождений Ферганы связано с антиклинальными складками, среди которых различаются раскрытые (Сельрохо, Северо-Риштанское и др.), где на поверхность выходят отложения палеогена и мела, и закрытые (Северо-Сохское, Палванташское, Бостонское, Избаскентское, Майлисуйское IV и др.), которые в верхней части разреза сложные молассовыми образованиями неогена. Известные залежи нефти и газа относятся в основном к пластово-сводовому типу (Западно-Палванташское, Майлисуйское IV, Северо-Риштанское и др.). Однако эти залежи по степени сложности их нарушениями делятся на пластовые сводовые и тектонические экранированные (Палван-

ташское, Избаскентское, Восточно-Избаскентское, Андижанское, Шарихан-Ходжиабадское). На месторождениях Ферганы известно значительное число и стратиграфически экранированных залежей. Так, на Южно-Аламышикском месторождении нефтяные залежи горизонтов К, III, V, VI и VII палеогена экранируются несогласно-залегающими на них молассами неогена.

Подобные залежи известны на Бостонском (горизонты I, КК и III), Шарихан-Ходжиабадском (горизонты V и VI) и других месторождениях. Своеобразные неантиклинальные залежи нефти имеются на месторождениях Майлисуйском, Чангырташском, Сельрохо. Однако в сохранении таких залежей большую роль играет запечатывание верхних частей залежей выветрелыми асфальтово-смолистыми продуктами, а иногда и озокеритом, часто промышленного значения (Сельрохо). Литологически экранированные залежи в регионе имеют ограниченное распространение.

Почти все месторождения многозалежные. Наибольшее число залежей открыто в разрезе Северо-Сохского (12), Майлисуйского IV, Южно-Аламышикского, Андижанского (11) и Палванташского (10) месторождений.

По запасам нефти и газа месторождения Ферганы небольшие и мелкие. Наибольшие остаточные запасы нефти, а также основная современная ее добыча приходится на Южно-Аламышикское, Восточно-Избаскентское, Западно-Палванташское, Шарихан-Ходжиабадское, Избаскентское, Андижанское и Майлисуйское IV месторождения.

Избаскентское (рис. 108), Восточно-Избаскентское и Майлисуйское IV месторождения связаны с субширотными брахиантиклинальными складками Майлисуйского выступа фундамента в центральной части Нарынской моноклинали на северо-востоке Ферганской впадины. Для этих месторождений характерны большая мощность неогеновых отложений (на Избаскентском до 2000 м) и отсутствие в неогене продуктивных горизонтов. Залежи нефти приурочены к основным горизонтам палеогена (III, V, VII и IX), залежи газа — к отложениям мела и юры. По отложениям палеогена некоторые складки (Избаскентское) осложнены небольшими нарушениями. Большинство известных залежей пластовые сводовые. Глубина их залегания от 1000 до 2600 м.

Южно-Аламышикское, Андижанское и Палванташское месторождения (рис. 109) характеризуются широкой нефтеносностью неогена, причем самые верхние залежи вскрыты уже на глубине 300—500 м. Другая отличительная особенность месторождений — несовпадение структурных планов мел-палеогеновых и неоген-четвертичных отложений — связана с тем, что образование неогена с резким угловым несогласием залегают на сильно размытой поверхности палеогеновых и даже верхнемеловых отложений. Это обстоятельство способствует развитию на многих месторождениях Андижанской группы стратиграфически экранированных залежей. Многие месторождения, особенно Палванташское и Андижанское, осложнены серией нарушений. Наиболь-

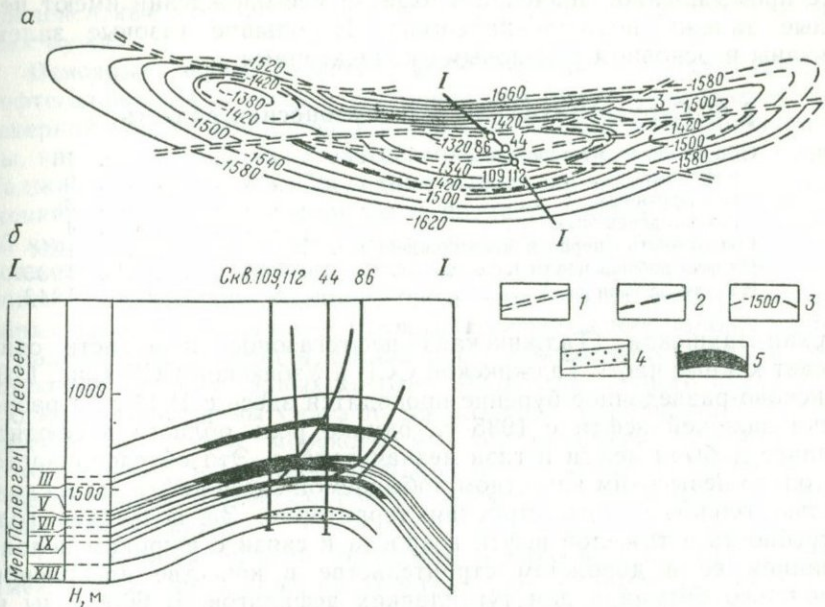


Рис. 108. Избасцентское месторождение:
 а — структурная карта по кровле горизонта V; б — геологический разрез (по данным объединения Узбекнефть).
 I — разрывные нарушения; 2 — контур нефтеносности; 3 — изогипсы в м; 4 — газ; 5 — нефть

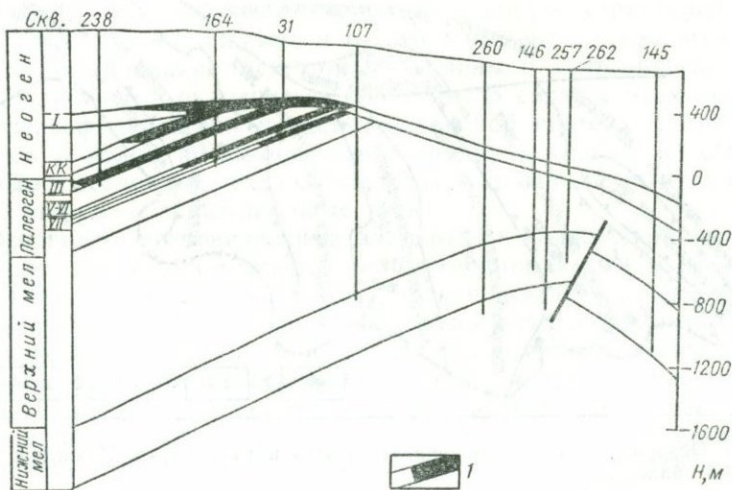


Рис. 109. Геологический разрез Южно-Ламышинского месторождения (по данным объединения Узбекнефть):
 I — залежи нефти

шее промышленное значение в разрезе месторождений имеют нефтяные залежи неогена—палеогена. Небольшие газовые залежи связаны в основном с меловыми коллекторами.

§ 6. Сурхан-Вахшская нефтегазоносная область

Общее число месторождений	16
нефтяных	9
газонефтяных	3
газоконденсатных	4
Год открытия первого месторождения	1934
Начало добычи нефти	1935 г.
Начало добычи газа	1942 г.

Сурхан-Вахшская (Таджикская) нефтегазоносная область охватывает южные части Таджикской ССР и Узбекской ССР (рис. 110). Поисково-разведочное бурение проводится здесь с 1933 г., а разработка залежей нефти с 1935 г., однако роль области в союзном балансе добычи нефти и газа незначительна. Это обусловливается не только невысоким качеством добываемой здесь нефти, но и сложностью геологического строения территории. За последние годы потребность в тяжелой нефти возросла в связи с широким использованием ее в дорожном строительстве в качестве прекрасного дорожного битума и для тугоплавких асфальтов. В 60-е годы на рассматриваемой территории были открыты первые газовые и газо-

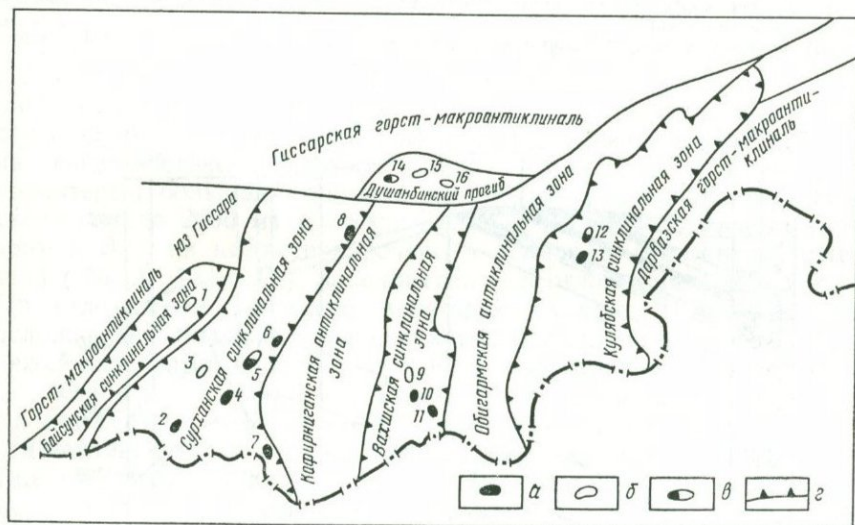


Рис. 110. Обзорная карта месторождений нефти и газа Сурхан-Вахшской нефтегазоносной области.

Месторождения: а — нефтяные, б — газовые, в — газонефтяные; г — границы тектонических элементов.

Месторождения: 1 — Гаджакское, 2 — Учкызылское, 3 — Хаудагское, 4 — Кокайты, 5 — Ляльмикарское, 6 — Коштарское, 7 — Амударьинское, 8 — Северный Курганчи, 9 — Кызылтумшукское, 10 — Акбашадьское, 11 — Кичикбельское, 12 — Бештентякское, 13 — Сюльдузы, 14 — Шаамбары, 15 — Комсомольское, 16 — Андыгенское

конденсатные месторождения, газ которых используется для местных нужд.

Основные черты геологического строения. Сурхан-Вахшская нефтегазоносная область в тектоническом отношении соответствует северной части обширной Афгано-Таджикской межгорной впадины, которая в пределах Советского Союза известна под названием Таджикской депрессии. Последняя выполнена мощной толщей отложений мезозойско-кайнозойского возраста общей мощностью до 15 км, причем до 6—7 км приходится на долю неоген-четвертичных осадков. Наиболее древними отложениями, выведенными на поверхность в самой депрессии, являются осадки верхней юры (галогенные образования кимериджа — титона). Нижележащие породы мезозоя и палеозоя (от кембрия до карбона) обнажаются лишь в обрамляющих впадину горных хребтах. Разрез осадочного чехла самой Таджикской впадины слагают терригенные, карбонатные и гидротимические осадки морского и лагуно-континентального происхождения. Карбонатные отложения в основном развиты в разрезе палеоцена (бухарские слои), маастрихта и келловея — оксфорда (гиссарская свита).

Толща каменной соли, ангидритов и гипсов мощностью до 900 м, имеющая региональное распространение, слагает верхнюю часть юрских отложений (гаурдакская свита). Нижние горизонты разреза — келловейско-оксфордские известняки и палеозойский фундамент — вскрыты лишь в северной части депрессии, а на большинстве месторождений освещены бурением лишь кайнозойские и частично меловые отложения.

Таджикская депрессия имеет сложное строение. Развитие этой территории в мезозойско-палеогеновое время характеризовалось платформенными условиями и только в неогене—антропогене произошло формирование межгорной впадины с тектоническими чертами, присущими складчатым областям. В связи с этим современный рельеф депрессии представляет собой систему сопряженных хребтов и долин преимущественно меридионального простиранья. Первым в осадочном чехле соответствуют линейные антиклинальные зоны, вторым — синклиналильные зоны.

Основными тектоническими элементами Таджикской депрессии, в пределах которых открыты месторождения нефти и газа, являются Сурханская, Вахшская и Кулябская синклиналильные зоны, разделенные Кафирниганской и Обигармской антиклинальными зонами и Душанбинским прогибом. В пределах указанных элементов, осложненных надвигами большой амплитуды, широко развиты узкие, линейные и кулисообразно расположенные антиклинальные складки субмеридионального простиранья, строение которых нередко резко усложняется с глубиной. Лишь в Душанбинском прогибе простиранье структур близко к широтному.

Большинство складок имеет асимметричное строение, сопровождается надвигами на крутых крыльях. В некоторых зонах складки осложнены соляной тектоникой, что особенно характерно для Кулябской синклиналильной зоны. В целом для строения осадочного мезо-

зойско-кайнозойского чехла характерно деление на надсолевой и подсолевой структурные этажи. Надсолевой этаж более дислоцирован и надвинут в виде системы чешуй на предположительно более просто построенный подсолевой этаж.

Нефтегазоносность. Промышленные залежи нефти и газа Сурхан-Вахшской нефтегазоносной области выявлены в разрезе палеогена, верхнего и нижнего мела и верхней юры (табл. 20), причем четко выделяются нефтеносный и газоносный этажи.

ТАБЛИЦА 20

Распределение залежей нефти и газа по разрезу месторождений Сурхан-Вахшской нефтегазоносной области

Месторождение	Палеоген			Верхний мел		Нижний мел			Верхняя юра
	сумсарские слои	алайские слои	бухарские слои	сенон	сеноман	альб	апт	готерив	
Учкызылское, Хаудагское, Кокайты, Коштарское, Амударьинское, Акбашадырское, Кичикбельское, Сюльдузы Северный Курганчи, Ляльмикарское, Кызылтумшукское		Н							
Бештентяжское, Шаамбары	Н	Н	НГ	Г					Г
Комсомольское			Г		Г	Г		Г	Г
Андыгенское					Г	Г	Г	Г	Г
Гаджакское									Г

С палеогеновыми отложениями связаны все известные залежи нефти этой территории, а на ряде месторождений — газовые шапки и единичные газовые залежи. Коллекторами, как правило, служат известняки и доломиты бухарских слоев палеоцена (в разрезе которых выделяется до шести продуктивных горизонтов) и в меньшей степени песчаники алайских слоев эоцена.

Глубины залегания продуктивных палеогеновых отложений на месторождениях Хаудаг, Учкызыл составляют 150—410 м, на Кичикбель, Кокайты, Ляльмикар 1150—1250 м, на Бештентяк 1760 м. Начальные дебиты нефти в основном составляли 3—50 т/сут, редко превышая 100 т/сут.

К мезозойским отложениям приурочены исключительно газовые и газоконденсатные залежи. Они вскрыты в интервале глубин от 740 (Андыген) до 2800 м (Шаамбары). Газоносные горизонты нижнего мела представлены терригенными коллекторами (песчаниками) верхнего мела и верхней юры — трещиноватыми известняками.

Дебиты газа из мезозойских отложений составляют 105 тыс.—335 тыс. м³/сут.

Характеристика нефти и газа. Нефти палеогеновых отложений относятся к тяжелым (0,900—0,936 г/см³). Характерными особенностями их состава являются высокая смолистость (до 80 % акцизных смол), большое содержание серы (до 5 %), парафина (до 8—12 %) и малое количество легких фракций. Тип нефтей нафтеноароматической. Отличительной чертой нефтей является почти полное отсутствие в них растворенных газов. Газы газовых залежей палеогена метановые, в ряде случаев содержат сероводород (до 1,2 %). Газы залежей мезозоя метановые (до 85—94 %), бессернистые, с содержанием конденсата 8—33 см³/м³.

Месторождения нефти и газа. Большинство месторождений, содержащих залежи нефти, располагаются в пределах наиболее изученных бурением Сурханской и Вахшской синклинальных зон. В Душанбинском прогибе известны преимущественно газоконденсатные месторождения (Андыген, Комсомольское, рис. 111).

Все месторождения нефти и газа территории являются многозалежными и характеризуются небольшими запасами. Многие из нефтяных месторождений, долгое время находившихся в разработке, практически выработаны (Учкызыл, Хаудаг и др.). Основную добычу нефти в настоящее время дают месторождения Ляльмикар, Кокайты и Кичикбель, обладающие наибольшими остаточными запасами, а также открытое в 1971 г. в Кулябской зоне месторождение Бештентяк (рис. 112).

Известные месторождения нефти и газа Сурхан-Вахшской нефтегазоносной области обычно связаны с узкими антиклинальными складками, нередко осложненными разрывными нарушениями. Известные залежи палеогена и мела, как правило, являются пластовыми сводовыми, иногда тектонически экранированными. Залежи юры, приуроченные к трещиноватым известнякам, относятся к массивному типу. Пластовая сводовая залежь в алайских слоях эоцена на месторождении Курганчи имеет частичное литологическое ограничение.

Наиболее крупными по запасам газа являются месторождения Комсомольское и Ляльмикар, из которых первое обеспечивает газом г. Душанбе.

Газонефтяное месторождение Бештентяк расположено в Кулябской синклинальной зоне и связано с узкой крутой (50—70°) антиклинальной складкой северо-восточного простирания (см. рис. 112). Северо-западное крыло складки нарушено взбросом амплитудой 0,5 км. Основная залежь приурочена к бухарским слоям палеогена. Кроме того, получены незначительные притоки нефти из сумсарских песчаников олигоцена.

Бухарский продуктивный горизонт представлен порово-трещинными известняками и доломитами мощностью 120 м. Эффективная пористость карбонатного коллектора 8 %, проницаемость $(1 \div 2) \times 10^{-14}$ м². Залежь газонефтяная, массивная сводовая, тектонически экранированная, расположена на глубине 1760 м. Высота за-

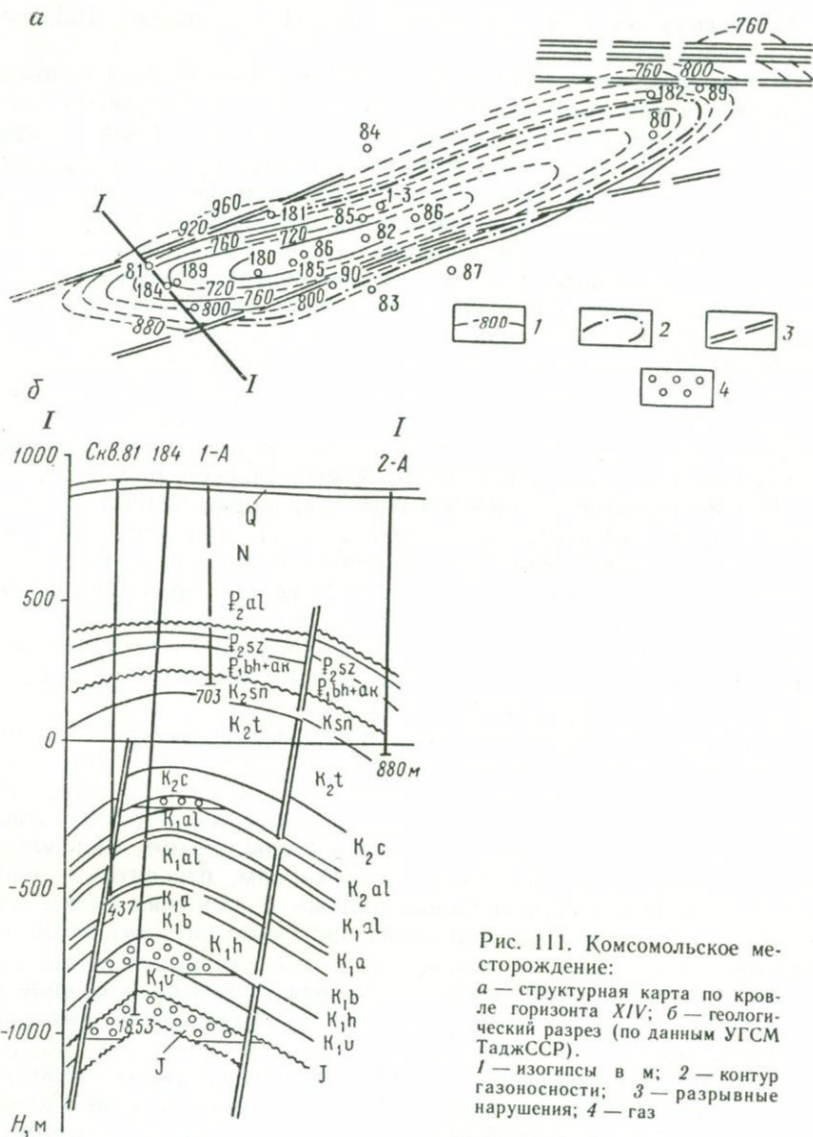


Рис. 111. Комсомольское месторождение:

a — структурная карта по кровле горизонта XIV; *b* — геологический разрез (по данным УГСМ ТаджССР).

1 — изогипсы в м; 2 — контур газоносности; 3 — разрывные нарушения; 4 — газ

лежи 390 м, из них 280 м приходится на газовую шапку и 110 м — на нефтяную часть залежи. Абсолютные отметки ВНК — 991 м, ГНК — 784 м. Пластовое давление 27,1 МПа, пластовая температура 78 °С.

Начальные дебиты нефти составляют 10—220 т/сут, газа 10—115 тыс. м³/сут. Газ содержит большое количество конденсата (180—260 см³/м³). Газовый фактор 26—105 м³/т. Нефть относительно легкая, плотностью 0,85 г/см³.

Месторождение эксплуатируется с 1974 г.

Несколько иное геологическое строение и характер газонефтеносности имеют Комсомольское (рис. 111) и Андыгенское месторождения Душанбинского прогиба.

Комсомольское газоконденсатное месторождение расположено непосредственно вблизи г. Душанбе. Оно открыто в 1962 г. Изученный бурением разрез слагают отложения от неогеновых до палеозойских, общей вскрытой мощностью около 2400 м. Месторождение приурочено к узкой антиклинальной складке юго-западного простирания размерами 6×1 км, сложенной на поверхности отложениями неогена. Северо-западное крыло ее крутое ($30-45^\circ$), юго-восточнее — более пологое ($20-30^\circ$). Складка осложнена серией разрывных нарушений различной амплитуды и простирания.

Газоконденсатные залежи на месторождении выявлены в интервале глубин 450—2000 м и связаны с палеогеновыми, меловыми и юрскими отложениями. Коллекторами газа являются трещиноватые и кавернозные известняки (палеоген и юра) и глинистые песчаники (сеноман, альб и готерив). Основные запасы газа заключены в горизонтах XIV (готерив) и XV (юра). Дебиты газа из этих горизонтов составляли от 176 тыс. до 230 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Содержание конденсата в газе $8-12 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Выявленные залежи газа палеогена и мела относятся к пластовым сводовым, залежь юры высотой 116 м — к массивному типу. Общие запасы газа месторождения составляют 7 млрд. м^3 . С 1965 г. на месторождении осуществляется добыча газа в количестве 150 млн. м^3 в год.

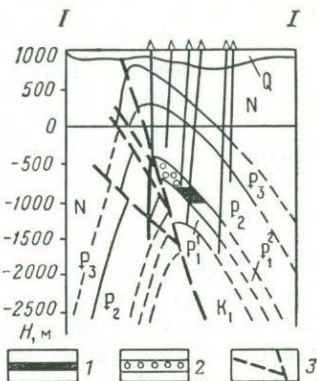


Рис. 112. Геологический разрез Бешкент'якского месторождения: 1 — нефть; 2 — газ; 3 — разрывные нарушения

§ 7. Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область

Общее число месторождений	15
нефтяных	4
нефтегазовых	8
газовых	3
Год открытия первого месторождения	1961
Начало добычи нефти	1965 г.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ были начаты в 50-х годах нынешнего столетия, а первые промышленные притоки нефти получены в 1961 г. К настоящему времени в районе открыто полтора десятка нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений, в том числе Узеньское и Жетыбайское. На площадях, где разведаны

запасы нефти и газа, интенсивно развиваются предприятия нефтедобывающей и газодобывающей промышленности.

Основные черты геологического строения. В геологическом отношении Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область расположена в пределах Туранской плиты, входящей в состав эпигерцинской платформы юга СССР.

Наиболее древние отложения, представленные мощными толщами пород верхней перми и триаса, обнажаются в районах Горного Мангышлака. Эти породы резко дислоцированы и частично метаморфизованы. В центральной, наиболее погруженной части области они залегают на глубинах свыше 4 км, перекрываясь с резким угловым несогласием мощными отложениями юры, представленной всеми тремя отделами. На породах юрского комплекса с разрывом и угловым несогласием залегают отложения меловой системы, размытая поверхность которых перекрывается палеогеновыми осадками. Непосредственно на палеогеновые, а в некоторых случаях и на более древние отложения также с разрывом и угловым несогласием ложатся породы неогена, венчающие разрез осадочного чехла. В целом рассмотренные отложения представлены терригенными разностями, за исключением верхнетуронско-датской карбонатной толщи и прослоев известняков-ракушечников в песчано-глинистом разрезе неогена.

В тектоническом отношении Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область расположена в пределах крупной области мезозойского внутриплатформенного прогибания земной коры, носящей название Южно-Мангышлакской—Ассакеауданской зоны прогибов. Эта зона ограничена с севера Мангышлакско-Центральноустуртской зоной поднятий, на юге — северными склонами Карабогазского свода и Туаркырской зоной поднятий, а на западе открывается в сторону Каспийского моря.

Южно-Мангышлакская—Ассакеауданская зона прогибов имеет в плане форму треугольника, обращенного вершиной к западу и основанием к востоку (рис. 113). Осевая часть этой зоны осложнена линейно вытянутой цепочкой ваннообразных впадин и мульд, разделенных структурными седловинами. Эти впадины и мульды, являющиеся по отношению ко всей зоне прогибов структурами второго порядка, характеризуются различными площадными размерами и неправильной, чаще всего изометричной формой в плане.

Вдоль оси зоны с запада на восток обособляются крупные прогибы второго порядка, такие как Жазгурлинский прогиб, Учкудукская мульда и Ассакеауданский прогиб. Внутри каждого из названных прогибов выделяются осложняющие их мульды подчиненного значения. Характерной особенностью тектонического строения Южно-Мангышлакской—Ассакеауданской зоны прогибов, играющей важную роль в характере ее нефтегазоносности, является ступенеобразное погружение пород от бортов зоны к ее осевой части. На северном борту довольно отчетливо фиксируется приуроченность ступеней погружения к отдельным вытянутым линиям, расположенным параллельно или кулисообразно друг к другу и подчи-

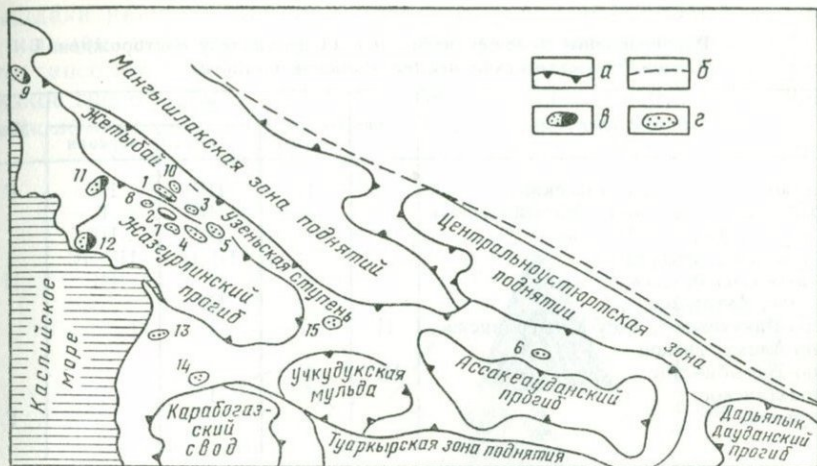


Рис. 113. Обзорная карта Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области:
 а — границы тектонических элементов; б — региональные разрывные нарушения; месторождения: в — газонефтяные, г — газовые.
 Месторождения: 1 — Жетыбайское, 2 — Тасбулатское, 3 — Карамандыбасское, 4 — Тенгинское, 5 — Узеньское, 6 — Шахпахтинское, 7 — Западно-Тенгинское, 8 — Бектурлы, 9 — Дунга-Жозаскан-Спемесай, 10 — Асарское, 11 — Актасское, 12 — Северо-Ракушечное, 13 — Аксу-Кендерлинское, 14 — Южный Аламурын, 15 — Кансуйское

ненным в общем плане простираению Мангышлакско-Центрально-устуртской зоны поднятий.

К линейно вытянутым ступеням погружения пород приурочены цепочки локальных поднятий антиклинального типа, служащих ловушками нефти и газа. Разведанные локальные антиклинальные складки Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области характеризуются асимметричным строением с крутым южным и более пологим северным крыльями и слабой нарушенностью дизъюнктивными дислокациями.

Нефтегазоносность. Промышленно нефтегазоносны в Южно-Мангышлакской области отложения триаса, юры и мела. Основной продуктивной толщей Южного Мангышлака являются среднеюрские терригенные отложения, содержащие основную долю разведанных запасов нефти и газа. В этом комплексе открыто восемь газонефтяных, нефтяных и газовых залежей. Нефтеносные горизонты с незначительными по запасам залежами выявлены также в отложениях верхней и нижней юры (табл. 21). Промышленная нефтегазоносность триаса доказана, например, на таких месторождениях, как Северо-Ракушечное и Южно-Жетыбайское. Газовые залежи в меловых отложениях установлены на месторождениях Узеньском и Кансуйском, а нефтяные — на месторождении Дунга-Жозаскан-Спемесай.

Продуктивные пласты разведанных месторождений Южного Мангышлака связаны главным образом с терригенными породами (песчаники, глинистые песчаники, алевроиты). Меловые нефтегазо-

ТАБЛИЦА 21

Распределение залежей нефти и газа по разрезу месторождений Южно-Мангышлакской нефтегазонасной области

Месторождение	Триас	Юра			Мел
		нижняя	средняя	верхняя	
Узеньское (с Карамандыбасским)	*	Н	НГ	НГ	Г
Жетыбайское (с Восточно-Жетыбайским)		Н	НГ	Г	
Тенгинское, Западно-Тенгинское			НГ	НГ	
Тасбулатское, Бектурлы			НГ, Н	НГ, НГ	
Дунга-Жозаскан-Спемесайское				НГ	Н
Асарское, Актасское			НГ		
Северо-Ракушечное, Аксу-Кендерлинское,	Н		Г		
Южно-Аламурынское					
Южно-Жетыбайское	НГ	Г			
Шахпахтинское			Г	Г	
Кансуйское					Г

носные горизонты характеризуются эффективными мощностями от единиц до 25 м. Дебиты скважин невысоки — до 25 тыс. м³/сут. Эффективные мощности юрских продуктивных горизонтов достигают 65 м, а дебиты газовых скважин из них 800 тыс. м³/сут.

Характеристика нефти, газа и конденсата. Физические и химические свойства нефтей месторождений Южного Мангышлака отличаются сравнительным однообразием. Нефти всех горизонтов легкие (плотностью 0,87—0,82 г/см³), смолистые (4,5—19,4 % смол), высокопарафинистые (12—29 % парафина) и практически бессернистые. Общий выход светлых фракций при доведении температуры до 300 °С достигает 25—42 %. Высокое содержание в нефти парафина обуславливает ее застывание при температуре до +30 °С и создает трудности при ее добыче и транспортировке.

Газы чисто газовых залежей Южного Мангышлака в основном метановые (метана более 90 %), с незначительным содержанием тяжелых углеводородов (1—2 %). В газах газовых шапок содержание тяжелых углеводородов возрастает (3—7 %). Конденсаты обладают малой плотностью (0,71—0,78 г/см³) и невысокой вязкостью.

Месторождения нефти и газа. Большинство месторождений Южно-Мангышлакской нефтегазонасной области связано с антиклинальными и брахиантиклинальными складками. В последние годы также установлено, что некоторые из залежей рассматриваемого района приурочены к ловушкам неантиклинального типа. Для многих залежей Южного Мангышлака характерны наклонное положение контуров нефтеносности и небольшое смещение их относительно структур в южном направлении, что связано с региональным напором пластовых вод с севера на юг.

Отличительной чертой выявленных и разведанных месторождений района является многозалежность. В разрезе отдельных месторождений насчитывается до 20 промышленно нефтегазонасных горизонтов. Другой особенностью нефтегазонасности Южного Ман-

гышлака является характер распределения залежей нефти и газа в каждом отдельном продуктивном горизонте в зависимости от его гипсометрического положения. Горизонты, занимающие более низкое гипсометрическое положение, заполнены газом, а горизонты, расположенные в повышенных частях, — нефтью (рис. 114).

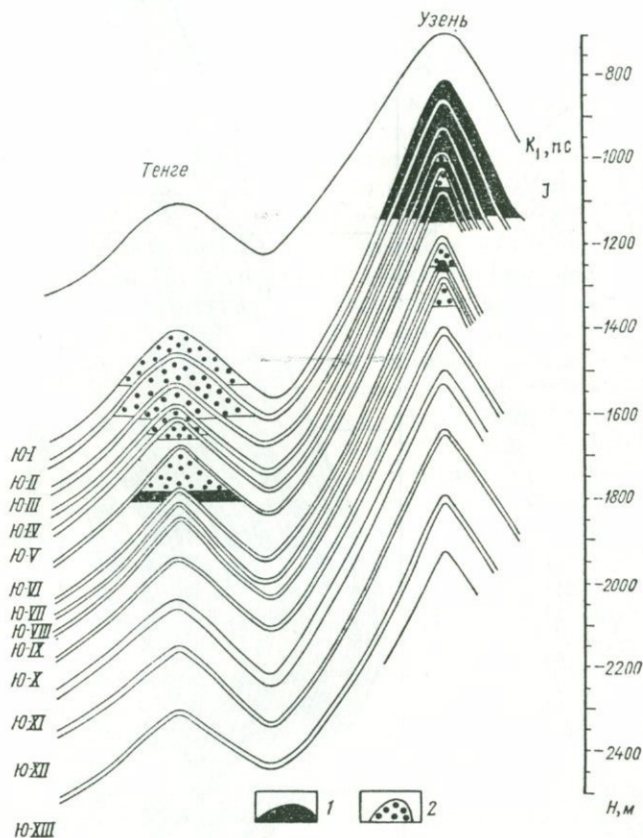


Рис. 114. Характер изменения насыщенности юрских горизонтов по линии Тенге — Узень (по С. Е. Чакабаеву и др.):
1 — нефть; 2 — газ

Узеньское газонефтяное месторождение приурочено к локальному антиклинальному поднятию крупных размеров, расположенному на Жетыбай-Узеньской тектонической ступени. Складка характеризуется резкой асимметрией крыльев и периклиналей (рис. 115). Продольная ось ее, ориентированная в широтном направлении, валообразно изогнута. Западная периклираль складки осложнена куполовидным поднятием, которое иногда рассматривают как самостоятельную складку Карамандыбас. Северное крыло

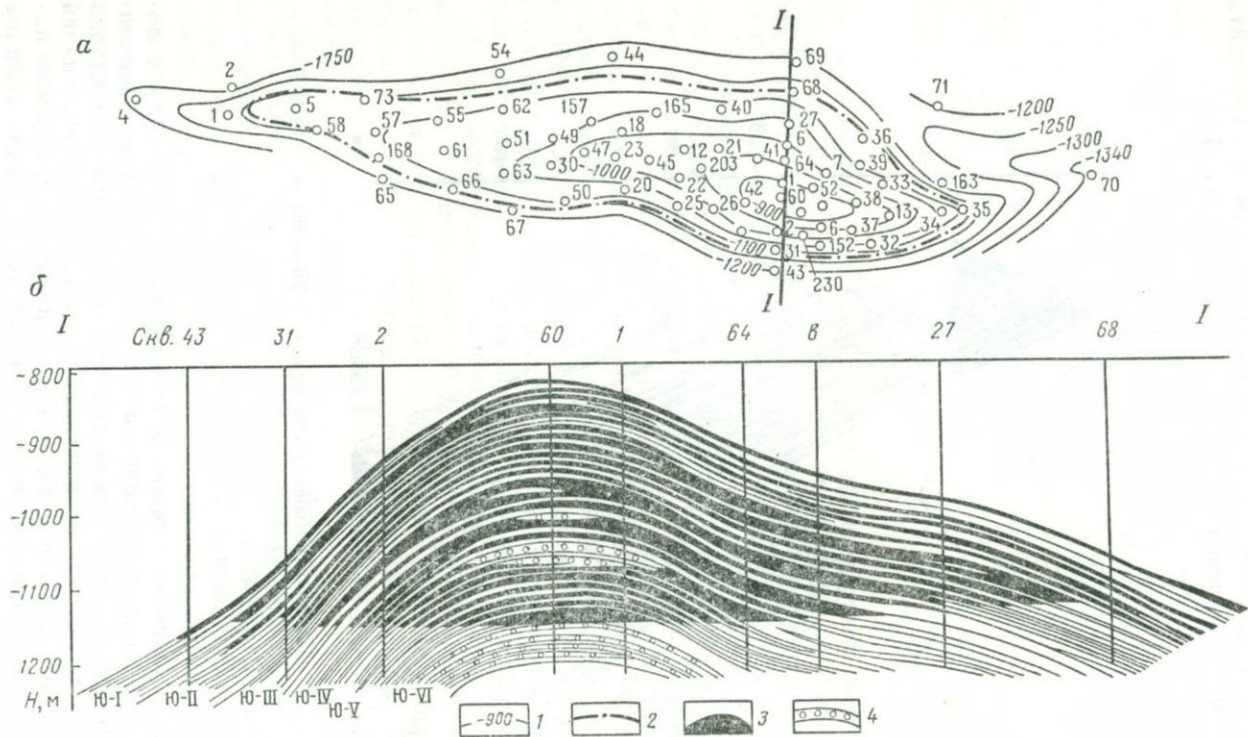


Рис. 115. Узеньское месторождение:

a — структурная карта по кровле горизонта Ю-II; *b* — схема строения нефтяных горизонтов (по данным объединения Мангышлакнефть).

1 — изогипсы в м; 2 — контур нефтеносности; 3 — нефть; 4 — газ

складки более пологое, южное — более крутое. С глубиной амплитуда складки и крутизна ее крыльев несколько возрастают.

Нефтегазоносными на Узеньском месторождении являются юрские и меловые отложения. Причем к меловым породам приурочены чисто газовые залежи, а к юрским — нефтяные и нефтяные с газовыми шапками. В меловых газоносных отложениях четко выделяются два комплекса: верхний — терригенный и нижний — терригенно-карбонатный. В верхнем комплексе выделяется до 10 газоносных горизонтов, залегающих на глубинах от 170 до 920 м. В терригенно-карбонатных меловых отложениях выявлен один промышленно газоносный комплекс, залегающий в среднем на глубинах 800—1000 м. Все газоносные горизонты меловой толщи Узеньского месторождения характеризуются очень низкими дебитами, не превышающими 20 тыс. м³/сут. В связи с этим газ месторождения может быть использован только для местных нужд.

В отложениях юры в интервале глубин 1000—2000 м выделено 13 горизонтов, составляющих на Узеньском месторождении нижний, преимущественно нефтеносный этаж общей мощностью до 1100 м. Эти горизонты расчленяются на многочисленные литерные пласты (более 25). От верхнего газового этажа юрский нефтегазоносный комплекс отделен толщей глинисто-мергелистых отложений верхней юры, мощность которых в своде складки составляет около 100 м и увеличивается на крыльях и периклиналях до 200 м.

В юрской нефтегазоносной толще выделяются чисто нефтяные залежи, нефтяные с газовыми шапками и единичные газовые залежи. Причем газоносность вниз по разрезу несколько возрастает. Залежи пластовые сводовые, часто с единичными водонефтяными контактами. Нефть по составу уникальна благодаря высокому содержанию в ней парафина.

Остальные нефтяные месторождения данной территории — Жетыбайское, Восточно-Жетыбайское и др. — значительно меньше Узеньского. Основные скопления нефти и газа приурочены также к юрским отложениям. Залежи газа в мелу открыты на Кансуйском месторождении, нефтяные горизонты имеются на Дунгинском месторождении. В триасе промышленные нефтяные и частично газовые залежи обнаружены на месторождениях Северо-Ракушечном и Южно-Жетыбайском. Общие черты геологического строения и нефтегазоносность этих месторождений аналогичны Узеньскому.

Тенгинское газонефтяное месторождение приурочено к локальному антиклинальному поднятию северо-западного простирания. По подошве валанжинского яруса в контуре замкнутой изогипсы — 1220 м размеры Тенгинской складки составляют около 22×4 км. Свод ее очень узкий и длинный. Складка отличается довольно простым строением. Крылья и периклинали ее слабо асимметричны, южное крыло несколько круче северного. Форма складки в плане на различных стратиграфических уровнях довольно постоянна. В глинисто-алевролитовых отложениях верхней и средней юры (интервал глубин 1650—2200 м) на месторождении выделено шесть продуктивных горизонтов, разделенных глинистыми плас-

тами. Основные запасы газа связаны с верхними горизонтами I и II мощностью 15—20 м. Газ месторождения в основном метановый. Содержание конденсата незначительно. Рабочие дебиты газовых скважин 100—250 тыс. м³/сут.

Продуктивными на Тенгинском месторождении являются породы среднеюрского возраста. В строении юрского нефтегазоносного комплекса Тенгинского и Узеньского месторождений много сходного. Тенгинское месторождение несколько отличается большей глинизацией продуктивных горизонтов и их литологической изменчивостью. Кроме того, по гипсометрическому положению оно значительно более погружено, чем Узеньское. Поэтому и распределение нефти и газа в разрезе Тенгинского месторождения существенно иное.

По литологическим особенностям и промыслово-геофизической характеристике в разрезе Тенгинского месторождения выделено 12 продуктивных горизонтов, залегающих в интервале глубин 1600—2400 м. Опробованием установлено, что шесть из них содержат чисто газовые или газоконденсатные залежи, а в остальных содержатся залежи газа с небольшими нефтяными оторочками или залежи нефти с газовыми шапками. Дебиты скважин на месторождении небольшие.

Шахпахтинское газоконденсатное месторождение расположено на северном борту Ассакеауданского прогиба и приурочено к Шахпахтинской тектонической ступени. В административном отношении Шахпахтинское месторождение находится на территории Каракалпакской АССР. Это первое газовое месторождение, открытое на плато Устюрт (1963 г.). Оно приурочено к куполовидной складке (рис. 116), размеры которой по верхнеюрским отложениям

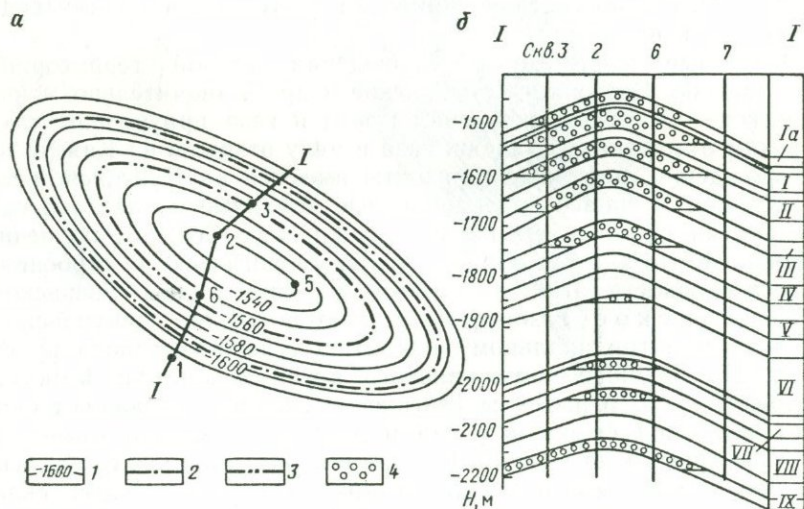


Рис. 116. Шахпахтинское месторождение:
а — структурная карта; *б* — геологический разрез (по данным СредазНИИгаза).
 1 — изогипсы в м; 2 — внешний контур газоносности; 3 — внутренний контур газоносности; 4 — газ

составляют 15×6 км. Промышленно газоносны на месторождении глинисто-алевролитовые отложения верхней и средней юры. В разрезе месторождения в интервале глубин 1650—2200 м выделено шесть продуктивных горизонтов, разделенных глинистыми пластами. Основные запасы газа связаны с верхними горизонтами I и II мощностью 15—20 м. Газ месторождения в основном метановый. Содержание конденсата незначительно. Рабочие дебиты газа 100—250 тыс. м³/сут.

Глава XI.

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Общее число месторождений	222
нефтяных	123
газовых и газоконденсатных	58
газонефтяных и нефтегазовых	41
Год открытия первого газового месторождения	1953
Год открытия первого нефтяного месторождения	1960
Начало добычи нефти	1964 г.
Начало добычи газа	1963 г.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция соответствует эпипалеозойской платформе, занимает значительную часть территории громадной Западно-Сибирской низменности, имеющей площадь около 3,5 млн. км². Она ограничена на западе горными сооружениями Урала, на востоке — древними отложениями Енисейского кряжа и Восточно-Сибирской платформы, на юге — структурами Северного Казахстана, Салаира, Кузнецкого Алатау, Алтая и др.

Планомерные нефтегазописковые работы в пределах Западно-Сибирской низменности были начаты в 1948 г. Первое месторождение в Западной Сибири — Березовское — открыто в сентябре 1953 г. Промышленные притоки газа были получены в одноименной опорной скважине из верхнеюрских отложений. В короткий срок на этой территории был выявлен и подготовлен к бурению ряд перспективных для поисков залежей нефти и газа структур. В 1960 г. была получена первая промышленная нефть из юрских отложений на Трехозерной площади Тюменской области, а в 1961 г. в Широком Приобье открыто Усть-Балыкское нефтяное месторождение. В 1962 г. было выявлено Тазовское газовое месторождение на севере Западной Сибири. С этого времени внимание геологов-разведчиков сосредоточилось на двух главных направлениях — поисках месторождений в Широком Приобье и на севере Тюменской области. На севере Тюменской области были открыты газовые месторождения — Уренгойское, Заполярное, Медвежье, Ямбургское и другие, а в Широком Приобье — Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское, Правдинское и другие месторождения нефти. В 1964 г. на Усть-Балыкском месторождении была начата добыча нефти, а в 1963 г. на Березовском месторождении — добыча газа.

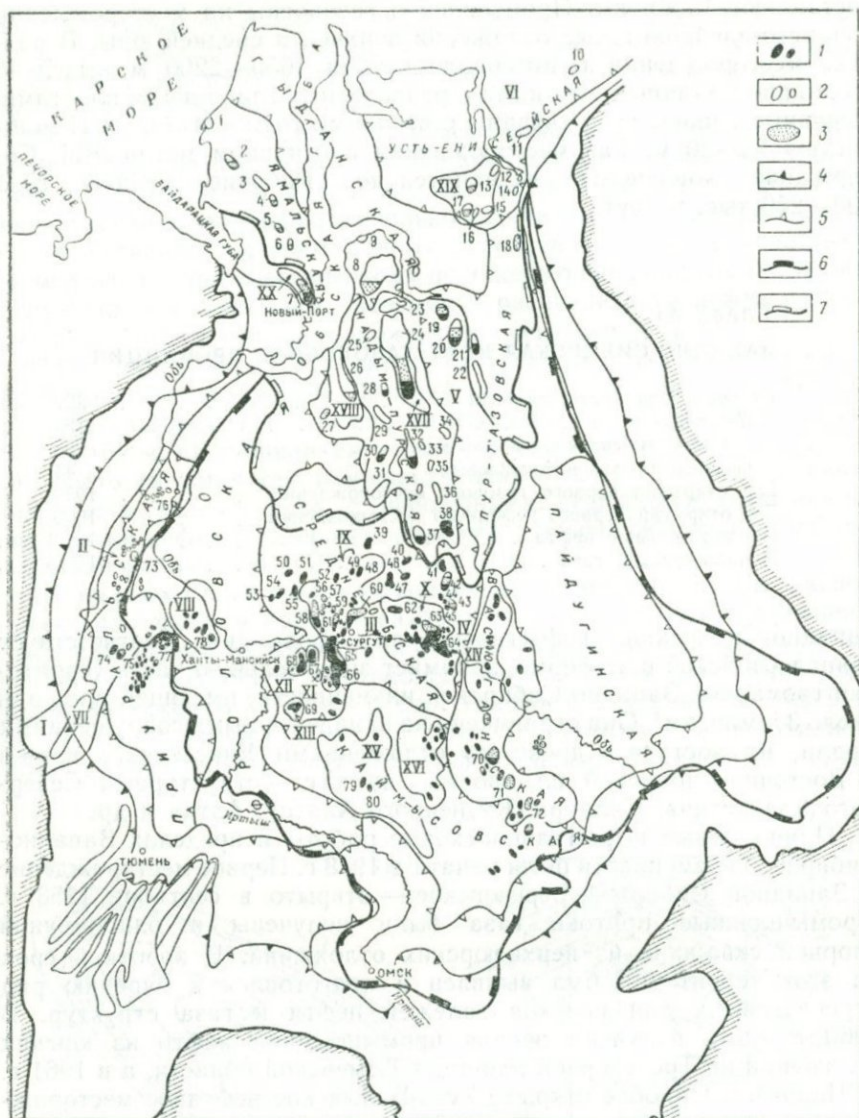


Рис. 117. Карта нефтегазоносности Западно-Сибирской провинции (по данным И. И. Нестерова, Ф. К. Салманова и др.).

Месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газовые, 3 — газоконденсатные; границы: 4 — Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, 5 — нефтегазоносных областей, 6 — между Внешним поясом и Центральной тектонической областью; 7 — Северной тектонической области. Структурные элементы: I — Верхнекондинский мегапрогиб, II — Березовская моноклираль, III — Яромовский мегапрогиб, IV — Колтогорский мегапрогиб, V — Пурнейский мегапрогиб, VI — Усть-Енисейский мегапрогиб, VII — Сосьвинский свод, VIII — Красноленинский свод, IX — Сургутский свод, X — Нижневартовский свод, XI — Пойкинский вал, XII — Салымское краевое поднятие, XIII — Верхнесалымское краевое поднятие, XIV — Александровский мегавал, XV — Верхнедемьянский мегавал, XVI — Каймысовский свод, XVII — Уренгойский свод, XVIII — Медвежий вал, XIX — Танамский свод, XX — Новопортовский вал.

На огромной территории Западной Сибири выросли новые крупные города — Нижневартовск, Сургут и другие, строится система мощных и протяженных трубопроводов. Благодаря проведению комплексных научно обоснованных работ за 20-летний период геологическое строение региона было изучено достаточно полно. Здесь открыто более 200 месторождений нефти и газа.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция имеет сравнительно простое строение осадочного чехла. Соответствующая низменности крупная депрессия по поверхности палеозойского фундамента выполнена песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского возраста, мощность которых возрастает от 3000 м в центральных частях до 10 000 м в северных районах депрессии.

В тектоническом отношении в Западно-Сибирской депрессии выделяются три крупных тектонических элемента — Внешний пояс, Центральная и Северная тектонические области (рис. 117).

В пределах Внешнего пояса глубина до фундамента, как правило, не превышает 2000 м. Здесь преобладают унаследованные от структур фундамента положительные структурные элементы — выступы, моноклинали и структурные носы, разомкнутые главным образом в сторону горного обрамления. Общая площадь впадины в пределах этого крупного тектонического элемента не превышает 25 % от общей площади тектонического пояса.

В пределах Центральной тектонической области площадь положительных структур, представленных сводами, валами, куполовидными поднятиями, составляет 40 % от территории области, значительная часть которой представлена отрицательными структурами типа впадин и прогибов.

Своды и валы по поверхности фундамента имеют амплитуду до 600 м, последовательно снижаясь вверх по разрезу и нередко достигая по отложениям палеогена 60 м. Размеры их значительны. Так, Сургутский и Нижневартовский своды имеют площадь около 20 тыс. км² каждый.

Тектоника Северной тектонической области изучена пока слабо.

Месторождения: 1 — Харасавейское, 2 — Бованенковское, 3 — Нейтинское, 4 — Арктическое, 5 — Среднеямальское, 6 — Нурминское, 7 — Новопортовское, 8 — Ямбургское, 9 — Семановское, 10 — Джангодское, 11 — Озерное, 12 — Казанцевское, 13 — Пелятинское, 14 — Зимнее, 15 — Мессояхское, 16 — Южно-Соленинское, 17 — Соленинское, 18 — Сузунское, 19 — Тазовское, 20 — Заполярное, 21 — Русское, 22 — Южно-Русское, 23 — Северо-Уренгойское, 24 — Уренгойское, 25 — Песцовое, 26 — Медвежье, 27 — Надымское, 28 — Юбилейное, 29 — Ямсовейское, 30 — Северо-Комсомольское, 31 — Комсомольское, 32 — Губкинское, 33 — Западно-Таркосалинское, 34 — Восточно-Таркосалинское, 35 — Айваседопурское, 36 — Етыпурское, 37 — Вэнгалурское, 38 — Ярайнерское, 39 — Холмогорское, 40 — Большекотухтинское, 41 — Северо-Варьганское, 42 — Варьганское, 43 — Тюменское, 44 — Ванганское, 45 — Гунеганское, 46 — Повховское, 47 — Ватьеганское, 48 — Коголымское, 49 — Тевлинское, 50 — Лобатюганское, 51 — Нижнесартыское, 52 — Конитлорское, 53 — Декабрьское, 54 — Верхнеямальское, 55 — Айпимское, 56 — Алехинское, 57 — Тайбинское, 58 — Лянторское, 59 — Западно-Минчимкинское, 60 — Яунлорское, 61 — Быстринское, 62 — Покачевское, 63 — Самотлорское, 64 — Вартовско-Соснинское, 65 — Среднебалыкское, 66 — Мамонтовское, 67 — Правдинское, 68 — Салымское, 69 — Верхнесалымское, 70 — Южно-Мыльджинское, 71 — Лугинецкое, 72 — Останинское, 73 — Пунгинское, 74 — Лемьинское, 75 — Даниловское, 76 — Березовское, 77 — Картопынское, 78 — Карабашское, 79 — Усановское, 80 — Уренское

Для этой территории характерно преимущественное развитие крупных линейно вытянутых замкнутых валов и прогибов субмеридионального и северо-восточного простирания. Поверхность резко дифференцированного фундамента здесь установлена на больших глубинах, достигающих в Усть-Енисейском, Пурском прогибах 11 км. Амплитуда валов и сводов по поверхности фундамента достигает 1500 м. Суммарная площадь положительных структурных элементов составляет около 20 % от всей площади области.

Локальные структуры Северной, Центральной областей и Внешнего пояса развивались главным образом в процессе осадконакопления. Для них характерно преимущественное замедление роста вверх по разрезу от 800 до 10 м. Размеры структур колеблются от 2×3 до 30×50 км. Отдельные структуры достигают размеров 150×50 км. Углы наклона по нижним отложениям осадочного чехла не превышают $2-5^\circ$, а по палеогеновым отложениям $20-30'$.

В мощном осадочном чехле Западно-Сибирской провинции, представленном песчано-глинистыми отложениями, промышленно продуктивные горизонты выявлены в отложениях от среднеюрского до туронского возраста. В разрезе выделяется ряд нефтегазоносных горизонтов, однако основные потенциальные запасы нефти и конденсата сосредоточены в валанжинско-готеривском нефтегазоносном горизонте и частично в аптских отложениях, а газа — в аптско-сеноманском нефтегазоносном горизонте. Валанжинско-готеривский нефтегазоносный горизонт представлен в основном морскими и прибрежно-морскими песчано-глинистыми отложениями. Мощность его меняется от 10 до 700 м, глубина залегания 1000—3700 м. Аптско-альбско-сеноманский горизонт на значительной территории севера рассматриваемой провинции представлен в основном песками и песчаниками континентального происхождения, чередующимися с мелководно-морскими алевролитоглинистыми отложениями. Глубина залегания горизонта от 400 до 1200 м, мощность 300—1000 м.

В пределах Западно-Сибирской провинции выделяются 11 нефтегазоносных областей (см. рис. 117): Приуральская, Фроловская, Каймысовская, Васюганская, Пайдугинская, Среднеобская, Надым-Пурская, Пур-Газовская, Южно-Ямальская, Гыданская и Усть-Енисейская. С целью более полного освещения основных типов месторождений нефти и газа приводится описание главных и наиболее типичных областей, содержащих значительное число месторождений.

§ 1. Газонефтеносные области севера Западно-Сибирской провинции

Северные газоносные области занимают территорию северных районов Западно-Сибирской низменности (см. рис. 117). Здесь открыты такие известные месторождения, как Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское, Заполярное и Медвежье. Промышленные скопления нефти в этом регионе установлены в последнее время

на Русском, Новопортовском, Губкинском и Уренгойском месторождениях. Ввиду того, что многие известные месторождения региона разведаны не по всей глубине структур, а лишь частично, есть все основания рассчитывать на дальнейшее расширение сырьевой базы за счет открытия газовых, газоконденсатных и нефтяных скоплений.

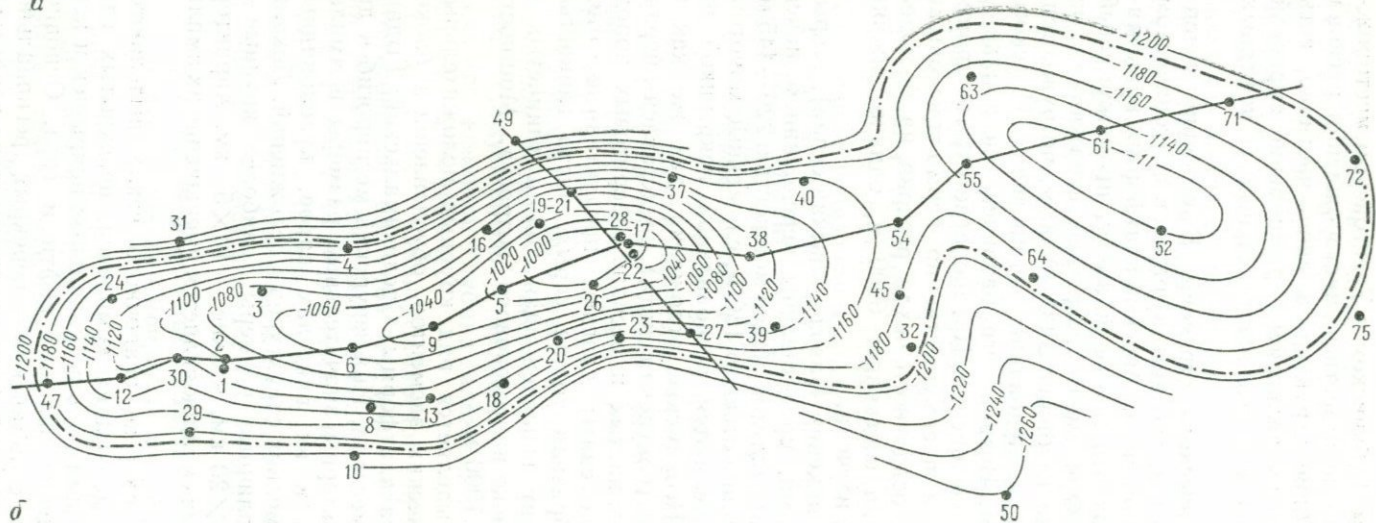
Основные черты геологического строения. В строении северных нефтегазоносных областей, соответствующих в тектоническом отношении северной части Западно-Сибирской платформы, принимают участие три структурных этажа — фундамент, промежуточный и платформенный этажи. Фундамент, вскрытый скважинами на Новопортовской площади на глубинах 2500—2800 м, погружается, по данным геофизических исследований, в пределах Пурского прогиба до глубины 10 км. Возраст его различен: на западе — герцинский, на востоке — каледонский. Предполагается, что промежуточный этаж представлен преимущественно пермо-триасовыми образованиями. Мощность осадочного чехла региона на большей части описываемого региона составляет 6000 м, однако нижняя часть разреза бурением не изучена.

Нижне-среднеюрские отложения (заводоуковская серия), вскрытые единичными скважинами, представлены чередованием пачек песчаников, алевритов и аргиллитов общей мощностью 220—445 м. Отложения верхней юры мощностью до 150 м, сложенные монотонной толщей аргиллитов, являются региональной покрывкой на большей части области. Некомские отложения, так же как и аптско-альбско-сеноманские (покурская свита), представлены неравномерным чередованием глинистых и песчано-алевритовых пород. Верхнюю часть покурской свиты слагают продуктивные отложения сеномана — однообразная толща серых, часто глинистых песков. Покрывкой служит вышележащая толща глинистых и опоковидных пород туронско-палеогенового возраста. Мощность этих отложений достигает 1000 м.

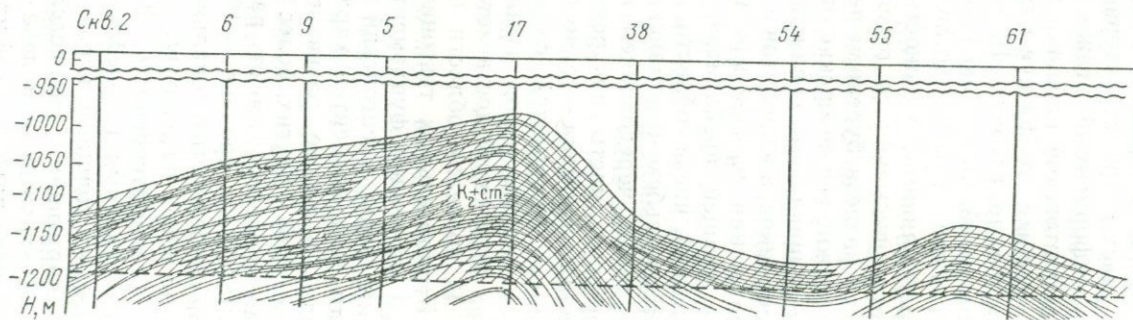
В пределах области выделяется ряд крупных положительных и отрицательных тектонических элементов, обусловленных блоковым строением фундамента платформы: Среднеямальский; Гыданский своды, Уренгойский мегавал, Нижнепурский мегапрогиб и др. Для этих элементов характерны значительные размеры и амплитуда, а также развитие в их пределах валов, куполовидных поднятий и других, более мелких структурных осложнений. Локальные поднятия имеют различные размеры: наиболее крупные — 150×50 км, средние — 40×20 км, мелкие — 10×5 км. Характерной особенностью локальных складок является уменьшение их амплитуды вверх по разрезу.

Газонефтеносность. В разрезе осадочного чехла выделяются два основных газонефтесодержащих комплекса, перекрытых глинистыми толщами, играющими роль региональных покрывок и контролирующими распределение залежей нефти и газа. Основной продуктивный комплекс — сеноманский — перекрыт региональной туронско-палеогеновой покрывкой. Отложения сеномана характери-

a



b



Характеристика газа и нефти. Газы сеноманских залежей всех известных месторождений однотипны по составу. Они почти полностью состоят из метана (98—99,6 %) и отличаются ничтожным содержанием тяжелых углеводородов (0,1—0,3 %). Из неуглеводородных компонентов отмечены углекислота (0,5—1,2 %) и азот (0,1—0,4 %).

На большинстве месторождений конденсат практически отсутствует. Газы валанжинской залежи Новопортовского месторождения, где были получены также признаки нефти, характеризуются, наоборот, значительным количеством тяжелых углеводородов (до 9,5 %) и содержанием метана до 88,5 %. Нефть Губкинского месторождения легкая, ее плотность 0,808 г/см³. Содержание серы 0,11 %, парафина 4,41 %.

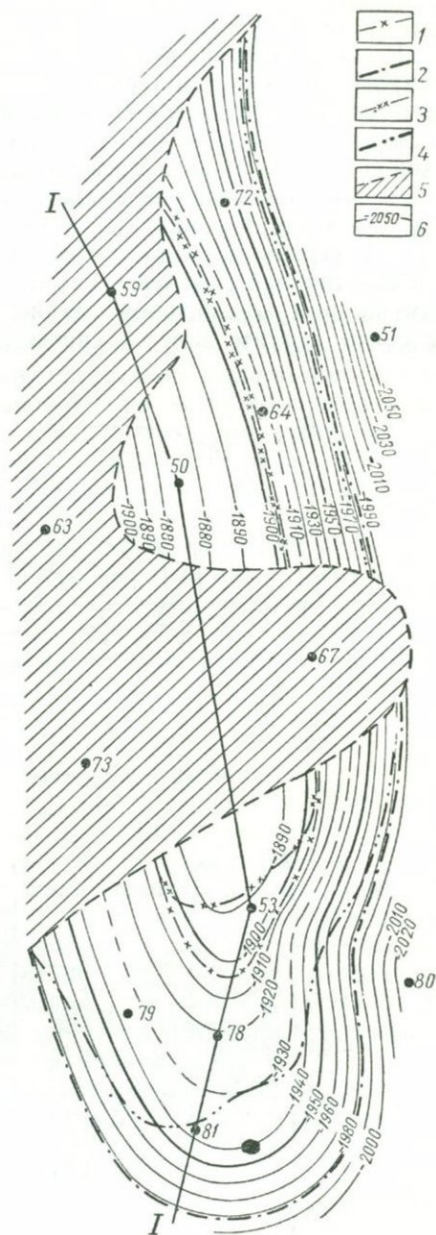
Месторождения газа и нефти. Все месторождения рассматриваемой территории приурочены к пологим брахиантиклинальным складкам платформенного типа. Залежи газа в сеномане относятся к массивному типу. Залежи в юре и валанжине преимущественно пластово-сводовые, с элементами литологического экранирования. Залежи в сеномане составляют Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье, Губкинское, Комсомольское, Вэнгапурское, Русское месторождения. Остальные месторождения намного меньше по запасам. По строению и характеру газоносности почти все месторождения однотипны. Изученный бурением разрез представлен песчано-глинистыми нижне- и верхнемеловыми и палеоген-четвертичными отложениями, смятыми в пологие брахиантиклинальные складки различных размеров и очертаний. Газоносные сеноманские отложения залегают на сравнительно небольших глубинах (700—1300 м). На всех месторождениях перспективны в отношении газонефтеносности слабо изученные бурением части разреза юры.

У р е н г о й с к о е газоконденсатнонефтяное месторождение приурочено к пологой брахиантиклинальной складке меридионального простирания в центральной части Уренгойского вала (рис. 118). Складка осложнена рядом куполов. Размеры ее по кровле сеноманских отложений 95×25 км, амплитуда 210 м, углы падения пород на крыльях не более 1°.

Изучены бурением юрские, а также меловые и палеоген-четвертичные отложения общей вскрытой мощностью до 5000 м. Газовая залежь связана с отложениями сеномана, которые перекрываются мощной глинистой толщей турона (570—630 м). Кровля продуктивных отложений сеномана вскрывается на глубинах 1100—1250 м. Они представлены переслаиванием пластов песчаников, алевролитов и глин. При этом на долю коллекторов приходится 50—70 %, на долю глин 25—50 %. Глинистые прослои не выдержаны по площади, поэтому все пласты песчано-алевролитовых коллекторов гидродинамически взаимосвязаны. Они отличаются высокими емкостными свойствами. Пористость составляет 25—30 %, проницаемость преимущественно $(60 \div 175) \cdot 10^{-14}$ м². Газовая залежь отличается исключительно высокой продуктивностью. Де-

Рис. 119. Новопортовское месторождение. Структурная карта по кровле коллекторов 6-й залежи (пласты НП₉ — НП₁₀) (по Федорцовой С. А.):

1 — внешний контур газоносности; 2 — внешний контур нефтеносности; 3 — внутренний контур газоносности; 4 — внутренний контур нефтеносности; 5 — границы выклинивания коллекторов; 6 — изогипсы в м



биты газа составляли 1,4—7,9 млн. м³/сут. Пластовое давление в залежи 12,2 МПа, пластовая температура 31—33 °С.

Залежь газа высотой 213 м массивная, по всей площади подстилается подошвенной водой. Газоводяной контакт слегка наклонен в северо-восточном направлении. Залежи, близкие по строению к Уренгойской, открыты в сеноманских отложениях на Ябургском, Медвежьем, Губкинском и других месторождениях севера Тюменской области.

Кроме газовой залежи в сеномане на Уренгое открыто 14 газоконденсатных залежей с отдельными нефтяными оторочками мегнионской и вартовской свит. Залежи пластовые, сводовые, часто литологически ограничены, средне- и высокодебитные. Дебиты газа составляют 145—627 тыс. м³/сут, конденсата 20—150 м³/сут.

Новопортовское месторождение Ямальской нефтегазоносной области по характеру нефтегазоносности принципиально отличается от многих газовых месторождений севера Тюменской области. Это многозалежное месторождение расположено в юго-восточной части п-ова Ямал. Разрез его слагают отложения юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста общей мощностью около 2600 м, залегающие на палеозойском фундаменте. Месторождение приурочено к вытянутой в субмеридиональном на-

правлении пологой антиклинальной складке (рис. 119) амплитудой до 130 м.

На месторождении в разрезе сеномана, апта, готерива — валанжина и тюменской свиты средней юры установлены две газовые, шесть нефтегазовых и одна нефтяная залежи. Наибольшее число продуктивных пластов связано с отложениями новопортовской свиты готерива — валанжина (НП₁ — НП₁₀). Эти пласты представлены песчано-алевролитовыми разностями пород и имеют сложное строение. Суммарные мощности пород-коллекторов уменьшаются в северном направлении от 103 до 10 м. Здесь все залежи новопортовской свиты имеют литологический экран, обусловленный замещением коллекторов глинистыми породами (см. рис. 31, б). В связи с этим залежи свиты являются сводовыми пластовыми

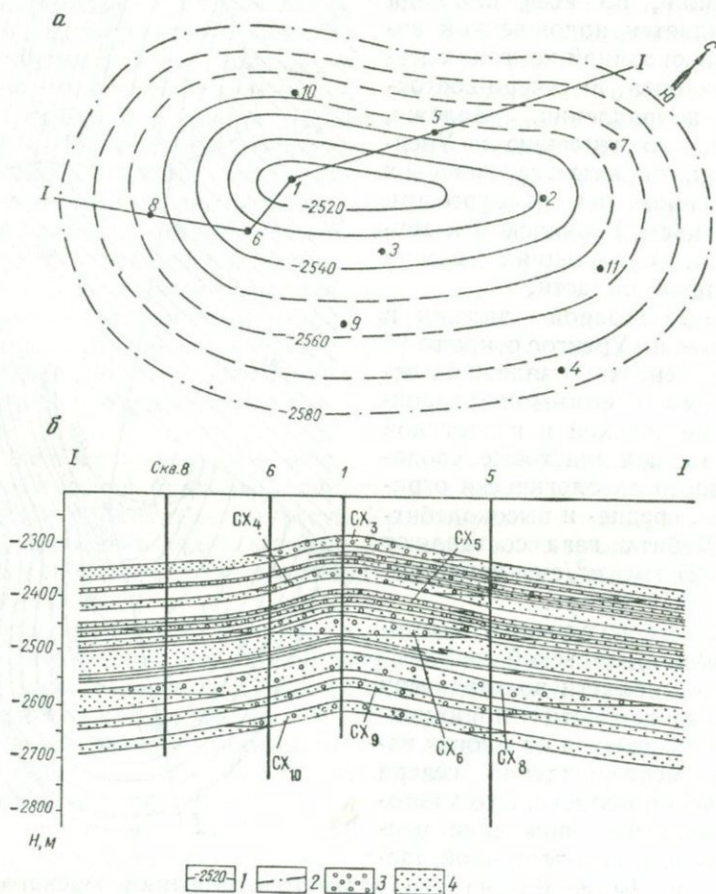


Рис. 120. Пеляткинское месторождение:

a — структурная карта по кровле горизонта CX₅ нижнего мела; *б* — геологический разрез
 I — изогипсы в м; 2 — контур газоносности; 3 — залежи газа; 4 — песчаные коллекторы

и литологически экранированными. По характеру газонефтенасыщения многие залежи являются газовыми с нефтяными оторочками небольшой ширины.

Продуктивные отложения средней юры, апта и сеномана также представлены тонким переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. К ним приурочены сводовые водоплавающие залежи.

Пеляткинское газоконденсатное месторождение приводится в качестве примера месторождений, характерных для Усть-Енисейской газоносной области. Оно связано с крупной почти симметричной складкой субширотного простирания (рис. 120). Скважинами в интервале глубин 2450—2600 м в отложениях валанжинского яруса вскрыто до 10 продуктивных горизонтов суммарной эффективной мощностью около 70 м. К этим горизонтам приурочены семь газоконденсатных залежей пластового сводового типа, некоторые из них включают по несколько продуктивных горизонтов (СХ_{IV}, СХ_{VI}) с единым контуром газоносности. Основные запасы газа заключены в залежи горизонта СХ_{VIII}, где пластовое давление составляет 26 МПа, пластовая температура 60 °С.

Коллекторами в продуктивных горизонтах являются песчаники и алевролиты. Дебиты газа превышают 500 тыс. м³/сут. На месторождении открыта также небольшая залежь газа в песчаных коллекторах сеноманского яруса.

Газ месторождения метановый, со значительным содержанием конденсата.

§ 2. Приуральская нефтегазоносная область

Приуральская нефтегазоносная область расположена во Внешнем поясе Западно-Сибирской низменности, занимает западную окраину Тюменской области. На этой территории были открыты первое газовое (Березовское, 1953 г.) и нефтяное (Шаимское, 1960 г.) месторождения Западной Сибири, что послужило решающим толчком для быстрого освоения провинции. Здесь же зародилась газонефтедобывающая промышленность Сибири. В 1963 г. газ месторождений Березовского района стал поступать по газопроводу Игрим — Серов на промышленные предприятия Урала.

Основные черты геологического строения. В тектоническом отношении Приуральская нефтегазоносная область соответствует территории внешнего моноклиального погружения Западно-Сибирской платформы. Общее погружение фундамента осложняется поднятиями и впадинами. Наиболее крупными тектоническими элементами являются Северо-Сосьвинский и Кондинский мегавалы, Сосьвинский мегавал, к которому приурочены только газовые месторождения, отделяется от Кондинского, где открыты нефтяные месторождения, Верхнекондинским мегапрогибом. В пределах указанных мегавалов и прогиба выделяется целый ряд более мелких тектонических элементов, преимущественно валов.

Локальные складки, с которыми связаны месторождения нефти и газа Березово-Шаимской области, являются структурами облекания отложениями осадочного чехла выступов палеозойского фундамента. Поэтому вверх по разрезу эти складки постепенно выколаживаются.

Осадочный чехол общей мощностью 1100—2500 м сложен породами от нижне-среднеюрских до четвертичных. В основании разреза залегает тюменская свита (нижняя — средняя юра), представленная песчано-гравелитовой, преимущественно глинистыми и песчано-алевритовыми пачками общей мощностью до 100 м. К сводовым частям выступов фундамента свита, как правило, выклинивается. Абалакская свита (верхняя юра) мощностью 90 м представлена аргиллитами с прослоями алевролитов. На склонах поднятий фундамента разрез свиты сильно опесчанивается. Три нижние песчано-глинистые пачки объединяются в вогулкинскую свиту, или продуктивный пласт II.

Вышележащие отложения тутлейской, алясовской и частично леушинской свиты, относимые к верхнеюрско-неокомскому возрасту, образуют мощную (более 120—150 м) непроницаемую аргилито-глинистую толщу. Лишь в разрезе леушинской свиты, относимой к верхнему готериву — баррему, выделяются две песчаные пачки (горизонты Н и М) общей мощностью 40—60 м.

Отложения апта и верхнего мела представлены глинистой толщей. Общая мощность пород меловой системы в регионе составляет около 1400 м.

Нефтегазоносность. Литолого-фациальные особенности осадочного чехла Приуральской области контролируют распределение нефтяных и газовых залежей в разрезе.

Основная промышленная газонефтеносность области связана с продуктивным пластом II верхней юры, для которого характерно зональное распространение ввиду выклинивания горизонта к сводам структур и ухудшения его коллекторских свойств (глинизация) по мере удаления от выступов фундамента. Коллекторами горизонта служат песчаные и органогенно-песчаные фации, развитые на склонах выступов фундамента. Пористость коллекторов достигает 25—32 %, проницаемость составляет $(15 \div 20) \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$. Абсолютно свободные дебиты газа 1—3 млн. м³/сут. Начальные дебиты нефти 180—350 м³/сут.

Лишь на отдельных месторождениях (Деминское, Южно-Алясовское и др.) встречены непромышленные залежи газа в нижней части готерива — баррема (пласт Н).

Коллекторами нефти и газа также являются зоны трещиноватых пород коры выветривания фундамента, конгломераты и песчаники тюменской свиты.

Характеристика газа и нефти. Газы месторождений области плотностью 0,566—0,600 г/см³ почти полностью состоят из метана (91—97 %). Сероводород отсутствует. Из неуглеводородных компонентов в газе содержатся углекислота (0,3—2,4 %) и азот (1,5—6 %). В газах отдельных месторождений отмечается конден-

сат, содержание которого не превышает 15—18 см³/м³. Нефти Приуральской области в основном легкие (плотность 0,819—0,836 г/см³), практически беспарафинистые (2—4,5 %) и в отличие от нефтей других месторождений Западной Сибири малосернистые. Содержание серы в них, как правило, 0,3—0,5 %.

Месторождения нефти и газа. В пределах Приуральской нефтегазоносной области открыто 39 месторождений нефти и газа, в расположении которых наблюдается четкая зональность. В северной части области, в Березовском газоносном районе, приуроченном к Северо-Сосьвинскому своду, выявлены только газовые месторождения, а нефтяные залежи неизвестны. Южнее, в Шаимском нефтеносном районе, напротив, среди многочисленных нефтяных месторождений открыто только одно газонефтяное (Семивидовское). Лишь значительно южнее Шаимского района выявлено небольшое Карабашское месторождение газа.

Известные месторождения нефти и газа области приурочены к локальным складкам, которые по природе являются структурами облекания, иногда осложненными разрывными нарушениями. Залежи нефти и газа ввиду зонального характера развития коллекторов (главным образом на склонах поднятий) имеют кольцеобразную форму и относятся к литолого-стратиграфическому типу.

На месторождениях, где нефтегазонасыщены помимо пласта II породы фундамента, коры выветривания и тюменской свиты, имеют место массивные залежи. К ним относятся залежи продуктивного горизонта Н (Деминское, Южно- и Северо-Алясовское месторождения).

Большинство месторождений нефти и газа области однозалежные.

В Шаимском районе открыты Мортмыя-Тетеревское, Шаимское и ряд других месторождений нефти. Глубины залегания нефтеносного пласта II на месторождениях Шаимского района изменяются от 1450 м (Шаимское) до 2250 м (Яхлинское).

Пунгинское газоконденсатное месторождение приурочено к почти изометрической брахиантиклинальной складке, осложненной небольшим выступом на южном крыле (рис. 121). Размеры ее по кровле газоносного горизонта 11,5×9,5 км, амплитуда 113 м.

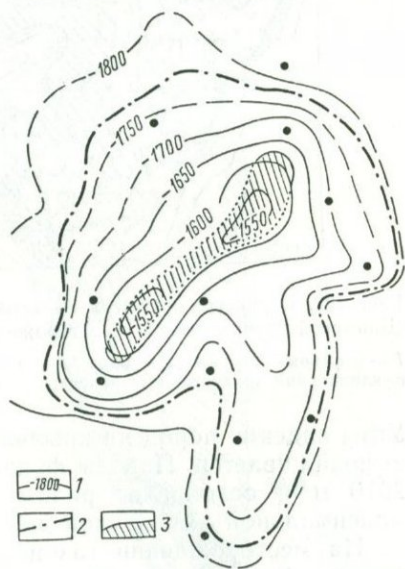


Рис. 121. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта П Пунгинского месторождения (по данным Главтюменьгеологии):

1 — изогипсы в м; 2 — контур газоносности; 3 — зона отсутствия продуктивного горизонта

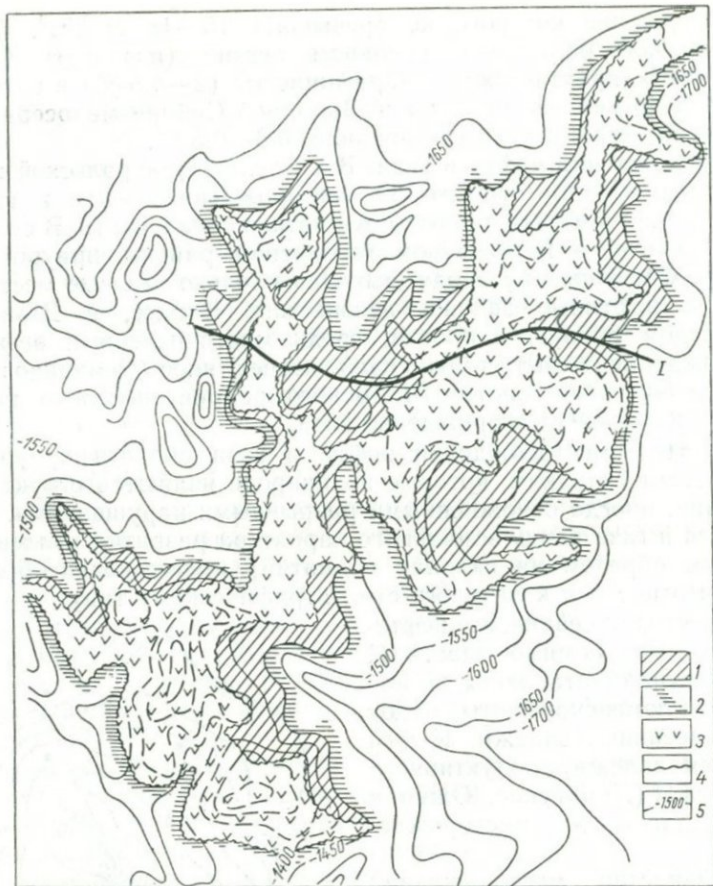


Рис. 122. Структурная карта по кровле продуктивного пласта II месторождений Шаймской группы (по А. Д. Сторожеву):

1 — нефтяные залежи; 2 — вода; 3 — зона отсутствия продуктивного пласта; 4 — линия выклинивания продуктивного пласта; 5 — изогипсы по поверхности фундамента в м.

Углы падения пород на крыльях 2—3°. Вверх по разрезу структура выполаживается. Породы фундамента залегают на глубинах 1720—2010 м и осложнены рядом продольных и поперечных сбросов максимальной амплитудой до 200 м.

На месторождении газонасыщенными являются трещиноватые породы фундамента, его кора выветривания — породы тюменской свиты и вогулkinской пачки (пласт II). Эти комплексы проницаемых пород образуют единую гидродинамическую систему. Основной объем залежи связан с горизонтом II, залегающим на глубинах 1675—1900 м и сложенным в верхней части известняком-ракушняком, а в нижней — песчаником и гравелитом. Максимальные эффективные мощности (до 70 м) и лучшие коллекторские свойства пласта приурочены к склонам выступов фундамента.

Здесь пористость коллекторов достигает 28—32 %, проницаемость $67 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$. По мере погружения коллекторы постепенно замещаются глинами и аргиллитами. На своде складки продуктивная толща отсутствует. Залежь газа отличается высокой продуктивностью. Абсолютно свободные дебиты газа 1,5—3,9 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$, дебиты через 15-мм штуцер составляли 440—570 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Начальное пластовое давление в залежи 17,9 МПа.

Почти все остальные газовые месторождения Березовского района имеют геологическое строение, подобное строению Пунгинского.

Мортымья-Тетеревское и Шаимское нефтяные месторождения приурочены к Шаимскому валу. Первое из них связано с крупным поднятием, состоящим из двух структур — Мортымьинской и Тетеревской. Мортымьинская структура осложняется четырьмя более мелкими куполовидными складками, Шаимская двумя брахиантиклинальными — Мулымьинской и Трехозерной (рис. 122).

Названные брахиантиклинальные складки имеют в плане довольно сложные очертания, характеризуются пологими углами падения пород на крыльях (не более $1-3^\circ$) и амплитудами 50—60 м. В строении складок принимают участие юрские, меловые и палеоген-

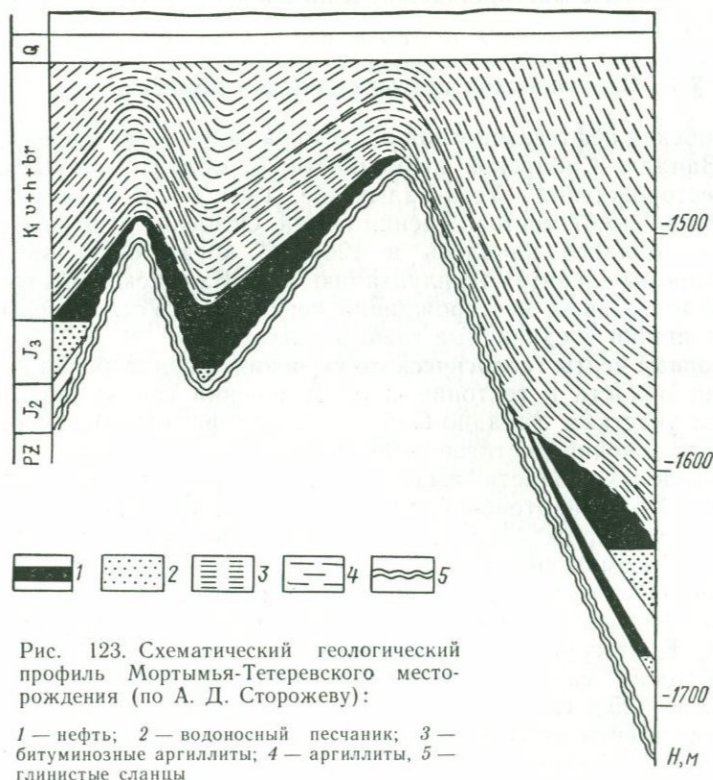


Рис. 123. Схематический геологический профиль Мортымья-Тетеревского месторождения (по А. Д. Сторожеву):

1 — нефть; 2 — водоносный песчаник; 3 — битуминозные аргиллиты; 4 — аргиллиты; 5 — глинистые сланцы

четвертичные отложения. Фундамент вскрывается на глубинах 1450—1650 м. Широко распространены образования коры выветривания фундамента (наибольшая мощность 55 м), отсутствующие в пределах сводовых частей структур.

Промышленная нефтеносность месторождений связана с горизонтом II, который выделяется в разрезе вогулкинской пачки верхней юры. Горизонт сложен песчаниками, хорошо отсортированными в нижней части, с прослоями известняка и гравелитов в верхней. Горизонт II развит лишь на склонах поднятий и отсутствует в их сводовой и присводовой частях. К нему приурочены нефтяные залежи пластового литолого-стратиграфического типа. Эффективная мощность горизонта изменяется от нуля до 40 м. Пористость песчаников 11—30 %, средняя пористость 21 %, средняя проницаемость $28 \cdot 10^{-14}$ м². Глубины залегания залежей 1440—1670 м. При испытании скважин начальные дебиты нефти достигали 350 м³/сут. Пластовые давления 15 МПа.

На Шаимском месторождении выделяются две самостоятельные залежи нефти, связанные с отдельными брахиантиклинальными складками — Трехзерной и Мулымьинской. На Мортымья-Тетеревском месторождении в пределах одноименных складок имеет место единая нефтяная залежь с общим контуром нефтеносности (рис. 123). Другие нефтяные месторождения Шаимского района имеют сходное строение.

§ 3. Среднеобская нефтегазоносная область

Среднеобская нефтегазоносная область располагается в центральной части Западно-Сибирской низменности. С момента открытия первого месторождения (Усть-Балыкское, 1961 г.) к началу 1981 г. здесь выявлено 67 месторождений нефти. Освоение нефтяных ресурсов этой области началось в 1964 г., когда было введено в опытно-промышленную эксплуатацию Усть-Балыкское месторождение. Чисто газовых месторождений неизвестно. Установлены лишь газовые шапки и единичные газовые залежи.

Основные черты геологического строения. Среднеобская нефтегазоносная область в тектоническом отношении соответствует центральным участкам Западно-Сибирской платформы. Мощность осадочных отложений достигает 4000 м.

В пределах области выделяются два крупных свода — Сургутский и Нижневартовский, на которых располагаются почти все известные месторождения региона. Своды разделяются неглубоким и узким Ярсомовским прогибом, а с юга граничат с Юганской впадиной. Нижневартовский свод с востока отделяется от Александровского (расположенного уже в Васюганской нефтегазоносной области) Колтогорским мегапрогибом.

Сургутский свод представляет собой удлиненную структуру размерами 325×125 км, ориентированную почти в меридиональном направлении. Амплитуда свода по отношению к депрессионным участкам 350 м.

Нижневартовский свод в плане изометричен. Его размеры 230×200 км, амплитуда 300—450 м. Оба свода осложнены валами, состоящими из серии многочисленных локальных складок, к которым и приурочены все известные нефтяные месторождения области.

Локальные складки, как правило, асимметричны, углы падения пород на крыльях не превышают 2°, амплитуды 50—150 м, редко 300 м и более.

В геологическом строении Среднеобской нефтегазоносной области участвуют главным образом отложения мезозоя, залегающие на палеозойском кристаллическом фундаменте. В основании осадочного чехла находятся породы тюменской свиты (нижняя + средняя юра), развитой повсеместно и достигающей мощности 200—300 м. Она сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Абалакская свита (верхняя юра) имеет ограниченное распространение, ее мощность не превышает 35 м. В пределах Сургутского и Нижневартовского сводов аналогами этой свиты являются васюганская и георгиевская свиты, представленные чередованием песчаников и аргиллитов. Мощность их 50—110 м.

Разрез валанжина и готерива — баррема слагают мегионская и вартовская свиты. В их составе широко распространены хорошо выдержанные пласты и пачки песчаников, разделенных покрышками.

Нефтегазоносность. Залежи нефти в Среднеобской нефтегазоносной области установлены в весьма широком стратиграфическом диапазоне. Здесь нефтеносны породы тюменской, васюганской свит юры, мегионской свиты валанжина, вартовской свиты валанжина и готерива — баррема. Залежи газа известны в отложениях апта — сеномана. Основные запасы нефти связаны с отложениями вартовской и верхов мегионской свит. В их разрезе выделяется более 30 проницаемых песчаных пластов, из которых около 20 имеют доказанную промышленную нефтеносность.

Наиболее продуктивные залежи нефти связаны с пластами, перекрытыми глинистыми пачками мощностью до 40 м. Так, на Сургутском своде основная нефтеносность приурочена к пласту, перекрытому глинистой пачкой мощностью 30—70 м, и к пластам, залегающим под пачкой аргиллитов мощностью до 30—40 м. Значительные скопления нефти заключены в песчаных и песчано-глинистых пластах кровельной части вартовской свиты, перекрытых глинистой толщей алымской свиты аптского возраста. Отметим, что эти пласты крайне не выдержаны, мощность их изменчива и они часто замещаются на коротком расстоянии глинами и алевролитами. В западном направлении разрез вартовской свиты глинизируется, и на Салымском и Среднесалымском куполовидных поднятиях нефтеносными становятся пласты уже нижней части свиты. Глубины залегания нефтеносных пластов на Сургутском своде колеблются в пределах 1900—2800 м.

На месторождениях Нижневартовского свода значительно опесчанены не только основные продуктивные свиты — мегионская и вартовская, но и нижняя часть глинистой алымской свиты.

Характеристика нефти. Нефти месторождений области характеризуются преимущественно средней плотностью (0,854—0,901 г/см³) и являются сернистыми. Содержание серы 0,9—1,9 %, причем наибольшие значения (1,5—1,9 % и даже 2,2 %) отмечаются на месторождениях Сургутского района (Северо-Сургутское, Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Мамонтовское и др.). Все нефти области малопарафинистые (содержание парафина 1,9—5,3 %).

Месторождения нефти и газа. В Среднеобской нефтегазоносной области на начало 1980 г. было открыто 67 месторождений, причем в некоторых из них (Быстринское, Лянторское и Самотлорское) известны скопления свободного газа в газовых шапках над нефтяными залежами. Большинство месторождений Среднеобской нефтегазоносной области располагается в пределах Нижневартовского и Сургутского сводов и характеризуется сходными чертами строения и нефтеносности. Месторождения нефти и газа Среднеобской нефтегазоносной области многозалежные, связаны с пологими платформенными поднятиями, часто осложненными более мелкими брахиантиклинальными складками. Большинство залежей нефти и газа относится к пластовому сводовому типу (Правдинское, Советское и др.). Однако на многих месторождениях в связи с сообщаемостью отдельных песчаных пластов развиты сводовые залежи массивного типа с единым для всех пластов водонефтяным контактом (Усть-Балыкское, Самотлорское и др.). Ввиду значительной фациальной изменчивости коллекторов нижнемеловых отложений встречаются и литологически экранированные залежи нефти (пласт БС₁₀ Усть-Балыкского и Правдинского месторождений и др.).

Самотлорское газонефтяное месторождение (рис. 124) расположено в центральной части Нижневартовского свода и связано

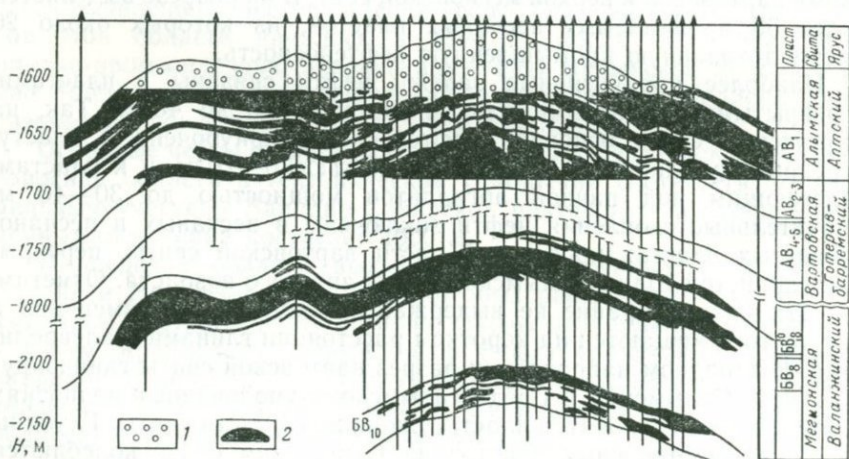


Рис. 124. Геологический разрез продуктивных отложений Самотлорского месторождения (по Ф. К. Салманову): 1 — газ; 2 — нефть

с обширным поднятием округлой формы, осложненным пологими брахиантиклинальными складками — Самотлорской, Белозерной, Мартовской и др. Амплитуда поднятия 90—110 м.

В геологическом строении месторождения принимают участие в основном отложения мезозоя, в разрезе которых выявлены нефтяные залежи. Продуктивны породы готерива — баррема и валанжина, залегающие на глубинах 1700—2200 м. Готерив-барремская продуктивная толща, заключающая основные запасы нефти месторождения, представлена частым чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, характеризующихся неоднородным строением и значительной литологической изменчивостью как по площади, так и по разрезу.

В толще выделяется до пяти отдельных песчаных пластов (АВ₁—АВ₅), из которых наиболее выдержанными являются три пласта. Эти же пласты обладают наилучшими коллекторскими свойствами. Общая мощность готеривско-барремской продуктивной толщи 120—160 м, эффективная 40—100 м. Следует отметить, что все нефтеносные пласты этой толщи гидродинамически связаны между собой и поэтому образуют крупную сводовую залежь массивного типа. Высота ее около 100 м. Все отдельные продуктивные горизонты имеют единый водонефтяной контакт. Особенность залежи — наличие газовой шапки (высотой до 40 м), что на нефтяных месторождениях центральной части Западной Сибири явление редкое. Пластовое давление в залежи 17,0—21,5 МПа.

В разрезе валанжина выделяется ряд песчаных пластов, из которых основными являются пласты БВ₈ и БВ₁₀. Общая мощность пласта БВ₈ 40—50 м, эффективная 17—33 м, пласта БВ₁₀ — соответственно 20—33 и 2—30 м. Залежи нефти этих пластов являются пластовыми сводовыми. Водонефтяной контакт залежей имеет наклонный характер (с запада на восток), что, видимо, связано с линзовидным строением пластов и значительным ухудшением их коллекторских свойств. Пластовое давление в залежах 22 МПа, дебиты нефти 50—200 м³/сут через 8-мм штуцер.

Сходное строение имеет другое месторождение Нижневартовского свода — Советское.

Усть-Балыкское нефтяное месторождение — одно из первых открытых в Западной Сибири. Разрез его слагают юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные отложения общей мощностью 3060—3300 м, залегающие на породах кристаллического фундамента. Месторождение приурочено к вытянутой субмеридиональной складке, осложненной рядом более мелких куполов (рис. 125). Установлено 14 залежей нефти амплитудой 125 м в отложениях валанжина, готерива, баррема и юры, залегающих на глубинах 2920—2996 м. Все продуктивные пласты сложены песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Их эффективная пористость составляет в среднем 18—23 %, проницаемость $(12 \div 200) \cdot 10^{-14}$ м². Залежи нефти отдельных пластов литологически экранированы. Основные на месторождении нефтеносные пласты готерива (БС₁—БС₅) образуют массивную залежь с единым водонефтяным контактом. Это,

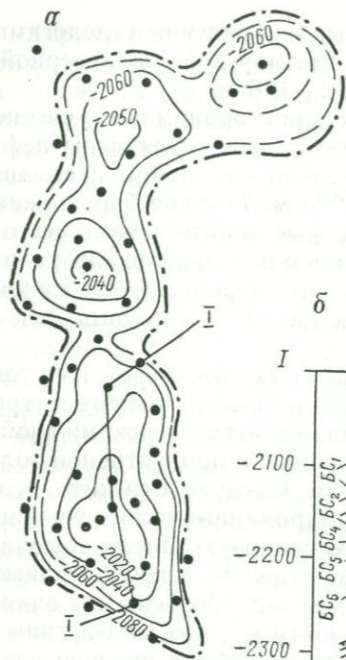
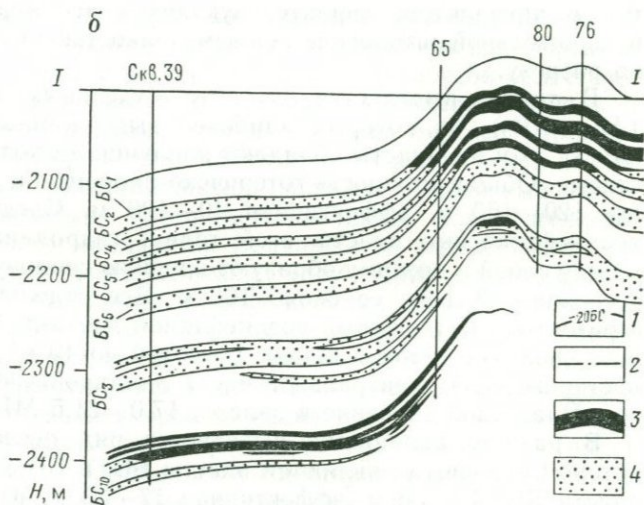


Рис. 125. Усть-Балыкское месторождение:

a — структурная карта по кровле пласта БС₁ Усть-Балыкского месторождения (по данным Главтюменьгеологии); *b* — геологический разрез верхневаланжинско-готеривских отложений.

I — изогипсы в м; 2 — контур нефтеносности; 3 — нефть; 4 — песчаники



видимо, обусловлено сообщаемостью пластов через «литологические окна» (где отсутствуют непроницаемые разделы) и систему трещин разделяющих их аргиллитовых прослоев. Эффективная мощность основного пласта БС₁ достигает 12 м, эффективная пористость 20—25 %, проницаемость до $1 \cdot 10^{-12}$ м². Наибольшие дебиты нефти (200 м³/сут) получены из пластов БС₁—БС₅. Месторождение с 1964 г. находится в разработке.

§ 4. Васюганская газонефтеносная область

Васюганская газонефтеносная область выделяется на востоке центральной части Западно-Сибирской низменности. В административном отношении эта территория в основном соответствует северо-западной части Томской области и частично окраинным землям Новосибирской и Тюменской областей.

Первое месторождение в Васюганской газонефтеносной области открыто в 1962 г., когда был получен фонтан газа на Усть-Сильгинской площади. Впоследствии здесь был выявлен новый газоносный район Западной Сибири, включающий такие газоконденсатнонефтяные месторождения, как Мыльджинское, Лугинецкое, Северо-

Васюганское и др. К востоку и северу от этих месторождений открыт ряд небольших нефтеносных площадей.

Основные черты геологического строения. Васюганская нефтегазоносная область в тектоническом отношении соответствует юго-восточной окраине внутренней части Западно-Сибирской платформы. Кристаллический фундамент, представленный гранитами, гнейсами, яшмами и другими породами позднегерцинского возраста, в результате широкого развития разломов имеет здесь блоковое строение. Его рельеф осложнен поднятиями и впадинами, находящими свое отражение и в осадочном чехле. Основными положительными тектоническими элементами являются Александровский свод, Пыль-Караминский мегавал, Васюганский свод и Пудинское куполовидное поднятие, которые разделены крупными отрицательными структурами. Указанные тектонические элементы Васюганской области осложнены более мелкими структурами и многочисленными локальными складками, являющимися объектами поисково-разведочного бурения.

Основную часть разреза осадочного чехла территории, имеющего мощность 1800—3000 м, составляют мезозойские отложения. Пониженные участки рельефа фундамента часто выполняют породы коры выветривания мощностью до 30 м. К средней юре относятся образования тюменской свиты (песчаники, гравелиты, алевролиты, глины), к верхней юре — породы васюганской (аргиллиты, алевролиты, песчаники) и марьяновской свит (битуминозные аргиллиты). Мощность юры до 450 м.

Валанжинские терригенные отложения (куломизинская и тарская свиты) преимущественно песчаные. Мощность свит соответственно 80—120 и 436—600 м. Готерив — баррем представлен породами вартовской свиты мощностью до 600 м. На севере области это чередование песков и аргиллитов, к югу разрез свиты становится значительно более глинистым. Отложения апта, альба и сеномана обычно выделяются в покурскую свиту мощностью 700—900 м, представленную преимущественно алевролитовыми и глинистыми породами. Туронские отложения выделяются в кузнецовскую свиту.

Нефтегазоносность. Для Васюганской нефтегазоносной области характерен довольно широкий стратиграфический диапазон продуктивности. Здесь известны промышленные скопления нефти и газа в породах коры выветривания фундамента, горизонтах осадочного чехла — породах тюменской (горизонт Ю₂) и васюганской (горизонт Ю₁) свит. Однако вышележащие верхнеюрско-неокомские комплексы не представляют собой надежной крыши, что обуславливает появление залежей углеводородов в отложениях валанжина (Мыльджинское и Северное месторождения). Глинизация готеривско-барремских образований ограничивает для большей части Васюганской области этаж нефтегазоносности валанжинским ярусом. Лишь на отдельных месторождениях (Верхнесалатское, Соболиное) имеются залежи нефти в барремских отложениях. В то же время ухудшением качества альбской крыши можно объяснить наличие нефтегазопроявлений и отдельных небольших залежей

в сеномане и даже в туроне северной части области (Охтеурьевское месторождение). Основные продуктивные горизонты Васюганской области приурочены к средней и верхней юре ($Ю_1$ и $Ю_2$), они нефтегазоносны на всех открытых месторождениях.

Характеристика газа и нефти. Газы месторождений Васюганской области в отличие от других газовых месторождений Западной Сибири характеризуются значительными концентрациями гомологов метана (8—12 %) и высокими газоконденсатными факторами. Так, содержание конденсата составляет 87—249 см³/м³ (Мыльджинское, Усть-Сильгинское месторождения). В газах содержится 78—88 % метана, 0,3—0,9 % углекислоты, сероводород отсутствует. Нефти области плотностью 0,832—0,875 г/см³ малосернистые (0,3—0,6 %) и малопарафинистые (1,2—4 %).

Месторождения нефти и газа Васюганской области приурочены к пологим ненарушенным брахиантиклиналям. В их пределах известны залежи нефти и газа разных типов. Залежи, связанные с проницаемыми горизонтами юрских пород ($Ю_1$ и $Ю_2$), по условиям залегания похожи на залежи Приуральской нефтегазоносной области, являясь литолого-стратиграфически экранированными, а в случае сообщаемости между собой массивно-пластовыми. Не выдержанные по площади песчаники валанжина обуславливают развитие пластовых, литологически экранированных залежей. Так, на Мыльджинском месторождении глинизация продуктивного горизонта $БВ_{10}$ ограничивает распространение газовой залежи восточным крылом структуры. На Соболином, Северо-Васюганском и других месторождениях комплексы проницаемых песчаников валанжина (пласты $БВ_1$ — $БВ_6$) недостаточно изолированы друг от друга. Поэтому здесь нефтеносные пласты образуют массивно-пластовую залежь с единым водонефтяным контактом.

Четкой дифференциации нефтеносных и газоносных земель не наблюдается. В большинстве газовых залежей обнаружены непромышленные нефтепроявления или даже нефтяные оторочки. Все нефтяные месторождения невелики по запасам. Газоконденсатные месторождения более значительны. Наиболее характерными месторождениями области являются Мыльджинское, Лугинское и Вахское.

Мыльджинское газоконденсатное месторождение, открытое в 1964 г., приурочено к пологой антиклинальной складке северо-восточного простирания, расположенной в центральной части Мыльджинского вала. Размеры ее по подошве тюменской свиты 40×15 км, амплитуда 120 м. Складка осложнена значительным числом структурных выступов и заливов. В строении месторождения участвуют отложения мезозоя — кайнозоя, залегающие на дислоцированном палеозойском фундаменте. Общая мощность осадочного чехла 2500—2700 м.

На Мыльджинском месторождении в отличие от других месторождений района установлен значительный стратиграфический интервал газоносности (рис. 126). Залежи газа пластово-сводовые и пластовые, литологически ограниченные установлены в горизон-

тах Ю₁ и Ю₂ (тюменская и васюганская свиты верхней юры), БВ₁₂, БВ₁₆ и БВ₁₀ (куломзинская свита валанжина). Они выявлены в интервале глубин 2090—2434 м. Коллекторами являются пласты песчаников и алевролитов. Дебиты газа 110 тыс.—407 тыс. м³/сут. Содержание конденсата 87—127 см³/м³.

Лугинецкое газоконденсатнонефтяное месторождение представляет собой изометричную антиклинальную раскладку размерами 30×24 км, амплитудой 160 м. Продуктивные горизонты Ю₁ и Ю₂ (верхняя юра) залегают на глубинах 2270—2340 м. Залежи пластовые с литологическим ограничением. Резервуар выражен переслаиванием мелкозернистых песчаников и аргиллитов. Покрышкой служат глинистые породы мощностью до 200 м. Залежи газоконденсатные, с нефтяной оторочкой. Пластовое давление основной залежи Ю₁ 22,8 МПа. Дебиты газа через шайбу 15,5 мм равны 19,5—420 тыс. м³/сут.

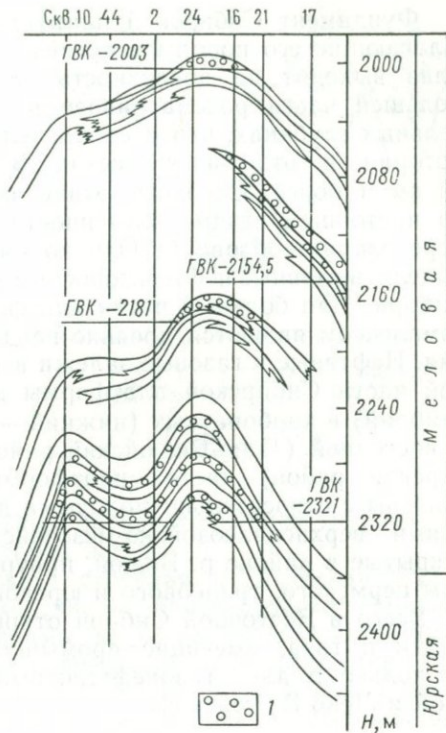


Рис. 126. Геологический разрез Мыльджинского месторождения (по данным Главтюменгеологии):
1 — газ

Глава XII.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Месторождения нефти и газа в Восточной Сибири открыты в пределах Сибирской платформы, которая занимает обширную территорию площадью около 4 млн. км² в междуречье Енисея и Лены. До настоящего времени Сибирская платформа является одной из наименее геологически изученных территорий нашей страны. Сложные географические условия ведения работ, развитие мощной толщи зоны вечной мерзлоты, пластовых и секущих трапповых тел и соленосных толщ в осадочном чехле значительно усложняют ведение геолого-геофизических исследований и правильную интерпретацию полученных материалов.

Фундамент Сибирской платформы имеет дорифейский возраст. Слагающие его породы в пределах Анабарской и Алданской антеклиз выходят на поверхность или залегают вблизи нее, но на большей части рассматриваемой территории залегают на значительных глубинах, что предопределяет мощность осадочного чехла, которая в отдельных частях Вилюйской синеклизы достигает 12 км и более. Основные этапы формирования осадочного чехла на настоящей стадии изученности не могут быть в необходимой мере охарактеризованы. Однако имеющиеся материалы позволяют выделить главные нефтегазоносные комплексы в пределах Восточной Сибири. Для большей части платформы главным нефтегазоносным комплексом являются древние вендско-нижнепалеозойские отложения. Нефтяные и газовые залежи в этом комплексе выявлены в южной части Сибирской платформы в терригенных (венд — нижний кембрий) и карбонатных (нижний — средний кембрий) отложениях. В восточной (Лено-Вилюйский район) и северной (Енисейско-Анабарский район) частях платформы нефтегазоносные комплексы связаны с относительно молодыми для древней платформы отложениями верхнепалеозойско-мезозойского возраста. Залежи газа, открытые в районе р. Вилюй, приурочены к терригенным коллекторам пермского, триасового и юрского возраста.

Всего в Восточной Сибири открыто 19 месторождений. Залежи нефти и газа, имеющие промышленное значение, выявлены пока только в двух газонефтеносных областях — Непско-Ботуобинской и Лено-Вилюйской.

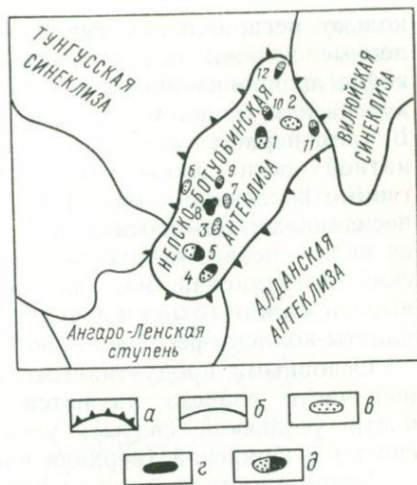
§ 1. Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область

Общее число месторождений	12
газонефтеконденсатных	3
нефтегазовых	3
газовых и газоконденсатных	6

Рассматриваемая территория занимает южную часть Сибирской платформы в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, а в административном отношении располагается в Иркутской области и на юго-западе Якутской АССР (рис. 127). Геологоразведочные работы на нефть и газ в этих районах начаты еще в 1939 г., первое промышленное месторождение территории — Марковское — выявлено в 1962 г. Открытие его имело принципиальное значение, так как благодаря ему впервые в нашей стране была доказана промышленная газонефтеносность наиболее древних отложений осадочного чехла — нижнекембрийских. Оценка перспектив нефтегазоносности региона затрудняется исключительной сложностью геологического строения этой территории, связанной с несоответствием структурных планов надсолевого и подсолевого комплексов, широким развитием дизъюнктивных нарушений, разбивающих поднятия на сложную систему блоков, невыдержанностью в пространстве про-

Рис. 127. Обзорная карта месторождений нефти и газа Непско-Ботуобинской нефтегазоносности области:

а — границы нефтегазоносной области; *б* — границы основных тектонических элементов; месторождения: *в* — газовые, *г* — нефтяные, *д* — газонефтяные
 Месторождения: 1 — Среднеботуобинское, 2 — Верхневеличюанское, 3 — Ярактинское, 4 — Марковское, 5 — Потаповское, 6 — Даниловское, 7 — Верхнечонское, 8 — Аянское, 9 — Хотого-Мурбайское, 10 — Тасюрьяхское, 11 — Вилюйско-Джербинское, 12 — Иреляхское



дуктивных горизонтов, значительным распространением труднопроектируемых трещинных коллекторов и т. д.

Основные черты геологического строения. В строении территории принимают участие архейские и протерозойские породы, составляющие фундамент платформы, верхнепротерозойские и нижнепалеозойские (венд, кембрий, ордовик, силур) отложения, слагающие основную часть разреза осадочного чехла. Верхнепалеозойские и мезозойские отложения развиты не повсеместно. Общая мощность осадочного чехла в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизис составляет 1,5—2 км, а в наиболее погруженных участках, обрамляющих антеклизис, по геофизическим данным, достигает 7—8 км. Наиболее развиты в разрезе отложения венда — нижнего кембрия, сложенные мощной толщей карбонатных и гидрорхимических осадков. Это доломиты, известняки, каменная соль, гипс, ангидриты. Лишь нижняя подсвита мотской свиты представлена терригенными породами — песчаниками с прослоями алевролитов и доломитов.

Южная часть Непско-Ботуобинской антеклизис характеризуется несоответствием структурных планов различных частей разреза, связанных с наличием мощной соленосной толщи усольской свиты. Подсолевые отложения образуют крупные валообразные поднятия — Марковское, Криволукское, Усть-Кутское и др. Подсолевые образования представляют собой моноклинали, осложненную рядом погребенных сводов (Непский и др.), с которыми связываются перспективы газоносности Приленского района Иркутской области.

В центральной и северо-восточной частях антеклизис мощность эвапоритовых отложений сокращается. В осадочном чехле выявлено значительное число локальных и тектонически ограниченных структур, перспективных в нефтегазоносном отношении.

Нефтегазоносность. Нефтегазоносность области связана с отложениями венда — нижнего кембрия. В их разрезе выделяется нес-

колько региональных свит (толщ), которые содержат промышленные залежи нефти и газа или характеризуются обильными нефтегазопроявлениями при бурении скважин: верхневилючанская, курсовская, нижнемотская, усольская, бельская, ангарская и др. В трех первых свитах, залегающих в нижней терригенно-карбонатной части осадочного чехла, продуктивны гранулярные терригенные коллекторы, представленные кварцевыми и полимиктовыми песчаниками. Здесь основными продуктивными горизонтами являются вилючанский, талахский, хамакинский, харыстанский, ботуобинский, ярактинский, марковский, парфеновский, верхнетирский. Вся вышележащая толща пород нижнего кембрия содержит карбонатные пласты-коллекторы трещинного и трещинно-кавернозного типов.

Основными продуктивными горизонтами в карбонатно-галогенной части разреза являются осинский (залегающий в нижней части усольской свиты), усть-кутский (верхняя часть мотской свиты) и юряхский (верхняя часть иктэховской свиты).

Характеристика газа, конденсата и нефти. Свободные газы месторождений Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области состоят в основном из метана (77—88 %) и характеризуются повышенным содержанием тяжелых углеводородов (6—15 %). Количество азота в отдельных залежах достигает 8—12 %, углекислоты — 0,6 %. В газах южной части нефтегазоносной области (Марковское месторождение) выход сырого конденсата достигает $560 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Конденсат состоит в основном из нафтеновых углеводородов (73—90 %) и характеризуется относительно высокой плотностью ($0,736 \text{ г/см}^3$). В центральной и северо-восточной частях области содержание его сокращается. Выход сырого конденсата не превышает $50—70 \text{ см}^3/\text{м}^3$. В составе конденсата преобладают метановые углеводороды (70—80 %), плотность его $0,68—0,70 \text{ г/см}^3$. Соответствующие закономерности наблюдаются в изменении свойств нефтей. На Марковском месторождении нефть легкая ($0,811 \text{ г/см}^3$), содержит 0,1 % серы и 0,9 % парафина. На Среднеботуобинском месторождении плотность нефти $0,86—0,90 \text{ г/см}^3$, содержание серы 0,8—1,2 %, парафина — до 1,6 %.

Месторождения нефти и газа. На территории Непско-Ботуобинской области месторождения нефти и газа связаны со сложно построенными структурами, а также с неантиклинальными ловушками. Наиболее типичными месторождениями являются Марковское, Ярактинское, Среднеботуобинское и Верхневилючанское.

Марковское газонефтеконденсатное месторождение отличается исключительно сложным геологическим строением, обусловленным несоответствием структурных планов по различным частям разреза. Протерозойский фундамент вскрывается скважинами на глубинах 2700—3000 м. Характерной особенностью месторождения является наличие в его разрезе мощных пластов каменной соли усольской свиты нижнего кембрия, которые в результате интенсивных пластических деформаций привели к формированию самостоятельного структурного плана по вышележащим отложениям среднего и верхнего кембрия и ордовика.

По надсолевым отложениям картируется крупное валообразное поднятие, состоящее из серии небольших брахиантиклинальных складок. В этой части разреза отмечены дизъюнктивные нарушения амплитудой до 800 м, разбивающие поднятие на отдельные блоки. Подсолевые образования нижнего кембрия (осинский горизонт усольской свиты и мотская свита) образуют моноκлиналь с рядом структурных осложнений, наклоненную к востоку (рис. 128). В отложениях мотской свиты открыты газоконденсатные залежи, в осинском горизонте усольской свиты — нефтяная залежь.

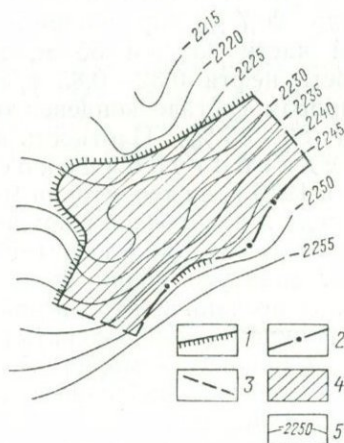


Рис. 128. Марковское месторождение. Структурная карта по кровле нефтеносного горизонта: 1 — границы литологического замещения коллекторов; 2 — контур газоносности; 3 — условные границы разведанной части залежи; 4 — газоконденсатная залежь; 5 — изогипсы в м

В разрезе мотской свиты газоносны три горизонта песчаников (марковский, парфеновский и безымянный). Основные запасы газа связаны с парфеновским горизонтом (глубина 2550 м), представленным кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Общая мощность горизонта изменяется от 2,5 до 17 м.

Залежь горизонта литологического типа по форме близка к шнурковым (подобно майкопским на Северном Кавказе). Пластовое давление в залежи 26,8 МПа, пластовая температура 34 °С. Притоки газа из скважин изменялись в широких пределах. Максимальные их дебиты достигали 240 тыс. м³/сут. Газоконденсатная залежь отличается исключительно высоким содержанием конденсата (до 560 см³/м³).

Залежи газа марковского и безымянного горизонтов имеют локальное распространение.

Осинский горизонт, представленный кавернозными доломитами и известняками, залегает на глубинах 2130—2350 м. Испытание Марковской опорной скважины, открывшей нефтяную залежь горизонта, установило высокую продуктивность залежи: дебит нефти составил 1000 т/сут, газа — 500 тыс. м³/сут. Однако бурение последующих скважин показало, что притоки нефти крайне нестабильны по площади. При этом наибольшие из них получены из скважин, расположенных вблизи разлома, осложняющего сводовую часть

структуры, что обусловлено, видимо, большой степенью трещиноватости продуктивного горизонта в пределах зоны нарушения.

Я р а к т и н с к о е нефтегазоконденсатное месторождение открыто в пределах юго-западного погружения Непского свода в районе моноклиналиного залегания пород. Основная залежь связана с ловушкой неантиклинального типа и приурочена к базальным песчаникам ярактинского горизонта, залегающим на кристаллическом фундаменте (глубина 2600—2700 м) и выклинивающимся в северо-восточном направлении. Мощность ярактинской пачки достигает 40 м. Пористость песчаников изменяется в широких пределах — от 2 до 20,7 %, проницаемость $(0,1 \div 4056) \cdot 10^{-15}$ м. Высота газовой части залежи 55 м, высота нефтяной оторочки 26 м. Плотность нефти 0,82—0,85 г/см³. Содержание серы до 0,17 %. В групповом составе конденсатов преобладают метановые углеводороды (80—85 %). Плотность конденсата 0,67—0,71 г/см³.

С р е д н е б о т у б и н с к о е газонефтяное месторождение выявлено в 1970 г. на территории Якутской АССР в пределах Мирнинского свода и приурочено к крупной брахиантиклинали (70×30 км), осложненной малоамплитудными (до 20 м) тектоническими нарушениями. Амплитуда поднятия 50—60 м (рис. 129). Промышленно газоносны песчаники курсовской свиты венда (стратиграфический аналог нижнемотской подсвиты) и карбонатные породы осинского горизонта нижнего кембрия. Отдельные притоки газа и многочисленные нефтегазопроявления отмечены в более широком стратиграфическом диапазоне.

Основная газонефтяная залежь связана с песчаниками ботубинского продуктивного горизонта. Залежь пластового сводового типа с элементами тектонического экранирования. Высота ее газовой

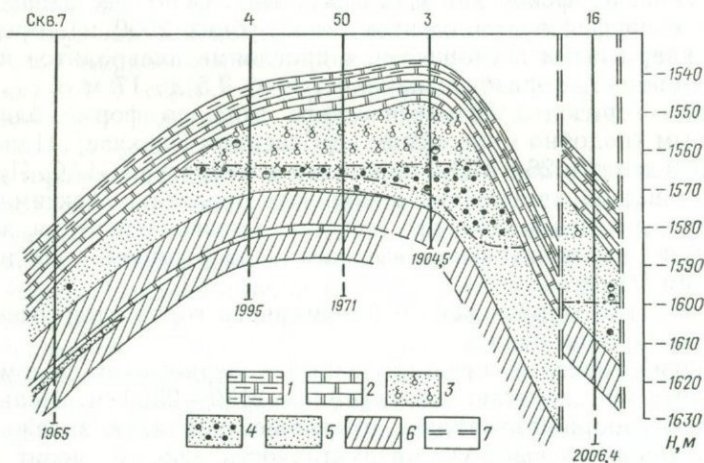


Рис. 129. Геологический разрез Среднеботубинского месторождения:
1 — доломиты глинистые; 2 — доломиты; 3 — песчаники газонасыщенные; 4 — песчаники нефтенасыщенные; 5 — песчаники водонасыщенные; 6 — аргиллиты; 7 — дизъюнктивные нарушения

части около 20 м, высота нефтяной оторочки изменяется от 2 до 24 м.

Максимальная мощность ботубинского горизонта (до 30 м) отмечена в южной части структуры, где он сложен монолитной пачкой песчаников. Открытая пористость коллекторов в среднем равна 13—14 %. Проницаемость высокая (до $15 \cdot 10^{-13}$ м²). Рабочие дебиты газовых скважин изменяются от 108 до 715 тыс. м³/сут. Характерно аномально низкое пластовое давление — 14,6 МПа при глубине залегания продуктивного горизонта около 1900 м.

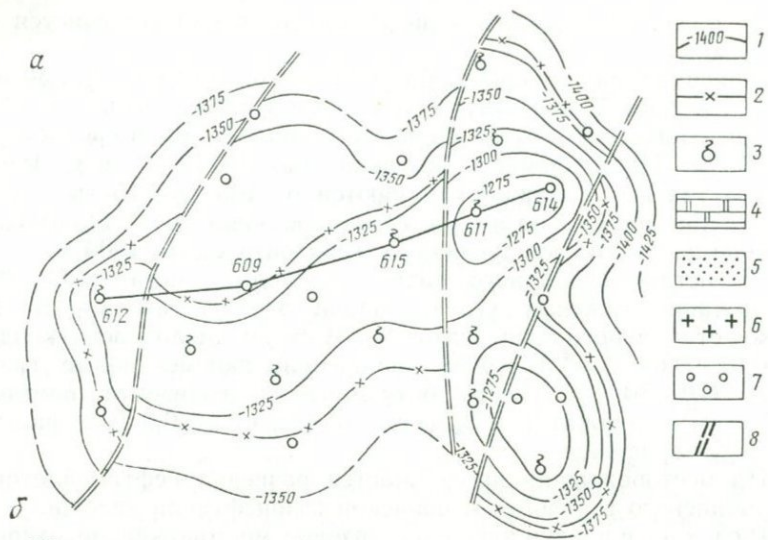
В составе свободного газа преобладает метан (85—88 %). Содержание тяжелых углеводородов 5—7 %, азота — до 10 %. Выход стабильного конденсата 28—31 см³/м³. Плотность конденсата 0,67—0,69 г/см³. В его составе преобладают метановые углеводороды (70—80 %). Нефть ботубинского горизонта плотностью 0,87 г/см³ содержит 1,01 % серы, 13,8 % смол, 0,9 % асфальтенов и 1,6 % парафинов.

На месторождении продолжается разведка нефтяной оторочки ботубинского горизонта и осинской газонефтяной залежи.

Верхневилучанское газовое месторождение открыто в 1975 г. в пределах восточного погружения Непско-Ботубинской антеклизы и приурочено к крупному одноименному поднятию (60×40 км) амплитудой около 250 м (рис. 130). Осадочный разрез сложен вендско-кембрийскими терригенными и карбонатно-галогенными образованиями общей мощностью свыше 2500 м. Промышленно газоносными являются вилучанский и харьстанский горизонты песчаников венда, а также карбонатные породы юрхского горизонта нижнего кембрия. Нефтегазопроявления и отдельные притоки газа отмечены в широком стратиграфическом диапазоне, что, по-видимому, связано со значительной тектонической нарушенностью структуры.

Залежь вилучанского горизонта выявлена в восточной части поднятия. Она относится к пластовому тектонически экранированному типу. Мощность горизонта 50—60 м. В западной части структуры он выклинивается. Открытая пористость песчаников изменяется в широких пределах — от 5 до 17 %, проницаемость от незначительной до $20 \cdot 10^{-14}$ м². Пластовое давление равно 18 МПа при глубине залежи около 2500 м.

Залежи харьстанского горизонта приурочены к не выдержанным в пространстве пластам песчаников, залегающих в средней части харьстанской свиты. Максимальная мощность песчаников 9 м. Залежи относятся к литологически ограниченному типу с элементами тектонического экранирования. Пластовое давление в харьстанском горизонте составляет 18,3—19,0 МПа при глубине залегания залежей около 2200 м. Юрхский продуктивный горизонт сложен двумя выдержанными в пространстве пластами доломитов. Открытая пористость пород изменяется от первых единиц до 20 %. Мощность горизонта 40—50 м. Залежи пластовые сводовые, с элементами тектонического экранирования. Имеются небольшие оторочки нефти непромышленного значения. Пластовое давление в юрхском



ЮЗ СВ
Скв 603 609 615 614

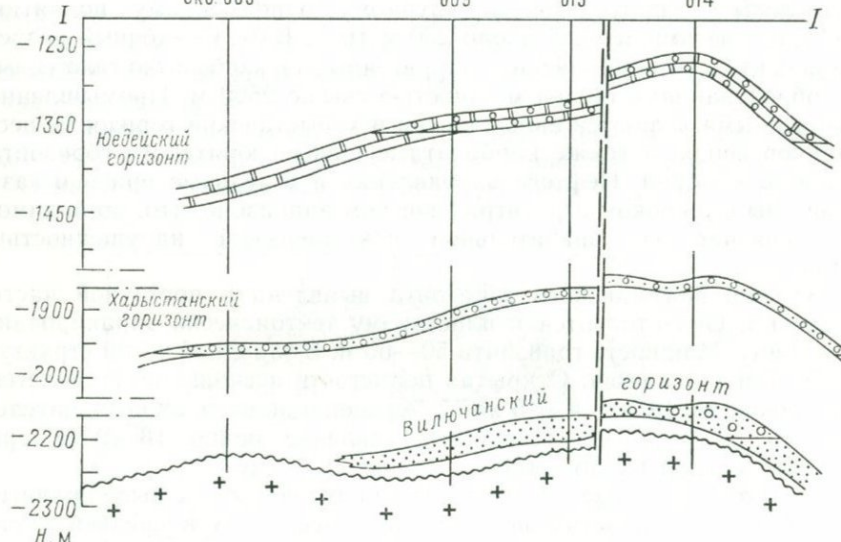


Рис. 130. Верхневильючанское месторождение (по В. А. Бакину):
 а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-І; б — геологический разрез продуктивных горизонтов.
 І — изогипсы кровли продуктивного горизонта в м; 2 — внешний контур газоносности; 3 — скважины, давшие газ; 4 — доломиты; 5 — песчаники; 6 — породы фундамента; 7 — газонасыщенные пласты; 8 — разрывные нарушения

горизонте близко к нормальному (16,4—16,5 МПа) при глубине залегания залежей 1600—1700 м.

Рабочие дебиты скважин на Верхневильючанском месторождении обычно изменяются в пределах 100—400 тыс. м³/сут. Все залежи

характеризуются близким составом газа. Содержание метана 85—86 %, азота 6,7—7,3 %, выход стабильного конденсата (плотность конденсата 0,67—0,69 г/см³) 29—40 см³/м³.

§ 2. Лено-Вилюйская газоносная область

Общее число газовых и газоконденсатных месторождений	7
Год открытия первого месторождения	1956
Начало добычи газа	1967 г.

Лено-Вилюйская газоносная область в административном отношении расположена в центральной части Якутской АССР. Первые промышленные притоки газа на этой территории были получены в 1956 г. на Усть-Вилюйской площади. Промышленное освоение газовых ресурсов началось в 1967 г.

Основные черты геологического строения. В тектоническом отношении Лено-Вилюйская газоносная область занимает большую часть территории Вилюйской синеклизы и Приверхоянского прогиба (рис. 131). В строении осадочного чехла принимает участие мощный комплекс отложений от верхнепротерозойских до современных. Изученный бурением разрез в основном представлен терригенными породами перми и мезозоя различного состава (песчаники, алевролиты, аргиллиты, конгломераты). Характерной чертой разреза является подчиненное развитие глинистых экранирующих толщ, широкое распространение пластов углей в отложениях верхней перми, верхней юры и нижнего мела. В наиболее погруженной части синеклизы мощные осадочного чехла достигает 10—12 км. В пределах Вилюйской синеклизы по отложениям мезозоя выделяется несколько впадин (Линденская, Тангнаринская и др.) и сопряженных с ними валов. Наиболее крупный Хапчагайский вал (200×50 км) протягивается в субширотном направлении вдоль правого берега р. Вилюй. В пределах вала закартированы в мезозойских и верхнепалеозойских (верхнепермских) отложениях шесть локальных поднятий, разделенных седловинами. Размеры поднятий изменяются от 12×18



Рис. 131. Обзорная карта газовых месторождений Лено-Вилюйской газоносной области:

а — границы основных тектонических элементов; б — месторождения газа.
 Месторождения: 1 — Усть-Вилюйское, 2 — Средневилюйское, 3 — Нижневилюйское, 4 — Толонское, 5 — Мастахское, 6 — Соболюх-Неджелинское, 7 — Бадаранское, 8 — Среднетюнское

до 22×30 км, амплитуда от первых десятков до 450 м. С крупными поднятиями вала связаны основные из известных месторождений газоконденсата (Средневилюйское, Толонское, Мастахское, Соболюх-Неджелинское).

В северо-западной части синеклизы прослеживается Логлорский вал, на одной из структур которого выявлено Среднетюнгское газоконденсатное месторождение.

Кроме этого, в пределах нефтегазоносной области перспективы нефтегазоносности связываются с региональными зонами выклинивания продуктивных комплексов перми и нижнего триаса на бортах синеклизы, а также со структурами в более глубоких горизонтах среднего и нижнего палеозоя.

Газоносность. Основная промышленная газоносность Лено-Вилюйской области связана с тремя продуктивными комплексами: верхнепермским, нижнетриасовым и нижнеюрским (табл. 22). В про-

ТАБЛИЦА 22

Распределение залежей газа и газоконденсата по разрезу месторождений Лено-Вилюйской газоносной области

Месторождения	Нижняя юра		Нижний триас		Верхняя пермь
	средний лейас	нижний лейас	мономская свита	таганджинская свита	
Усть-Вилюйское	Г	Г	Г		
Средневилюйское	Г		Г	Г	Г
Толон-Мастахское	Г		Г	Г	Г
Соболюх-Неджелинское				Г	Г
Бадаранское			Г	Г	
Среднетюнгское				Г	Г
Нижневилюйское	Г		Г		

дуктивным разрезе выделяется до 20 газоносных горизонтов. Общая мощность продуктивной толщи, изученной бурением, достигает 2000 м, однако, согласно прогнозной оценке, стратиграфический диапазон газонефтеносности разреза еще шире.

Большая часть разведанных запасов газа выявлена в отложениях таганджинской свиты нижнего триаса, отличающихся высокой продуктивностью. Дебиты газа достигали 1950 тыс. м³/сут на 31-мм штуцере.

Нефтяных залежей промышленного значения в регионе пока не установлено, хотя нефтепроявления развиты достаточно широко.

Характеристика газа и конденсата. Газы месторождений региона состоят в основном из метана (84,8—98,5 %), из углеводородных компонентов в них присутствуют азот (0,7—8,2 %) и углекислота (0,1—2,9 %). Конденсаты имеют плотность от 0,733 до 0,809 г/см³ и состоят преимущественно из нафтенново-ароматических углеводородов.

Месторождения газа. Известные на территории Лено-Вилюйской газоносной области месторождения связаны с пологими бра-

хантиклинальными структурами, часто асимметричного строения. В промышленной эксплуатации находится Усть-Вилюйское и Толон-Мастахское месторождения. Подготовлены к разработке Средневилюйское, Соболах-Неджелинское и Среднетюнговое месторождения.

Средневилюйское газоконденсатное месторождение, открытое в 1963 г., связано с одной из брахантиклинальных структур западной части Хапчагайского вала (рис. 132). В ее строении участвуют пермские, триасовые, юрские и меловые отложения,

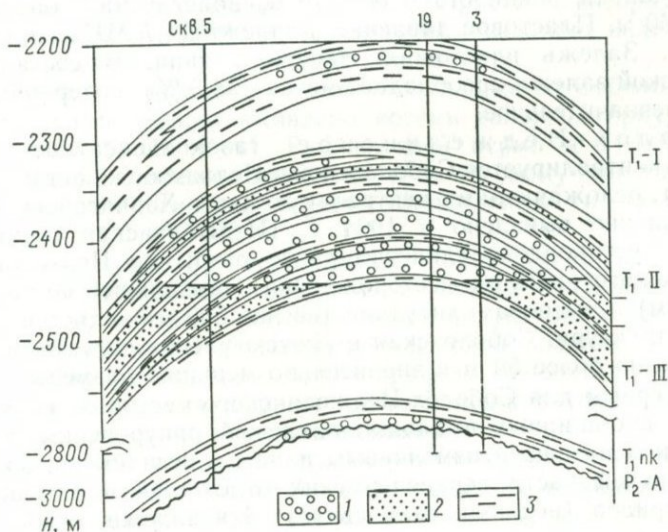


Рис. 132. Геологический разрез Средневилюйского месторождения:
1 — газ; 2 — песчаные пласты; 3 — глинистые пласты

вскрытые бурением на глубину до 4500 м. Размеры структуры 30×18 км, амплитуда около 300 м. Газоконденсатные залежи месторождения связаны с горизонтами верхней перми, нижнего триаса и нижней юры.

Нижняя газоконденсатная залежь верхнепермских отложений (горизонт (P_2-Ia)) связана с пластом песчаников невыдержанной мощности (0—14 м), залегающих на глубине 2900—3150 м. Пластовое давление в залежи 36,1 МПа выше нормального гидростатического на 6 МПа. Дебиты газа до 135 тыс. $m^3/сут.$ Залежь пластового литологически ограниченного типа.

Основная газоконденсатная залежь связана с мощным горизонтом песчаников таганджинской свиты (T_1-III), залегающим на глубине 2500—2600 м. Общая мощность горизонта 64—87 м. Средняя открытая пористость коллекторов 21 %, проницаемость $217 \times 10^{-15} m^2$. Залежь газа пластовая сводовая. Высота ее 90 м. Пластовое давление 25,5 МПа, пластовая температура 53 °С. Дебиты газа достигают 1,5 млн. $m^3/сут.$ Выход стабильного конденсата 83 cm^3/m^3 . Плотность конденсата 0,751 $г/см^3$.

Другие газоносные горизонты нижнего триаса (T_1-II и T_1-I) выявлены в разрезе мономской свиты на глубинах 2300—2600 м. Для них характерно замещение продуктивных песчаников глинами в направлении к своду поднятия, что определяет колебание дебитов по скважинам и различные отметки газоводяного контакта. Указанные залежи являются пластовыми, литологически экранированными.

Верхняя нижнеюрская залежь (горизонт J_1-I_6) связана с пластом песчаника мощностью 10—15 м, залегающим на глубине 1430—1460 м. Пластовое давление в залежи 14,7 МПа, температура 30 °С. Залежь пластового сводового типа. В составе газа нижнеюрской залежи преобладает метан (98,5 %), содержание конденсата незначительное.

Соболох-Неджелиинское газоконденсатное месторождение контролируется Соболохской и Неджелинской структурами (рис. 133), осложняющими центральную часть Хапчагайского вала. Месторождение выявлено в 1964 г. (Неджелинская структура). В 1975 г. установлено единство ранее открытых Неджелинского и Соболохского (1972 г.) месторождений. Наибольшей по размерам (34×14 км) и высокоамплитудной (свыше 500 м) является Неджелинская структура. Соболохская и Люксюгунская структуры имеют амплитуды не более 50 м и значительно меньшие размеры.

Характерным для Соболох-Неджелиинского месторождения является наличие обширных по площади залежей, приуроченных к мало-мощным литологически изменчивым пластам песчаников, залегающих в верхней части верхнепермских отложений и в основании нижнего триаса (неджелинская свита). Эти залежи, относящиеся

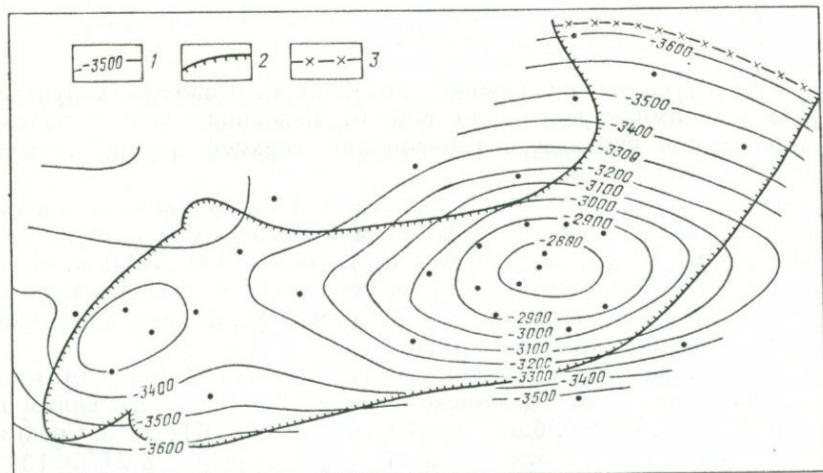


Рис. 133. Соболох-Неджелиинское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта T_1 (по Я. И. Курриянову):

1 — изогипсы кровли горизонта в м; 2 — граница выклинивания коллекторов; 3 — контур газоносности

к пермо-триасовому продуктивному комплексу, контролируются общей структурой Хапчагайского вала и литологическим фактором. Высота отдельных залежей превышает 800 м (пласт Т₁-IV б). Эффективная мощность пластов только на отдельных участках месторождения превышает 5—10 м. Пластовые давления в залежах пермо-триасового комплекса на 8—10 МПа превышают нормальные гидростатические. Пористость песчаников колеблется в пределах 13—16 %. На отдельных участках установлены коллекторы смешанного порово-трещинного типа, пористость которых изменяется в пределах 6—13 %. Рабочие дебиты скважин колеблются в широких пределах — от 2 до 1002 тыс. м³/сут.

В пермо-триасовом продуктивном комплексе на Соболах-Неджелинском месторождении выявлено восемь залежей, приуроченных к горизонтам Р₂-III, Р₂-II, Р₂-I верхней перми и Т₁-IVб неджелинской свиты. Залежи относятся к пластовому сводовому или пластовому литологически ограниченному типам и залегают на глубинах от 2900 до 3800 м.

Выше в разрезе нижнего триаса (горизонты Т₁-IVа, Т₁-X) и нижней юры (горизонты J₁-II, J₁-I) выявлены небольшие по площади залежи, которые контролируются структурами третьего порядка (Соболахской, Неджелинской) и осложняющими их небольшими ловушками. Эти залежи, как правило, относятся к сводовому массивному (водоплавающему) типу. Залежь в горизонте Т₁-IVа пластовая, литологически экранированная.

Состав газов и конденсатов характерен для всех месторождений Хапчагайского вала. В газах пермских и нижнетриасовых залежей содержание метана достигает 91—93 %, азота 0,8—1,17 %, углекислоты 0,3—0,7 %. Выход стабильного конденсата 72—84 см³/м³. В составе газов нижнеюрских залежей преобладает метан (94,5—96,8 %). Выход стабильного конденсата значительно ниже, чем в газах пермских и нижнетриасовых залежей — до 15 см³/м³. Залежи сопровождаются нефтяными оторочками промышленного значения.

Среднетюнгское газоконденсатное месторождение открыто в 1977 г. Оно приурочено к одноименному поднятию в пределах Лонглорского вала, осложняющего северо-западный борт Вилуйской синеклизы. Размеры структуры 30×4 км, амплитуда свыше 200 м. Скважинами вскрыт разрез четвертичных, меловых, юрских, триасовых, пермских и среднепалеозойских отложений общей мощностью 4750 м. Промышленно газоносны нижнетриасовые (горизонт Т₁) и верхнепермские отложения (горизонты Р₂-А, Р₂-В, Р₂-Г, Р₂-Д).

Основной продуктивный горизонт Т₁ залегают на глубине 2550—2800 м и представлен песчаниками и алевролитами таганджинской свиты. Общая мощность горизонта 80—120 м. Он разделен маломощными глинисто-алевролитовыми пачками на три пласта (Т₁-А, Т₁-Б и Т₁-В), с которыми связаны газоконденсатные залежи пластового сводового типа (рис. 134). Пористость песчаников изменяется от 15 до 27 %, рабочие дебиты скважин от

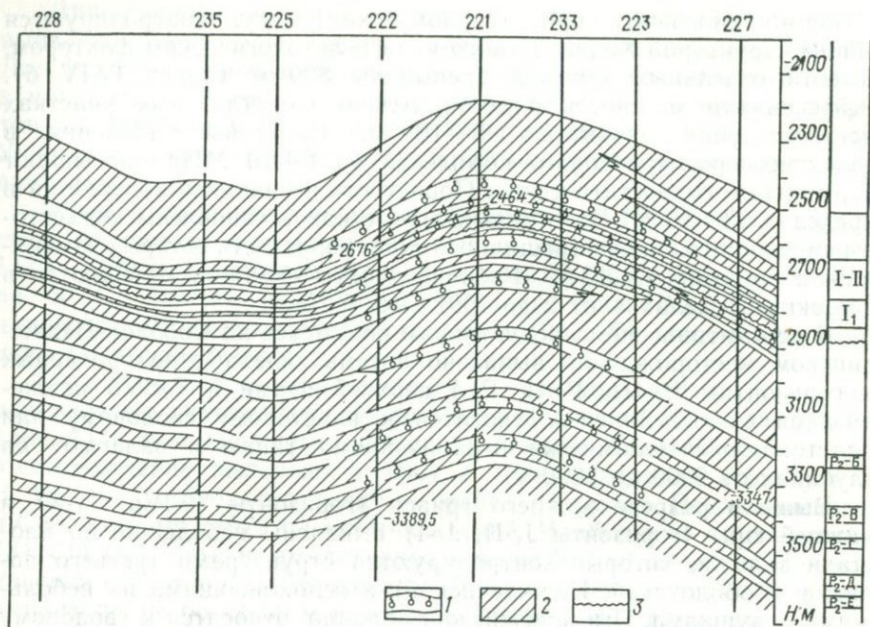


Рис. 134. Геологический разрез Среднетюнского месторождения:
 1 — газонасыщенные пласты; 2 — непроницаемые покровы; 3 — поверхность стратиграфического несогласия

450 до 650 тыс. м³/сут. Пластовое давление 27,6 МПа, температура 56 °С. В составе газа преобладает метан (91 %). Содержание азота 1,1 %, углекислоты 0,3 %. Выход стабильного конденсата 76 см³/м³, плотность конденсата 0,74 г/см³. Залежи газоконденсата в пермских отложениях приурочены к литологически не выдержанным пластам песчаников. Всего открыто шесть залежей на глубинах от 2870 до 3450 м. В отличие от месторождений Хапчагайского вала пермские залежи Среднетюнского месторождения характеризуются пластовыми давлениями, близкими к нормальным гидростатическим. Коллекторские свойства песчаников перми изменчивы: пористость колеблется в пределах 13—18 %, проницаемость от незначительной до 15·10⁻¹⁴ м². Рабочие дебиты скважин изменяются в пределах 50—300 тыс. м³/сут. Залежи, как правило, относятся к пластовому сводовому типу (с элементами литологического ограничения). Разведка их не закончена.

Общее число месторождений	58
газовых и газоконденсатных	12
нефтегазоконденсатных	5
газонефтяных и нефтегазовых	24
нефтяных	17
Год открытия первого месторождения	1922
Начало добычи нефти	1928 г.
Начало добычи газа	1948 г.

Остров Сахалин с окружающим шельфом расположен в пределах Японо-Охотской провинции Тихоокеанского кайнозойского нефтеносного пояса.

Освоение газонефтяных ресурсов Сахалина началось в 1923—1928 гг. с разработки Охинского и Катанглинского нефтяных месторождений.

К концу 1980 г. на острове выявлено 58 месторождений нефти, газа и газоконденсата, основная масса которых открыта за последние 20 лет.

Основные черты геологического строения. Остров Сахалин принадлежит Сахалино-Хоккайдинской складчатой зоне Тихоокеанского тектонического пояса и представляет собой сложное складчато-блоковое сооружение, основные тектонические элементы которого прослеживаются в прилегающих акваториях. В перспективной на нефть и газ северной части Сахалина выделяется Северо-Сахалинский прогиб, в пределах которого мощность осадочного чехла достигает 8—9 км (рис. 135).

Северо-Сахалинский прогиб осложнен зонами поднятий, разделенными синклиналиными грабенообразными прогибами. Эти зоны объединяют локальные структуры, представленные брахиантиклинальными, линейными, реже куполовидными складками. Локальные структуры, как правило, асимметричны, с пологими (10—30°) западными и крутыми (до 60°) восточными крыльями, осложнены продольными разрывами с амплитудами до 100 м и флексурами.

Осадочный чехол острова и смежных акваторий представлен породами мезозоя и кайнозоя, залегающими на девонско-нижнемеловом фундаменте. Породы верхнемелового возраста представлены песчано-глинистыми образованиями, в различной степени метаморфизованными. Перекрывающие палеогеновые отложения на юго-западе острова сложены конгломератами, угленосными и глинисто-алевро-песчаными отложениями общей мощностью от 900—1500 м в северной и южной структурно-фациальных зонах до 3500 м в центральной.

Неогеновые отложения широко распространены в пределах острова и особенно хорошо изучены в его северо-восточной зоне, где к этой части разреза приурочено большинство известных месторождений нефти и газа Сахалина. Неогеновая толща общей мощностью до 7—8 км расчленена на шесть стратиграфических

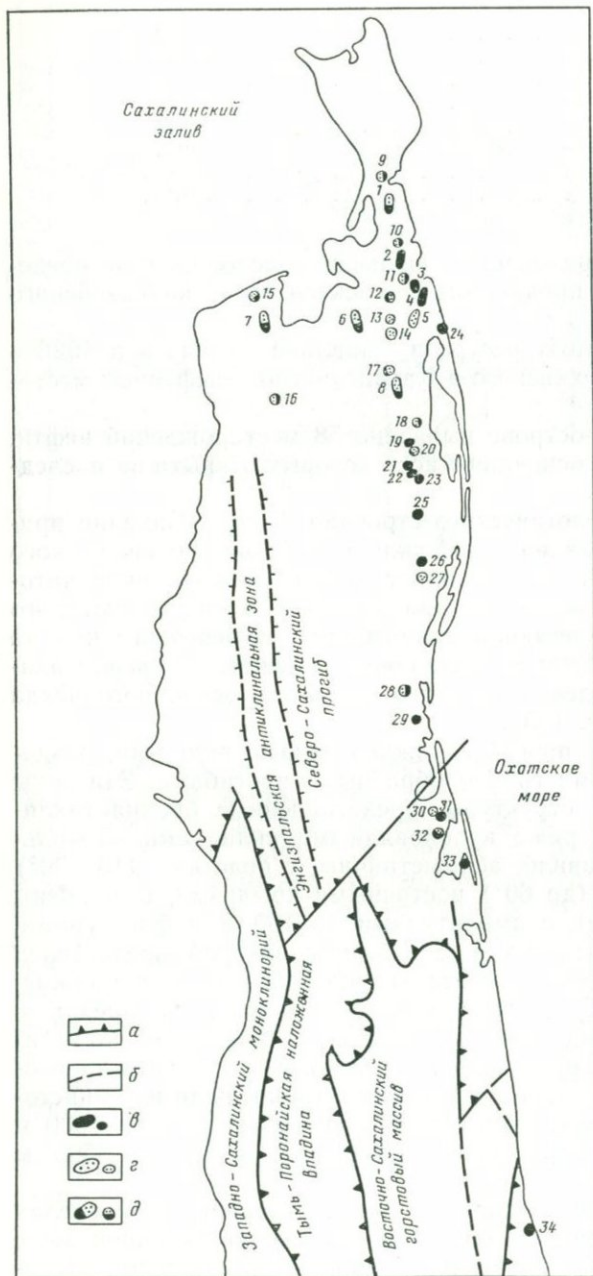


Рис. 135. Обзорная карта месторождений нефти и газа Сахалинской нефтегазоносной области:

а — границы основных тектонических элементов; б — разрывные нарушения; в — месторождения: в — нефтяные, г — газовые, д — газонефтяные.

Месторождения: 1 — Колдендинское, 2 — Охинское, 3 — Эхабинское, 4 — Восточно-Эхабинское, 5 — Тунгорское, 6 — Волчинское, 7 — Узловое, 8 — Сабинское, 9 — Северо-Колдендинское, 10 — Северо-Охинское, 11 — Южно-Охинское, 12 — Гиляко-Абунанское, 13 — Абановское, 14 — Нельминское, 15 — Астраханское, 16 — Березовское, 17 — Южно-Эринское, 18 — Кыдыланьинское, 19 — Мухтинское, 20 — Мухтинское (надвиг), 21 — Северо-Паромайское (поднадвиг), 22 — Паромайское (надвиг), 23 — Паромайское (надвиг), 24 — Одоптинское, 25 — Пильтунское, 26 — Горомайское, 27 — Северо-Боатасинское, 28 — Восточно-Дагинское, 29 — Монгинское, 30 — Западно-Катанглинское, 31 — Катанглинское, 32 — Прибрежное, 33 — Набильское, 34 — Окружное

горизонтов, нижние из которых — даехуринский, уйнинский и дагинский — представлены преимущественно глинисто-алевритовыми породами с маломощными прослоями продуктивных песчаных пластов. Выше лежащий окобыкайский горизонт, содержащий основные запасы нефти и газа Сахалина, представлен разнофациальными отложениями — от глинисто-кремнистых до глинисто-песчаных и угленосных. В северо-восточном районе горизонт сложен переслаиванием пластов глин, алевритов и песчаников общей мощностью до 2000 м.

Разрез неогена завершается отложениями нутовского и помырского горизонтов. Нижняя часть первого по литологическому составу и продуктивности аналогична окобыкайскому горизонту, а верхние части нутовского и помырского горизонтов сложены лагунно-дельтовыми алевро-песчаными породами.

Нефтегазосность. Большинство месторождений Сахалина расположено в пределах восточной части Северо-Сахалинского прогиба, причем вдоль восточного побережья концентрируются нефтяные скопления, которые к западу замещаются нефтегазовыми и газовыми. За пределами Северо-Сахалинского прогиба открыто пока только два месторождения: Окружное, нефтяное, к востоку от Центрального массива, и Восточно-Луговское, газовое, в пределах Сусунайской впадины в южной части острова.

Промышленно нефтегазосные комплексы Сахалина представлены терригенными породами неогенового возраста (табл. 23).

ТАБЛИЦА 23

Распределение залежей нефти и газа по разрезу месторождений Сахалинской нефтегазосной области

Месторождения	Плиоцен	Миоцен		
	нутовская свита	окобыкайская свита	дагинская свита	уйнинская свита
Эри, Западное Эри, Южное Эри, Западное Катанглинское, Северное Боатасино, Абановское		Н,Г, НГ	Н,Г	
Южная Кенига, Центральное Гыргылань			Г	
Северная Глухарка		Г		Г
Имчин и Прибрежное			Н,Г	
Гиляко-Абунав, Кыдыланьинское, Южно-Кыдыланьинское, Тунгорское	Г	Н,Г,НГ	Г	
Пильтун, Паромайское, Северо-Западное Эхаби, Одопту, Восточное Эхаби	Н	Н		
Охинское, Северо-Охинское, Сабо, Некрасовское, Колендо, Нельма, Северное Колендо	Н,Г НГ	Н,Г НГ	Н,Г НГ	
Шхуинное, Восточно-Луговское, Мухто, Крапивненское, Катангли, Старый Набилъ	Н,Г НГ	Н,Г НГ	Н	
Западное Сабо, Малое Сабо, Узловое, Астраханское, Волчинское		Н,Г, НГ	НГ,Г	НГ
Южная Оха, Березовское, Окружное			Н,Г	Н,Г,НГ

Основные разведанные запасы нефти (75,8 %) и газа (67,5 %) сосредоточены в окобыкайском горизонте.

Число продуктивных пластов достигает в нем 20, коллекторские свойства их достаточно высоки, но сильно изменчивы. Пористость достигает 20—25 %, проницаемость $(6 \div 10) \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$. Продуктивность залежей острова, как правило, невысока. Начальные дебиты нефти обычно не превышают первых сотен тонн.

Характеристика нефти, газа и конденсата. Нефти сахалинских месторождений сильно изменчивы по физико-химическим свойствам и групповому углеводородному составу. Плотность их уменьшается с глубиной и колеблется от 0,8 до 0,92 г/см³. Содержание легких фракций изменяется в пределах от 25 до 75 %, а парафина — от 5 до 10 %. Нефти малосернистые, содержание асфальтово-смолистых веществ не превышает 20 %.

Конденсаты сахалинских месторождений характеризуются плотностью от 0,70 до 0,83 г/см³, по фракционному составу относятся к легкокипящим, а по углеводородному составу — к низкоароматически, нафтеновым либо метановым. С глубиной возрастает плотность конденсатов и повышается содержание в них циклических углеводородов.

Свободные, попутные и водорастворенные газы Сахалина преимущественно метановые (более 90 %), с различным содержанием тяжелых углеводородов, углекислоты и азота, с повсеместно низкими концентрациями гелия, аргона и полным отсутствием сероводорода. Газы чисто газовых месторождений сухие, содержат до 2 % тяжелых углеводородов. Повышенное содержание последних связано с наличием ниже по разрезу скоплений нефти, обогащенной высшими гомологами метана.

Содержание стабильного конденсата в 60 % газовых залежей не превышает 10 г/см³, а в 40 % залежей изменяется от 10 до 30 г/см³. Подавляющее большинство залежей до глубины 1500 м характеризуется полным отсутствием конденсата.

Месторождения нефти и газа. Месторождения Сахалина приурочены к структурным ловушкам нескольких типов, среди которых можно выделить четыре основных. Сравнительно небольшое распространение имеют антиклинальные и брахиантиклинальные складки с ненарушенным сводом, к которым приурочено Тунгорское, Прибрежное и Восточно-Луговское месторождения. Наиболее широко развиты месторождения, связанные с антиклинальными, брахиантиклинальными, реже куполовидными складками с нарушенными сводами, к которым можно отнести Охинское, Сабинское, Узловое, Катанглинское и ряд других месторождений. Ограниченное распространение получили месторождения, приуроченные к моноклиналям (Северное Колендо, Паромайское). Многообразие структурных форм определяет существование залежей различного типа, большая часть которых пластовые с эффективными мощностями 5—25 м, редко до 50—60 м, с открытой пористостью 13—20 % и проницаемостью $(1 \div 10) \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$. Из общего числа залежей 14 связаны с резервуарами массивно-пластового типа и лишь

несколько — с линзами песчано-алевритовых пород. По характеру экранирования выделяются сводовые, тектонически и литологически экранированные залежи. Подавляющее большинство залежей осложнено разрывными нарушениями, литологическим выклиниванием, а в Катанглинском районе — стратиграфическим срезанием. Площадь нефте- и газоносности в пределах внешнего контура чаще всего колеблется от 0,5 до 4,5 км². Основные

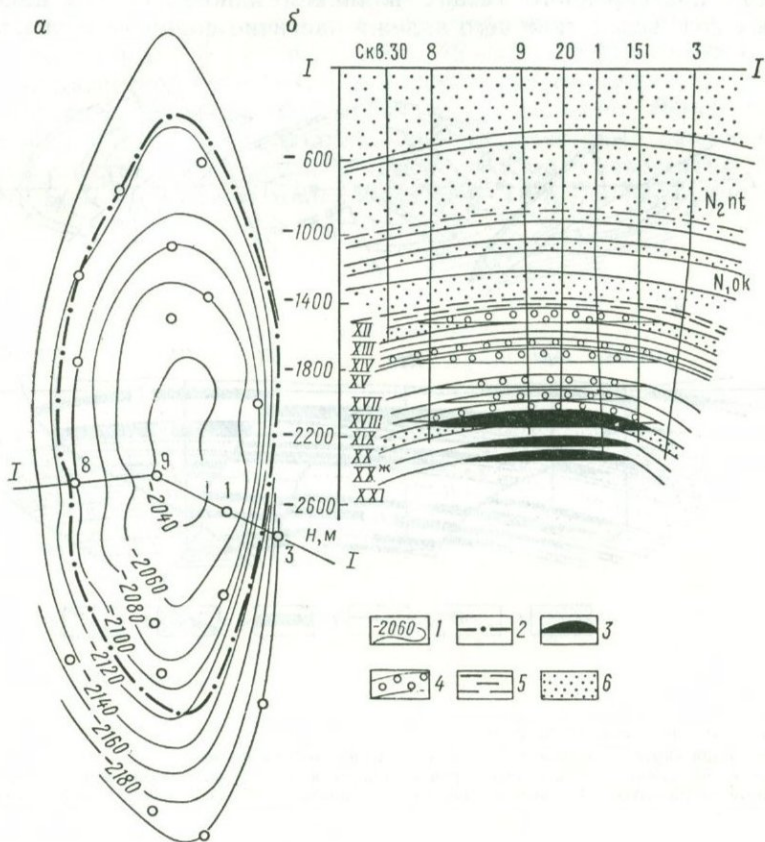


Рис. 136. Тунгорское месторождение:

a — структурная карта по кровле пласта XX; *б* — геологический разрез.

1 — изогипсы кровли пласта XX в м; *2* — контур нефтеносности; *3* — нефть; *4* — газ; *5* — покрывка; *6* — песчаные породы

разведанные запасы нефти (84 %) приурочены к глубинам 0—2 км, газа (85 %) — 1—3 км, газоконденсата (90 %) — 2—3 км. Пластовые давления в залежах в большинстве случаев соответствуют гидростатическим.

Тунгорское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 136) приурочено к брахиантиклинали меридионального простирания с углами падения восточного крыла 45°, а западного до 20°.

По продуктивному окобыкайскому горизонту амплитуда складки 130 м, площадь 8 км². Первый промышленный приток нефти получен в 1957 г. На месторождении открыто 15 залежей: 3 нефтяных, 7 газовых и 5 газоконденсатных, приуроченных к песчаным пластам с эффективной мощностью от 3 до 56 м, открытой пористостью 16—22 % и проницаемостью $(1 \div 140) \cdot 10^{-14}$ м². Залежи пластовые сводовые, высота от 15 до 95 м. Нефтяные залежи характеризуются режимом растворенного газа с влиянием одностороннего напора краевых вод, вследствие чего залежи частично смещены на восточ-

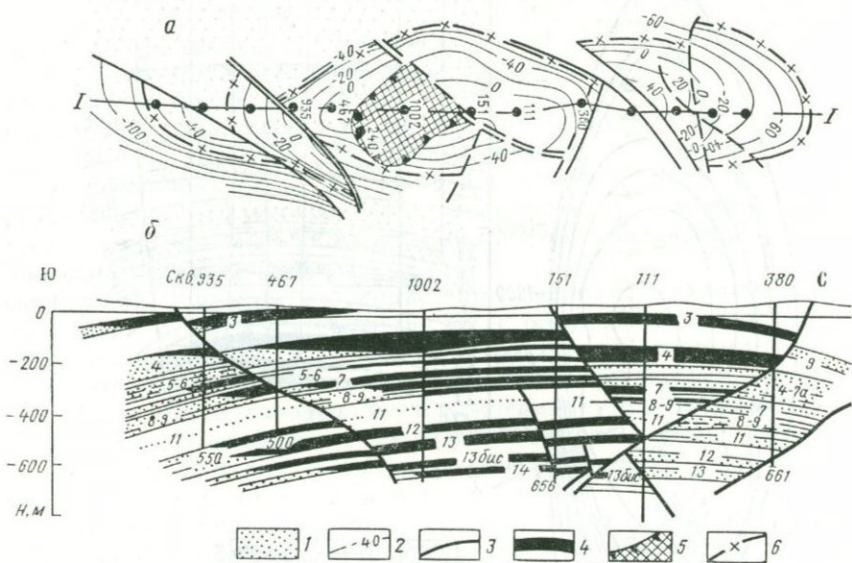


Рис. 137. Охинское месторождение:

a — структурная карта по кровле пласта *З*; *б* — геологический разрез.

1 — пески и песчаники; *2* — изогипсы кровли пласта в м; *3* — разрывные нарушения; *4* — нефтеносные горизонты; *5* — выход пласта на поверхность; *6* — контур нефтеносности

ное крыло. Начальное пластовое давление в XX пласте 21,5 МПа, рабочие дебиты в начале эксплуатации 130—160 т/сут, средний газовый фактор 180 м³/т.

Охинское нефтяное месторождение приурочено к асимметричной, сильно нарушенной сбросами брахиантиклинали с крутым восточным (30—70°) и пологим западным (15—20°) крыльями. Амплитуда и площадь структуры увеличиваются с глубиной соответственно от 400 до 600 м и от 10 до 20 км² (рис. 137).

Месторождение разрабатывается с 1923 г. Продуктивные пласты характеризуются сильной литологической изменчивостью. Эффективные мощности их меняются от 1 до 90 м, пористость 14—30 %, проницаемость $(1 \div 140) \cdot 10^{-14}$ м².

проницаемость составляет $(1 \div 1500) \cdot 10^{-12}$ м². Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. В начале разработки все залежи характеризовались режимом растворенного газа, который постепенно перешел в гравитационный. Нефть тяжелая, плотностью 0,91—0,93 г/см³, смолистая (акцизных смол 20—40 %). На месторождении впервые в Союзе эффективно применен метод разработки залежей с помощью термического воздействия на пласт.

Месторождение К о л е н д о приурочено к асимметричной брахиантиклинали северо-западного простирания, с углами падения западного крыла 5—7°, восточного 12—15°. Нефтегазоносны отложения дагинской и окобыкайской свит среднего и верхнего миоцена. В интервале глубин 1000—1600 м установлено шесть газовых залежей и одна газонефтяная. Залежи пластовые сводовые. Газ преимущественно метановый; нефть тяжелая, плотностью 0,874—0,927 г/см³, содержит много смол (24—48 %) и парафина (2 %).

**НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ
ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН**

Глава XIV.

ЗАПАСЫ И ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА В ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАНАХ

Последние десятилетия нашего века характеризуются интенсивным развитием нефтяной и газовой промышленности во всем мире. В 1980 г. нефть и газ добывались в 68 странах мира.

За всю историю нефтедобычи из недр Земли извлечено более 69 млрд. т нефти. Наибольшее ее количество отобрано из недр Северной Америки, а также Ближнего и Среднего Востока. Распределены запасы углеводородов очень неравномерно: 82 % мировых запасов газа и 80 % мировых запасов нефти сосредоточены в недрах 15 стран мира. Огромные запасы нефти сконцентрированы в недрах стран Ближнего и Среднего Востока (44, 2 млрд. т), в 4 раза меньше нефти в странах Северной Америки и в 13 раз меньше в Латинской Америке и в районе Карибского моря. Большие успехи при поисках нефти в английском и норвежском секторах Северного моря позволили довести запасы нефти в Западной Европе до 2,3 млрд. т. По запасам природного газа на 1/1 1981 г. в капиталистическом мире первое место также занимают страны Ближнего и Среднего Востока (17 трлн. м³), затем следуют Африка (5,9 трлн. м³), США (5,6 трлн. м³) и Западная Европа (4,3 трлн. м³). Следует отметить, что 72 % мировых запасов нефти сосредоточено в 83 крупнейших месторождениях, а 65 % всех запасов газа в 119 месторождениях.

Суммарные мировые запасы углеводородов по основным геологическим показателям распределяются следующим образом (по данным Х. Д. Клемме):

- 1) по типу ловушек — 95 % объема запасов и 85 % общего числа месторождений приурочено к ловушкам структурного типа;
- 2) по литологии коллекторов — 62 % запасов связано с терригенными коллекторами и 38 % с карбонатными; если не учитывать запасы Ближнего и Среднего Востока, на терригенные коллекторы будет приходиться 81 % запасов, на карбонатные 19 %;
- 3) по возрасту вмещающих отложений — 20 % всех запасов содержится в кайнозойских отложениях, 68 % — в мезозойских и 12 % — в палеозойских.

Доказанные запасы нефти и газа позволяют обеспечивать высокий уровень добычи во многих странах мира. Объем нефтедобычи за последние 20 лет неуклонно возрастал, а за последнее десятилетие удвоился. В 1980 г. мировая добыча нефти в развитых капиталистических и развивающихся странах составила 2,3 млрд. т, а газа около 1 трлн. м³. В последние годы отмечается четко выраженная тенденция перемещения центра тяжести добычи нефти из Западного полушария в Восточное. Так, в

1980 г. в развитых капиталистических странах было добыто 642,7 млн. т нефти, а в развивающихся странах 1 млрд. 620 млн. т.

Особенно бурные темпы развития характерны для относительно новой отрасли промышленности — газовой. Еще в 40-х годах XX в. газ добывался в ничтожно малом количестве, в настоящее же время его добыча в капиталистических странах составляет около 1 трлн. м³. Примерно половина всей ежегодной добычи газа (570 млрд. м³) приходится на США. В странах Северной Африки, Ближнего и Среднего Востока, обладающих огромными запасами газа, его добыча (186 млрд. м³) сдерживается недостаточным потреблением внутри этих стран и сложностью транспортировки в страны Западной Европы и Японию, остро нуждающиеся в этом ценном сырье.

Быстрые темпы роста добычи нефти и газа ставят перед большинством стран проблему восполнения отобранных из недр запасов. Несмотря на значительные приросты запасов нефти в США, в этой стране наблюдается напряженное положение с обеспеченностью добычи нефти. По данным на 1/1 1981 г. обеспеченность добычи доказанными запасами снизилась до 8,6 лет. В то же время многие страны Ближнего и Среднего Востока и Северной Африки обеспечены добычей нефти более чем на 50 лет. За последние годы отмечались высокие темпы прироста запасов газа в странах Западной Европы. В 1959 г. доля этих стран в общемировых запасах составляла несколько процентов, а в настоящее время она равна 10 %.

В целом по миру поисково-разведочные работы на новых территориях являются основным средством увеличения запасов нефти и газа и повышения уровня их добычи. В поиски и разведку этих полезных ископаемых вовлекается все большее количество стран: если в 1946 г. поисково-разведочные работы на нефть и газ велись в 55 странах, то в 1980 г. — в 145. Наряду со все продолжающимся увеличением объемов этих работ на суше в последние годы отчетливо вырисовывается тенденция расширения их на огромных пространствах Мирового океана, занимающего 70,8 % всей поверхности Земли. В настоящее время 34 страны ведут добычу нефти и газа в акваториях. Во многих странах проводится геолого-геофизическое изучение морского дна с целью выявления структур, перспективных для постановки поискового бурения на нефть и газ. В настоящее время в различных акваториях мира уже обнаружено около 470 нефтяных и 90 газовых месторождений. Открыты месторождения в Мексиканском заливе, в Карибском море, у берегов Калифорнии и Аляски, в Северном и Красном морях, Персидском заливе, у берегов Австралии и в других районах. В марте 1982 г. первый крупный промышленный приток нефти получен в Аденском заливе. Эти открытия позволили высоко оценить перспективы нефтегазоносности акваторий мира.

По мнению ряда исследователей, в шельфовых зонах сосредоточено более половины запасов нефти и газа земной коры.

Этот достаточно аргументированный прогноз, без сомнения, подтвердится, и тогда морские акватории, расположенные над высокоперспективными в нефтегазоносном отношении недрами, в будущем станут основными центрами развития нефтегазодобывающей промышленности мира.

Глава XV

ОСНОВНЫЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

§ 1. Северная Америка

Следы деятельности человека на асфальтовых озерах Южной Калифорнии, расположенных недалеко от г. Лос-Анджелеса, указывают на то, что выходы нефти были известны индейцам еще до открытия этого континента Колумбом. Индейцы, коренные жители континента, задолго до появления европейских переселенцев использовали нефть как лекарство и как осветительное средство. Первая скважина на Северо-Американском континенте была пробурена в Ойл-Крике на северо-западе Пенсильвании рядом с нефтяным источником. 27 августа 1859 г. с глубины 21 м был получен фонтан нефти. Прошло более 120 лет со дня зарождения нефтяной промышленности в Северной Америке. Сейчас здесь около 27 тыс. месторождений нефти и газа.

На территории Северо-Американского континента выделяется несколько крупных тектонических элементов (рис. 138). Ядром континента является докембрийская Северо-Американская платформа, на северо-востоке которой выделяется Канадский щит. На востоке платформа обрамляется областью палеозойских складчатых сооружений (Аппалачи), а на западе — областью мезозойско-кайнозойских складчатых сооружений Северо-Американских Кордильер. Северо-Американская платформа, в пределах которой расположены практически все нефтегазоносные области и провинции Северной Америки, протягивается с севера на юг на 4000 км, а в широтном направлении на 2500 км. В восточной и северной частях платформы наблюдается преимущественное накопление палеозойско-кайнозойских отложений. В пределах платформы выделяется ряд крупных тектонических элементов, которые контролируют размещение нефтегазоносных провинций на Северо-Американском континенте. Большинство провинций расположено в пределах территории США. Западно-Канадская провинция находится в пределах Канады и США, а провинция впадины Мексиканского залива — в пределах США и Мексики.

Соединенные Штаты Америки — крупнейшая нефтегазодобывающая страна мира. По состоянию на 1/1 1981 г. извлекаемые запасы нефти составляли в ней 3,73 млрд. т, а запасы газа 5,68 трлн. м³. В 1980 г. в США было добыто 432,0 млн. т нефти и 568,9 млрд. м³ газа.

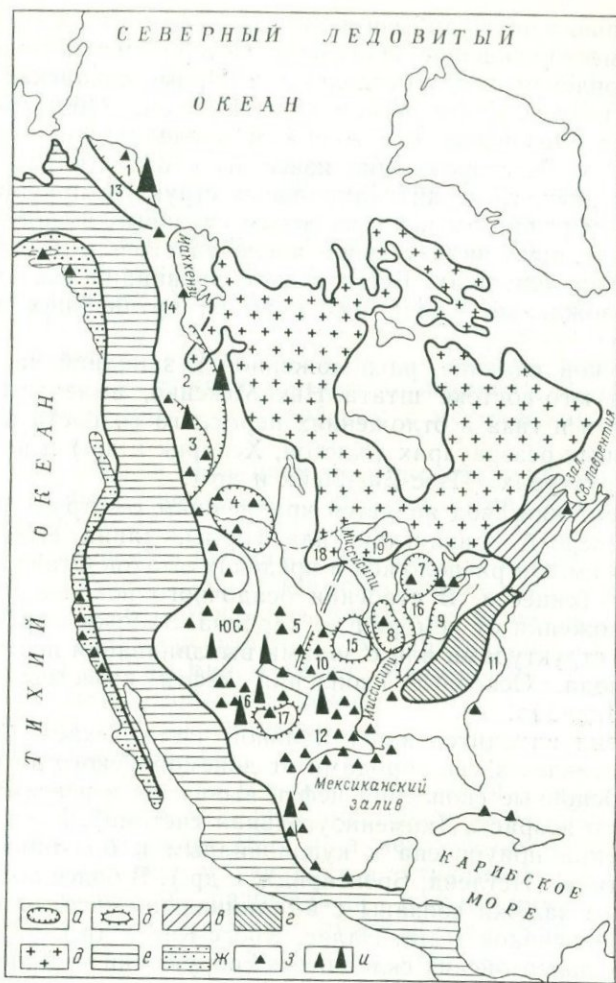


Рис. 138. Тектоническая карта Северной Америки (по Н. Ю. Успенской):
 а — синеклизы и впадины древней платформы; б — своды и крупные поднятия древней платформы; в — область каледонской складчатости; г — область герцинской складчатости Аппалач; д — кристаллические породы Канадского щита; е — области мезозойско-кайнозойской складчатости Кордильер; ж — внутригеосинклинальные впадины Кордильер; з — группы месторождений и отдельные месторождения нефти и газа; и — месторождения гиганты и сверхгиганты.

Структурные элементы древней платформы. Синеклизы (впадины) прогибы: 1 — Колвилский, 2 — Западно-Канадская, 3 — гомоклираль Альберты, 4 — Уиллистонская, 5 — Западная Внутренняя, 6 — Пермская, 7 — Мичиганская, 8 — Иллинойская, 9 — Пред-аппалачский, 10 — Арканзасский, 11 — Приатлантическая, 12 — Примексиканская, своды поднятия: 13 — хребта Брукса, 14 — гор Маккензи, 15 — Озарк, 16 — Цинциннэтский 17 — Бенд, 18 — выступ Сиу, 19 — Висконсинский выступ.

ЮС — Южные и Центральные Скалистые горы

Значительная часть добычи и запасов нефти и газа США приходится на месторождения обширной Северо-Американской платформы. Скопления нефти выявлены в Примексиканской впадине в пределах штатов Техас, Арканзас и Луизиана. Общая мощность мезозойско-кайнозойских отложений в пределах впадины превышает 10 000 м. Месторождения известны в области развития как солянокупольных, так и антиклинальных структур, приуроченных к региональным разломам и погребенным сводовым поднятиям и валам. Здесь открыто значительное число залежей в литолого-стратиграфических ловушках. Всего в этой провинции известно более 1000 месторождений. Среди них одно из крупнейших в мире — Ист-Тексас.

В Пермской впадине, расположенной в западной части штата Техас и на юго-востоке штата Нью-Мексико, выявлены крупные залежи нефти и газа в отложениях пермского возраста в рифогенных массивных резервуарах (Кистон, Хендрик и др.) и на антиклинальных структурах (Йэтс-Биг-Лейк и др.).

Цинциннатский свод является крупнейшим геоструктурным элементом Северо-Американской платформы, длина его 1000 км, ширина 400 км. Он расположен в пределах штатов Огайо, Индиана, Кентукки и Теннесси. В строении осадочного покрова принимают участие отложения от кембрия до карбона. Залежи нефти связаны с пологими структурами или с зонами выклинивания песчаников на склонах свода. Основные скопления нефти известны в районе Лайма — Индиана.

Свод Бенд находится в центральной части Техаса. Осадочный чехол представлен здесь породами от докембрийского до пермского возраста. Основные скопления нефти выявлены в известняках пенсильванского возраста (каменноугольная система). Большая часть месторождений приурочена к куполовидным и брахиантиклинальным поднятиям (Истленд, Брекенридж и др.). В более погруженных частях свода залежи связаны с выклинивающимися по восстанию пластами песчаников (Слит-Эллис, Кросс-Кат и др.).

Область палеозойских складчатых сооружений — Аппалачи протягивается параллельно побережью Атлантического океана от о-ва Ньюфаундленд до Примексиканской впадины, где она погружается под мощную толщу мезозойских отложений. Аппалачи — это обширная зона поднятий дислоцированных палеозойских отложений, общая мощность которых достигает 14 тыс. м. Основные скопления нефти и газа приурочены к палеозойским отложениям Преаппалачской предгорной впадины, которая протягивается с северо-востока на юго-запад на расстояние 800 км при ширине на отдельных участках до 250 км. На востоке она ограничена горными сооружениями, а на западе склоном Северо-Американской платформы. Во впадине выявлено около 60 нефтегазоносных горизонтов в отложениях кембрийского, силурийского, девонского и каменноугольного возраста. Залежи нефти и газа приурочены как к антиклинальным и куполовидным структурам, так и к литологически экранированным ловушкам. В последних установлены залежи нескольких типов — в литологи-

чески выклинивающихся песчаных коллекторах (Клинтон), связанные с ископаемыми береговыми валами (Гей-Спенсео — Ричардсон) и образовавшиеся за счет изменения пористости и проницаемости коллектора. Примером последнего типа скоплений нефти могут быть залежи, приуроченные к горизонту «100-футового» песчаника в районе Сьюкли (запад Пенсильвании). Изменение коллекторских свойств приводит иногда к образованию залежей даже в синклиналях (Кэбин-Крик, Биг-Крик, Копли и др.).

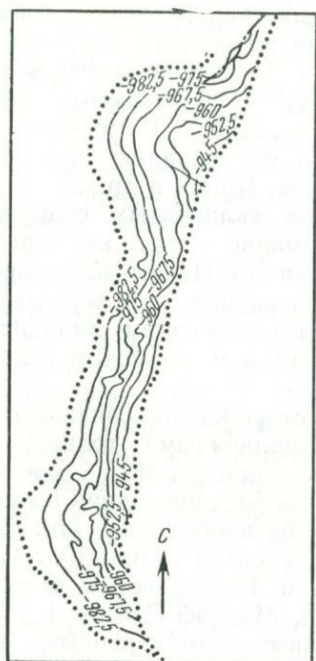
Область мезозойско-кайнозойских складчатых сооружений — Кордильеры протягивается на расстояние 6 тыс. км параллельно побережью Тихого океана от Аляски до Панамского перешейка. Основные скопления нефти и газа на этой обширной территории приурочены к мезозойско-кайнозойским отложениям Западных Кордильер (Калифорния) и палеозойским и мезозойским отложениям Скалистых гор.

В Калифорнийской провинции месторождения связаны с внутригеосинклинальными впадинами, выполненными толщей осадков мощностью свыше 15 км. Основные запасы нефти сосредоточены в песчаниках миоцена и плиоцена. Для месторождений Калифорнии характерно наличие в разрезе многочисленных продуктивных горизонтов (до 40 и более). Мощность горизонтов меняется от 3 до 30 м, в отдельных случаях превышая 100 м. Подавляющее большинство месторождений — Лонг-Бич, Рамона, Мидуэф-Сансет и др. — связано с сильно нарушенными разрывами асимметричными антиклинальными складками, расположенными на валах, протягивающихся параллельно бортам впадин.

В провинции Скалистых гор скопления нефти и газа приурочены к крупным межгорным впадинам, мощность палеозойских отложений в которых превышает 1500 м, а мезозойских 4500 м. Залежи нефти и газа чаще всего встречаются в антиклинальных структурах, местами осложненных разрывными нарушениями. Примерами таких месторождений могут служить Салт-Крик, Рейнджли, Биг-Мадди и др. Всего в провинции известно более 300 месторождений.

Одно из крупнейших нефтяных месторождений США Ист-Тексас открыто в 1930 г. в северо-восточной части штата Техас. Оно расположено в крупной нефтегазосной впадине Галф-Кост, дугообразно окаймляющей с севера Мексиканский залив. Месторождение открыто на моноклинали, расположенной на западном борту поднятия Сэбин (рис. 139). Первоначальные запасы его составляли 810 млн. т. Скопления нефти обнаружены в песчаниках Вудбайн верхнемелового возраста, наклоненных в западном направлении от поднятия Сэбин под углом 1° . Пласты-коллекторы серии Вудбайн стратиграфически экранированы слабопроницаемыми породами (известняки, глинистые сланцы) верхнемелового возраста. Длина нефтенасыщенной части стратиграфически экранированной залежи достигает 68 км, ширина в среднем 8 км, глубина залегания около 1000 м. Нефтенасыщенные песчаники характеризуются высокими коллекторскими свойствами: средняя пористость их 25 %,

а



б

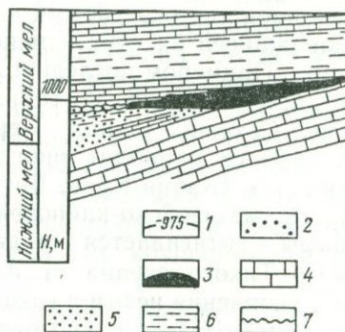


Рис. 139. Месторождение Ист-Тексас:

а — структурная карта по кровле песчаников Вудбайн (верхний мел); б — геологический разрез месторождения.

1 — изогипсы в м; 2 — граница залежи; 3 — нефть; 4 — известняки; 5 — водонасыщенные известняки; 6 — глины; 7 — поверхность стратиграфического несогласия

средняя проницаемость $15 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$. За время разработки из месторождения Ист-Тексас добыто более 600 млн. т нефти.

Крупнейшее газовое месторождение США Панхэндл - Хьюгтон с запасами 2 трлн. м³ открыто на границе штатов Оклахома и Техас. Месторождение приурочено к сложно построенной ловушке (рис. 140). Восточная его часть (Панхэндл) представляет пологую антиклиналь, сложенную породами каменноугольного и пермского возраста, приуроченную к гранитному выступу фундамента. Северная часть (Хьюгтон) представлена пологой моноклиной, наклоненной под углом 1 — 2° в меридиональном направлении. На площади Панхэндл залежь газа связана с зоной выветрелого гранита, доломитизированными известняками верхнекаменноугольного возраста и доломитами пермского возраста. На площади Хьюгтон газонасыщены доломиты, глинистые и оолитовые известняки нижнепермского возраста. Для обеих площадей характерен единый газодляной контакт. Общая длина месторождения около 400 км, высота на отдельных участках 400 м.

На севере Аляски открыта новая нефтегазоносная провинция, названная Арктической или Северо-Аляскинской. Провинция связана с Коллвилским передовым прогибом, обрамляющим с севера складчатое сооружение хребта Брукса. Осадочный чехол сложен породами карбона, пермо-триаса, юры, мела, палеогена и неогена

и резко несогласно залегает на складчатом фундаменте допоздне-девонского возраста.

Основным продуктивным горизонтом Арктической провинции являются трещиноватые песчаники пермо-триаса мощностью до 170 м. Второй по значению нефтегазоносный комплекс — оолитовые известняки каменноугольного возраста. Притоки нефти получены также из песчаников нижнего мела.

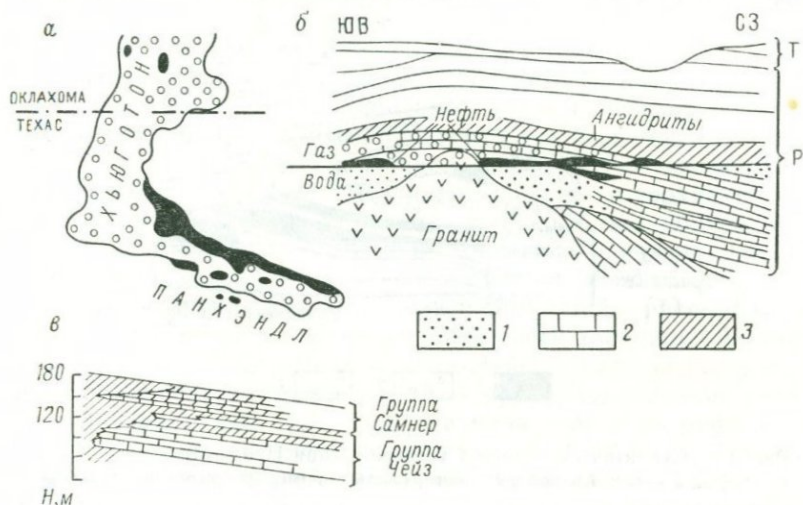


Рис. 140. Месторождение Панхэндл-Хьюгтон:

а — схематический план газовой залежи и нефтяной оторочки; б — разрез структуры Панхэндл (по Фергюсону и Вернону); в — схематический разрез литологически экранированной залежи хьюгтонской части месторождения (по Карлу и Тейлору).

1 — аркозовые песчаники; 2 — известняки; 3 — непроницаемые покровы

Большинство месторождений данного региона приурочено к незначительным локальным поднятиям, осложненным тектоническими нарушениями. Часть месторождений контролируется выступами поверхности фундамента, слабо выраженными в осадочном чехле. Такие месторождения содержат в основном залежи литологического и стратиграфического типов.

Крупнейшее месторождение данной провинции и всего Северо-Американского континента П р а д х о - Б е й приурочено к структуре на платформенном крыле передового прогиба Коллвил. Размеры месторождения 64×32 км (площадь около 1500 км^2). Часть месторождения находится в пределах акватории, глубина моря примерно 10 — 20 м. На месторождении в интервале глубин 2050 — 3200 м выявлены три залежи (рис. 141). Все они относятся к структурно-стратиграфическому типу и возникли в результате срезания и перекрытия отложениями верхнего осадочного комплекса меловых, триасовых и каменноугольных отложений. Верхняя залежь месторождения Прадхо-Бей приурочена к песчаникам Купарук-Ривер

(нижний мел) и залегает на глубине 2060 и 2160 м. Пористость песчаников 23 %, проницаемость $193 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Начальное пластовое давление 23,9 МПа. Вторая залежь открыта в пермо-триасовых отложениях на глубине 2480—2650 м. Пористость коллекторов 25 %, проницаемость $175 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Нижняя нефтяная залежь с газовой шапкой связана с известняками группы Лисберн и залегает в интервале глубин 2680 — 3190 м. Разведанные извлекаемые запасы месторождения Прадхо-Бей оцениваются примерно в 1,3 млрд. т.

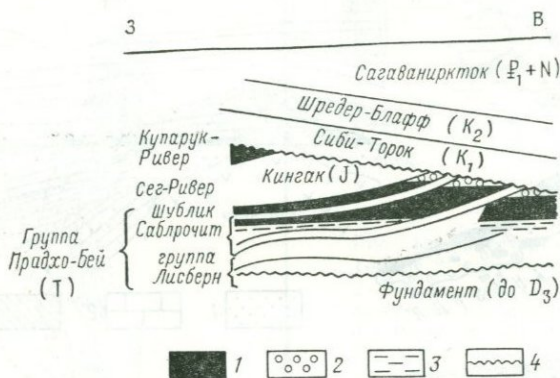


Рис. 141. Схематический разрез месторождения Прадхо-Бей:
1 — нефть; 2 — газ; 3 — вода; 4 — поверхность стратиграфического несогласия

Крупной добывающей страной на Северо-Американском континенте является Канада. Добыча нефти в Канаде в 1980 г. составила 71,9 млн. т, тогда как в 1960 г. она равнялась 25,7 млн. т. Добыча газа в эти годы была равна соответственно 68 и 14,8 млрд. м^3 . В настоящее время объем добычи этих полезных ископаемых превышает собственные потребности страны в топливе, в связи с чем нефть и газ экспортируются в США.

Быстрому росту добычи нефти и газа в Канаде способствовало открытие ряда крупных нефтяных и газовых месторождений в пределах Западно-Канадской нефтегазоносной провинции (см. рис. 138). В геологическом отношении провинция представляет собой крупную впадину на западном склоне Канадского щита, граничащую на западе с орогенической областью гор Маккензи и Скалистых гор. Ширина впадины 500 км, длина 2500 км. Платформенный чехол общей мощностью до 4000 м сложен палеозойскими и мезозойскими породами и залегает на докембрийском кристаллическом фундаменте. В геотектоническом отношении Западно-Канадская провинция неоднородна. В ее пределах выделяют два крупных тектонических элемента: Западно-Канадский перикратонный прогиб и Уиллистонскую впадину.

В настоящее время в Западно-Канадской провинции, по данным американских и канадских геологов, открыто около 500 месторождений нефти и газа, из которых около 100 находится в Уиллистонской

впадине. Залежи нефти и газа в пределах рассматриваемой провинции обнаружены в отложениях ордовика, девона, карбона, перми, триаса, юры и мела. В ордовикских, в основном карбонатных, отложениях выявлены крупные залежи в Уиллистонской впадине. Средне- и верхнедевонские отложения являются основными продуктивными горизонтами рассматриваемого региона. Резервуарами для скоплений нефти и газа служат погребенные тела рифов, перекрытых ангидритами, глинами или глинистыми сланцами. Рифовые месторождения группируются в три зоны, связанные с зонами сочленения блоков фундамента. Возраст рифов уменьшается по направлению с севера на юг. Многие приуроченные к ним месторождения отличаются высокими дебитами, запасы некоторых из них составляют 100 млн. т. и более (Ледюк, Суон-Хиз, Редуотер, Рейнбоу-Лейк и др.). Глубина залегания рифовых тел изменяется от 1500 до 3500 м, высота их 300—400 м. Средне- и верхнедевонские рифы резко различаются по форме, у первых она конусовидная, у вторых платообразная (столовые рифы). Типичным примером месторождений, связанных с рифогенными образованиями, служит группа месторождений Рейнбоу-Лейк и Зама-Лейк, расположенных севернее Г. Эдмонта на северо-западной части провинции Альберта. Месторождения Рейнбоу-Лейк и Зама-Лейк, запасы нефти которых оцениваются в 41 млн. т, приурочены к субмеридиональной цепочке среднедевонских рифов (рис. 142). Размеры этой зоны рифовых тел 180×30 км. Отдельные рифы имеют размеры $3 \times 2,5$ км и высоту от 30 до 244 м. Залежи в биогермных выступах массивные.

На юго-востоке и в центральной части впадины Альберта распространены месторождения, связанные с зонами выклинивания песчаных коллекторов. К этому типу относится крупнейшее в Канаде и одно из крупнейших на Северо-Американском континенте месторождение Пембина. Оно расположено в провинции Альберта к северо-северо-западу от г. Эдмонта и приурочено к пологой моноклинали, погружающейся на юго-запад. Основная залежь нефти приурочена к зоне выклинивания верхнемеловых коллекторов вверх по региональному восстанию пластов. Залежь перекрывается и подстилается глинистыми отложениями. Глубина ее залегания 900 —

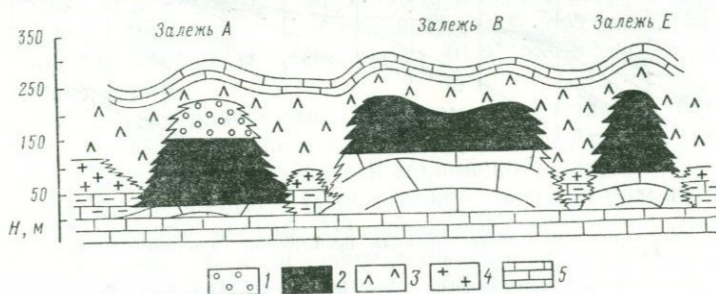


Рис. 142. Схематический разрез через залежи А, В, Е месторождения Рейнбоу: 1 — газ; 2 — нефть; 3 — ангидриты; 4 — каменная соль; 5 — известняки

В Мексике известно около 300 нефтяных и более 130 газовых месторождений, развитых главным образом в южной части нефтегазоносного бассейна Мексиканского залива, имеющего мощность около 15 км. Нефтегазоносны кайнозойские, меловые и юрские отложения. Наиболее крупные запасы связаны с протягивающимся более чем на 200 км погребенным рифовым атолом («Золотой пояс»). Доказанные перспективы нефтегазоносности Мексики связаны с акваторией Мексиканского залива.

§ 2. Ближний и Средний Восток

Страны Ближнего и Среднего Востока, расположенные на стыке Европы, Азии и Африки, обладают крупнейшими запасами нефти.

Археологические раскопки в Иране показали, что нефть использовалась здесь задолго до нашей эры, когда эти земли были заселены шумерами. Древние народы использовали нефть как в мирное время — для светильников, при постройках зданий, для смоления судов, так и во время войн. Войны с пылающими сосудами в руках, верблюды с подоженной шерстью, которая предварительно насыщалась нефтью, огненные стрелы наводили ужас на противника и приводили его в бегство.

Нефтегазоносные области Ближнего Востока представляют особый интерес, с одной стороны, благодаря значительной концентрации нефти на отдельных месторождениях, составляющей иногда более 10 млрд. т (Большой Бурган), а с другой — в связи с высокими дебитами нефти, достигшими в 1980 г. в Саудовской Аравии 1 млн. 426 тыс. т в среднем на одну скважину в год. Концентрация большого числа уникальных по запасам нефти месторождений на небольшой территории Ближнего Востока представляет собой исключительное явление в мировой практике. Запасы нефти стран Персидского залива составляют 66 % всех запасов капиталистических стран.

Основными нефтедобывающими странами Ближнего и Среднего Востока являются Саудовская Аравия, Ирак, Иран, Кувейт, Катар и Абу-Даби. В них открыто свыше 70 крупных месторождений, большинство которых находится в районе Персидского залива. В 1980 г. добыча нефти составила здесь около 40 % общей добычи капиталистических стран.

Главными тектоническими элементами описываемой территории (рис. 144) являются на западе склон Нубийско-Аравийского щита, на севере и северо-востоке область альпийской складчатости — Тавр в Турции и Загрос в Иране. Перед горной системой находится Предзагросский краевой прогиб. На остальной территории выделяется Аравийская плита. Залежи нефти в области передовых складок на территории Ирана связаны главным образом с крупными асимметричными складками, сложенными породами мела — нижнего олигоцена, перекрытыми сильно дислоцированными отложениями плиоцена — нижнего миоцена (месторождения Ага-Джари, Гечсаран,

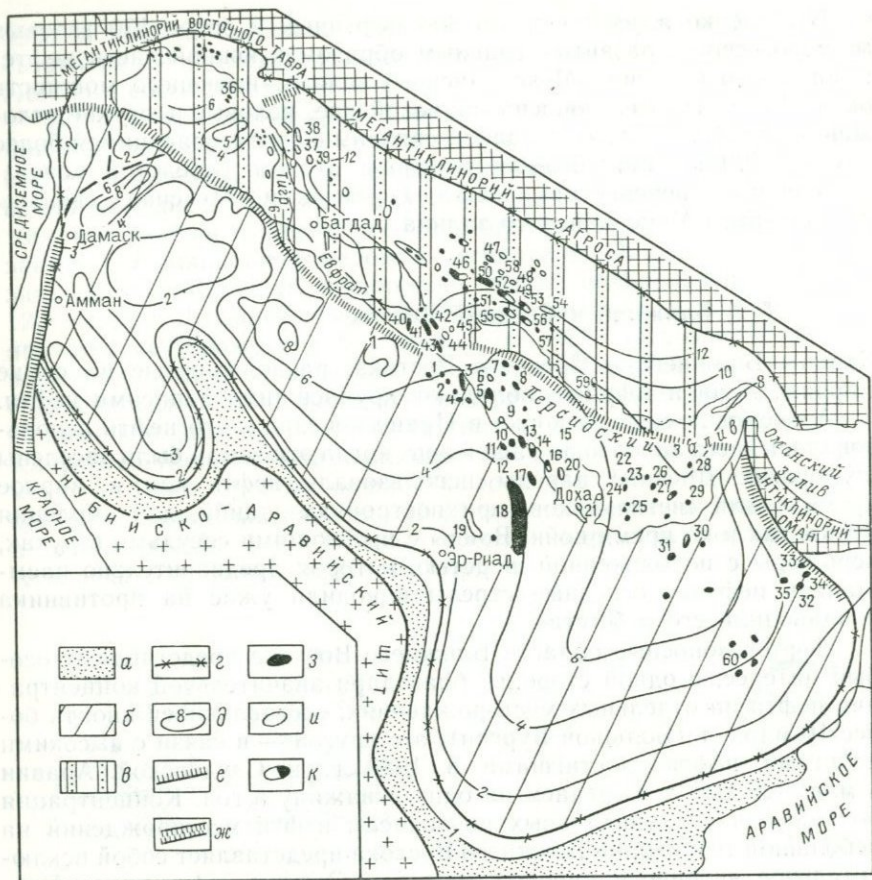


Рис. 144. Обзорная карта нефтегазоносного бассейна Персидского залива:

а — Нубийско-Аравийский щит под маломощным осадочным чехлом; б — Аравийская плита; в — Предзагорский краевой прогиб; г — границы бассейна Персидского залива; д — изопахиты осадочного чехла в м; е — важнейшие разломы, разделяющие геотектонические области; ж — Красноморский рифт; наиболее крупные месторождения: з — нефтяные, и — газовые, к — нефтегазовые.

Месторождения: 1 — Минагиш, 2 — Умм-Гудейр, 3 — Большой Бурган, 4 — Вафра, 5 — Сафани-Хафджи, 6 — Хоут, 7 — Кирус, 8 — Ферейдун-Марджан, 9 — Манифа, 10 — Хурсания, 11 — Абу-Гадрия, 12 — Фадли, 13 — Берри, 14 — Катиф, 15 — Абу-Сафа, 16 — Даммам, 17 — Абканк, 18 — Гхавар, 19 — Хуранс, 20 — Авали, 21 — Дукхан, 22 — Ростам, 23 — Майдан-Мазан, 24 — Илд-эль-Шарги, 25 — Эль-Бундук, 26 — Сассан, 27 — Умм-Шейф, 28 — Фатех, 29 — Закум, 30 — Мурбан, 31 — Бу-Хаза, 32 — Джибал, 33 — Нати, 34 — Фахуд, 35 — Хувейза, 36 — Суздис, 37 — Бай-Хасан, 38 — Киркук, 39 — Джамбур, 40 — Ратави, 41 — Румеяла, 42 — Зубейр, 43 — Раудхатейн, 44 — Сабрия, 45 — Сиба, 46 — Ахваз, 47 — Масджид-и-Солейман, 48 — Фарис, 49 — Карандж, 50 — Марун, 51 — Мансури, 52 — Ага-Джари, 53 — Пазанан, 54 — Гечсаран, 55 — Раг-и-Рафид, 56 — Биби-Хакиме, 57 — Бинак, 58 — Хафт-Кель, 59 — Канган, 60 — Рима

Пазанан и др.). Аналогичное строение имеют и месторождения Ирака, расположенные на внутреннем борту Предзагорского прогиба (Киркук, Джамбур, Бай-Хасан и др.). Месторождения же внешнего платформенного борта краевой прогиба отличаются от

охарактеризованных выше. Они связаны с пологими антиклинальными складками, простирающимися с северо-запада на юго-восток (Румейла, Зубейр, Ратави и др.). На формирование этих складок заметное влияние оказывали движения в альпийской геосинклинали. Складки, расположенные в пределах Аравийской плиты, характеризуются округлой или овальной формой, а в тех случаях, когда они удлиненные, направление их простираения не соответствует простираению складчатой области. Крупные месторождения, приуроченные к складкам подобного типа, известны на территории Кувейта (Бурган — Магва — Ахмади) и Саудовской Аравии (Гхавар, Даммам, Хурсания и др.).

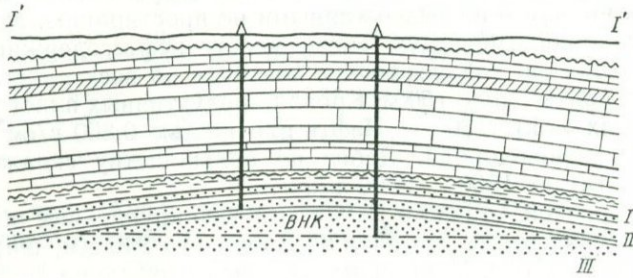
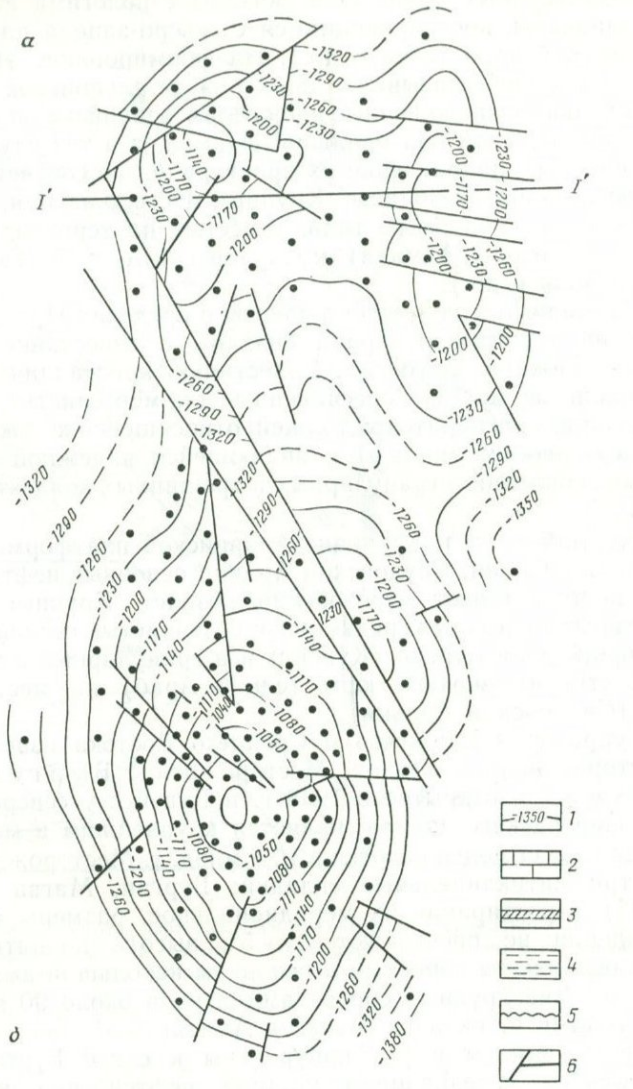
Основные нефтесодержащие пласты в пределах Предзагросского прогиба на территории Ирана связаны с известняками Асмари (миоцен — нижний олигоцен). Известняки, кристаллические, доломитизированные, местами опесчаненные или мергелистые, перекрыты мощной соляно-ангидритовой толщей, относящейся к нижнему фарсу (плиоцен — нижний миоцен) и являющейся надежной покрывкой нефтяных скоплений в гранулярных и трещинных коллекторах свиты Асмари.

В пределах склона Африкано-Аравийской платформы на территории Ирака, Сирии, Саудовской Аравии основные нефтегазосодержащие породы имеют мезозойский возраст. Крупные скопления нефти открыты в рыхлых средне- и грубозернистых песчаниках альба на месторождении Бурган (Кувейт) и в гранулярных и трещиноватых известняках верхней юры (свита Араб) на месторождении Гхавар (Саудовская Аравия).

На территории Ближнего и Среднего Востока известен целый ряд месторождений гигантов. Месторождение Б у р г а н — М а г в а — А х м а д и, открытое в 1938 г. в Кувейте у северо-западных берегов Персидского залива, является крупнейшим в мире. Разведанные запасы его оцениваются в 10,6 млрд. т. Месторождение охватывает три антиклинальные складки: Бурган, Магва и Ахмади (рис. 145). Простираение их меридиональное, размеры 46×20 км, углы падения не превышают $3 - 5^\circ$, высота поднятия 260 м. Складки осложнены сбросами в основном небольшой амплитуды — около 30 м. Два крупных сброса амплитудой около 90 м отсекают складку Бурган от складок Магва и Ахмади.

Основные запасы нефти приурочены к свите Бурган (альб), представленной чередованием мощных нефтеносных пластов со слоями глин, часто не выдержанными по простираению. Это обуславливает гидродинамическую связь между нефтесодержащими пластами и единство водонефтяного контакта во всех пластах. Общая мощность свиты около 150 м. Кровля продуктивных пластов залегает на глубинах 1150—1300 м. Нефть плотностью $0,860 \text{ г/см}^3$ содержит 1 — 1,5 % сероводорода. Дебит по большинству скважин весьма высок, достигает 1500 — 2000 т/сут.

В Саудовской Аравии в 1948 г. открыто крупнейшее по размерам месторождение нефти Г х а в а р. Длина его 240 км, ширина 16 — 20 км, высота 370 м. Месторождение расположено на крупном вало-



подобном поднятии Эп-Нала и объединяет ряд линейно вытянутых антиклинальных складок. Залежь нефти во всех этих складках единая, приурочена к известнякам и доломитам верхнеюрского возраста. Дебиты нефти по большинству скважин изменяются от 750 до 1500 т/сут. Плотность нефти меняется от 0,845 до 0,865 г/см³. Запасы превышают 10 млрд. т.

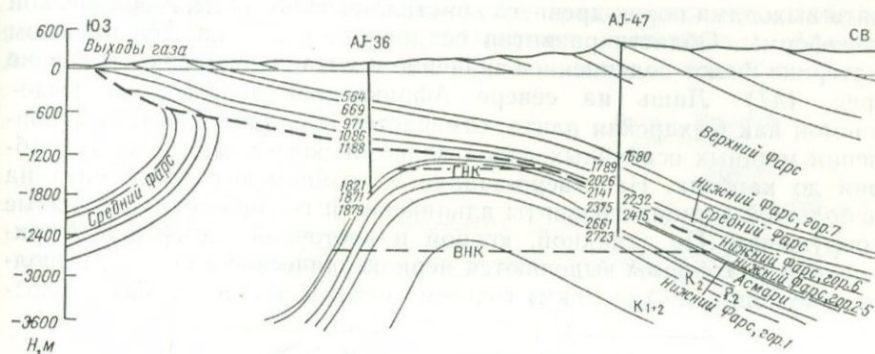


Рис. 146. Геологический разрез месторождения Ага-Джари

Самым крупным месторождением Ирана является А г а - Д ж а р и, типичное для внутреннего борта Загросского краевого прогиба. Месторождение приурочено к крупной антиклинальной складке (рис. 146) длиной 60 км и шириной около 6 км, сложенной породами мела — нижнего олигоцена. По вышележащим сильно дислоцированным породам среднего Фарса отмечается иное строение. По мелу — нижнему олигоцену эта складка асимметрична. На северо-восточном крыле ее углы падения составляют 30 — 35°, а на юго-западном возрастают до 45°. Нефтяные скопления приурочены к известнякам свиты Асмари мощностью 250 м. Первоначальный водонефтяной контакт отбивался на отметке —2550 м, а газонефтяной на отметке —1380 м. Месторождение разрабатывается с 1948 г. Запасы его оцениваются в 1,3 млрд. т. Для нефтенасыщенных известняков свиты Асмари характерны исключительно высокие дебиты нефти. На отдельных скважинах месторождения Ага-Джари они достигали 10 тыс. т/сут, а годовые дебиты 1 — 2 млн. т. Нефть плотностью 0,85 г/см³ содержит 1—4 % сероводорода.

Рис. 145. Месторождение Бурган—Магва—Ахмади:

а — структурная карта по кровле сеноманских отложений; *б* — геологический разрез площади Бурган (по К. Лендсу). 1 — изогипсы в м; 2 — известняки; 3 — непроницаемые прослои; 4 — глины; 5 — поверхность стратиграфического несогласия; 6 — разрывные нарушения. I и II — горизонты сеноманского возраста; III — горизонт альбского возраста (свита Бурган)

§ 3. Африка

Огромная территория Африки, занимающая площадь 30,3 млн. км², до открытия в Алжире крупных месторождений в 50-х годах нашего столетия многими зарубежными исследователями считалась второстепенным объектом поисков, так как большая часть континента занята выходами пород древнего кристаллического щита Африканской платформы. Области развития осадочного чехла на Африканском материке имеют подчиненное значение и мозаичное распространение (рис. 147). Лишь на севере Африканской платформы, выделяемой как Сахарская плита, отмечается обширная область накопления мощных осадочных пород палеозойского комплекса от кембрия до карбона. На северо-западе и крайнем юге континента на небольшой площади развиты альпийские и герцинские складчатые сооружения. По западной, южной и восточной периферии Африканской платформы выделяются периокеанические впадины, выполненные мощными (до 10 км) толщами мезозойско-кайнозойского воз-

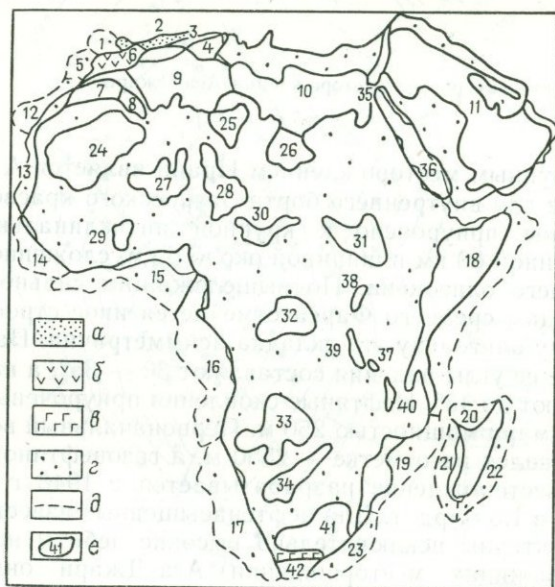


Рис. 147. Схема нефтегеологического районирования Африки (по В. И. Высоцкому): а — альпийская складчатая область; б — эпигерцинская Атласская платформа; в — Капская позднегерцинская складчатая область; г — Африканская (Африкано-Аравийская) платформа; д — морские границы нефтегазоносных бассейнов; е — границы осадочных бассейнов. Осадочные бассейны: 1 — Предрифский, 2 — Западно-Тельский, 3 — Южно-Тельский, 4 — Восточно-Атласский, 5 — Западно-Марокканский, 6 — Центрально-Атласский, 7 — Тиндуф, 8 — Регган, 9 — Алжиро-Ливийский, 10 — Сахаро-Средиземноморский, 11 — Аравийский, 12 — Ааюн, 13 — Сенегальский, 14 — Леоне-Либерийский, 15 — Гвинейского залива, 16 — Кванза-Камерунский, 17 — Намибийский, 18 — Восточно-Африканский, 19 — Мозамбикский, 20 — Маджунга, 21 — Морондава, 22 — Восточно-Мадагаскарский, 23 — Дурбанский, 24 — Таудени, 25 — Мурзук, 26 — Куфра, 27 — Мали-Нигерский, 28 — Чадский, 29 — Вольта, 30 — Шари, 31 — Верхненильский, 32 — Конголезский, 33 — Окованго, 34 — Калахари, 35 — Суэцкого залива, 36 — Красноморский, 37 — Руква, 38 — Мобуту-Сесе-Секо, 39 — Танганьика, 40 — Ньяса, 41 — Предкапский, 42 — Южно-Капский

раста. Обычно эти осадочные бассейны охватывают прибрежную равнину, шельф и континентальный склон океана. Докембрийский фундамент, обнажающийся на континенте на высотах от 500 до 1000 м, в прибрежной зоне резко погружается и перекрывается осадочной толщей, максимальная мощность которой приходится на зону шельфа и континентального склона (рис. 148).

С названными выше областями распространения осадочных образований связаны основные нефтегазоносные провинции и области Африки (см. рис. 147). Наиболее крупные скопления нефти и газа

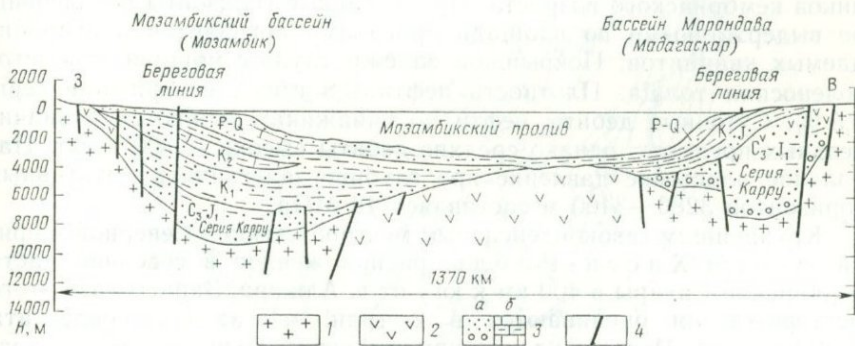


Рис. 148. Геологический разрез периокеанского Мозамбикского бассейна (по данным Г. В. Сальмана, В. И. Высоцкого, Г. А. Габриэлянца):

1 — докембрийский фундамент; 2 — океаническая кора; 3 — осадочные породы: а — терригенные, б — карбонатные; 4 — тектонические нарушения

выявлены в Сахарской провинции. В двух осадочных бассейнах этой провинции — Алжиро-Ливийском и Сахаро-Средиземноморском — сосредоточено около 60 % разведанных запасов нефти и более 70 % газа Африканского континента.

Второй по значимости нефтегазоносной провинцией является Западно-Африканская, где в осадочных бассейнах Гвинейского залива (Нигерия) и Кванза-Камерунском (Камерун, Габон, Конго, Заир, Ангола) установлено 32 % разведанных запасов нефти и 22 % газа континента.

Добыча нефти и газа в Африке осуществляется в 12 странах: Алжире, Анголе, Габоне, Гане, АРЕ, Заире, Камеруне, Конго, Ливии, Марокко, Нигерии и Тунисе. Наибольшими доказанными запасами нефти обладает Ливия (3400 млн. т), газа — Алжир (2800 млрд. м³). Первое место по добыче нефти занимает Нигерия (101 млн. т), затем следуют Ливия (91,6 млн. т), Алжир (51 млн. т) и АРЕ (30 млн. т). Суммарная добыча нефти в Африке составляет около 300 млн. т.

Основные промышленные скопления нефти и газа в Северной Африке в пределах Сахарской провинции приурочены к кембрийскому и пермо-триасовому комплексам. Региональным нефтегазоупором для зон нефтегазонакопления рассматриваемой территории является глинисто-соленосная толща триаса. В Ливии известно более 70

месторождений, в Алжире 30 месторождений находятся в эксплуатации, и это только часть открытых месторождений.

Гигантским нефтяным месторождением Африки и одним из крупнейших в мире является Х а с с и - М е с а у д, открытое в 690 км к юго-востоку от г. Алжира. Геологические запасы нефти месторождения оценены в 5 млрд. т. Оно приурочено к крупному сводообразному поднятию размерами 40×55 км с углами падения пород около 1° (рис. 149). Складка осложнена разломами небольшой амплитуды. Скопления нефти и газа приурочены к четырем горизонтам песчаников кембрийского возраста. Продуктивные горизонты расчленены не выдержанными по площади прослоями аргиллитов и непроницаемых кварцитов. Покрышкой залежи служит мощная глинисто-соленосная толща. Плотность нефти $0,8 \text{ г/см}^3$, содержание серы $0,6\%$. Суточные дебиты нефти по скважинам меняются в значительных пределах, однако средние дебиты высоки — 300 т/сут . Начальное пластовое давление при глубине залегания продуктивных горизонтов $3280\text{—}3400$ м составляет 48 МПа .

Крупнейшим газоконденсатным месторождением Северной Африки является Х а с с и - Р м е л ь, расположенное в северной части Алжирской Сахары в 400 км к югу от г. Алжира. Запасы газа этого месторождения оцениваются в 2 трлн. м^3 , запасы конденсата в 500 млн. т. Месторождение приурочено к крупному сводообразному поднятию. Размеры по изогипсе — 1500 м составляют 20×45 км. Углы падения пород на восточном крыле $0,5\text{—}1^\circ$, на западном 2° . В отложениях среднего триаса выделяются три продуктивных горизонта — А, В и С, суммарная мощность которых колеблется от 20 до 100 м. Песчаники разделены глинистыми прослоями, которые не препятствуют гидродинамической связи между горизонтами. Покрышкой залежи является 500 -метровая толща солей. Высота залежи 230 м, глубина залегания до 2400 м. Давление в залежи 31 МПа . Средние дебиты газа по скважинам исключительно высоки и составляют $1,5$ млн. $\text{м}^3/\text{сут}$, в отдельных скважинах достигая $2,7$ млн. $\text{м}^3/\text{сут}$.

В Ливии открыто еще одно крупнейшее месторождение нефти Африканского континента — З е л т е н, разведанные запасы которого оцениваются в $1,5$ млрд. т. Месторождение выявлено в 1959 г. в 175 км от побережья Средиземного моря. Оно приурочено к крупному куполовидному поднятию диаметром 40 км, расположенному в прибортовой части синеклизы. В отличие от крупных месторождений Алжира залежи приурочены здесь к палеоценовым и верхнемеловым отложениям. Верхний нефтеносный горизонт связан с пористыми и кавернозными известняками мощностью $50\text{—}73$ м. Нижний горизонт выявлен в рифогенных известняках. Хорошая проницаемость известняков обуславливает высокие дебиты нефти — от 100 и 2000 т/сут . Зелтен обеспечивает значительную долю добычи нефти в Ливии.

Все известные месторождения нефти и газа Нигерии приурочены к Нигерийской впадине, выполненной палеодельтовыми отложениями р. Нигер мезозойско-кайнозойского возраста мощностью до

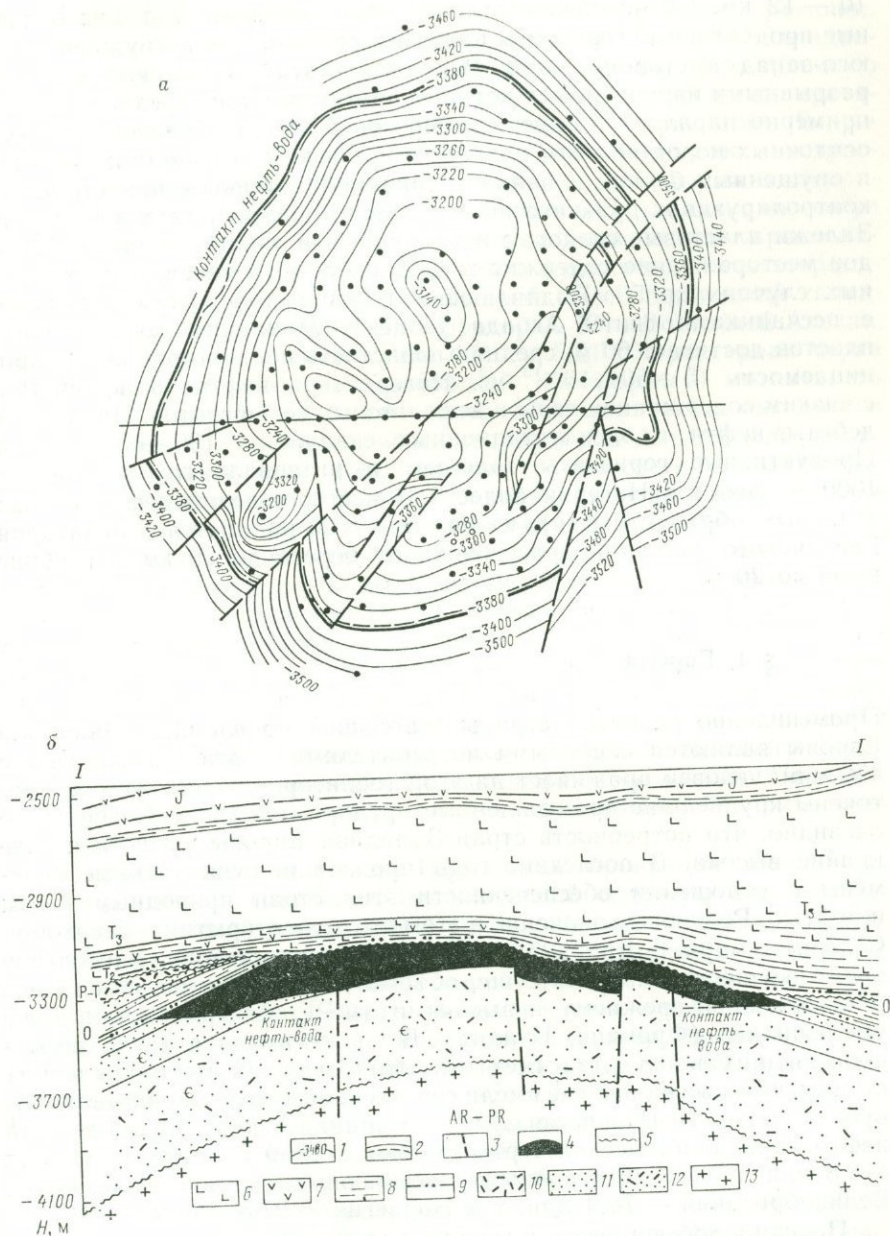


Рис. 149. Месторождение Хаси-Месауд: *a* — структурная карта поверхности кембрийского горизонта R_2 ; *b* — геологический разрез. *I* — изогипсы в м; 2 — границы залежи; 3 — разрывные нарушения; 4 — нефть, 5 — поверхность стратиграфического несогласия; 6 — глины, 7 — соль; 8 — гипсы, ангидриты; 9 — песчано-глинистые отложения; 10 — андезиты; 11 — песчаники; 12 — кварциты; 13 — границы тоиды

10 — 12 км. Кайнозойские отложения, с которыми связаны основные продуктивные горизонты впадины, регионально погружаются на юго-запад в сторону моря. Вся толща этих отложений разбита разрывными нарушениями, которые протягиваются через всю дельту примерно параллельно древней береговой линии. Движение блоков осадочных пород по этим разломам привело к деформации осадков в опущенных блоках и явилось причиной возникновения структур, контролирующих практически все залежи нефти и газа в Нигерии. Залежи пластовые сводовые и тектонически экранированные. Каждое месторождение содержит в среднем 5 — 10 залежей, в отдельных случаях до 50. Подавляющее большинство залежей связано с песчаниками свиты Агбада (эоцен). Мощность продуктивных пластов достигает 60 м, средняя пористость коллекторов 30 %, проницаемость $(5 \div 50) \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$. Нигерийская нефть парафинистая, с низким содержанием серы и асфальтовых компонентов. Начальные дебиты нефти в эксплуатационных скважинах 100 — 500 т/сут. Продуктивные горизонты залегают в интервале глубин 1500 — 4000 м. Всего в Нигерии более 180 месторождений нефти и газа (главным образом нефти), из них более 30 находится в акватории Гвинейского залива на расстоянии от берега до 20 км и глубине моря до 20 м.

§ 4. Европа

Промышленно развитые страны небольшой по площади Западной Европы являются основными потребителями нефти и газа. Около 450 млн. человек проживает на этой территории. Здесь же сосредоточены крупнейшие промышленные предприятия мира. Совершенно очевидно, что потребность стран Западной Европы в нефти и газе крайне высока. В последние годы произошли существенные перемены в отношении обеспеченности этих стран природным газом и нефтью. Решающее значение в этом сыграли открытия в акватории Северного моря. В странах, где добыча нефти достаточно длительное время осуществлялась на суше, объемы добычи или не изменились и остались по-прежнему невысокими (ФРГ, Австрия), или даже уменьшились (Франция, Италия). В то же время в число нефтедобывающих вошли (за счет открытия морских месторождений) страны, которые раньше не имели собственной нефтегазодобывающей промышленности (Норвегия, Дания, Испания и др.). Общая добыча нефти капиталистических стран Европы в 1980 г. достигла уровня 118,8 млн. т. Причем основными добывающими странами являются Великобритания — 78,9 млн. т и Норвегия — 27,8 млн. т.

Поиски и добыча нефти и газа в Западной Европе ведутся с давних времен. Во Франции первое месторождение Пешельброн разрабатывается шахтным способом с 1813 г. В Германии первая скважина на нефть была пробурена в 1874 г. Нефть из колодцев получали с 1856 г. С 1919 г. добыча нефти в небольшом объеме ведется в Великобритании.

Западная Европа отличается сложным геологическим строением. Она расчленяется на два крупных тектонических элемента: Западно-Европейскую эпипалеозойскую платформу, занимающую большую часть территории Европы, и Альпийский складчатый пояс, протягивающийся вдоль южной оконечности материка (рис. 150). В пределах Западно-Европейской платформы в соответствии с возрастом фундамента выделяются: эпикаледонская платформа на территории Северо-Западной Англии, Шотландии и Ирландии, на севере ГДР, ПНР и Дании, где достоверно установлен или предполагается кембрийско-силурийский возраст фундамента, и эпигерцинская платформа, большая часть которой имеет герцинский складчатый фундамент, занимающая территорию Юго-Восточной Англии, Франции, Бельгии, южную часть ФРГ и ГДР. Характерная черта Западно-Европейской эпипалеозойской платформы — мозаичность строения — является следствием высокой тектонической активности в течение всего этапа геологического развития. Альпийский складчатый пояс представляет собой единую горную систему, возникшую на месте развития альпийской геосинклинали и протягивающуюся с запада на восток через всю южную окраину Европы.

В пределах эпипалеозойской платформы и платформенного склона передового прогиба выделяются следующие основные нефтегазоносные провинции (по Н. Ю. Успенской): Северо-Германская провинция, приуроченная к синеклизе на северной окраине платформы; провинции верхнепалеозойских межгорных впадин каледонид, пермо-триасовых (герцинских) и мезозойско-кайнозойских (рейнских) грабеновых впадин; Парижская провинция, связанная с внутриплатформенной впадиной; Аквитанская, Мизийская и Баскская провинции, приуроченные к окраинным синеклизам; Предальпийская и Предкарпатская провинции, связанные с одноименными передовыми прогибами.

Наиболее крупная Северо-Германская провинция приурочена к платформенной синеклизе, осложняющей северную окраину Западно-Европейской платформы и расположенной в пределах Северного моря, Нидерландов, ФРГ, ГДР, ПНР, Дании и Великобритании. Впадина выполнена мощной толщей осадочных пород (до 12—15 км) палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. В осадочном чехле синеклизы отчетливо выделяются три структурных этажа: подсолевой, солевой и надсолевой. Подсолевой этаж включает отложения от нижнего палеозоя до нижней перми. Солевой этаж представлен цехштейном (верхняя пермь) и характеризуется широким развитием соляной тектоники. Надсолевой этаж включает мезозойско-палеогеновые отложения.

В распределении углеводородов по разрезу отмечается определенная закономерность. В юрских и меловых отложениях сосредоточены главным образом нефтяные скопления, а к верхнему карбону, ротлигендсу, цехштейну и триасу приурочены в основном газовые месторождения.

Наиболее крупным месторождением газа в данной провинции является Слехтерен, находящееся в Нидерландах недалеко от

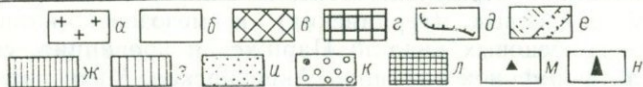
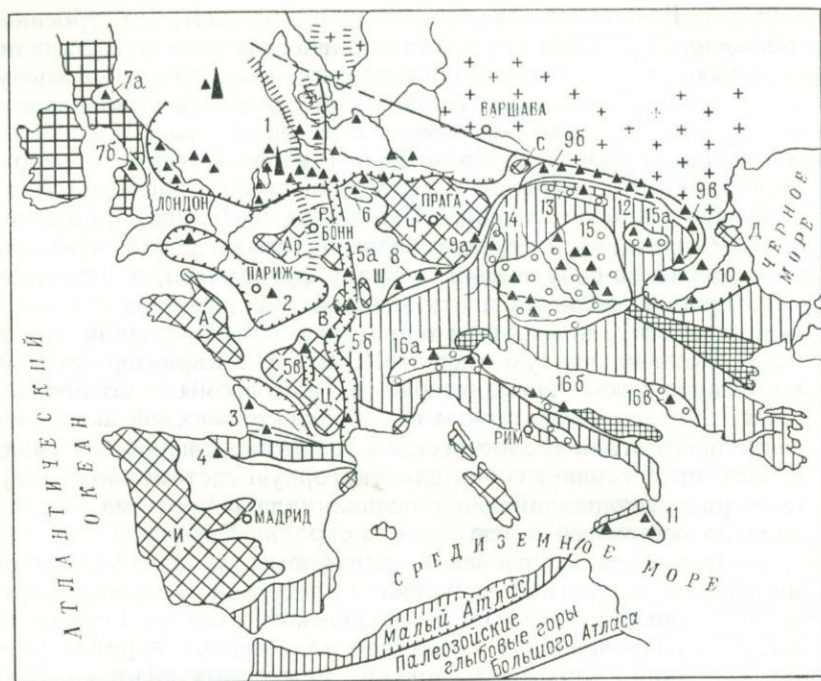


Рис. 150. Схема тектонического строения Европы и распространение нефтегазоносных провинций (по Н. Ю. Успенской):

a — древняя Русская платформа; *b* — мезозойско-кайнозойский чехол эпипалеозойской платформы; *v* — выходы на поверхность герцинского складчатого основания; массивы: *A* — Армориканский, *Ц* — Центральный, *И* — Иберийский, *P* — Рейнский, *Ар* — Арденнский, *B* — Вогезы, *Ш* — Шварцвальд, *Ч* — Чешские Судеты и Силезские горы, *С* — Светокшские горы, *Д* — Добруджа; *г* — область каледонской складчатости; *д* — платформенные впадины; *e* — грабены и разломы средиземноморско-мезенской зоны; *ж* — платформенные крылья передовых прогибов и прилегающая часть склона платформы; *з* — область альпийской складчатости; *и* — зоны передовой складчатости и геосинклинальные крылья передовых прогибов; *к* — внутренние и межгорные впадины; *л* — срединные массивы области альпийской складчатости; *м* — группы месторождений и отдельные месторождения нефти и газа; *н* — месторождения-гиганты.

Провинции Западно-Европейской платформы: *1* — Североморско-Германская, *2* — Парижская, *3* — Аквитанская, *4* — Баскская; мезозойско-кайнозойские грабеновые впадины, области: *5a* — Рейнская, *5б* — Ронско-Бресская, *5в* — Лиманская; *6* — пермо-триасовые грабеновые впадины; верхнепалеозойские грабеновые впадины, области: *7a* — Шотландская, *7б* — Западно-Английская; *8* — Предальпийская, Предкарпатская, *9a* — Моравская, *9б* — Малопольско-Украинская, *9в* — Серетская, *10* — Мизийская, *11* — Сицилийская. Провинции альпийской складчатой зоны: *12* — Восточно-Карпатская, *13* — Центрально-Карпатская, *14* — Венско-Моравская, *15* — Паинонско-Трансильванская, *15a* — Трансильванская субпровинция, Адриатическая Итальянская субпровинция; области: *16a* — Паданская, *16б* — Приадриатическо-Браданская, *16в* — Албанская субпровинция

побережья Северного моря. Месторождение приурочено к крупной антиклинальной складке. Газоносные горизонты залегают на глубинах 2600—3050 м и представлены красноцветными песчаниками нижнепермского возраста. Дебиты газа по скважинам достаточно высокие — от 500 тыс. до 1 млн. м³/сут. Газ метановый (82 %) с высоким содержанием азота (14 %). Запасы его на месторождении оцениваются в 1,5 трлн. м³. Добыча проектируется до 30 млрд. м³/год.

Открытие крупного газового месторождения на побережье Северного моря послужило серьезным толчком к расширению разведочных работ по всему Северному морю, которое разделено на секторы странами, имеющими выход к морю. В 1969 г. в норвежском секторе акватории было открыто нефтяное месторождение Экофиск, затем последовали открытия Западного Экофиска, Фортиса, Брента и ряда других месторождений.

Одним из наиболее крупных является месторождение Экофиск, расположенное в центральной части Северного моря и приуроченное к брахиантиклинальной складке размерами в пределах контура нефтеносности 10 × 6,5 км и амплитудой 180 м. Продуктивные горизонты залегают на глубине 3600 м и приурочены к трещиноватым известнякам на границе палеогена и верхнего мела. Мощность продуктивной части разреза изменяется от 120 до 200 м. Пористость коллекторов достигает 30 %, проницаемость $(1 \div 12) \cdot 10^{-15}$ м². Нефти малосернистые.

Значительным событием в истории развития газовой промышленности Западной Европы явилось открытие уникального по составу газа месторождения Лак во Франции в 1951 г. Наличие в составе газа 15—17 % сероводорода позволяет ежегодно отбирать попутно с газом 1,3 млн. т серы, что составляет приблизительно 1/3 мировой ее добычи. Месторождение расположено на внешнем платформенном склоне Аквитанского предгорного прогиба, представленного мощной толщей мезозойско-кайнозойских отложений, залегающих на герцинском фундаменте. Месторождение связано с крупной антиклинальной складкой (рис. 151). Залежь выявлена в 500-метровой толще трещиноватых и кавернозных известняков верхней юры и неокома, залегающей на глубине 3300—4300 м. Запасы газа оцениваются в 150—200 млрд. м³. Кроме газа на этом месторождении обнаружена небольшая залежь нефти на глубине около 650 м в известняках и доломитах кампанского возраста.

Многочисленные месторождения нефти и газа известны на территории СРР. Уже в XV в. были получены первые сведения о наличии нефти в этой стране, а во второй половине XIX в. началась эксплуатация нефтяных месторождений. В настоящее время больше 50 нефтяных и 20 газовых месторождений находится в эксплуатации. Основную добычу нефти дают месторождения, расположенные в пределах Мизийской провинции, приуроченной к одноименной плите, которую можно рассматривать как окраинную синеклизу, возникшую в пределах обширного глубокоопущенного выступа Скифской плиты. Осадочный чехол представлен палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими отложениями. Основными

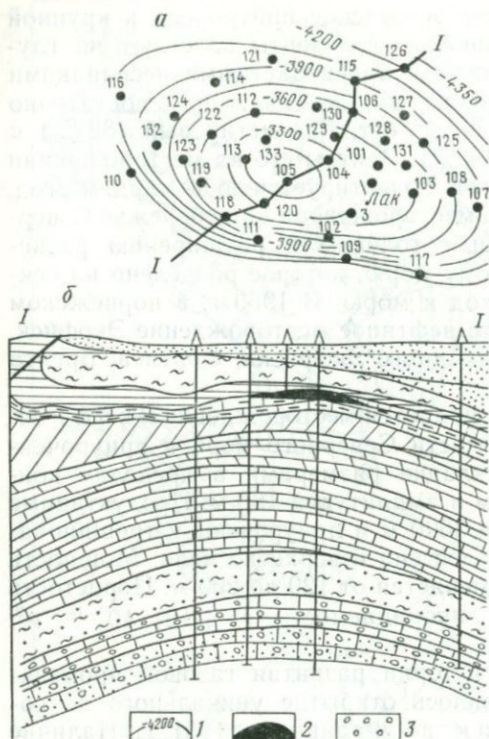


Рис. 151. Месторождение Лак:
a — структурная карта по кровле неокомских отложений; *б* — геологический разрез.
 I — изогипсы в м; 2 — нефть; 3 — газ

нефтегазоносными комплексами являются гельветский, среднеюрский, меловой и сарматский. Месторождения нефти и газа связаны с приразломными структурами блокового строения. Особенно крупными в данном районе являются месторождения Балтени и Циклени.

Многие нефтяные месторождения СРР расположены во впадинах предгорной зоны Восточных и Южных Карпат. Месторождения приурочены к сложно построенным ловушкам, характерным для предгорных зон. Залежи здесь пластовые сводовые, тектонически экранированные (Букшани и др.), стратиграфически экранированные, экранированные боковой поверхностью соляного массива (Морени — Окница — Гура).

Большинство газовых месторождений СРР приурочено к Трансильванской межгорной впадине. Месторождения связаны с не затронутыми разрывными нарушениями пологими куполами размерами в среднем 15×10 км, с углами падения, не превышающими 20° . Газовые залежи содержат в основном метан (97—99 %).

Остальные нефтегазоносные провинции Западной Европы не играют существенной роли в объеме общей нефтедобычи. В большинстве стран Западной Европы остро стоит проблема расширения собственных ресурсов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Бека К., Высоцкий И. В.* Геология нефти и газа. М., Недра, 1976.
- Брод И. О.* Залежи нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1951.
- Габриэлянц Г. А.* Геология нефтяных и газовых месторождений. Изд 2-е, перераб. и доп. М., Недра, 1978.
- Газовые и газоконденсатные месторождения.* Справочник/В. Г. Васильев, В. И. Ермаков, И. П. Жабрев и др. М., Недра, 1983.
- Геология нефти и газа Западной Сибири/А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. М., Недра, 1975.*
- Геология нефти и газа Сибирской платформы.* Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. М., Недра, 1981.
- Губкин И. М.* Учение о нефти. Изд. 3-е. М., Недра, 1975.
- Леворсен А.* Геология нефти и газа. М., Мир, 1970.
- Нефтегазоносные провинции СССР.* Справочник/И. М. Алиев, Г. А. Аржевский, Ю. Н. Григоренко и др. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., Недра, 1983.
- Справочник по геологии нефти и газа/И. И. Аммосов, Е. А. Барс, Т. А. Ботнева и др. М., Недра, 1983.*
- Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран.* Т. I и II. М., Недра, 1976.
- Успенская Н. Ю., Таузон Н. Н.* Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., Недра, 1972.

Предисловие	3
ЧАСТЬ ПЕРВАЯ.	
ВВЕДЕНИЕ В ГЕОЛОГИЮ НЕФТИ И ГАЗА	5
Глава I. Нефть и природный газ — ценные полезные ископаемые	5
Глава II. Состав и свойства нефти, газа и конденсата	9
Глава III. Происхождение нефти и газа	16
Глава IV. Формирование залежей нефти и газа	21
§ 1. Природные резервуары	21
§ 2. Породы — коллекторы нефти и газа	22
§ 3. Покрышки залежей нефти и газа	27
§ 4. Ловушки нефти и газа	31
§ 5. Основные понятия о миграции	39
§ 6. Формирование и разрушение скоплений нефти и газа	41
§ 7. Понятие о залежах и месторождениях нефти и газа	46
§ 8. Типы залежей нефти и газа	48
Глава V. Основные закономерности распространения нефти и газа	52
Глава VI. Районирование нефтегазоносных территорий	56
ЧАСТЬ ВТОРАЯ.	
НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ СССР	59
Глава VII. Нефтегазоносные области западных районов европейской части СССР	61
§ 1. Днепровско-Донецкая газонефтеносная область	62
§ 2. Предкарпатская нефтегазоносная область	73
§ 3. Причерноморско-Крымская газонефтеносная область	80
§ 4. Припятская нефтеносная область	84
§ 5. Прибалтийская нефтеносная область	88
Глава VIII. Нефтегазоносные провинции восточных районов европейской части СССР	92
§ 1. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция	93
§ 2. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция	110
§ 3. Прикаспийская нефтегазоносная провинция	119
Глава IX. Нефтегазоносные области Северного Кавказа и Закавказья	132
§ 1. Азово-Кубанская нефтегазоносная область	133
§ 2. Ставропольская газоносная область	143
§ 3. Терско-Кумская нефтегазоносная область	147
§ 4. Азербайджанская нефтегазоносная область	157
§ 5. Грузинская нефтеносная область	164

Глава X. Нефтегазоносные области Средней Азии и Западного Казахстана	167
§ 1. Западно-Туркменская нефтегазоносная область	168
§ 2. Центральнокаракумская газонефтеносная область	174
§ 3. Восточно-Каракумская газоносная область	179
§ 4. Бухаро-Хивинская газонефтеносная область	188
§ 5. Ферганская нефтегазоносная область	196
§ 6. Сурхан-Вахшская нефтегазоносная область	202
§ 7. Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область	207
Глава XI. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция	215
§ 1. Газонефтеносные области севера Западно-Сибирской провинции	218
§ 2. Приуральская нефтегазоносная область	225
§ 3. Среднеобская нефтегазоносная область	230
§ 4. Васюганская газонефтеносная область	234
Глава XII. Нефтегазоносные области Восточной Сибири	237
§ 1. Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область	238
§ 2. Лено-Вилюйская газоносная область	245
Глава XIII. Сахалинская газонефтеносная область	251

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН	258
---	-----

Глава XIV. Запасы и добыча нефти и газа в зарубежных странах	258
---	-----

Глава XV. Основные нефтегазодобывающие провинции и области зарубежных стран	260
--	-----

§ 1. Северная Америка	260
§ 2. Ближний и Средний Восток	269
§ 3. Африка	274
§ 4. Европа	278

Список литературы	283
------------------------------------	-----

Григорий Аркадьевич Габриэляни

ГЕОЛОГИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Редактор издательства Т. А. Дементьева
Переплет художника В. Б. Строганова
Художественный редактор В. В. Шутько
Технические редакторы Н. В. Жидкова и Л. А. Мурашова
Корректор В. И. Ионкина

ИБ № 5128

Сдано на фотонабор 06.06.83. Подписано в печать 28.05.84.
Т-12909. Формат 60×90^{1/16}. Бумага типографская № 1. Гарни-
тура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 18,0. Усл. кр.-
отт. 18,0. Уч.-изд. л. 20,85. Тираж 6000 экз. Заказ 1423/9010-7.

Цена 1 р. 10 к.

Ордена «Знак почета» издательство «Недра», 103633, Москва
К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Набрано в Ленинградской типографии № 2 головном предприя-
тии ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объе-
динения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союз-
полиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам
издательств, полиграфии и книжной торговли. 198052, г. Ле-
нинград, Л-52, Измайловский проспект, 29.

Отпечатано с фотополимерных форм в Ленинградской типографии
№ 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объе-
динения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союз-
полиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам
издательств, полиграфии и книжной торговли, 191126, Ленинград,
Социалистическая ул., 14

ВНИМАНИЮ ЧИТАТЕЛЕЙ!
В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ «НЕДРА»
ГОТОВЯТСЯ К ПЕЧАТИ НОВЫЕ КНИГИ

КАНАЛИН В. Г. Интерпретация геологопромысловой информации при разработке нефтяных месторождений. 1984.—15 л.—75 к.

Рассматриваются методы интерпретации исходных геологопромысловых данных и использование получаемых результатов при проектировании и анализе состояния разработки нефтяных залежей. Описываются методы получения геологопромысловой информации о продуктивных пластах. Значительное внимание уделено оценке фильтрационных и емкостных характеристик коллекторов косвенными методами, а также комплексному учету геологопромысловых особенностей нефтяных залежей при разработке.

Для инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности, преподавателей и студентов геологических специальностей нефтяных вузов и факультетов.

КАРОГОДИН Ю. Н., ПРОКОПЕНКО А. И. Методы исследования структуры нефтегазоносных бассейнов. 1984.— 20 л.— 1 р. 40 к.

Отражены количественные подходы к исследованию пликативных нарушений осадочных пород. Показаны широкие возможности применения аппарата проективной геометрии, позволяющего прогнозировать структурные планы глубокозалегающих продуктивных и потенциально продуктивных пластов. Рассмотрены существующие методы исследования пликативных дислокаций, и предложен метод, дающий возможность количественно оценить степень напряженности складок через кривизну и градиент кривизны.

Для геологов производственных и научно-исследовательских организаций, занимающихся поисками нефти и газа.

ОСОБЕННОСТИ разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири/Салманов Ф. К., Нестеров И. И., Берман Л. Б. и др. 1984.— 17 л.— 1 р.

Изложены основные принципы разведки и разработки газовых месторождений севера Тюменской области; рассмотрены факторы, определяющие особенности их разведки и разработки; приведены критерии определения качества выполненных работ. Дана методика оценки залежей газа, основанная на методе группирования. Приведены основные параметры залежей, показана степень достоверности их определения. Дан комплекс геофизических и геолого-промысловых исследований, необходимый для контроля за разработкой залежей.

Для специалистов, занятых разведкой и разработкой газовых месторождений.

СОКОЛОВ В. Л., Фурсов А. Я. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений: Учебник для техникумов.— 3-е изд., перераб. и доп. 1984.— 20 л.— 95 к.

Рассматривается стадийность поисково-разведочного процесса, разные этапы которого обеспечивают предварительную геолого-промышленную оценку месторождений и подготовку их к разработке. Каждая стадия характеризуется своим комплексом исследований, проводимых в оптимальных объемах. Описываются системы поисков и разведки месторождений, а также методики определения параметров залежей. В третьем издании (2-е изд.— 1979) более полно учтены современные условия проведения поисково-разведочных работ и требования к качеству подготовки месторождений для промышленного освоения.

Для учащихся нефтяных техникумов, обучающихся по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «Книга — почтой» магазинов:

№ 17 — 199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61;

№ 59 — 127412, Москва, Коровинское шоссе, 20.

4665

HEBRA