

А.А.БАКИРОВ А.К.МАЛЬЦЕВА

**ЛИТОЛОГО-
ФАЦИАЛЬНЫЙ
И ФОРМАЦИОННЫЙ
АНАЛИЗ
ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ
СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Под ред. засл. деятеля науки и техники РСФСР,
ТССР и УзССР, лауреата Ленинской премии
д-ра геол.-минер. наук, проф. А. А. БАКИРОВА

Допущено Министерством высшего и среднего специального
образования СССР в качестве учебного пособия для студентов
вузов, обучающихся по специальности «Геология и разведка
нефтяных и газовых месторождений»

МОСКВА „НЕДРА” 1985

Бакиров А. А., Мальцева А. К. Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа / Под ред. А. А. Бакирова: Учеб. пособие для вузов. — М.: Недра, 1985. — 159 с.

Изложены теоретические и практические аспекты формационного анализа, проблемы изучения фаций и формаций, благоприятных для образования нефтегазоматеринских пород, коллекторов и покрышек. Освещаются вопросы ритмичности и цикличности строения осадочных толщ, возможности циклического анализа для корреляции разрезов, выяснения распределения нефтегазоматеринских пород, коллекторов и покрышек, изучения структурного развития территорий.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Ил. 45, список лит.— 17 назв.

Рецензенты:

кафедра геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Азербайджанского института нефти и химии;

В. Н. Холодов, д-р геол.-минер. наук (Геологический институт АН СССР)

Предисловие

Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года предусматривается дальнейшее расширение геологоразведочных работ с целью ускоренного выявления и разведки месторождений нефти, природного газа и газового конденсата. При этом большая роль отводится развитию новых прогрессивных видов геолого-геофизических исследований.

Формационный, литолого-фациальный и циклический анализы, применяемые в тесной взаимосвязи, представляют собой актуальное направление при поисках и разведке нефти и газа. Подтверждением служит неоднократное обсуждение этих вопросов на все-союзных совещаниях и семинарах, проводившихся в Москве (1975, 1978 гг.), Новосибирске (1975 г.), Ленинграде (1977 г.), Одессе (1980 г.), Уфе (1983 г.). Названные методы исследований позволяют квалифицированно решать вопросы корреляции разрезов, прогнозирования и оценки качества пород-коллекторов и пород-покрышек, определять условия, благоприятные для нефте- и газообразования, воссоздавать палеогеографическую и палеотектоническую обстановки.

Особенно велика роль формационных и литолого-фациальных исследований при поисках скоплений углеводородов в ловушках литологического, стратиграфического, рифогенного и комбинированного типов, условно называемых неструктурными. Проблема поисков скоплений углеводородов, связанных с неструктурными ловушками, в последние годы также неоднократно обсуждалась на всесоюзных научных конференциях и семинарах. По этому вопросу имеется обширная опубликованная литература в нашей стране и за рубежом.

В задачу авторов учебного пособия входило ознакомить студентов геологических специальностей на современном уровне развития науки с возможностями использования формационного, литолого-фациального и циклического анализа в нефтегазовой геологии, а также осветить основные перспективные направления их развития.

При подготовке учебного пособия основой послужили материалы лекций курсов «Теоретические основы и методы поисков и раз-

ведки нефти и газа» (читает проф. А. А. Бакиров) и «Литоология общая и нефтегазоносных формаций» (читает проф. А. К. Мальцева) для студентов-геологов по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» в Московском институте нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина. Ряд рассмотренных в книге вопросов базируется на многолетних научных исследованиях авторов. Это, в частности, относится к разделам о нефтегазоносных формациях, специфике строения и поисков зон нефтегазоаккумуляции неструктурного типа.

При составлении учебного пособия авторы широко пользовались опубликованными работами, на которые имеются соответствующие ссылки в тексте и списке литературы. Из использованной литературы в первую очередь следует отметить капитальные труды И. М. Губкина, Н. М. Страхова, Д. В. Наливкина, Л. Б. Рухина, Н. Б. Вассоевича, Г. Ф. Крашенинникова, Р. Кинга, Д. Буша и др., а также работы А. Н. Дмитриевского, Г. А. Каледы, Ю. Н. Карогодина, И. К. Королюк, М. В. Коржа, Н. А. Крылова, В. Г. Кузнецова, О. М. Мкртчяна, В. Д. Наливкина, Б. К. Прошлякова, В. М. Цейслера и др.

Авторы будут признательны за критические замечания по содержанию книги и просят направлять их по адресу: 117917, Москва. Ленинский проспект, 65, МИНХиГП им. И. М. Губкина, кафедра теоретических основ поисков и разведки нефти и газа.

Глава I.

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ФОРМАЦИОННОГО
АНАЛИЗА В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ**

**§ 1. ПОНЯТИЕ О ФОРМАЦИИ. ПРИНЦИПЫ ВЫДЕЛЕНИЯ
ФОРМАЦИИ**

Понятие «формация» введено в геологическую литературу немецкими геологами А. Вернером, предложившим этот термин, и Г. Фюкселем во второй половине XVIII в. Первоначально под формацией понимали комплекс пород, сходных по составу и положению в разрезе. Позже учение о формациях получило развитие в трудах русского геолога Ю. В. Саймонова, швейцарского исследователя Э. Реневье, французского ученого Э. Ога и других ученых. В СССР этому вопросу посвящены фундаментальные работы А. А. Борисяка, В. А. Обручева, В. В. Белоусова, Н. Б. Вассоевича, Ю. А. Жемчужникова, Д. В. Наливкина, В. И. Попова, Л. Б. Рухина, И. М. Страхова, П. П. Тимофеева, В. Е. Хаина, Н. П. Хераскова, Н. С. Шатского и др.

Долгое время существовал односторонний, а в ряде случаев узкий подход к трактовке понятия «формация», когда этот термин применялся при постановке конкретных задач, решавшихся исследователями различных геологических направлений. Постепенно термин «формация» стал термином широкого пользования. Так, по типу геотектонического режима выделяют формации платформенные, переходные, геосинклинальные, по климатическим условиям — аридные и гумидные, по специфическим особенностям состава пород — угленосные, эвапоритовые, по цвету — красноцветные, сероцветные, по характерным чертам строения — флишевые, молассовые и т. д.

Некоторые исследователи не проводят четкую границу между понятиями «формация» и «фация». Так, в пределах одного и того же региона одни и те же комплексы однородных горных пород называют то формацией, то фацией (например, карбонатная формация, карбонатная фация и т. д.). Между тем, как было справедливо отмечено еще Н. С. Шатским, «формации часто совершенно неверно смешивают с фациями. Фации — главным образом понятие палеогеографическое и палеогеоморфологическое, формации же прежде всего — тектоническое, ибо оно связано с определенными структурами». При этом имеются в виду региональные структуры.

В американской литературе и публикациях ряда западных стран термин «формация» используют для обозначения крупных стратиграфических подразделений, включающих породы с определенными литологическими свойствами, что примерно соответствует свитам в нашем представлении.

Приведем наиболее распространенные определения понятия «формация».

Н. С. Шатский под формациями понимает естественные комплексы (сообщества, ассоциации) горных пород, отдельные части которых тесно парагенетически связаны друг с другом как в латеральном направлении, так и в вертикальной последовательности. Близкое определение понятия формации дается Н. П. Херасковым.

По В. И. Попову, геологическая формация — это «...естественно-историческое сообщество генетически связанных сопряженных горных пород, жидкостей и газов, отвечающее определенной динамически обособленной единице геологической среды (т. е. фации), которая возникает в той или иной фазе (этапы, стадия) развития данного региона земной коры».

Л. Б. Рухиным формация определяется как «...генетическая совокупность фаций, выделяющаяся среди других особенностями своего состава или строения и устойчиво образующаяся на более или менее значительном участке земной поверхности при определенном тектоническом режиме».

По Н. М. Страхову, осадочная формация — это «...более или менее мощная толща осадочных пород, которая является естественным их сообществом или парагенезисом и отражает в своем составе длительно существовавшую физико-географическую обстановку и ее тектонический режим. Формация представляет ландшафтно-тектоническое сообщество пород».

В. В. Белоусов осадочными формациями называет «...комплекс фаций осадочных толщ, соответствующий определенной стадии генетического цикла и определенной геотектонической зоне».

По В. Е. Хаину, «формация — закономерное сочетание парагенетически взаимосвязанных литофаций, возникших в определенной, точнее, в изменяющейся в известных пределах физико-географической, геохимической и геотектонической обстановках».

На Первой конференции по учению о геологических формациях (Новосибирск, 1953 г.) было дано следующее определение: «Геологическая формация — реально существующие естественно-исторические сочетания горных пород и полезных ископаемых, связанные совместным происхождением и часто совместным залеганием. Формации отделяются друг от друга коренными качественными скачками, отражающими главные закономерности данного региона (геотектонической единичной провинции и т. д.) и Земли в целом».

Нет единообразия в определении понятия о геологических формациях также и в справочной литературе. Так, в Геологическом словаре¹ говорится, что геологические формации — это «сообщество»

¹ М., Недра, 1973.

ства геол[огических] тел (слоев и т. д.), объединяемые в парагенетическом, генетическом, стратиграфическом или каком-либо ином отношении». В БСЭ дано уже иное определение этого понятия — «...формация (геологическая) — комплекс генетически связанных горных пород, в том числе полезных ископаемых, совместное образование и нахождение которых в земной коре обусловлено определенными условиями геологической среды (тектонический режим, климат)».

Как видно из изложенного, различные авторы и справочные издания определяют понятие о геологических формациях по-разному. Однако на современном этапе среди многих направлений в изучении формаций в нашей стране выделяются два главных.

Одно из них четко отражено в работах В. В. Белоусова, В. Е. Хаина и Д. В. Наливкина, где подчеркивается генетическая сущность термина «формация». При том В. В. Белоусовым и В. Е. Хаиным развивается тектонический аспект понятия. Как было отмечено Н. Б. Вассосвичем, по В. В. Белоусову, к формациям следует относить комплекс фаций, соответствующих определенной стадии геотектонического цикла; по В. Е. Хаину, формации должны отвечать: в палеотектоническом смысле определенным стадиям, этапам развития основных типов крупных элементов земной коры; в палеогеографическом смысле — целым бассейнам осадконакопления или крупным естественным их частям (по Н. М. Страхову); в хроностратиграфическом смысле — периодам и эпохам. Д. В. Наливкин под формацией понимает крупнейшие палеогеографические единицы, в качестве которых выделяет формацию море и формацию континент. Таким образом, внутри генетического направления наметились две ветви: тектоническая (В. В. Белоусов, В. Е. Хаин и др.) и палеогеографическая (Н. М. Страхов, Д. В. Наливкин, В. И. Попов и др.).

Сущность генетического направления заключается в установлении (на стадии выделения формации) генезиса пород, слагающих формацию, путем выделения типа тектонических структур или палеогеографической обстановки, обусловивших ее возникновение.

Второе направление, разработанное Н. С. Шатским и развитое Н. П. Херасковым, А. Л. Яншиным, отчасти Л. Б. Рухиным, в последние годы В. М. Цейслером, А. А. Бакировым, А. К. Мальцевой и др., подчеркивает парагенетическую вещественную сущность формации (на стадии ее выделения).

С точки зрения парагенетической сущности формации первоосновой для ее выделения является относительная литологическая однородность пород, позволяющая легко отделить одну формацию от другой. Формации могут быть монофациальными и полифациальными; они могут быть образованы преимущественно одним типом пород (например, глинами, известняками, мергелями) или переслаиванием пород (например, различные песчано-глинистые, терригенно-эффузивные формации).

Выделение формации как геологического тела, образованного одним типом пород или совокупностью взаимосвязанных совмест-

ным происхождением пород, представляет начальный этап формационного анализа. Последующий этап — это определение ее хроностратиграфических признаков и генезиса, палеогеографических и палеотектонических условий ее образования.

В нефтегазовой геологии парагенетический подход к изучению формаций наиболее приемлем, так как с его помощью акцентируется внимание на вещественной сущности формации.

Л. Б. Рухин указывал на четыре основных фактора, определяющих образование формаций и их тип, — тектонический, вулканический, биогенный, климатический и, справедливо подчеркивая первостепенную роль тектонического фактора, обращал внимание на необходимость установления связи между составом пород и структурными особенностями данного региона. Тектонический режим, как известно, предопределяет положение и характер областей размыва и осадконакопления, интенсивность вулканических процессов, цикличность строения осадочных толщ и т. д.

Какое же определение можно дать формации с точки зрения парагенетической концепции, учитывая все сказанное выше?

Осадочные формации представляют собой естественно выделяющиеся литологически однородные крупные геологические тела, обособленные в пространстве и в разрезе от смежных тел, образовавшиеся в определенных палеотектонических и палеогеографических условиях и соответствующие по своему стратиграфическому объему ярусу или отделу, реже — нескольким отделам или части яруса.

С этой позиции осадочные формации являются комплексами разнообразных или однотипных фаций, сформировавшихся в постоянных или слабо изменяющихся тектонических и климатических условиях. Существенное изменение тектонического режима или (и) климата обуславливает смену формаций в разрезе. Так, например, песчано-глинистые угленосные формации состоят из комплекса фаций, включающих прибрежно-морские, дельтовые, аллювиальные, озерные, болотные и прочие отложения, образовавшиеся в условиях различной степени выраженности гумидного климата и существенной дифференциации тектонических движений. Формации типа доманиковых характеризуются большим постоянством фациального состава, свидетельствующим о чрезвычайно слабых изменениях тектонических и климатических условий в момент их образования.

По А. А. Бакирову геологическая формация представляет собой естественно-историческое сообщество (ассоциацию, комплекс) горных пород и заключенных в них жидких, газообразных и твердых полезных ископаемых; фауны и флоры, генетически связанных между собой по условиям образования и распространения во времени (в разрезе) и пространстве.

Смена типов формаций в вертикальном разрезе свидетельствует о значительных изменениях тектонического режима и климата в этот отрезок геологической истории. Примером является смена терригенных угленосных формаций карбонатными, эвапоритовыми

и терригенными красноцветными в юрских отложениях юга эпипалеозойских плит СССР.

В составе формаций выделяют субформации, характеризующиеся своеобразием литологических свойств и структуры, обусловленным спецификой палеотектонических и палеогеографических условий образования. Субформации представляют собой части (верхние, нижние, средние) тела формации. Формации в своей совокупности образуют вертикальные и латеральные формационные ряды. По Н. Б. Вассоевичу, вертикальные ряды формаций отражают последовательные стадии развития определенных крупных геоструктурных элементов.

Существует понятие об абстрактных и конкретных формациях, введенное в геологическую литературу Н. П. Херасковым в 1952 г. Под абстрактными формациями им понимается совокупность конкретных формаций, объединенных по их систематическим признакам — составу и строению. Все другие признаки конкретных формаций при их группировке в абстрактные формации не учитываются. Конкретные формации представляют собой реально существующие в природе разнообразные формации, различающиеся своими специфическими особенностями.

Границы между геологическими формациями в разрезе и пространстве определяют обычно по изменению литологических свойств горных пород или же палеогеографических и тектонических условий их образования. Иногда различные формации отделяются друг от друга стратиграфическим несогласием и региональным перерывом в накоплении осадков, местами сопровождающимися зонами размыва ранее образовавшихся отложений. Это свидетельствует о скачкообразном качественном изменении условий образования отложений и наступлении новых этапов тектогенеза и литогенеза.

Название осадочной формации дают по преобладающему типу пород, формирующему ее тело, затем указывают физико-географические условия образования и в ряде случаев отмечают специфические особенности, отражающие геохимическую обстановку осадкообразования, структурные или текстурные признаки, цвет и т. д. Например, карбонатная формация открытого шельфа, песчано-глинистая угленосная формация паралического типа, песчано-глинистая мелководно-морская глауконитовая формация, терригенная красноцветная континентальная, терригенно-красноцветная флишевая, континентальная молассовая формации и т. д.

Для осадочных формаций, содержащих углеводороды, указывают преобладающий их тип: преимущественно нефтеносная или газоносная, битуминозная. Отмечают и другие виды полезных ископаемых: формации угленосные, соленосные и т. д.

§ 2. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ФОРМАЦИИ

К числу основных системообразующих элементов нефтегазовой геологической мегасистемы относят нефтегазоносные формации и фации.

Сравнительный анализ геологических условий размещения регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазонакопления на всех континентах нашей планеты показывает, что формирование и пространственное распространение их в литосфере теснейшим образом связаны, с одной стороны, с тектогенезом, и притом лишь с определенной направленностью и режимом региональных колебательных движений, а с другой стороны, с литогенезом, и при этом лишь с определенными формациями и фаціальными условиями их образования и распространения.

И. М. Губкин писал, что «...литологические свойства пород, принимающих участие в строении нефтяных месторождений, играют наряду с тектоникой огромную роль при формировании нефтяных месторождений» [3, с. 294]. Н. М. Страхов утверждал, что «...тектогенез и литогенез в истории земной коры в сущности — две стороны единого историко-геологического процесса». Следует отметить, что о наличии прямой связи между развитием формаций и тектоническими движениями писал еще в 1884 г. академик А. П. Карпинский.

Нефтегазоносные формации многими исследователями не выделялись в особую группу. Некоторые геологи ошибочно полагают, что вообще нельзя выделить нефтегазоносную формацию, поскольку скопления нефти и газа встречаются будто бы во всех геологических формациях. Другие геологи, не отвергая существование в природе нефтегазоносных формаций, понимают их крайне упрощенно. Последняя точка зрения нашла отражение и в определении нефтегазоносной формации в Геологическом словаре, где нефтеносной формацией называется формация, содержащая нефть. При этом указывается, что это «термин свободного пользования, так как нефтеносными может быть большинство осад[очных], особенно субаквальных форм[аций]».

Такое определение не вскрывает генетическую сущность нефтегазоносных формаций и вследствие этого не позволяет выделять критерии их прогнозирования и поисков. Кроме того, такого рода утверждения о нефтегазоносных формациях противоречат действительности, т. е. наблюдаемым в природе фактам, свидетельствующим о том, что скопления углеводородов распространены не во всех осадочных и даже субаквальных формациях, а приурочены лишь к определенным генетическим типам осадочных формаций.

Как показано в ряде работ А. А. Бакирова, регионально нефтегазоносные комплексы отложений обнаруживаются в геологических формациях, накопление и развитие которых происходит лишь в определенных палеогеографических, палеогеохимических и палеотектонических условиях. Исходя из этого, А. А. Бакировым было рекомендовано к *нефтегазоносным формациям относить естественно-историческую систему ассоциаций горных пород, генетически связанных между собой во времени (геологическом) и пространстве палеотектоническими, палеогеографическими и палеогеохимическими условиями образования, благоприятными для возникновения*

и развития процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

В приведенном определении показана генетическая связь естественно-исторической ассоциации нефтегазоносных горных пород с фациальными (физико-географическими, геохимическими) и палеотектоническими условиями их образования, так как ими определяются основные критерии их прогнозирования и поисков.

Нефтегазоносные формации латерально могут распространяться на сотни, а иногда тысячи километров, охватывая нередко территорию нескольких крупных геоструктурных элементов. Мощность их в разрезе литосферы колеблется от сотен до тысяч метров.

Нефтегазоносная формация может охватывать одно или несколько крупных литолого-стратиграфических подразделений. Нефтегазоносные формации, близкие по вещественному составу палеогеографическим и палеотектоническим условиям образования, могут быть объединены в вертикальные и латеральные ряды.

Нефтегазоносные формации могут быть представлены преимущественно одной литологической разностью пород или чередованием пород с различными литологическими свойствами.

В составе целостной нефтегазоносной формации выделяют субформации в зависимости от приуроченности их к различным тектоническим элементам первого порядка, особенностей палеогеографических условий осадконакопления, преобладающих литологических свойств, фазового состояния содержащихся в них углеводородов (преимущественно жидкие или газообразные) и других особенностей.

Генетическая зависимость региональной нефтегазоносности осадочных формаций от палеотектонических и палеогеографических условий их накопления и развития А. А. Бакировым показана на основе сравнительного анализа обширного геологического материала по территориям Русской, Туранской, Западно-Сибирской плит, Северо-Американской платформы, Ближнего и Среднего Востока [1].

Проиллюстрируем указанную зависимость следующими примерами.

В пределах восточных областей Русской плиты, в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции ряд литолого-стратиграфических комплексов девонского и каменноугольного возраста регионально нефтегазоносен. Представлены они как терригенными, так и карбонатными отложениями морского и прибрежно-лагунного, а местами прибрежно-континентального происхождения, образование которых в рассматриваемые отрезки геологического времени происходило на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации.

В западных же областях Русской плиты (на восточных и юго-восточных склонах Балтийского щита) стратиграфические аналоги тех же девонских и каменноугольных отложений образовались преимущественно в континентальных и прибрежно-континенталь-

ных условиях в основном в аэробной геохимической обстановке на фоне неоднократного чередования движений воздымания и прогибания при сравнительно незначительных амплитудах последних. Скопления нефти и газа они не содержат.

Зависимость распространения нефтегазоносных формаций от палеогеографических и палеотектонических условий их накопления наблюдается также в мезозойских отложениях, развитых на территории Туранской плиты. В пределах Амударьинской, Мургабской и Южно-Мангышлакской впадин в отложениях мезозойской группы, в том числе среднеюрских, келловей-оксфордских, неоконских, апт-альбских, а в некоторых районах и верхнемеловых, обнаружен ряд регионально нефтегазоносных комплексов. Представлены они терригенными, карбонатными и карбонатно-терригенными отложениями, образовавшимися в различных литолого-фациальных условиях (морских, прибрежно-лагунных, а местами континентальных). Однако у них есть одна общая особенность — это накопление в субаквальной анаэробной среде на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации в рассматриваемые отрезки геологического времени.

В то же время севернее названных нефтегазоносных областей, а именно на территории Сырдарьинской впадины, стратиграфические аналоги тех же литолого-стратиграфических комплексов образовались в иных палеогеографических и палеотектонических условиях, т. е. при господстве преимущественно континентального режима с анаэробной геохимической обстановкой на фоне неоднократного чередования колебательных тектонических движений. И эти отложения лишены регионально нефтегазоносных комплексов.

Зависимость нефтегазоносности формаций от палеогеографических и палеотектонических условий накопления осадочных образований наблюдается и в юрских отложениях восточного склона Урала и Западно-Сибирской плиты. На территории восточного склона Уральского хребта юрские отложения образовались преимущественно в континентальных условиях и регионально угленосны. Восточнее, в пределах Западно-Сибирской плиты, отложения юрского возраста представлены морскими, прибрежно-континентальными образованиями, накопление которых происходило на фоне преобладания движений прогибания со значительной амплитудой. И эти отложения здесь регионально нефтегазоносны.

Аналогичная зависимость региональной нефтегазоносности формаций от палеогеографических и палеотектонических условий накопления вмещающих их геологических формаций наблюдается и во многих странах мира.

Так, например, в пределах Месопотамской предгорной впадины на территории Юго-Западного Ирана и Ирака в отложениях эоцена, олигоцена, нижнего и среднего миоцена, представленных карбонатными осадками морского, прибрежного и лагунного происхождения и образовавшихся на фоне устойчивого прогибания бассейна седиментации, обнаружен ряд регионально нефтегазо-

носных комплексов, содержащих огромные запасы нефти и газа. В то же время в прилегающих с запада к Месопотамской впадине районах Аравийской платформы отложения среднего и нижнего миоцена накапливались преимущественно в условиях континентального режима при неоднократном чередовании движений поднятия и прогибания с относительно незначительной амплитудой. И указанные отложения здесь не содержат регионально нефтегазоносных комплексов.

Зависимость региональной нефтегазоносности формаций от палеотектонических и палеогеографических условий их образования и развития наблюдается и в ряде регионов США. В этом отношении показательным является, например, характер изменения региональной нефтегазоносности палеозойских отложений в пределах Предаппалачской предгорной впадины.

В центральной части Предаппалачской впадины девонские и миссисипские (нижнекаменноугольный отдел) отложения представлены главным образом морскими, прибрежно-морскими и лагунными фациями и характеризуются региональной нефтегазоносностью. К востоку они претерпевают фациальные изменения и на восточном борту впадины сложены главным образом континентальными красноцветными образованиями, накопление которых происходило в аэробной геохимической обстановке при сравнительно незначительных амплитудах прогибания бассейна седиментации в течение рассматриваемых отрезков времени. Одновременно с замещением морских и прибрежных фаций континентальными в разрезе девонских и миссисипских отложений на восточном борту Предаппалачской впадины исчезают и скопления нефти и газа, несмотря на то что здесь имеются и коллекторы, и локальные структуры, благоприятные для образования скоплений углеводородов.

Зависимость региональной нефтегазоносности отдельных литолого-стратиграфических подразделений от палеогеографических и палеотектонических условий их образования четко наблюдается и на Африканской платформе. Так, например, в пределах Восточно-Алжирской и Ливийской синеклиз верхнекаменноугольные и пермские отложения, а также верхнемеловые образования в районах, где они представлены в континентальных фациях, не содержат регионально нефтегазоносных комплексов. В районах, где эти отложения выражены морскими, прибрежно-морскими и лагунными фациями, накопление которых происходило на фоне устойчивого прогибания рассматриваемых районов со значительной амплитудой, они регионально нефтегазоносны.

Региональная зависимость распространения в разрезе и пространстве нефтегазоносных формаций от палеотектонических условий и среды наблюдается и при сравнительном рассмотрении нефтегазоносности крупных литолого-стратиграфических подразделений в пределах обширных территорий платформ, что было показано А. А. Бакировым в работах 1959—1973 гг. на примерах Северо-Американской, Аравийской платформ и Русской плиты.

Сравнительное изучение палеотектоники названных платформ показывает, что пространственное размещение региональных геоструктурных элементов (сводовых поднятий и впадин) в течение их геологического развития не оставалось неизменным во времени (геологическом).

Каждый новый этап тектогенеза развивался на основе предыдущего и в начале наследовал его структурные соотношения. Затем возникали новые качественные особенности, нередко приводившие к изменению пространственного размещения областей устойчивого прогибания и региональных поднятий. Указанная перестройка временами приводила к соответствующим изменениям палеогеографических условий, а иногда к изменениям пространственного расположения и очертаний бассейнов седиментации и областей сноса. В тесной связи с указанными изменениями происходило и перемещение в пространстве и во времени нефтегазоносных формаций.

Особенности указанных перестроек и изменений в конечном результате определялись общим направлением региональных тектонических, в том числе волнообразно-колебательных, движений в течение отдельных геологических эпох и периодов, т. е. палеотектоникой.

В фазы развития преимущественно движений устойчивого прогибания при наличии благоприятных палеогеологических, палеогеохимических и палеогадрологических условий в пределах соответствующих сегментов бассейна седиментации формировались нефтегазоносные формации и в их составе регионально нефтегазоносные комплексы.

В фазы активизации дифференциации колебательных движений усиливалась региональная миграция флюидов и более интенсивно проходило формирование зон нефтегазонакопления. При соответствующих изменениях общей направленности региональной динамики флюидов в эти отрезки геологического времени внутри нефтегазоносных формаций местами происходило перераспределение ранее образовавшихся скоплений нефти и газа. Наконец, в фазы развития преимущественно движений воздымания в тех случаях, когда рассматриваемая область попадала в зону активного водообмена и воздействия процессов аэрации, ранее образовавшиеся в этой области скопления углеводородов разрушались.

Как показывает сравнительный анализ схем палеотектоники и размещения регионально нефтегазоносных территорий в отдельные геологические периоды развития Русской плиты, Северо-Американской и Аравийской платформ, ареалы (от латинского слова *arealis* — площадное распространение) пространственного размещения нефтегазоносных формаций в отложениях различных геологических эпох и периодов в одних случаях совпадают, в других — территориально смещены.

Указанные особенности пространственного соотношения ареалов нефтегазоносных формаций и их регионально нефтегазоносных комплексов в отложениях различных геологических периодов и

эпох зависят, во-первых, от режима и направленности тектонических колебательных движений крупных геоструктурных элементов бассейнов седиментации и прилегающих областей сноса в течение рассматриваемого и последующих за ним отрезков геологического времени (периодов, эпох и т. д.) и, во-вторых, от палеогеографических условий осадконакопления, литологической характеристики, физических, в том числе коллекторских, свойств пород, участвующих в строении исследуемых структурных этажей.

Пространственное совпадение ареалов нефтегазоносных формаций в отложениях нескольких структурных этажей различных геологических отрезков времени (эпох и периодов) обычно наблюдается в тех случаях, когда общая направленность и режим колебательных движений крупных геоструктурных элементов (к которым приурочены нефтегазоносные области и прилегающие к ним территории сноса) в течение рассматриваемых отрезков геологического времени были близки и когда каждый из исследуемых нефтегазоносных этажей содержит коллекторы и ловушки, благоприятные для образования скоплений углеводородов.

Если же общая направленность и режим тектонических колебательных движений крупных геоструктурных элементов, к которым приурочены нефтегазоносные области и прилегающие к ним территории сноса, в течение рассматриваемых отрезков геологического времени были неодинаковыми, то наблюдается несовпадение в пространстве ареалов нефтегазоносных формаций и содержащихся в них регионально нефтегазоносных комплексов.

Рассмотренные примеры показывают, что зависимость региональной нефтегазоносности отдельных формаций от палеогеографических и палеотектонических условий их накопления является генетической и прослеживается на всех без исключения континентах и континентальных шельфах Земли. Следовательно, эта зависимость может рассматриваться как одна из главных глобальных закономерностей распространения нефтегазоносных формаций в разрезе литосферы.

§ 3. РЕГИОНАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ФОРМАЦИЙ

Нефтегазоносные формации содержат скопления нефти и газа не повсюду. В их составе выделяют определенные литологические комплексы, которые отличаются региональной нефтегазоносностью в пределах обширных территорий, охватывающих, как правило, несколько крупных геоструктурных элементов. Если в целостной нефтегазовой геологической системе каждого региона объектом территориального прогнозирования являются нефтегазоносные области, зоны нефтегазоаккумуляции и составляющие их местоскопления, то объектом прогнозирования нефтегазоносности разреза литосферы являются регионально нефтегазоносные комплексы.

О приуроченности скоплений углеводородов к определенным литолого-стратиграфическим комплексам в пределах крупных регио-

нов писали А. Д. Архангельский, И. М. Губкин, А. А. Бакиров, И. О. Брод, А. А. Трофимук, М. Ф. Мирчинк, Н. Б. Вассоевич и др. Отложения, содержащие скопления углеводородов, назывались нефтегазоносными толщами, свитами или комплексами, и разные исследователи вкладывали в эти понятия различное содержание (в отношении их объема и генетической сущности). Вместе с тем характер распространения и генетическое соотношение нефтесодержащих и нефтепродуцирующих отложений и взаимоотношение их с геоструктурными элементами литосферы оставались малоизученными. Так, термином «нефтегазоносная свита» называли комплекс пород, в которых некоторые пласты или линзы содержат нефть. Если нефть образовалась из нефтематеринских пород содержащей ее свиты, последнюю называли первично-нефтеносной; если нефть скопилась в результате вертикальной миграции, свиту называли вторично-нефтеносной. Аналогичное определение нефтеносной свиты содержится и в Геологическом словаре, изданном в 1978 г.

В 1960 г. А. В. Ульянов предложил называть нефтегазоносной свитой любой комплекс пород, состоящий из коллекторов и покрышек, и на этом основании выделил 15 типов свит, различающихся по литологическому сочетанию вмещающих и перекрывающих пород.

Можно видеть, что одни приведенные определения не раскрывают сущность регионального характера распространения нефтегазоносных свит, взаимоотношения их с крупными геоструктурными элементами и нефтегеологическими территориями, другие — не дают представления о генетической связи нефтесодержащих и нефтепродуцирующих отложений.

Л. А. Польстер в 1963 г., а затем С. Ф. Федоров, В. А. Чахмахчев и Б. М. Яковлев в 1968 г. предложили рассматривать нефтегазоносные литолого-стратиграфические комплексы, критериями для выделения которых являются резкая смена литолого-фациального состава пород по вертикали, однотипность набора битумопродуцирующих и коллекторских пород, слабопроницаемых покрышек и природных резервуаров, общность гидрогеологической, геохимической характеристик, а также условий нефтегазоносности. Однако и в этом определении не отражается пространственное распространение нефтегазоносных комплексов, не учитывается, что нередко один и тот же комплекс в различных частях нефтегазоносной провинции может быть представлен разными литологическими разновидностями нефтесодержащих пород. Не всегда также в составе нефтегазоносных комплексов, имеющих зональное или локальное распространение, присутствуют битумопродуцирующие породы.

Рассматривая закономерности размещения скоплений углеводородов в литосфере, А. А. Бакиров предложил выделить *регионально нефтегазоносные комплексы*, представляющие собой литолого-стратиграфические подразделения, характеризующиеся региональной нефтегазоносностью в пределах обширнейших территорий, охватывающих несколько крупных геоструктурных элементов изучаемой провинции.

Как уже было отмечено А. А. Бакировым, основными факторами, определяющими образование регионально нефтегазоносных комплексов, являются:

накопление органического вещества и вмещающих его осадков в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой в фазы развития движений прогибания, достаточного для создания соответствующих термодинамических условий, которые необходимы для преобразования и последующей эмиграции нефтяных углеводородов из нефтематеринских пород в коллекторы;

отсутствие возможности попадания рассматриваемой части разреза в зону активного водообмена и аэрации в последующие фазы развития восходящих движений;

наличие в комплексе пород, характеризующихся благоприятными коллекторскими свойствами;

наличие в комплексе толщи практически нефтегазонепроницаемых пород-покрышек для обеспечения сохранности залежей.

С регионально нефтегазоносными комплексами связаны подавляющее большинство зон нефтегазокопления и практически все крупные и крупнейшие местоскопления нефти и газа. Отсюда при прогнозировании нефтегазоносности недр выявление и изучение этих комплексов имеют первостепенное значение. В литолого-фациальном отношении регионально нефтегазоносные комплексы весьма разнообразны, но всех их объединяет одна диагностическая особенность: накопление в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации. Иначе говоря, палеогеографические и палеотектонические условия накопления и диагенеза отложений стратиграфических подразделений, относимых к регионально нефтегазоносным комплексам, были благоприятными для образования в них углеводородов и формирования скоплений нефти и газа.

Генетическая зависимость пространственного распределения скоплений нефти и газа от фациальных условий образования вмещающих пород четко прослеживается во всех нефтегазоносных провинциях мира, в частности на Русской плите, Евразийской эокампанской платформе (Западная Сибирь, Средняя Азия, Северное Предкавказье), Среднем и Ближнем Востоке, в Северной и Южной Америке и т. д. Вместе с тем в ряде регионов скопления нефти и газа встречаются в отложениях, которые не могли продуцировать углеводороды. Нефть и газ концентрируются при этом лишь в отдельных зонах и даже в единичных скоплениях и имеют явно эпигенетическое происхождение, будучи связанными с породами литолого-стратиграфических подразделений нижележащего нефтегазоносного этажа. Такие литолого-стратиграфические комплексы, хотя они и содержат нефть или газ, нельзя назвать регионально нефтегазоносными, поскольку они ограничены по площади, а условия их формирования не были благоприятными для генерации углеводородов.

Таким образом, анализ размещения скоплений нефти и газа в отдельных нефтегазоносных провинциях показывает, что нефтега-

зосодержащие отложения отличаются друг от друга как по своему пространственному распространению, так и по соотношению нефтесодержащих и нефтепродуцирующих толщ.

В связи с этим для научно обоснованного прогнозирования Э. А. Бакиров в 1969 г. разработал классификацию нефтегазосодержащих отложений, которая увязывалась с принятым нефтегеологическим районированием. В основу этой классификации были положены геотектонические (в масштабе распространения нефтегазоносных комплексов) и генетические (соотношения нефтесодержащих и нефтепродуцирующих пород) признаки.

В зависимости от взаимоотношения с нефтепродуцирующими породами нефтегазоносные комплексы подразделяют в этой классификации на сингенетичные, в состав которых входят нефтепродуцирующие породы, и эпигенетичные, содержащие нефть или газ, мигрировавшие из других осадочных образований. Если в нефтегазоносном комплексе помимо сингенетичных содержатся углеводороды, мигрировавшие по зонам нарушения из нижележащих комплексов, их можно назвать эписингенетичными.

В зависимости от площади распространения скоплений нефти и газа нефтегазоносные комплексы подразделяют на региональные, субрегиональные, зональные и локальные (Э. А. Бакиров). Региональные нефтегазоносные комплексы принимаются в трактовке А. А. Бакирова как литолого-стратиграфические подразделения, содержащие скопления нефти и газа в пределах обширнейших территорий, соответствующих нефтегазоносной провинции или большей ее части. К субрегиональным относятся комплексы пород, содержащие скопления нефти и газа только в пределах одной нефтегазоносной области какой-либо провинции. Отложения, продуктивные в пределах района или зоны нефтегазонакопления, выделяются как зональные.

Региональные нефтегазоносные комплексы, исходя из определения их образования, данного А. А. Бакировым, можно представить как природные системы, состоящие из совокупности горных пород, условия накопления и дальнейшее преобразование которых характеризуются благоприятными геологическими, геохимическими, гидрогеологическими, тектоническими и другими факторами, обусловившими возникновение и развитие процессов регионально-нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Ниже приведены примеры типичных региональных нефтегазоносных комплексов:

в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции — терригенные отложения живетского и франского ярусов девона (воробьевский, старооскольский, муллинский, нашыйский, кыновский горизонты) и карбонатные отложения фаменского яруса (саргаевский, мандымский, данково-лебедянский горизонты), терригенные отложения визейского яруса и верейского горизонта нижнемосковского яруса, карбонатные отложения турнейского, намюрского и башкирского ярусов;

на эпипалеозойской платформе юга СССР (Скифская плита Предкавказья и Туранская плита на территории среднеазиатских республик) — терригенные толщи средней юры, карбонатные отложения верхней юры (келловей — оксфорд), терригенные толщи неокома, апта, альба и др.;

на Западно-Сибирской плите — терригенные толщи средней и верхней юры, нижнего и верхнего мела;

в Азербайджане и Западной Туркмении — соответственно продуктивная и красноцветная толщи (стратиграфические аналоги, киммерийский ярус плиоцена);

на Северном Кавказе — песчаные толщи миоцена — олигоцена (караган, чокрак, майкоп, хадум), в зоне передовых хребтов — карбонатные отложения верхнего мела, в Предкавказье — терригенные толщи нижнего мела и юры;

в странах Ближнего и Среднего Востока — карбонатные отложения свит Джубейла, Ханифа и Араб (оксфорд — киммеридж), терригенные отложения комплексов Зубейр, Бурган, Вара и др. (неоком — апт и альб — сеноман) в краевой части погружения Аравийской платформы, карбонатные отложения свиты Асмари (миоцен — олигоцен) в Месопотамской впадине и др.;

на Северо-Американской платформе (США) — карбонатные толщи Элленбергер (Арбакл), Трентон, Симпсон и Вайола (ордовик); Ниагара и Хантон (силур); Траверс, Корниферус (девон); терригенные и карбонатные толщи Честер, Осейдж, Морроу, Чероки, Строун, Миссури (каменноугольный отдел); Сан-Андрес, Клир-Форк, Гуадалупе (нижняя пермь) в пределах Пермской впадины; песчаные толщи Вудбайн, Глен, Руозе, Игл-Форд (мел); песчаные толщи Фрио, Кокфилд, Нигура и Уилкоккс (палеоген — неоген) в Примексиканской впадине и др.;

в Канаде, в пределах впадины Альберта, — карбонатные толщи верхнего девона, песчаные толщи Кардиум, Викинг (мел) и др.

Такие регионально нефтегазоносные комплексы, к которым приурочена основная часть выявленных ресурсов нефти и газа, характерны для всех нефтегазоносных провинций всех континентов Земли.

Регионально нефтегазоносные комплексы могут быть представлены как терригенными, так и карбонатными образованиями морского, лагуниного, а местами и континентального происхождения. Общей объединяющей, а следовательно, и диагностической особенностью их является накопление в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации в каждый рассматриваемый отрезок геологического времени.

Совокупность горных пород, входящих в природную систему и представляющих собой определенный регионально нефтегазоносный комплекс, состоит из трех частей: нефтегазопроизводящей толщи, генерирующей нефть или газ, нефтегазосодержащей толщи, представленной коллекторами, в которых содержатся скопления нефти и газа, перекрывающей ее слабопроницаемой толщи — по-

крышки, обеспечивающей сохранность скоплений углеводородов.

Примером регионально нефтегазоносного комплекса, представленного чередованием таких пород, является продуктивная толща среднего плиоцена Апшеронского полуострова, состоящая из переслаивающихся глин и песчаников. В ряде случаев породы-коллекторы заключены в слабопроницаемые породы, которые на определенных этапах своего развития были нефтепродуцирующими, а затем стали выполнять роль покрышек. Примером регионально нефтегазоносного комплекса подобного строения может служить майкопская глинистая толща, включающая хадумский песчано-алевролитовый горизонт, к которому в пределах Ставропольского свода приурочены скопления газа.

Известны также примеры, когда нефтегазопродуцирующие отложения одновременно являются коллекторами — вмещителями нефти. Так, долгое время считалось, что газ из терригенных среднеюрских пород мигрировал в карбонатные отложения верхней юры (келловей—оксфорд), широко развитые в юго-восточной части Туранской плиты и перекрытые мощной толщей галогенных образований. Однако геохимические исследования, проведенные Э. А. Бакировым, М. В. Бордовской, А. М. Акрамходжаевым, О. В. Барташевич и др., показали, что значительные скопления газа образовались в результате генерации его этими же карбонатными верхнеюрскими отложениями. Иначе говоря, рассматриваемый верхнеюрский регионально газоносный комплекс состоит из двух частей карбонатной толщи, которая одновременно является продуцирующей и нефтесодержащей, и галогенной толщи, выполняющей роль покрышки.

Примером регионально нефтегазоносного комплекса подобного строения, но представленного терригенными образованиями, может служить баженовская свита верхней юры Западной Сибири. Нефтепродуцирующей толщей здесь являются битуминозные листоватые глинистые отложения с тонкими прослоями, линзочками или присыпками алевритистых, кремнистых и карбонатных разностей пород. Высокое содержание органического вещества, благоприятные геохимические и палеотектонические условия способствовали процессам генерации нефти, которая накапливалась в микротрещинах и по плоскостям наслоения.

Впервые выявленная промышленная нефтеносность баженовской свиты на Салымском местоскоплении впоследствии была установлена и на ряде других площадей Среднеобской нефтегазоносной области (Правдинское местоскопление и др.). Баженовская свита, наиболее изученная на площади Большой Салым, представляет собой толщу линзовидно чередующихся массивных и пластинчато-листоватых черных битуминозных гидрослюдистых глин.

По литологическим свойствам и геофизической характеристике баженовскую свиту подразделяют на четыре пачки (сверху вниз): первая сложена преимущественно массивными глинами с линзовидными прослоями плитчатых разностей (удельное электрическое сопротивление пород пачки не превышает 100 Ом·м),

вторая — в основном плитчатыми и листовато-пластинчатыми глинами с линзовидными прослоями массивных разностей, третья представлена главным образом плитчатыми и листовато-пластинчатыми глинами с линзами массивных глин мощностью от 0,2 до 1 м, четвертая — в основном массивными глинами с линзовидными прослоями плитчатых разностей.

В распространении проницаемых плитчатых разностей глин по Салымской площади закономерностей не установлено. Коллекторские свойства пород баженовской свиты изучали сотрудники ЗапСибНИГНИ, ВНИГРИ и ВНИИЯГГа по керновым и геофизическим материалам по Салымской площади. По данным ЗапСибНИГНИ эффективная пористость всех проницаемых пород в среднем равна 0,21%. По данным ВНИИЯГГа, открытая пористость в среднем составляет 2,2%.

Породы баженовской свиты различаются по степени и характеру трещиноватости. Почти повсеместно в них наблюдаются горизонтальные микротрещины, которые протягиваются вдоль дизъюнктивных нарушений, а также вертикальные трещины и стилолитовые швы. По В. М. Добрынину, протяженность микротрещин и их раскрытость невелики, последняя в большинстве образцов составляет 0,01—0,03 мм, но местами достигает 0,045 мм.

Наличие крупных вертикальных трещин в одних участках и прерывистых микротрещин с малой степенью раскрытости в других обуславливает большое различие дебитов скважин в пределах Салымской площади. При этом в участках с высокой степенью трещиноватости начальные дебиты нефти в скважинах достигали 150—350 т/сут, в то время как в низкотрещиноватых зонах составляли всего 0,5—1 т/сут.

Как установлено Э. А. Халимовым, В. С. Мелик-Пашасвым, высокодебитные скважины, расположенные в сильнотрещиноватой зоне, характеризуются и температурной аномалией. Зоне высокодебитных скважин соответствует пластовая температура 125—135°С, в то время как в зоне низкодебитных скважин она колеблется в пределах 105—120°С.

Нефть отложений баженовской свиты (по Салымской площади) — метановая, плотность от 0,80 до 0,88 г/см³, малосернистая (0,16—0,73%), содержание фракций, выкипающих до 300°С, 32—50%.

Отложения баженовской свиты, входящие в состав верхней юры, накапливались на большой территории Западно-Сибирской плиты в морских и прибрежно-морских условиях. В центральной части бассейна отлагались наиболее битуминозные глины, к окраинам в глинах появляются прослои песчаников и алевролитов.

На большей части территории отложения баженовской свиты накапливались в условиях некомпенсированного прогибания при затрудненном доступе кислорода в придонные воды и влиянии холодных арктических вод, периодическое внедрение которых вызывало массовую гибель теплолюбивых организмов и накопление богатых органическим веществом глинистых осадков. Осадки баже-

новской свиты накапливались в субаквальной среде в анаэробной геохимической обстановке на фоне устойчивого прогибания дна бассейна и при обильном поступлении в них органического материала. Таким образом, условия для формирования регионально нефтегазоносного комплекса баженовского типа были благоприятными.

К этой группе регионально нефтегазоносных комплексов относятся также майкопские отложения Северного Кавказа и свита Спраберри в Пермской впадине (США).

В разрезе нефтегазоносных формаций обычно встречается несколько регионально нефтегазоносных комплексов, разделенных толщей флюидоупоров. При этом большая их часть сингенетична по отношению к вмещающим стратиграфическим подразделениям. Сказанное подтверждает одно из основных положений теории биогенного происхождения нефти о периодичности процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции и тесной генетической связи их с цикличностью литогенеза и тектогенеза.

Количество циклов регионального нефтегазообразования в пределах отдельных нефтегазоносных провинций неодинаково и тесно связано с режимом и направленностью вертикальных колебательных движений крупных структурных элементов в каждый рассматриваемый отрезок геологического времени. Во многих нефтегазоносных провинциях толщи одних и тех же литолого-стратиграфических подразделений, накопление которых происходило в близких или даже одинаковых палеогеографических условиях, в одних районах регионально нефтегазоносны, а в других — нет. Региональная нефтегазоносность этих толщ, как правило, приурочена к территориям, которые в течение соответствующего отрезка геологического времени испытывали прогибание с более или менее значительной амплитудой. В тех же областях, которые в течение этого геологического времени прогибались незначительно, рассматриваемые литолого-стратиграфические комплексы нередко вовсе не содержат скоплений углеводородов, несмотря на наличие в них коллекторов и ловушек, благоприятных для формирования скоплений углеводородов.

Ареалы региональной нефтегазоносности в отложениях различных литолого-стратиграфических подразделений в одних случаях совпадают, а в других — территориально смещены. Пространственные соотношения ареалов региональной нефтегазоносности отдельных стратиграфических подразделений осадочных образований в пределах одной и той же нефтегазоносной провинции при прочих равных условиях зависят:

от режима и направленности колебательных движений крупных геотектонических элементов в пределах исследуемой части бассейна седиментации в течение рассматриваемого и последующих за ним отрезков геологического времени;

от физических свойств и мощности коллекторов, участвующих в строении отложений исследуемых нефтегазоносных этажей;

от наличия, строения и мощности пород флюидоупоров (покрышек), перекрывающих каждый из регионально нефтегазоносных комплексов.

Перечисленные связи пространственного распространения регионально нефтегазоносных комплексов с определенными палеогеографическими и палеотектоническими условиями характерны для всех нефтегазоносных провинций нашей планеты и могут рассматриваться как одна из основных глобальных закономерностей распространения комплексов в разрезе литосферы.

§ 4. ОБЩАЯ СХЕМА ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ФОРМАЦИЙ

В нефтегазовой геологии формационный подход к изучению закономерностей размещения залежей углеводородов и определению перспектив нефтегазоносности территорий дает возможность провести анализ данных для единых комплексов, геологических тел, характеризующихся общими особенностями строения и изменения всех геологических параметров.

Большая роль изучения нефтегазоносных осадочных формаций была отмечена на Всесоюзном семинаре, проходившем в 1978 г. в МГУ, где подчеркивалось различие отдельных формаций по их значению для образования нефти и газа, формирования и размещения в них залежей. На необходимость изучения формаций в развитии как динамических систем, элементами которых являются породы с тем или иными нефтегазогеологическими свойствами (нефтегазоматеринские породы, коллекторы, флюидоупоры), обратил внимание Н. Б. Вассович.

При характеристике нефтегазоносных осадочных формаций целесообразно осветить их строение со следующих позиций:

1) описание формации как геологического тела с определенными геометрическими параметрами и общей литологической характеристикой;

2) выяснение их внутреннего строения и генезиса формации в целом, а также составляющих ее частей;

3) установление соотношения с другими формациями как в плане, так и в вертикальном разрезе;

4) характеристика выявленной нефтегазоносности и оценка перспектив.

Предусматривается, таким образом, рассмотрение:

формы тела формации, занимаемой им площади и мощности;

общих литологических свойств и характера внутреннего строения формации, включая описание основных типов пород, группирование их по разрезу, анализ изменения песчанистости, глинистости, карбонатности отложений в вертикальном и горизонтальном направлениях, изменения минерального состава, определение присутствия характерных минералов типа глауконита, сидерита, пирита и т. д.;

субформаций и фаций, входящих в состав формации;

занимаемого формацией стратиграфического объема;
характера контактов с другими формациями, ритмичности и цикличности строения;

палеотектонических и палеогеографических условий образования и их эволюции, в том числе определение типов бассейнов седиментации, влияния источников сноса, климата;

степени диагенетических, катагенетических и начальных метаморфических преобразований и т. д.;

выявленной нефтегазоносности, характеристики коллекторских и экраняющих свойств пород;

характеристики рассеянного и концентрированного органического вещества, вторичных изменений пород.

Таким образом, системный подход к изучению нефтегазоносных формаций предусматривает их рассмотрение по схеме, показанной на рис. 1.

Среди формаций, благоприятных для формирования скоплений нефти и газа и характеризующихся широким распространением в своем составе нефтегазоматеринских пород, в платформенных, переходных и складчатых областях наиболее типичны (рис. 2): песчано-глинистые и карбонатные (для древних платформ), песчано-глинистые угленосные, песчано-глинистые глауконитовые, реже карбонатные и карбонатно-терригенные (для молодых платформ), угленосные, карбонатные, терригенно-карбонатные, терригенно-туф-фито-кремнистые, тонкая моласса (для геосинклиналей и переходных областей).

Наиболее характерная общая черта строения формаций платформенных территорий — относительно небольшая их мощность при обширных площадях распространения, иногда охватывающих ряд нефтегазоносных провинций. Образование подобных формаций происходило преимущественно в мелководно-морских, переходных и континентальных условиях при небольшой скорости осадконакопления (метры, первые десятки метров в 1 млн. лет)¹. Для формаций морского генезиса характерна выдержанность литологических свойств пород по площади и разрезу, для переходных и континентальных — резкая смена их на небольших расстояниях. Платформенные формации характеризуются практически полным отсутствием в разрезе эффузивных пород, общей низкой степенью литификации отложений.

Формации складчатых областей имеют, как правило, огромную мощность, превышающую тысячи метров, линейное или полосовидное распространение и характеризуются резкой сменой состава на небольшом расстоянии в поперечном профиле, широким развитием в разрезе эффузивных и интрузивных пород, высокой сте-

¹ Принимая во внимание, что при определении скорости осадконакопления для древних толщ не учитывают постседиментационные процессы, размыв отложений, а также неточность хронологии, П. П. Тимофеев и В. Н. Холодов предложили заменить термин «скорость осадконакопления» на «темпл осадочного породообразования».



Рис. 1. Схема изучения нефтегазоносных формаций

пенью дислоцированности и эпигенетической преобразованности пород.

Среди формаций складчатых областей В. Е. Хаин предлагает выделять формации геосинклинального этапа развития, для которых характерны выдержанность литологических свойств по простираению, образование в глубоководных частях морских бассейнов с нормальной соленостью, широкое распространение в разрезе тонкозернистых пород и почти полное отсутствие остатков макрофауны.

На завершающей стадии геосинклинального развития возникают орогенные формации, накапливавшиеся в существенно изменяющихся палеогеографических условиях — от относительно глубоководных морских до континентальных, в обстановке постепенного обмеления бассейна и одновременного подъема областей, являвшихся источниками сноса. По составу это преимущественно терригенные формации с высоким содержанием грубообломочных пород, относительно невысокой степенью литификации. Скорость осадконакопления формаций чрезвычайно велика и составляет сотни метров в 1 млн. лет.

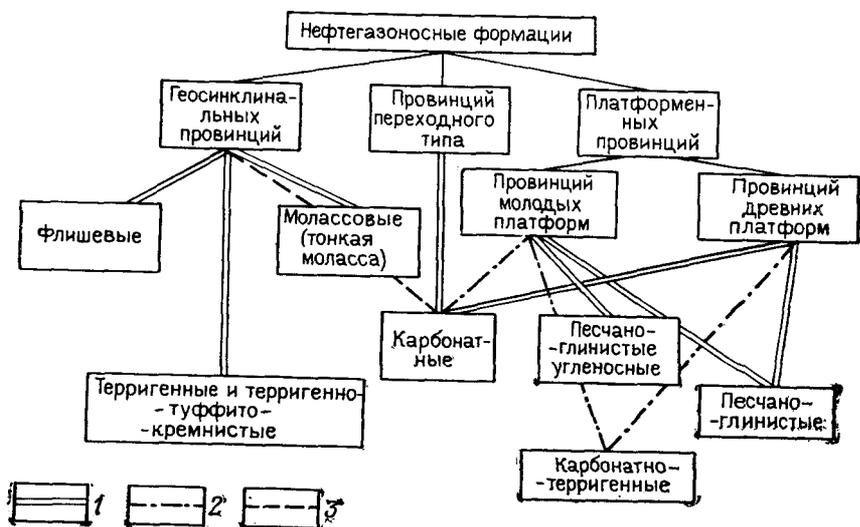


Рис. 2. Схема распространения нефтегазоносных формаций в провинциях различного типа.

Нефтегазоносные формации: 1 — типичные, 2 — реже встречающиеся, 3 — малораспространенные

Среди нефтегазоносных формаций геосинклинального этапа развития наиболее характерны флишевые и орогенная тонкая моласса.

Формации переходных областей одновременно несут черты строения формаций платформенных и геосинклинальных территорий. Для нижних частей разреза передовых прогибов характерны формации, близкие по своему типу к платформенным, что связано с образованием их на ранней стадии заложения прогибов. Это карбонатные, терригенно-карбонатные и терригенные формации. В средней части разреза передовых прогибов получают распространение терригенные, угленосные формации, в верхней — мощные терригенные красноцветные, эвапоритовые и молассовые. В поперечном профиле также фиксируется смена формаций, отражающая их приуроченность к платформенному или геосинклинальному борту.

Среди формаций переходных территорий нефтегазоносными чаще всего бывают терригенные угленосные, карбонатные, карбонатно-терригенные, образовавшиеся на ранних стадиях развития прогибов.

Формации переходных территорий, близкие по строению к платформенным, будут рассмотрены в гл. II, сходные с геосинклинальными — в гл. III.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ФОРМАЦИИ ПЛАТФОРМЕННЫХ ОБЛАСТЕЙ

Среди формаций платформенных и переходных территорий рассмотрим карбонатные, терригенные угленосные, терригенные и терригенно-карбонатные формации.

§ 1. КАРБОНАТНЫЕ ФОРМАЦИИ

Примером карбонатной нефтеносной формации является верхнеюрская формация, представленная свитами Араб и Джубейла, на Ближнем и Среднем Востоке, примером нефтегазоносной — верхнедевонско-турнейская формация Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, примером преимущественно газоносной — верхнеюрская формация Туранской плиты.

Строение и принципы типизации карбонатных формаций рассмотрены в трудах Н. М. Страхова, Н. С. Шатского, Л. Б. Рухина, Г. И. Теодоровича, в работах последних лет И. К. Королюк, В. Г. Кузнецова, Р. О. Хачатряна и многих других исследователей.

Понятие «карбонатная формация» является обобщающим для ряда различных типов карбонатных формаций. Н. М. Страхов в 1956 г. описал четыре типовые, или абстрактные, карбонатные формации: карбонатную и терригенно-карбонатную гумидные формации, известково-доломитовую и доломит-ангидритовую аридные формации.

Г. И. Теодорович в 1959 г. выделил формации известняковую, доломитовую, доманикового типа, шугуровского типа, меловую, мелководно-известняковую, слоистых известняков, рифогенную (в настоящем учебнике она рассматривается в качестве субформации), батинальную. Различными исследователями в настоящее время названо около 25 типовых карбонатных формаций.

Далее мы будем рассматривать собственно карбонатные формации, объединив в самостоятельные типы смешанно-карбонатные формации: терригенно-карбонатные, кремнисто-карбонатные, вулканогенно-карбонатные, карбонатные флишевые и т. д.

Отличительной особенностью карбонатных формаций платформенных и переходных территорий является широкое развитие известняковых, реже — известняковых доломитизированных формаций. Типичные доломиты в разрезе, как правило, имеют ограниченное распространение. Среди известняков развиты оолитовые, органические, органично-обломочные разности. Подчиненное положение в карбонатных формациях занимают глинистые доломиты, доломитовые мергели, известковистые песчаники, алевролиты, известковые глины, гипсы и ангидриты.

В качестве субформаций внутри тела карбонатной формации выделяют окраинные части формации, обычно сложенные терригенно-карбонатными, терригенно-сульфатно-карбонатными, преимущественно терригенными и другими разностями пород, и цент-

ральную часть, представленную пелитоморфными известняками, доломитизированными известняками и т. п. В качестве самостоятельной субформации, связанной постепенными переходами с основным телом формации, называют рифогенную субформацию, нефтегазоносность которой особенно велика.

Карбонатные формации платформ характеризуются относительной выдержанностью по простиранию, сравнительно небольшой мощностью, как правило не превышающей первые сотни метров.

Как уже отмечалось, карбонатные формации являются не только аккумуляторами, но и генераторами углеводородов. Возможность нефтегазообразования в них при благоприятных палеогеографических и палеотектонических условиях была теоретически обоснована в трудах В. П. Батурина, Н. М. Страхова, А. А. Бакирова и ряда других исследователей.

Работы О. М. Мкртчяна и А. А. Троховой позволили установить неравномерную нефтегазонасыщенность карбонатных формаций, что в первую очередь объясняется особенностями развития коллекторов в карбонатных отложениях. Так, в карбонатной формации верхнего девона — турне Волго-Уральской нефтегазоносной провинции максимальное количество залежей встречено в мелководно-шельфовых отложениях, минимальное — в депрессионных образованиях.

Рассмотрим нефтегазоносность некоторых наиболее распространенных типов карбонатных формаций по И. К. Королюк.

Анализируя особенности нефтегазоносности формаций известняков и доломитизированных известняков среднекаменноугольных отложений восточной части Русской плиты и визейско-среднекаменноугольных отложений Предуральяского прогиба, установленные для нескольких стратиграфических уровней (региональных нефтегазоносных комплексов), И. К. Королюк обращает внимание на ограничение нефтегазоносных частей разреза поверхностями несогласий, перекрытых пачками более глинистых известняков, являющихся покрывками.

Реже устанавливается региональная нефтегазоносность доломитовых формаций, что связано с ограниченным развитием в разрезе пород-коллекторов, в частности представленных органическими известняками. Примерами могут служить доломитовые формации Ангаро-Ленского прогиба (местоскопление Усть-Кутское и др.) и Предаппалачского прогиба (местоскопление Роз-Хилл и др.). Значительно большие перспективы нефтегазоносности связывают с базальными пачками доломитовых формаций (парфеновский горизонт венда Ангаро-Ленского прогиба).

Доломитистые формации отличаются от доломитовых большим набором карбонатных пород, среди которых преобладают седиментационно-диагенетические и известковистые доломиты, доломитизированные и хемогенные известняки. Подчиненное значение имеют водорослевые (строматолитовые) известняки и доломиты, вторичные доломиты, органические детритовые известняки, ангидриты, гипсы, крайне ограниченно распространены — доломито-

вая мука, соли, глины, мергели, песчаники. Редкие органогенные постройки представлены строматолитовыми биостромами, пластовыми биогермами. Среди органических остатков преобладают эвригалинные формы, в отдельных слоях — стеногалинные. Примером является булайская формация нижекембрийского возраста, развитая на Сибирской платформе и содержащая пять нефтегазоносных горизонтов, с которыми связаны мелкие местоскопления и залежи.

Незначительны перспективы нефтегазоносности формаций слоистых известняков. Коллекторами здесь служат пачки оолитовых известняков с невысокими емкостно-фильтрационными параметрами.

Формации пелагических карбонатов также редко бывают нефтегазоносными. Пример — пелагические формации известняков Месопотамского прогиба, где они, как правило, являются покрывками и лишь иногда содержат газовые залежи.

Наиболее богаты скоплениями углеводородов рифогенные субформации известняков и доломитизированных известняков.

Нефтегазоносность рифогенных субформаций установлена в различных частях земного шара в стратиграфическом диапазоне, начиная от девона до палеогена. Значительные нефтяные местоскопления открыты в девонских рифах в СССР и Канаде, в пермских — в СССР и США, в меловых и палеогеновых — в Мексике, США, Ливии, странах Ближнего и Среднего Востока. Рифогенные субформации нефтеносны не только в пределах рифовых тел, но и в структурных ловушках, где они образуют высокеемкие резервуары. Это обуславливает чрезвычайно большие дебиты нефти из скважин.

Рифогенные субформации накапливаются в определенных физико-географических и тектонических условиях, что следует учитывать при поисках связанных с ними зон нефтегазонакопления.

Необходимые фациально-палеогеографические условия образования рифов возникают в относительно крупных тепловодных морских бассейнах нормальной солености, сообщающихся с Мировым океаном и удаленных от обширных источников сноса терригенного материала. Палеотектоническими предпосылками являются высокие скорости погружения бассейна седиментации в условиях расчлененного рельефа морского дна. Как считает В. И. Холодов, большое значение имеет при этом постседиментационное уплотнение смежных с рифовыми глинистых фаций. Это способствует образованию рифовых тел высотой в несколько сот и тысяч метров в пределах передовых прогибов и геосинклинальных областей. Протяженность рифовых зон меняется от нескольких десятков метров до нескольких сот километров. Благоприятными тектоническими структурами, в пределах которых формируются рифогенные тела, считают валообразные поднятия и флексурные уступы, склоны крупных поднятий, отдельные локальные структуры.

Выделяют рифы береговые, барьерные и краевые. Литолого-фациальный критерий поисков береговых рифовых зон, расположен-

ных в нескольких десятках метров от береговой линии морского бассейна, — это смена континентальных и переходных фаций прибрежно-морскими. Для барьерных рифов, приуроченных к крутым склонам дна бассейна в зоне резкого перепада глубин, и краевых рифов, образующихся на еще большем удалении от берега также в зонах перепада глубин, критерием служит смена относительно мелководных фаций глубоководными.

Обязательным элементом исследования строения рифогенных зон является изучение как разновозрастных с рифами литологических комплексов, так и перекрывающих рифы отложений. При этом определение литологических особенностей перекрывающих отложений позволяет оценить их экранирующие свойства и условия залегания, т. е. возможность образования структур уплотнения и облекания.

Изучение морфологии самих рифовых массивов возможно лишь при проведении детальной корреляции разрезов, вмещающих и перекрывающих риф отложений.

Среди рифогенных субформаций по условиям аккумуляции углеводородов четко выделяются два типа: субформации с морфологически резко или слабо выраженными ловушками нефти и газа, сложенными органогенными образованиями.

§ 2. ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫЕ УГЛЕНОСНЫЕ ФОРМАЦИИ

Песчано-глинистые угленосные формации наиболее широко развиты в провинциях молодых платформ, имеют несколько меньше распространение в провинциях древних платформ и прилегающих к ним провинциях переходного типа. Эти формации сложены переслаивающимися песчано-глинистыми породами, в различной степени обогащенными рассеянным и концентрированным органическим веществом в виде прослоев и включений бурых и каменных углей.

Установлено, что процессы угленакопления и нефтегазонакопления на земном шаре тесно связаны. И. М. Губкин в своих работах показал насущную необходимость детального изучения угленосных формаций. Его прогноз о переходе угленосных юрских формаций восточного склона Урала при погружении в нефтегазонаносные формации блестяще подтвердился открытием Западно-Сибирской нефтегазонаносной провинции.

Интересны данные А. К. Матвеева и Е. И. Стефановой о масштабах угленакопления на земном шаре. Общие геологические запасы углей составляют около 16 000 млрд. т, из них 60% приходится на долю платформенных, 40% — на долю переходных и геосинклинальных формаций. В угленосных формациях каменноугольного, пермского, юрского, мелового, палеогенового возраста, одновременно являющихся и нефтегазонаносными, сосредоточены основные запасы угля, а нефтегазонаносные отложения триаса характеризуются ничтожным угленакоплением.

В нефтегазонаносных провинциях СССР угленосные формации широко распространены в отложениях мезозоя и палеозоя: ниже-

среднеюрская формация Предкавказско-Крымской, Туранской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, верхнепалеозойская — на Сибирской платформе, нижнекаменноугольная — на Русской плите и др.

А. Э. Конторовичем и И. Д. Поляковой приведены расчеты величин абсолютной массы органического вещества угленосных формаций, показано их соотношение с общей массой органического вещества осадочного чехла и в связи с этим определена роль формаций в генерации жидких и газообразных углеводородов для Сибирской платформы, Западно-Сибирской и Туранской плит Центрально-Евразийской платформы. Показано, что угленосная формация верхнего палеозоя Сибирской платформы содержит 58,4 трлн. т органического вещества, что составляет 70% его количества в палеозойских отложениях. Угленосные формации нижней — средней юры, апта — альба — сеномана и олигоцена на Западно-Сибирской плите содержат около 100 трлн. т органического вещества, что составляет около 70% общего его количества, сосредоточенного в отложениях платформенного чехла. Угленосная нижнесреднеюрская формация Туранской плиты содержит 22 трлн. т органического вещества, или 80% общего количества в юрско-нижнемеловых отложениях.

Преимущественно гумусовый тип органического вещества угленосных формаций предопределяет генерацию главным образом газообразных углеводородов. При определенных условиях эти формации генерируют и нефти специфического состава — алкановые и парафинистые.

Характерной особенностью песчано-глинистых угленосных формаций является их полифациальность, невыдержанность по простирацию и разрезу. В составе формаций широким распространением пользуются прибрежные, лагунные, дельтовые, аллювиальные, озерные и болотные фации. В пределах прибрежных и лагунных зон формируются паралические угленосные отложения, на территориях озер и болот — лимнические образования. Общими условиями образования угленосных формаций являются: гумидный климат, обилие растительного материала, затрудненный сток и осадконакопление при активных нисходящих тектонических движениях.

Невыдержанность разрезов угленосных формаций, как правило низкая сортировка обломочного материала, полимиктовый состав песчаников и другие особенности определяют в основном низкие коллекторские свойства песчаных пачек формаций. Экранирующие свойства глин также обычно невысоки из-за небольшой мощности, расслоенности их проницаемыми прослоями, присутствия в большом количестве глинистых минералов группы каолинита и ряда других особенностей. Эти черты строения являются причиной того, что угленосные формации редко содержат крупные скопления углеводородов, несмотря на свои высокие продуцирующие свойства. В формациях обычно обнаруживается большое ко-

личество средних и мелких нефтяных и газовых местоскоплений (нефтяные и газовые местоскопления Западной Сибири и др.).

Однако угленосные формации могут насыщать углеводородами вышележащие формации, способствуя формированию в них при благоприятной обстановке гигантских местоскоплений. Примерами могут служить богатейшее скопление газа Слохтерен в отложениях серии красный лежень (ротлигенде) и другие местоскопления Нидерландов, ФРГ, Великобритании на акватории Северного моря, образование которых многими исследователями объясняется миграцией углеводородов из подстилающих угленосных отложений вестфальского яруса карбона.

В качестве примера рассмотрим нефтегазоносную юрскую субугленосную формацию эпипалеозойских плит СССР. Описание дается по М. С. Зонн, В. А. Скоробогатову, А. К. Мальцевой и др.

Терригенная сероцветная субугленосная (в среднем содержит менее 1% углистого вещества) формация залегает в основании платформенного чехла Скифской, Туранской и Западно-Сибирской плит (Центрально-Евразийская платформа) и представлена комплексом парагенетически связанных между собой континентальных, переходных и морских отложений. Формация имеет циклическое строение, сложный разнофациальный вещественный состав, асимметрию в размещении угольных пластов, резко изменяющиеся мощности.

Возраст формации — нижняя юра — низы верхней юры. В пределах эпипалеозойских плит формация образует два сложных по морфологии тела, одно из которых, большее по площади и объему, распространено на территории Западно-Сибирской плиты. Общая площадь, занимаемая отложениями формации, здесь составляет 2,4 млн. км². В широтном сечении тело формации представляет собой асимметричную линзу с краями толщиной в несколько десятков метров. Наибольшая толщина линзы устанавливается на западе в районе Мансийской синеклизы. В меридиональном сечении она характеризуется большей асимметрией за счет утолщения до 2500 м на севере, в районе Большехетской впадины.

В пределах Скифской и Туранской плит юрская терригенная формация образует сложное клиновидное тело, утолщенное к югу, в сторону Предкавказского и Предкопетдагского передовых прогибов. Максимальная мощность формации, по геофизическим данным, превышает 2000 м в центральных частях Амударьинской синеклизы.

По вещественному составу терригенная субугленосная формация Центрально-Евразийской платформы представлена четырьмя компонентами: основным терригенным и второстепенными — биогенным, гидрогенным и вулканогенным. Терригенный компонент формации сложен конгломератами, гравелитами, песчаниками, алевролитами, аргиллитами, глинами и в незначительном количестве мергелями; биогенный — углефицированными остатками и в меньшей степени минеральными остатками животных; гидрогенный — сидеритом и в редких случаях озерными известняками. В

пределах отдельных тектонических зон, главным образом Скифской и отчасти Туранской плит, в строении формации участвует вулканогенный компонент — туфовый материал. В целом в составе формации трех плит преобладают глины и аргиллиты, в погруженных частях впадин их содержание достигает 65 %, в бортовых составляет 40—60 %. На Западно-Сибирской плите зоны повышенной песчаности приурочены к крупным палеодолинам рек субмеридионального простирания.

Песчано-алевритовые и глинистые породы в разрезе формации перемежаются, образуя пласты мощностью от нескольких до десятков метров преимущественно песчано-алевритового или глинистого состава. Отдельные пласты, в основном в нижней части разреза, не выдержаны по площади, имеют линзовидный характер. Переслаивание преимущественно песчаных и глинистых пачек обусловливает существование в разрезе нескольких природных резервуаров.

Мелко- и среднезернистые песчаники, получившие максимальное развитие в разрезе, оцениваются по классификации А. А. Ханина как коллекторы III—V классов. При этом коллекторы III класса приурочены в основном к верхним частям разреза, IV—V — к нижним. Коллекторы I—II классов имеют спорадическое распространение. В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции они встречены в Березовском, Шаинском и Красноленинском районах.

На глубинах свыше 4500 м развиты главным образом коллекторы IV—V класса. Открытая пористость песчаников составляет не более 10—11 %. По коэффициенту проницаемости здесь выделяют три группы пород: непроницаемые — менее $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм², слабопроницаемые — до $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² и проницаемые — $(0,5—12) \cdot 10^{-3}$ мкм²; при этом резко преобладают породы первой и второй групп. Такие низкие фильтрационные свойства пород формации делают их проницаемыми в основном для газа.

Характерной особенностью формации является высокое содержание в породах органического вещества как в рассеянной, так и в концентрированной (угли и углистые глины) форме. На всех трех плитах (Скифской, Туранской и Западно-Сибирской) отмечается региональная угленосность нижнесреднеюрских пород параличского типа, реже — лимнического. Отложения формации неравномерно обогащены углефицированным растительным детритом и содержат прослой, линзы и пласты угля. В окраинных частях бассейнов седиментации (Бухарская ступень, Ляпинская и Чулымо-Енисейская впадины) угольные пласты встречаются чаще, чем в центральных частях. Здесь развиты мощные пласты бурого угля промышленного значения.

На Западно-Сибирской плите в Омской и Нюрольской впадинах, на Шаимском, Красноленинском, Васюганском, Пудинском, Парабельском и Александровском сводах в разрезе нижней — средней юры обнаружены пласты каменных углей мощностью до 3 м и даже 8—10 м. В остальных пластах в этом регионе угленосность выражена пропластками углей от долей сантиметра до 0,5 м.

Особенно многочисленны микролинзы угля мощностью менее 2 см и растительный детрит. В окраинных частях Амударьинской синеклизы Туранской плиты встречены угольные пласты, сопоставимые по мощности с пластами на Западно-Сибирской плите. В юго-западных отрогах Гиссара максимальная мощность единичных угольных пластов достигает 20 м. На Скифской плите мощные пласты угля в разрезе формации отсутствуют. На всех плитах угольные пласты в направлении от окраины к центру и на север (для Западно-Сибирской плиты) уменьшаются в мощности и расщепляются на маломощные прослои.

В отложениях формации помимо пластов углей и углистых глин с содержанием органического углерода ($C_{орг}$) 20—50% и более распространены глины и глинистые алевролиты озерного и аллювиального генезиса с содержанием $C_{орг}$ до 7%. Породы континентального и морского генезиса формации различаются по составу органического вещества — оно гумусовое и смешанное сапропелево-гумусовое с различным количественным соотношением гумусовых микрокомпонентов — витринита, фюзинита, лейптинита и др.

В прямой зависимости от количества и состава органического вещества, рассеянного в породах формации, находятся количество и состав генерированных углеводородов, часть которых в дальнейшем образовала свободные скопления газа и нефти.

В. А. Скоробогатовым на основании анализа количественного содержания, форм накопления, катагенеза и микрокомпонентного состава органического вещества для субугленосной формации рассчитаны объемы генерации газообразных и жидких углеводородов. Установлено, что из всей массы углеводородов, генерированных юрскими и меловыми отложениями Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, 80% газообразных и 54% жидких углеводородов генерировано породами субугленосной формации. Для Скифской и Туранской плит эти цифры еще больше. В. А. Скоробогатовым подсчитана плотность газогенерации в нижнесреднеюрских отложениях для различных районов эпипалеозойских плит, она в 3—5 раз выше потенциала субугленосной нижнемеловой формации.

Особенности строения субугленосной формации обусловили ее преимущественную газоносность. Газовые, газоконденсатные, газоконденсатно-нефтяные залежи открыты в Пур-Тазовской, Васюганской, Пайдугинской, Усть-Енисейской нефтегазоносных областях Западной Сибири, в Бухаро-Хивинской и Северо-Устьюртской областях на Туранской плите, в Западном Предкавказье. Нефтяные залежи установлены в Прикумском районе Предкавказья, в Южно-Мангышлакской и Северо-Устьюртской областях, в Западной Сибири.

§ 3. ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫЕ ФОРМАЦИИ

Основными типами пород, слагающими песчано-глинистые формации, являются песчаники и алевролиты кварцевые, иногда с глау-

конитом, глины, часто пиритизированные. Реже встречаются конгломераты, гравелиты, известняки, опоки. Образование формаций происходит в эпиконтинентальных морских бассейнах нормальной солености. В условиях гумидного климата породы формаций окрашены в серые и темно-серые тона, в условиях аридного климата они имеют пеструю окраску.

На территории древних платформ регионально нефтегазоносны собственно песчано-глинистые формации, на территории молодых — песчано-глинистые глауконитсодержащие. Так, в Волго-Уральской и Днепровско-Донецкой нефтегазоносных провинциях продуктивной является песчано-глинистая формация среднего девона, в нефтегазоносных провинциях Западно-Сибирской и Туранской плит — песчано-глинистая глауконитовая формация апт-альб-сеноманского возраста.

Отличительные особенности песчано-глинистых формаций платформенных территорий следующие:

относительная выдержанность литологических свойств по площади и разрезу;

мощность, превышающая первые сотни метров;

образование в шельфовых частях морских бассейнов в условиях хорошо выраженной восстановительной геохимической обстановки;

присутствие в разрезе выдержанных по простиранию пачек коллекторов, представленных в ряде случаев кварцевыми песчаниками, и глинистых экранов;

широкое развитие нефтегазоматеринских пород.

§ 4. КАРБОНАТНО-ТЕРРИГЕННЫЕ И ТЕРРИГЕННО-КАРБОНАТНЫЕ ФОРМАЦИИ

Формации этого типа сложены переслаивающимися известняками пелитоморфными, органогенно-обломочными, органогенными, водорослевыми, мергелями, известковистыми глинами, битуминозными глинами и известняками, известковистыми песчаниками и алевролитами, образовавшимися в открытых частях крупных эпиконтинентальных бассейнов нормальной солености.

Среди *терригенно-карбонатных нефтегазоносных формаций* выделяют формации особого типа — *доманиковые*, широко распространенные в нефтегазоносных провинциях мира. Описание главных черт их строения и нефтегазоносности приводится ниже по О. М. Мкртчяну, В. И. Тихомирову, А. А. Троховой и С. И. Филиной [16].

Основными признаками формаций доманикового типа являются [16]:

аномально высокое содержание рассеянного органического вещества преимущественно сапропелевого типа, высокая степень его битуминизации и обогащенность углеводородами;

тонкодисперсный состав терригенной минеральной части пород; повышенная кремнистость пород;

относительно высокое содержание в биоценозах планктонных форм;

тонкослоистая текстура;

меньшая мощность по сравнению с замещающими их возрастными аналогами карбонатно-биогермного или терригенного, более грубозернистого состава;

четкое ограничение и локализация в пространстве формационного тела, находящегося в закономерных связях и соотношениях с подстилающими, перекрывающими и замещающими формациями.

В литологическом отношении среди формаций доманикового типа выделяются преимущественно карбонатные, глинистые, реже кремнистые или переходные разности.

Анализ мощности, литолого-фациальных соотношений с замещающими одновозрастными отложениями, изучение палеонтологических остатков, минералогических, текстурно-структурных и геохимических черт строения свидетельствуют об относительно глубоководном образовании доманиковых формаций в условиях некомпенсированного погружения.

Установлено, что накопление доманиковых формаций происходило неоднократно в течение фанерозоя. Наиболее широкое развитие формаций этого типа приходится на периоды опусканий и максимального развития трансгрессий. В верхнем девоне, нижней перми и палеогене доманиковые формации получают глобальное распространение.

Наиболее древние формации доманикового типа установлены в кембрийских отложениях северо-востока и юго-востока Сибирской платформы (куонамская и иниканская свиты).

Среди глинисто-карбонатных пород этих свит встречаются прослой горючих сланцев и кремнистые образования, резко обедненные органическим веществом. В. М. Евтушенко предпологает, что большая концентрация органического вещества возникла в бассейнах с высокой биологической продуктивностью в условиях некомпенсированного прогибания и крайне слабого поступления терригенного материала. Мощность отложений 40—200 м.

В среднем и верхнем кембрии Прибалтики М. М. Грачевский и Р. Ж. Ульст описали высокобитуминозные доманиковидные (доманикоидные) образования — квасцовые сланцы; аналогичные породы развиты в юго-восточной части Швеции, на юго-востоке Польши. В кембрийских отложениях Пиренейского полуострова, Южной Америки и Южной Азии, Центральном-Азиатского геосинклинального пояса широко распространены черные битуминозные сланцы. Разновидностью доманиковидных формаций являются диктионемовые и кукерские сланцы ордовика Прибалтийской провинции. Граптолитовые сланцы силура некоторые исследователи считают образованиями доманикового типа.

В среднем и верхнем палеозое, особенно в верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложениях, формации доманикового типа получили исключительно большое распространение. А. К. Матвеев и Е. И. Стефанова показали, что именно с этими образова-

ниями связана основная масса ОВ сапропелевого типа, накопившегося в осадочной оболочке Земли. Несколько меньшее количество сапропелевого органического вещества приурочено к доманиковым формациям перми и палеогена.

Примерами высокобитуминозных формаций среднего девона в провинциях зарубежных стран являются толщи битуминозных пород Виннипегосис впадины Элк-Пойнт (США), верхнего девона — битуминозные радиоактивные сланцы Вудфор и их фациальный аналог формация Чаттануга впадин Северо-Американской платформы — Альберта, Делавэр, Мидленд, Иллинойс, Виллистон и др. Верхнедевонские битуминозные глинистые сланцы свиты Огайо распространены в Аппалачах. На территории Восточно-Европейской платформы наиболее типичные доманиковые формации развиты в верхнем девоне Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Прикаспийской и Днепровско-Донецкой нефтегазоносных провинций.

В каменноугольных отложениях, главным образом в среднем и верхнем отделах, формации доманикового типа распространены более ограниченно. На Северо-Американской платформе — это отложения Бруксрейндж, Рэтклиф и Лоджепул бассейна Виллистон и др., на Восточно-Европейской платформе — отложения туронского яруса Камско-Кинельской системы прогибов и доманикоидные формации каменноугольных отложений Прикаспийской впадины.

В пермских отложениях, преимущественно в нижнем отделе, значение доманиковых и доманикоидных формаций вновь возрастает. Часто они ассоциируются с фосфоритами и углями. На Северо-Американской платформе — это нижнепермские доманикоидные формации бассейна Биг-Хорн, впадин Мидленд, Делавэр (Пермский бассейн), на Южно-Американской платформе — формация Ирати и др. Так, типичная нижнепермская доманикоидная формация Фосфория в бассейне Биг-Хорн сложена черными тонкодисперсными битуминозными сланцами, обогащенными фосфоритом, с прослоями кремнистых известняков и доломитов. На территории Восточно-Европейской платформы нижнепермские доманикоидные формации битуминозно-глинисто-карбонатного состава мощностью около 100 м известны в Предуральской нефтегазоносной провинции, где они образовались в депрессионной зоне, в Прикаспийской и Днепровско-Донецкой нефтегазоносных провинциях и в других районах.

Для мезозойско-кайнозойских отложений, главным образом верхнемеловых и палеогеновых, характерно широкое распространение доманикоидных формаций.

На Западно-Европейской платформе в Парижском, Аквитанском и других нефтегазоносных бассейнах в келловей-оксфордских отложениях распространены битуминозные глинисто-карбонатные отложения, замещающиеся по простирацию рифогенными. На Скифской и Туранской плитах и в прилегающих прогибах Крымско-Кавказско-Копетдагской складчатой области в депрессионных зонах широко распространены битуминозные келловей-оксфорд-

ские известняки. Терригенная слабокарбонатная верхнеюрская (существенно глинистая, глауконитсодержащая) регионально нефтегазоносная формация Западно-Сибирской плиты содержит в своем составе субформацию битуминозных глин (баженовская свита), характеризующуюся общими чертами строения с формациями доманикового типа. Площадь распространения субформации составляет около 1 млн. км², мощность колеблется от 5 до 80 м.

Доманикоидные формации в меловых отложениях встречены в грабенообразных впадинах Африканской платформы, в бассейнах Скалистых гор и Аквитанском. На Южно-Американской платформе получила распространение формация Ла-Луна, представленная черными тонкослоистыми глинистыми и кремнистыми планктоногенно-фораминиферовыми битуминозными известняками и сланцами. Туронские горючие сланцы Юго-Восточного Кавказа также являются примером формации доманикоидного типа.

В палеогеновых отложениях формации подобного типа встречены в палеоцене Месопотамского прогиба (Ближний и Средний Восток), впадины Сирт (Ливия) и в Восточно-Калимантанской впадине в Индонезии. В осадочных бассейнах погруженных склонов Индостанской платформы и в прилегающих Предгималайском и других прогибах распространены палеогеновые битуминозные глинистые известняки и глины небольшой мощности (свита Дунгам).

В эоценовых и олигоценовых отложениях Скифской плиты получили развитие доманикоидные высокобитуминозные кремнистокарбонатные породы кумской свиты и хадумского горизонта, в олигоценовых образованиях Карпат — менилитовые сланцы, в эоценовых отложениях Северо-Американского континента — битуминозные мергели и глины свиты Грин-Ривер. Известны отложения подобного типа в палеогене на Западно-Европейской платформе, в Средней Азии, в миоцене Калифорнии (свита Монтеррей) и в других районах.

В настоящее время появились данные о распространении формаций доманикового типа в отложениях не только фанерозоя, но и докембрия. По данным С. А. Сидоренко и Н. А. Созинова, в метаморфизованных комплексах докембрия выделяются первичноосадочные формации, обогащенные углеродом. Эти формации прослеживаются на больших территориях; имеют мощности в десятки и сотни метров. Их присутствие установлено на всех континентах, они встречены на Алданском, Анабарском, Украинском, Балтийском, Канадском, Индостанском, Либерийском шитах; на Африканской, Австралийской платформах и в других районах. «Черные» доманикоидные сланцы в меловых и юрских отложениях океанического чехла были описаны в Атлантическом океане П. П. Тимофесвым и Л. И. Боголюбовой, в Тихом и Индийском — Д. Дженкинсом.

В современных условиях в морях и океанах с высокой биологической продуктивностью также происходит накопление кремнистых и кремнисто-глинистых осадков с повышенным содержанием органического вещества сапропелевого типа.

Рассмотрим более детально строение собственно доманиковой формации среднефранско-турнейского возраста востока Русской плиты и субформации баженовской свиты Западной Сибири.

Доманиковая глинисто-карбонатная формация представлена черными известняками, мергелями и высокобитуминозными аргиллитами с прослоями кремнистых пород, реже песчаников общей мощностью 20—50 м. В породах обнаруживаются редкие остатки донных организмов, встречаются скопления раковин птеропод. Содержание органического вещества в отдельных прослоях достигает 20 %, в породах обнаруживаются прожилки, выполненные битумом, нефтяные пятна и пленки. Основные компоненты минеральной части, по В. И. Тихомирову, — карбонатное (в среднем свыше 70 %), глинистое (12 %) и кремнистое (10—12 %) вещество. Примесь обломочного кварца не превышает 10 %, или полностью отсутствует.

Субформация баженовской свиты Западной Сибири, по данным С. И. Филиной, на 80 % сложена глинами и содержит, %: карбонатного вещества до 10, кремнистого до 15, пирита до 5, кластического материала до 5.

Как уже отмечалось, для формаций доманикового типа характерна тонкая седиментационная слоистость, свидетельствующая о спокойной гидродинамической обстановке осадконакопления. Минеральные и органические компоненты в породе ориентированы параллельно друг другу.

Карбонатное вещество формаций представлено кальцитом хемогенного происхождения, в баженовской субформации содержатся прослойки биогенного кальцита. Доломитовый материал встречается ограниченно. Преобладающие глинистые минералы — гидрослюда, в баженовской свите широко развиты смешаннослойные компоненты гидрослюдисто-монтмориллонитового состава, в качестве примеси присутствуют каолинит и хлорит.

Высокое содержание кремнезема в формациях (до 15 %) исследователи связывают с биогенным фактором: извлечением кремнезема из воды и осаждением ассимилирующими кремнекислоту организмами — радиоляриями, диатомовыми водорослями, кремневыми губками. Встречаются признаки и непосредственного выпадения кремнезема в осадок.

Показателем формирования доманиковых формаций в условиях спокойной гидродинамического режима и преобладания химического выветривания в области сноса является преимущественное содержание в породах элементов с высокой геохимической подвижностью — кальция, магния, калия, натрия, урана и др. Характерно, что в породах, обогащенных органическим веществом (более 5 %), увеличивается содержание ванадия, никеля, урана, меди.

Как уже отмечалось, наиболее характерной особенностью всех доманиковых и доманикоидных формаций является их обогащение органическим веществом. Именно оно придает породам темноцветную окраску. По данным Л. А. Гуляевой, В. Г. Глезер, В. И. Тихомирова, А. Э. Конторовича, среднее содержание $C_{орг}$ в доманиковых формациях сильно варьирует, однако оно всегда вы-

ше, чем в отложениях, граничащих с ними или подстилающих и перекрывающих их, и в среднем составляет, %: в породах доманика 5, в баженовской свите 10, в отложениях формации Грин-Ривер 13,8, менилитовой формации Западных Карпат 5.

Все доманиковые формации в том или ином количестве содержат горючие сланцы, в которых $C_{орг}$ составляет более 15 %, благодаря чему повышается среднее содержание $C_{орг}$ в отложениях. В доманике и баженовской свите сланцев в разрезе 10—15 %.

Органическое вещество доманиковых формаций отличается высокой степенью битуминизации. Содержание растворимого в хлороформе битумоида в доманике Волго-Уральской нефтегазоносной провинции составляет около 1 %, в баженовской свите 0,25—1,3 %, примерно столько же его обнаружено в тоарских сланцах Парижского нефтегазоносного бассейна (Франция), в сланцевой формации Грин-Ривер (США). В доманикоидных формациях колебания его содержания значительные: в куонамской формации Восточной Сибири 0,002—1,25 %, в формации Фосфория (США) 0,002—1,89 %.

Формации доманикового и доманикоидного типа концентрируют в себе огромные массы рассеянных углеводородов. Подсчитано, что в этих формациях содержится нефтяных углеводородов, млрд. т: в сланцевых свитах Реторт и Мид-Пак формации Фосфория около 31, в свите Ирати 120, в свите Грин-Ривер 280.

Приведенные данные позволяют считать доманиковые формации основными преимущественно нефтегенерирующими формациями. Такая точка зрения высказана К. Б. Ашировым, К. Ф. Родионовой и другими исследователями в отношении доманиковых формаций среднефранского, фаменского и турнейского возраста Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций, А. Э. Конторовичем и др.— в отношении баженовской свиты. Связь нефтяных местоскоплений со сланцевыми доманиковыми формациями предполагается в ряде провинций Северной Америки. Так, доманикоидные формации Фосфория, Маури и Грин-Ривер многие исследователи считают нефтепродуцирующими для палеозоя и мезозоя северной и центральной частей Скалистых гор.

С доманиковыми и доманикоидными формациями связаны промышленные скопления нефти, реже газа, как правило, мелкие по запасам. Это объясняется ограниченным развитием коллекторов в разрезе формаций или сложным их строением (баженовская свита). Так, в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, где доманиковая формация разбурена десятками тысяч скважин, нефтяные залежи выявлены в Татарии, Башкирии, в Куйбышевской и Пермской областях. В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, несмотря на значительную степень изученности баженовской свиты, нефтяные залежи открыты лишь на площадях Салымская, Верхнесалымская, Правдинская, Малобалыкская, Студеная, Ем-Еговская, Северо-Островная.

В отложениях доманиковой формации Калифорнии (свита Монтерей) открыто наиболее крупное газовое местоскопление Оркатт

с геологическими запасами 82 млрд. м³. Нефтяные залежи установлены на местоскоплениях Киркук в Иране (свита Чио-Гара), Биг-Сэнди в Аппалачах (свита Огайо), на местоскоплениях Скалистых гор и в других районах.

Примером *карбонатно-терригенной нефтегазоносной формации* является формация триасового возраста Восточного Предкавказья. По возрасту она охватывает отложения от оленекского яруса нижнего триаса до карнийского яруса верхнего триаса.

По А. И. Летавину и Л. М. Савельевой, формация в нижней части сложена карбонатно-глинистыми отложениями темно-серого и черного цвета (молодежинская свита). Среди пород свиты преобладают глинистые известняки и известковистые аргиллиты и переходные между ними разновидности. Возраст этой части формации оленекский. Мощность отложений 450 м. В средней части формация сложена в основном карбонатными породами — глинистыми известняками, известняками и карбонатными алевролитами (кизлярская свита). Возраст свиты — средний — верхний триас. Мощность изменяется от 75 до 335 м. Верхняя часть формации (закумская свита) неоднородна по составу: здесь развиты пестроцветные терригенные породы с прослоями гравелитов, известняки, мергели с прослоями алевролитов, в верхах свиты — пестроцветные терригенные породы. Возраст отложений — ладинский и карнийский ярусы верхнего триаса. Мощность 100—200 м.

Общая мощность формации превышает 1000 м. В целом отмечается уменьшение карбонатности пород вверх по разрезу. В нижнетриасовой части разреза формации, по данным С. И. Близниченко и С. А. Богданова, образование отложений в диагенетическую стадию происходило при господстве восстановительных условий сульфидно-сидеритовой геохимической фации. Здесь породы содержат высокобитуминизированное органическое вещество сапропелевого тпа, что обусловило высокий преимущественно нефтематеринский потенциал этой части разреза.

Нижняя часть разреза формации практически не содержит продуктивных коллекторов. Пористость известняков здесь не превышает 5 %, проницаемость $5 \cdot 10^{-4}$ мкм². Большинство трещин заполнено кальцитом. В средней части разреза встречаются песчаные пласты-коллекторы мощностью до 20 м, открытой пористостью 5—12 %, проницаемостью $(1-3) \cdot 10^{-3}$ мкм². Именно они и являются основными перспективными продуктивными горизонтами. Промышленные притоки нефти и газа из отложений формации получены на местоскоплениях Совхозное, Восточно-Сухокумское, Северо-Кочубейское и др.

Таким образом, как показывают рассмотренные примеры, промышленная нефтегазоносность карбонатно-терригенных и терригенно-карбонатных формаций в целом имеет подчиненный характер, что связано с ограниченным развитием в их составе пород-коллекторов. В то же время эти формации содержат высокопродуктивные нефтегазопроизводящие отложения, питающие углеводородами формации, располагающиеся выше по разрезу.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ФОРМАЦИИ ГЕОСИНКЛИНАЛЬНЫХ ОБЛАСТЕЙ

Как уже отмечалось, в геосинклинальных областях формациями, благоприятными для накопления нефтегазоматеринских отложений и образования скоплений углеводородов, являются флишевые, молассовые (тонкая моласса), терригенные, терригенно-туффиито-кремнистые, реже — карбонатные и терригенно-карбонатные.

§ 1. ФЛИШЕВЫЕ ФОРМАЦИИ

По Н. Б. Вассоевичу, детально исследовавшему флишевые отложения Кавказа, формации этого типа представляют собой мощные серии осадочных образований, характеризующиеся регулярным чередованием двух, трех и более компонентов литологических разностей пород, зернистость которых уменьшается вверх по разрезу. Мощность элементарных циклитов составляет дециметры, реже — метры.

Основные типы пород в терригенном флише — алевролиты, песчаники, гравелиты и аргиллиты, в карбонатном флише — еще и известняки, мергели и карбонатные глины.

Флишевые формации характеризуются большой мощностью, превышающей 6 км, полимиктовым составом обломочного материала. Их накопление происходит во внешней зоне геосинклинальных систем.

Необходимым условием образования флиша является расположение бассейна седиментации вблизи обширных участков суши, служивших источниками сноса, по мере удаления от которых флишевые формации постепенно теряют свои специфические черты. Нет единой точки зрения на глубины бассейнов седиментации в период флишеобразования. Н. Б. Вассоевич считал оптимальными глубины 200—400 м, реже 500—600 м, Б. Келлер, Ф. Кюнел — 500—1000 м и более. Предполагается, что отдельные элементы флиша накапливались на различных глубинах: первые (с плохой сортировкой терригенного материала) — на относительно небольших глубинах, вторые (преимущественно пелитовые) — на максимальных глубинах при наименьшем влиянии областей сноса, третьи (с худшей по сравнению с пелитовыми осадками сортировкой терригенного материала) — в условиях постепенного подъема территории.

Мощные флишевые формации развиты в кайнозойских и меловых отложениях альпийских складчатых областей, в средне- и верхнекаменноугольных образованиях Урала, в архейских и протерозойских отложениях Сибирской платформы, в палеозойских отложениях Западной Европы и в других районах.

На территории СССР нефтегазоносными флишевыми формациями являются палеоген-неогеновая в Предкарпатской нефтега-

зоносной провинции и олигоцен-верхнемиоценовая в Дальневосточной нефтегазоносной провинции, где их мощность достигает 6 км.

§ 2. КАРБОНАТНЫЕ ФОРМАЦИИ

В геосинклинальных областях карбонатные формации сложены пелитоморфными известняками с прослоями доломитов, часто окремнелых, с желваками и линзами кремнистых пород, глинистыми известняками, реже аргиллитами с фауной планктонных фораминифер или радиолярий. Характерной особенностью формаций является широкое распространение темно-серых и черных карбонатных пород, реже — розовых и красных. Устанавливается громадная мощность отложений, превышающая сотни и тысячи метров. Так, карбонатные формации Западного Тянь-Шаня мощностью до 4500 м формировались на протяжении периода от верхнедевонской до нижнекаменноугольной эпохи включительно, Скалистых гор — от верхнего кембрия до конца каменноугольного времени. Среди карбонатных пород, наряду с пелитоморфными и кристаллическими разностями, встречаются брекчированные и конгломератовидные типы пород.

По площади карбонатные формации замещаются глинистыми, флишевыми формациями, по разрезу — эвапоритовыми и красноцветными.

Накопление карбонатного материала происходило в тепловодных морских бассейнах открытого типа, удаленных от источников сноса, в ряде случаев относительно мелководных, о чем свидетельствует обилие остатков донных организмов с массивными раковинами.

Нефтегазоносность карбонатных формаций геосинклинального типа на территории СССР установлена в Таджикской нефтегазоносной области, где в составе формаций выделяют верхнеюрский карбонатный, сеноманский, терригенно-карбонатный, сенонский карбонатно-терригенный и датско-палеогеновый, карбонатно-терригенный региональные нефтегазоносные комплексы. В пределах Грузии региональные нефтеносные комплексы связаны с известняково-мергельными и известняково-доломитово-хемогенными формациями верхнего и нижнего мела.

В провинциях переходного типа установлена региональная нефтегазоносность верхнеюрских, верхнемеловых и олигоцен-палеоценовых карбонатных формаций в Терско-Каспийском предгорном прогибе, верхнеюрских трещиноватых и кавернозных известняковых формаций во внутренней зоне Предкарпатского прогиба.

§ 3. ТЕРРИГЕННО-ТУФФИТО-КРЕМНИСТЫЕ ФОРМАЦИИ

Основными породами, слагающими формации этого типа, являются силициты хемогенного и биогенного происхождения, лавовые, вулканокластические и пепловые образования, а также известняки, глины, граувакковые песчаники.

Группа терригенно-туффито-кремнистых формаций широко развита в областях мезозойской и кайнозойской складчатости Тихоокеанского пояса.

Исследования последних лет, проведенные Ю. К. Бурлиным и др., показали, что наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют флишеподобные терригенно-туффито-кремнистые формации главным образом неогенового, реже верхнепалеоген-неогенового возраста, образовавшиеся в заключительную стадию геосинклинального развития позднекайнозойской складчатости. Для геосинклинальных толщ Тихоокеанского пояса характерны терригенно-кремнистые (глинисто-кремнистые) и туффито-диатомовые формации. Эти формации нефтегазоносны на Сахалине (пиленгская свита), в Калифорнии, на о-ве Тайвань, на островах Зондского архипелага и в других районах мира. В миоценовых отложениях Западного Сахалина мощность перспективных нефтегазоносных формаций этого типа достигает 5 км.

Как показали исследования, при формировании отложений большую роль играли остатки диатомовых водорослей, радиолярий и других организмов. Широкому распространению диатомовых организмов способствовало периодическое поступление в бассейн седиментации вулканогенного материала. Дополнительным источником кремнезема служил пирокластический материал.

Установлена региональная промышленная нефтегазоносность терригенно-туффито-кремнистых формаций на территории Калифорнии и Северного Сахалина (нижнеокобыкайская подсвита миоцена). Здесь эти отложения являются главными нефтегазосодержащими толщами. Органическое вещество формаций отличается высокой степенью битуминозности и способно генерировать преимущественно жидкие углеводороды. Его содержание в породах достигает 16 %. Характерная особенность состава органического вещества терригенно-туффито-кремнистых формаций — высокое содержание (до 50 %) липоидных компонентов, наиболее легко преобразующихся в углеводороды. Как отмечает Ю. К. Бурлин, названные особенности в сочетании с исключительно высокой биопродуктивностью кремнестроющих организмов позволяют отнести эти формации к нефтематеринским с высоким генерационным потенциалом. При этом важное значение для процессов первичной миграции образовавшихся углеводородов имеет сравнительно раннее выделение связанной воды, которое происходит вследствие быстрой литификации кремнистых осадков.

Примером высокопродуктивных нефтегазопроизводящих формаций этого типа является миоценовая свита Монтеррей в Калифорнии, представленная переслаиванием битуминозных диатомитов и кремнистых пород с прослоями вулканических туфов, глинистых сланцев, реже песчаников. Здесь на площади 50—60 км² запасы нефти достигают 1,5 млрд. т.

Установлено, что формации, в составе которых широко распространены глинисто-диатомовые, глинисто-кремнистые отложения, являются преимущественно нефтеносными.

§ 4. МОЛАССОВЫЕ ФОРМАЦИИ (ТОНКАЯ МОЛАССА)

Основные типы пород, образующие тонкую молассовую формацию, — это полимиктовые и кварцевые песчаники, алевролиты, глины, часто известковистые. Подчиненное значение имеют конгломераты, гравелиты, мергели, известняки-ракушечники, диатомиты, гипсы, соли, угли.

Типичными нефтегазонасными молассовыми формациями, относящимися к разряду тонкой молассы, содержащими значительные скопления углеводородов, являются неогеновая (среднепалеоценовая) продуктивная толща Апшеронской нефтегазонасной области, красноцветная толща Западно-Туркменской нефтегазонасной провинции, терригенная олигоцен-неогеновая толща Нижне-Куринской нефтегазонасной области.

Продуктивная толща среднего плиоцена на Апшеронском полуострове сложена переслаивающимися пластами глин, алевролитов, песчаников, гравелитов и конгломератов общей мощностью более 4000 м. На долю глинистых пород в разрезе приходится 50—60 %. Разрез продуктивной толщи расчленяется на песчано-глинистые свиты, содержащие пачки песчаников, перекрытых глинами. В нижнем и верхнем отделах продуктивной толщи выделяют девять таких свит. Мощность формации увеличивается в восточном направлении, в сторону акватории Каспийского моря, в западном направлении происходит постепенное сокращение мощности отложенной формации, вплоть до полного их выклинивания.

Наибольшая песчаность формации установлена в центральных частях Апшеронского полуострова. Здесь в разрезе присутствуют отсортированные кварцевые песчаники и алевролиты, являющиеся коллекторами с высокими емкостно-фильтрационными свойствами. По данным А. А. Якубова, в разрезе продуктивной толщи в верхнем ее отделе выделяется 15, в нижнем 7—10 продуктивных горизонтов, насчитывающих около 40 песчаных пластов. Устойчивые дебиты из песчаных горизонтов достигают 100—250 т/сут.

Фациальный состав отложений продуктивной толщи на Апшеронском п-ве весьма разнообразен. Здесь выделяются речные, дельтовые, озерные сильно опресненные отложения. Предполагается, что образование формации происходило в условиях пресноводного мелководного бассейна озерного типа при устойчивом компенсированном погружении территории, куда реками сносился обильный обломочный материал с окружающей суши. Большая роль при этом принадлежала дельтовым фациям, образовавшимся в первую очередь в палеодельте р. Волги.

Вопрос о нефтегазоматеринских свойствах продуктивной толщи является дискуссионным. Распространено мнение о вторичной ее нефтегазонасности, обусловленной миграцией углеводородов из подстилающих палеогеновых отложений, а по представлениям Ш. Ф. Мехтиева, нефтегазоматеринские отложения — нижние горизонты самой продуктивной толщи.

Красноцветная толща среднего плиоцена Западной Туркмении выполняет на значительную мощность одноименную впадину. Представлена она ритмичным переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород, сменяющих друг друга по простиранию на небольшом расстоянии. В целом глинистость разреза формации повышается от бортовых частей впадины, где она составляет 20—30 %, к центру — до 80 %. Мощность формации увеличивается с востока на запад от 800 до 2600 м. В составе красноцветной толщи по литологическим особенностям четко выделяются две субформации: нижняя, более глинистая (глинистость разреза 65—70 %) мощностью 800—1000 м и верхняя, глинисто-песчаная (песчаников 60—70 %) мощностью 1300—1600 м.

Нижняя часть разреза красноцветной регионально нефтегазонасной формации преимущественно газоносна, верхняя — нефтеносна. Коллекторские свойства песчаников верхних красноцветов на ряде местоскоплений высокие: пористость составляет 15—30 %, проницаемость $(1—2) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Терригенная олигоцен-неогеновая формация Куринской межгорной впадины, характеризующая завершающую стадию развития Кавказской геосинклинали, по Э. Л. Дайдбсковой и др., в нижней части (олигоцен — нижний плиоцен) представлена глинистыми и песчано-алевритовыми породами, накопившимися в глубоководном морском бассейне с восстановительной геохимической обстановкой. Верхняя ее часть (средний плиоцен — неоген) сложена глинистыми, песчано-алевритовыми, реже карбонатными породами, сформировавшимися в морских, переходных и континентальных фациях с изменяющимися геохимическими условиями от восстановительных до окислительных. Общая мощность формации превышает 3000 м.

В нижней и верхней частях разреза терригенной олигоцен-неогеновой формации встречены промышленные скопления нефти.

Часть вторая.

ФАЦИИ, БЛАГОПРИЯТНЫЕ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕ- ГАЗМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И ПОКРЫШЕК

Глава IV.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

В геологической литературе нет общепринятого определения понятия «фация». В настоящее время известно свыше ста различных определений этого термина.

Понятие «фация» появилось в геологии около 300 лет назад в работах датского ученого Н. Стено. Слово фация происходит от латинского *facies* (лицо, облик).

У истоков создания учения о фациях стоял великий наш соотечественник М. В. Ломоносов, который в знаменитом труде «О слоях земных» (1758—1768 гг.) впервые в мировой науке писал о выделении определенных сочетаний горных пород с учетом условий их образования.

А. Гресли в 1839 г. впервые применил термин «фация» для обозначения изменений одновозрастных отложений в горизонтальном направлении и вертикальной последовательности. Впоследствии именно эта трактовка была развита в работах Н. А. Головкинского, Л. Б. Рухина, Г. Ф. Крашенинникова и других исследователей.

По А. Гресли, Л. Б. Рухину, Г. Ф. Крашенинникову, *под фацией понимается комплекс отложений, отличающихся составом и физико-географическими условиями образования от соседних отложений того же стратиграфического интервала*. В дальнейшем мы будем пользоваться этим определением фации.

В данной трактовке фации подчеркнуты следующие основные моменты [6]:

фация является реально существующим в природе объектом — комплексом отложений, характеризующимся определенным вещественным составом (литологическим, палеонтологическим), формой тела, стратиграфическим возрастом;

комплекс отложений, относимых к одной фации, характеризуется общностью физико-географических условий образования; следовательно, отложения объединяются в фации на основании генетических признаков;

физико-географическая обстановка, в которой образовались отложения каждой конкретной фации, отличается от соседних об-

становок; следовательно, фации выделяются и рассматриваются обязательно в сравнении с другими фациями, что позволяет восстанавливать условия образования отложений определенного стратиграфического интервала разреза.

По другим представлениям (Ю. А. Жемчужников, Н. М. Страхов, В. И. Попов и др.), под фацией понимаются те физико-географические условия, в которых образовались породы. Так, по определению В. И. Попова, «фация как геологическая среда (разрядка моя.— А. Б.) образования формаций характеризуется образованием в определенных физико-географических условиях генетически связанных горных пород и связанных с ними жидких, газообразных и твердых полезных ископаемых».

В монографии «Методы изучения осадочных пород»¹ фация определяется как «...совокупность физико-географических условий образования осадка, выраженных в одном или нескольких типах пород, тесно связанных между собой общими условиями образования».

В БСЭ указывается, что «...фация — геологическая среда (физико-химическая, физико-географическая) образования тех или иных пород или минералов осадочных, магматических, метаморфических и гидroxимических».

Исходя из условий накопления, выделяют различные группы фаций, например ландшафтно-климатические, топографические, геохимические, тектонические. Кроме того, фации выделяют также по условиям существования организмов или же по вещественному составу пород. Выделение фаций по литологическим свойствам пород (литофации) широко распространено в литературе. Между тем, как справедливо отметил Д. В. Наливкин в 1959 г., «...фация — это не только осадочные породы, т. е. литологическое понятие, но одновременно определенная однородная часть суши или моря, т. е. географическое или палеогеографическое понятие».

Следовательно, литологическая характеристика пород и палеогеографические условия (среда их образования) — это две взаимосвязанные стороны единого естественно-исторического процесса осадконакопления, протекающего в литосфере.

Сближает два основных направления в трактовке понятия «фация» определение, предложенное Н. В. Логвиненко и В. И. Марченко в 1973 г., согласно которому фация — это обстановка осадконакопления, современная или древняя, овеществленная в осадке или породе.

В отдельных случаях термин «фация» употребляют для обозначения некоторых частных особенностей строения горных пород или среды осадконакопления. Так, Л. В. Пустоваловым было введено понятие о геохимических фациях. Под ископаемыми геохимическими фациями Л. В. Пустовалов понимал пласт, на всем протяжении обладающий одинаковой изначальной геохимической характеристикой, возникшей в процессе образования слагающих его пород.

¹ Под ред. Н. М. Страхова, М., Госгеолтехиздат, 1957.

Примером геохимических фаций морского генезиса служат сероводородная, глауконитовая и другие фации, континентального — латеритная фация, фация углей и т. д.

Учение о геохимических фациях было развито в трудах А. Е. Ферсмана, Г. И. Теодоровича, В. Н. Холодова и ряда других исследователей.

В. Н. Холодов и Р. И. Недумов показали, что проблема геохимических фаций неотделима от стадияльного минералого-геохимического анализа. Названными авторами подчеркивается то обстоятельство, что окислительно-восстановительные обстановки стадии седиментации могут быть полностью и многообразно преобразованы на стадиях диагенеза и катагенеза (эпигенеза) и, таким образом, реконструкции первичной геохимической среды представляют собой сложную задачу.

Важен вопрос об объеме понятия «фация». Наиболее конкретно на него ответил географ и зоолог Л. С. Берг в 1945 г., который считал фацию «наименьшей» неделимой единицей ландшафта, в пределах которой происходило осадконакопление.

Следует различать современные и ископаемые фации. По Д. В. Наливкину, современная фация отражает свое состояние в момент становления. Г. Ф. Крашенинников отмечает следующие особенности современных фаций:

современные осадки образуются в условиях, отличающихся от условий накопления древних осадочных толщ, эти отличия становятся все более заметными при сравнении современных осадков с наиболее древними осадочными толщами;

некоторые типы пород в современных условиях не образуются вовсе (мощные толщи доломитов, железистые кварциты, яшмы и др.), однако, исследуя современные осадки и физико-географическую обстановку их образования, в большинстве случаев по ряду признаков удается восстанавливать физико-географическую обстановку прошлого — в этом заключается метод актуализма в геологии;

современные фации не являются, строго говоря, геологическими телами, так как не перешли в ископаемое состояние.

В ископаемых фациях объективно исследуются лишь признаки пород и сохранившиеся органические остатки, в то время как физико-географические условия не могут быть изучены непосредственно. Они восстанавливаются с различной степенью точности по генетическим признакам, отражающим физико-географическую обстановку. Ископаемая фация, по Д. В. Наливкину, — это пласт или свита пластов определенного состава с определенной ископаемой фауной и флорой, которая соответствует единому палеогеографическому ландшафту.

Основными задачами фациального анализа при поисках нефти и газа являются:

выделение в разрезе фаций, благоприятных для образования нефтематеринских и газоматеринских отложений (благоприятных для накопления и захоронения органического вещества);

изучение литологических и палеогеографических факторов, пре-
дetermined распространение в разрезе осадочного чехла по-
род-коллекторов и пород-покровов;

изучение литолого-фациальных условий образования ловушек
неструктурного типа.

Под этим углом зрения рассмотрим отложения морских, пере-
ходных и континентальных фаций. При их описании использованы
материалы Г. Ф. Крашенинникова [6], Б. К. Прошлякова, В. Г. Куз-
нецовой [11] и др.

Глава V.

МОРСКИЕ ФАЦИИ

Отложения морей и океанов пользуются наиболее широким рас-
пространением. Соотношение основных геоморфологических обла-
стей суши и моря в настоящее время, по Г. Ф. Крашенинникову,
следующее: 70 % занимают моря и океаны, 28 % — суша, 2 % —
дельты, лагуны и лиманы (рис. 3).

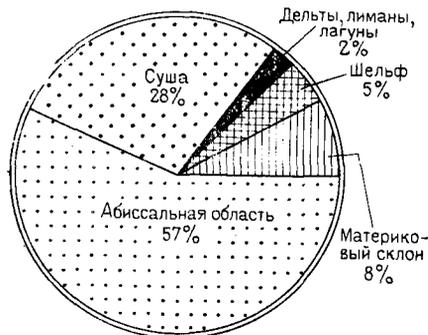


Рис. 3. Соотношение площадей основных геоморфологических областей суши и моря (для современной эпохи) (по Г. Ф. Крашенинникову)

Как показывают исследо-
вания А. Б. Ронова, В. Е. Хаи-
на, подобное соотношение су-
ши и моря в ряде случаев со-
хранялось и в прошлом. Так,
на долю морских отложений
среднего—верхнего палеозоя
и мезозоя в пределах материков
приходится от 60 до 85%.
Однако существуют данные
некоторых исследователей
(П. П. Тимофеев, В. Н. Холо-
дов, И. В. Хворова, Л. Ежмед,
Р. Файбридж и др.), свиде-
тельствующие об иных вели-
чинах этого соотношения в
прошлом.

Отличительными особенностями морских отложений являются
относительное постоянство их состава на обширных территориях,
обилие органических остатков животного происхождения, широкое
распространение в разрезах хомогенных пород.

На характер морских отложений влияют глубина бассейна се-
дimentации, рельеф дна и прилегающей суши, степень изолиро-
ванности бассейна от океана, климат. Так, с увеличением глубины
бассейна, как правило, уменьшается размер обломочных частиц,
изменяются состав и количество органических остатков, существен-
но меняются гидродинамический режим, скорость осадконакоп-
ления, температурные условия.

Влияние климата наиболее существенно сказывается на развитии органической жизни, карбонатообразовании, накоплении угленосных, кремнистых, эвапоритовых пород и т. д.

Рельеф дна бассейна седиментации оказывает влияние на направление морских течений, которые формируют обширные отмели и котловины, характеризующиеся специфическим составом осадков и геохимической средой осадконакопления. Рельеф платформенных морей, как правило, выражен резко, геосинклинальных — сильно расчленен. Аналогичная картина отмечается и на прилегающей к морям суше, что, в свою очередь, определяет интенсивность выветривания и сноса обломочного материала.

От степени изолированности морского бассейна от океана зависят газообмен и солевой режим вод. Изолированный бассейн седиментации в условиях гумидного климата подвержен опреснению, в условиях аридного — засолонению. Нарушение нормального газообмена приводит к возникновению застойных вод.

В зависимости от глубин бассейна седиментации выделяются три зоны: шельфовая с глубинами от 0 до 200 м (реже до 400 м), с подразделением ее на прибрежную, мелководную и умеренно-глубоководную (внешняя часть шельфа); батимальная с глубинами от 200 до 2000—3000 м и абиссальная с глубинами от 2000 до 10 000 м. По данным Р. Кюнена, для современных морей и океанов площадь, занимаемая шельфами, составляет 7,6 %, батимальными областями — 15,3 %, абиссальными — 77,1 %. Средняя ширина современных шельфов меняется от 70 до 1300 км, средняя глубина перегиба морского дна на границе шельф — батимальная зона 130—135 м.

Однако подобное распределение площадей по глубинам, по всей вероятности, не характерно для древних морей и океанов. Судя по типу отложений, древние моря и океаны были более мелководными, шельфовые зоны в них занимали большие пространства. Собственно батимальные и абиссальные отложения в разрезах прошлого распространены ограниченно, что отчасти, однако, является следствием их плохой диагностики.

Ниже мы рассмотрим фации морей и океанов с точки зрения выделения наиболее благоприятных из них для накопления органического вещества, образования коллекторских и экранирующих толщ, а также формирования ловушек неантиклинального типа.

§ 1. ШЕЛЬФОВЫЕ ФАЦИИ

Фации прибрежных (литоральных) частей шельфа

Отложения этой фациальной зоны образуются на глубинах моря до 30 м. Прибрежная часть шельфа максимально подвержена действию приливов и отливов и, располагаясь между уровнями наиболее высокого прилива и самого низкого отлива, имеет большую гидродинамическую активность вод. В результате действия указанных факторов происходят постоянное взмучивание осадков и

их аэрация. Рельеф дна прибрежной зоны расчленен, здесь четко выражены аккумулятивные и эрозионные его формы. Благодаря обилию света, высокой степени аэрации для прибрежной зоны характерен расцвет органической жизни.

Ширина побережья меняется от нескольких метров у скалистых берегов до нескольких километров у пологих. В результате развития трансгрессий и регрессий, вследствие перемещения береговых линий во времени, площади, занимаемые отложениями прибрежной зоны, могут быть обширными.

Среди прибрежных отложений наиболее широко распространены песчаники различной степени отсортированности с незначительной примесью глинистых частиц, окатанными зернами и характерной разнонаправленной косо́й слоистостью. Полимиктовые песчаники образуются вблизи разрушающихся кристаллических пород. В результате неоднократного их переотложения возникают кварцевые пески.

Алевритовые и глинистые отложения прибрежных фаций характеризуются плохой отсортированностью, содержат песчаный материал в виде примеси и отдельных прослоев.

Карбонатные отложения представлены оолитовыми, органогенными, органогенно-обломочными и обломочными известняками.

Характерной особенностью прибрежных фаций является широкое развитие разнообразных аккумулятивных форм рельефа, представляющих при ограничении их непроницаемыми породами литологические природные резервуары для нефти и газа. В случае отсутствия такой изоляции песчаные аккумулятивные тела способствуют существенному улучшению коллекторских свойств вмещающих их отложений.

Наибольший интерес среди аккумулятивных тел прибрежных фаций представляют бары.

Бары — это песчаные валы, выходящие гребнем на поверхность моря. Образуются они за счет поперечного перемещения волнами обломочного материала со стороны моря к суше. Реже встречаются баровые тела, возникшие в результате действия приливо-отливных течений. Обращенная к морю часть бара, по Ф. Петтиджону, является зоной накопления песка, поэтому рост бара происходит в сторону моря подобно наступающей дельте. Располагаются бары, как правило, параллельно берегу моря и несколько кулисообразно по отношению друг к другу, отчленяя от моря мелководные лагуны и марши. Иногда бары образуют кольцо или полукруг вокруг островов и отмелей. Продольные бары возникают в руслах и устьях рек, в эстуариях, проливах и узких заливах. Ширина полосы распространения баров зависит от крутизны берега. Вблизи пологих берегов ширина полос достигает нескольких десятков километров. Г. А. Каледа, Н. С. Шик считают, что крупные унаследованные бары возникают на тектонических структурах и флексурах или валах. Длина отдельных современных баров превышает 100 км (бары у берегов Чукотки, бары Атлантического побережья США) при ширине песчаных полос 10—16 км.

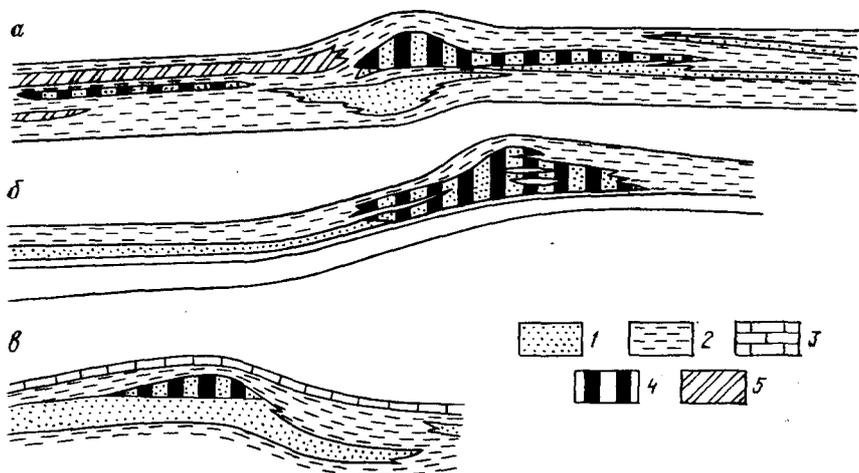


Рис. 4. Примеры баровых ловушек и залежей.

а — Колотовское месторождение (Рязано-Саратовский прогиб), тульский горизонт (визейский ярус) (по О. Ф. Дрозденко, 1969 г., с изменениями); *б* — месторождение Литл-Бивер (впадина Денвер, США), свита Дакота (нижний мел) (по В. Мак-Квану и В. Милликену, 1955 г., с изменениями); *в* — Новобавляинское месторождение (Урало-Поволжье), пашийский горизонт (франский ярус) (по С. П. Максимова и др., 1970 г.). 1 — песчаный пласт-коллектор; породы: 2 — глинистые и глинисто-алеуритовые, 3 — карбонатные; залежи: 4 — нефти, 5 — газа

Основным диагностическим признаком баров является их форма: плоское основание и выпуклая верхняя поверхность. Бары имеют асимметричный профиль — более крутой склон обращен в сторону берега. Ловушками служат тела баров, а также места осложнения баров антиклинальными структурами, участки выклинивания баровых песчаников по восстанию слоев. Примеры баровых ловушек и залежей показаны на рис. 4.

Гранулометрические исследования песчаников барового типа показывают, что крупность зерен в них увеличивается от подошвы к кровле бара, изолинии отсортированности обычно параллельны простиранию бара.

Для обнаружения баровых тел успешно используют фациальный анализ с привлечением данных гранулометрии и последующей статистической обработкой материала. Среди баровых фаций, по К. Дикинсону и др., выделяют предбаровые, баровые, забаровые, покровные фации. Предбаровые фации песчаника Галлен нефтяного месторождения Бисти в Нью-Мексико представлены глинами с фауной открытого моря, баровые — песчаниками с высоким содержанием глауконита (до 10 %) и небольшим количеством или полным отсутствием первичного доломита, забаровые — плохо отсортированными песчанстыми глинами и глинистыми песками с незначительным или средним содержанием первичного доломита и низким содержанием или отсутствием глауконита.

Как правило, баровые отложения являются хорошими коллекторами. Так, в баровых песчаниках нижнего мела на месторожде-

нии Белла-Крик в Монтане (США) пористость достигает 30 %, проницаемость 10 мкм².

Ископаемые баровые тела картировались нами во время геолого-структурной съемки в окрестностях Кисловодска на южном склоне Дарьинского хребта в песчаных отложениях клансейского горизонта верхнего апта. Здесь размеры баров небольшие: при изометричном основании длиной и шириной от 25 до 45 м их высота составляет 5—7 м.

Нефтегазоносность баров широко известна. В нашей стране она установлена на восточном склоне северной вершины Татарского свода в отложениях муллинского горизонта верхнего девона, в верхнедевонских отложениях Омра-Сойвинского района (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция). Крупнейшие нефтегазоносные полосы баров выявлены в пенсильванских отложениях штата Оклахома (США).

Близки к барам по строению аккумулятивные песчаные валаы и гряды, расположенные под водой на разных глубинах. Их высота составляет 6—8 м.

В пределах береговой зоны формируются пляжевые отложения. Ископаемые пляжевые отложения образуют береговые валы, сложенные хорошо отсортированными песчаниками с разнообразными косослоистыми текстурами. Наиболее характерна косяя слоистость с углами наклона косых слоев и разделяющих их границ от единиц градусов до 15°. Накопление обломочного материала различной размерности (от мелкозернистого до валунного) на пляжах происходит главным образом за счет песков, выбрасываемых морем. Здесь также накапливаются обломки различных пород, раковин, оолитовые образования.

Переветренные ветром пляжные пески по направлению к континенту превращаются в приморские береговые дюны с характерными для эоловых образований текстурами. Пляжные пески сохраняются в ископаемом состоянии.

Помимо аккумулятивных форм рельефа, образующихся в прибрежных частях бассейнов и являющихся потенциальными ловушками нефти и газа литологически ограниченного типа, здесь при определенных условиях активно формируются литологические ловушки, связанные с выклиниванием и замещением отложений. Благоприятны для образования зон выклинивания расчлененный рельеф, изрезанные, бухтовые берега морей, в пределах которых линия выклинивания прибрежных песчаников приобретает заливообразную форму. Выклинивание и замещение песчаников происходит также на склонах морфологически выраженных поднятий различного масштаба, осложняющих прибрежно-морскую часть бассейна.

Как следует из описания прибрежных фаций морских бассейнов, именно они чрезвычайно благоприятны для обнаружения мощных и относительно выдержанных пачек терригенных коллекторов, связанных с подводными валами и грядами, барами, отложениями пляжа, береговых дюн, а также терригенно-карбонатных и карбонатных коллекторов, которыми являются органогенно-обломочные,

органогенные и оолитовые известняки. Именно при седиментогенезе закладываются основные свойства будущих пород-коллекторов.

Как показывают материалы по изучению коллекторов на больших глубинах, терригенные коллекторы высокого класса сохраняются до глубин более 4 км лишь в областях развития прибрежно-морских отложений, образовавшихся при большой энергетической активности среды осадконакопления. По данным Г. Д. Сараевой и Т. Г. Куц, это отложения баров, отмелей, потоков и подводных течений. Крупнозернистые песчаники, накопившиеся в условиях отмелей и в настоящее время расположенные на глубинах 3,5—4,6 км, характеризуются максимальными значениями медианных диаметров и радиусов поровых каналов, позволяющими относить коллекторы к I классу по классификации А. А. Ханина. Предполагается, что на глубинах более 5 км промышленные коллекторы терригенного типа могут быть встречены лишь в отложениях прибрежных частей морей.

Среди карбонатных пород прибрежной и мелководной зон широко распространены органогенные, органогенно-обломочные и обломочные разности, представляющие интерес с точки зрения развития пород-коллекторов.

Исследования К. И. Багринцевой показали, что перечисленные типы пород характеризуются высокой седиментационной пористостью. Это объясняется тем, что в осадках с повышенным содержанием органического вещества выделяется большое количество углекислого газа, способствующего развитию процессов растворения. Развивающаяся впоследствии на стадиях диагенеза и эпигенеза вторичная пористость, в первую очередь связанная с выщелачиванием, наиболее интенсивно проявляется в породах с высокой первичной пористостью; «залечивания» седиментационных и раннедиагенетических пор полностью не происходит.

Именно в этой зоне формируются каверново-поровые типы коллекторов с высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Для слабосцементированных биоморфных, органогенно-детритовых и обломочных типов карбонатных пород значения проницаемости превышают $0,1 \text{ мкм}^2$, открытая пористость составляет 20—30 %, а эффективная пористость близка к ней, что связано с низким содержанием в коллекторах остаточной воды (10—15 %).

В то же время прибрежные отложения, как правило, практически не содержат непроницаемых отложений, могущих явиться флюидоупорами или крышками. Ограниченное распространение глинистых пород в этой зоне, их плохая отсортированность, сильная расслоенность песчаниками и алевролитами приводят к формированию в последующем лишь локальных крышек, способных контролировать небольшие по запасам залежи. Породы-флюидоупоры следует искать в перекрывающих и подстилающих отложениях, представленных трансгрессивными сериями более глубоководных частей морских бассейнов.

Для таких морских бассейнов, в пределах которых прибрежные фации распространены в разновозрастных отложениях по всему

разрезу на одной и той же территории, характерно отсутствие в разрезе покрышек, что делает эти бассейны бесперспективными для поисков нефти и газа. Примером являются области развития прибрежно-морских фаций в юрских и меловых отложениях южной и восточной частей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Прибрежные фации из-за преобладания в осадке окислительной геохимической обстановки не представляют большого интереса как места возможного накопления и захоронения органического вещества, несмотря на исключительное богатство этой зоны органической жизнью.

Фации мелководных (неритовых) частей шельфа

Отложения этой зоны образуются на глубинах от 30 до 100 м. Здесь еще продолжает сохраняться значительная гидродинамическая активность вод, приводящая к взмучиванию осадков, перемещению больших масс обломочного материала, размыву морского дна и активному поступлению к осадкам кислорода. Мелководная зона густо населена разнообразным бентосом, высшими и одноклеточными водорослями, рифообразующими кораллами, губками. Здесь формируются различные типы терригенных, терригенно-карбонатных и хемогенных осадков.

Ширина шельфовой зоны при неоднократных перемещениях береговой линии может достигать нескольких сот километров.

Выдержанные на больших площадях отложения представлены преимущественно мелко- и среднеобломочными песчаниками и алевролитами, реже — грубообломочными разностями, встречающимися лишь во внешней части этой зоны. Отсортированность песчаников здесь хуже, чем в прибрежной зоне, но лучше, чем в руслах рек.

Глинистые породы, образовавшиеся на мелководье, распространены ограниченно, содержат значительную примесь обломочного материала. Наряду с гидрослюдистыми и монтмориллонитовыми компонентами в ряде случаев в них обнаруживается примесь каолинита.

Карбонатные породы представлены известняками и доломитами как хемогенного, так и главным образом органогенного происхождения. Широко развиты органогенно-обломочные, рифогенные и оолитовые известняки. Для отложений мелкого моря наиболее характерна горизонтальная и пологоволнистая слоистость.

Рельеф дна мелководной части шельфа, как правило, расчленен. Наряду с пологими моноклинальными склонами и поднятиями здесь встречаются изолированные впадины, где накапливаются преимущественно глинистые тонкозернистые отложения с наибольшим количеством фауны.

Образованиями мелководных фаций, представляющими большой интерес для нефтяников, являются различные органогенные постройки, в первую очередь рифы.

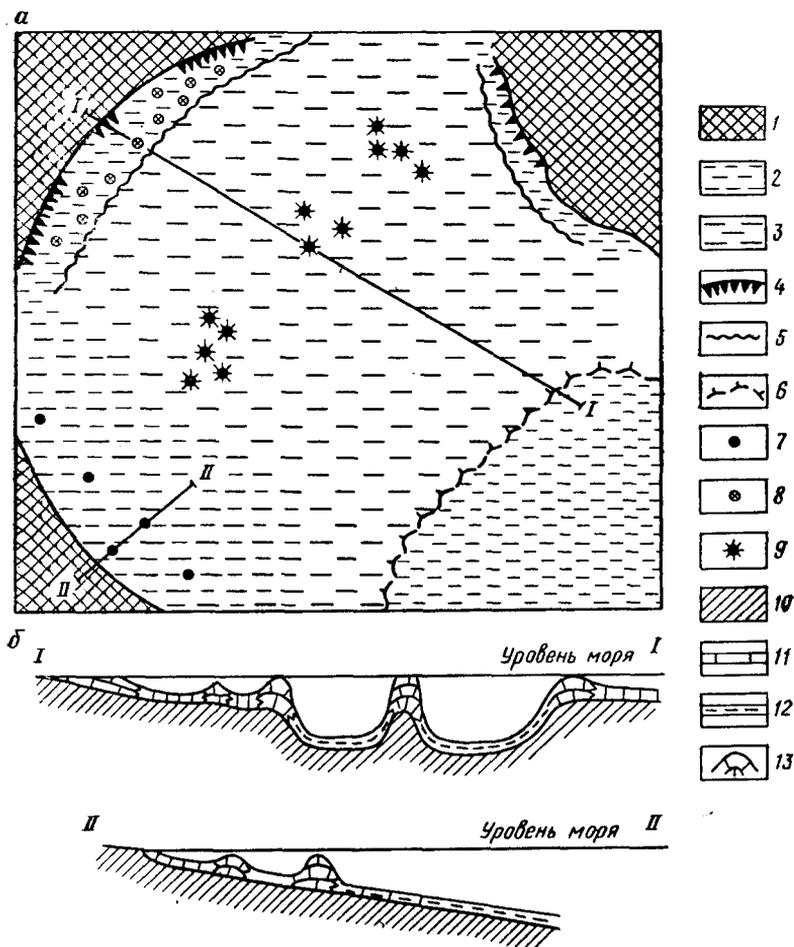


Рис. 5. Принципиальная схема размещения рифов различного типа в морском бассейне (а) и литолого-геоморфологические профили (б) (по В. Г. Кузнецову, 1978 г.).

1 — суша; море: 2 — мелкое, 3 — глубокое; рифы: 4 — береговые, 5 — барьерные, 6 — краевые, 7 — одиночные, 8 — внутренние одиночные, 9 — внешние одиночные, 10 — породы основания; отложения: 11 — мелководные, 12 — относительно глубоководные; 13 — рифовые образования

Необходимые условия для рифообразования — теплый, преимущественно субтропический и тропический климат, небольшое количество терригенного материала, поступающего с суши, наличие твердого скального основания дна, осложненного поднятиями или уступами, нормальная или слабая соленость вод бассейна, активная гидродинамическая среда. Процесс рифообразования возможен лишь на фоне устойчивых нисходящих тектонических движений. Масштабы рифообразования различны в бассейнах геосинк-

линальных, переходных и платформенных областей. Наиболее распространены рифы в геосинклинальных областях.

Размеры рифов и протяженность рифогенных зон различны. Высота рифов колеблется от нескольких метров до нескольких километров, протяженность отдельных зон составляет сотни километров (рифы Пермской впадины США, Золотого Пояса Мексики).

По условиям образования и составу вмещающих фаций рифы разделяют на береговые, барьерные и краевые (рис. 5).

Береговые рифы формируются в нескольких десятках метров от берега, в зоне развития прибрежных фаций.

Барьерные рифы возникают на крутых склонах дна бассейна в зоне смены мелководных фаций относительно глубоководными. Со стороны берега они ограничены мелководными лагунными отложениями, со стороны открытого моря — обломочными предрифовыми известняками, переходящими в глубоководные депрессионные отложения.

Краевые рифы возникают, как и барьерные, в зонах резкого изменения глубин морского бассейна, в открытом море. Эти рифы окружены однообразными карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями, среди которых не могут быть выделены предрифовые и зарифовые фации.

Таким образом, фациальные предпосылки поисков береговых, барьерных и краевых рифов различны.

Мелководно-морские отложения являются местом накопления мощных, выдержанных по простираению терригенных и карбонатных коллекторов, в том числе и коллекторов высокого класса. Именно к ним чаще всего бывают приурочены основные скопления углеводородов в нефтегазоносных провинциях. Примерами выдержанных коллекторских толщ мелководно-морского генезиса в региональных нефтегазоносных комплексах могут служить полевошпатово-кварцевые глауконитсодержащие среднезернистые песчаники аптского и нижней части альбского ярусов Предкавказско-Крымской нефтегазоносной провинции, сеноманские песчаники севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и т. д.

Среди карбонатных пород наибольшее промышленное значение имеют собственно рифы и рифогенные фации, образовавшиеся в условиях высокой гидродинамической активности среды осадконакопления. Формирующиеся здесь коллекторы каверново-порового и порового типов имеют проницаемость до 1 мкм^2 , пористость 25—35 %, коэффициент нефтегазонасыщенности более 0,9. В мелководном море со средней гидродинамической активностью среды осадконакопления в органогенных, органогенно-обломочных и обломочных карбонатных породах, по данным К. И. Багринцевой, возникают поровые коллекторы с проницаемостью до $0,5 \text{ мкм}^2$, пористостью 17—25 %, коэффициентом нефтегазонасыщенности 0,78—0,91.

Из глинистых отложений мелководно-морских фаций впоследствии формируются, как правило, покрышки невысокого качества, зонального площадного распространения, что объясняется значи-

тельной примесью в глинах песчано-алевритового материала, как рассеянного, так и в виде пропластков.

Условия для накопления органического вещества в отложениях мелководного моря улучшаются по сравнению с прибрежными, однако остаются еще малоблагоприятными из-за преобладания здесь окислительной геохимической обстановки.

Фации умеренно-глубоководных (неритовых) частей шельфа

Осадконакопление в пределах наиболее погруженной части шельфа происходит на глубинах 100—200 м реже до 400 м. Для этих глубин характерны слабая гидродинамическая активность вод, отсутствие смены условий осадконакопления на больших площадях, существенное обеднение органического мира. Встречаются раковины фораминифер, радиолярий, птеропод, диатомей, головоногих моллюсков, а также губки, мшанки, одиночные кораллы, морские ежи и другие организмы. Перенос материала осуществляется преимущественно во взвешенном состоянии в верхней толще воды. Здесь преобладают мелкозернистые терригенные разности пород выдержанного состава.

В разрезах умеренно-глубоководных фаций широко распространены глины тонкоотмученные, гидрослюдистого и монтмориллонового состава, содержащие крайне незначительную примесь песчаных частиц. Алевролиты встречаются лишь вблизи границы с мелководной зоной. В зонах донных течений распространены песчаники.

Среди органогенных пород развиты лишь планктоногенные их разности — фораминиферовые известняки, диатомиты, опоки и т. д. Распространены породы биохемогенного происхождения — карбонатные, кремнистые и хемогенного — фосфорит- и глауконит-содержащие.

Текстуры умеренно-глубоководных отложений — четко выраженные горизонтальные тонкослоистые, иногда листоватые.

С отложениями морских течений в этой части шельфа связано развитие терригенных коллекторов, а также распространение ловушек, образованных литологическим выклиниванием или замещением. Как показывают проведенные исследования [8], гранулометрический состав отложений течений на генетических диаграммах почти не отличается от отложений речных потоков. Диагностировать отложения течений можно лишь в совокупности со вмещающими образованиями, учитывая фаунистические остатки. Песчано-алевритовые, а в ряде случаев и грубообломочные породы морских течений надежно изолированы глинами, что делает эти объекты перспективными для поисков нефти и газа.

Примером высокопродуктивных отложений морских течений могут служить газоносные песчаники хадумского горизонта Ставропольского свода, протягивающиеся на сотни километров. По данным Г. А. Каледы и Э. Д. Котельникова, в верейских отложениях Нижнего Поволжья прослеживается полоса хорошо отсортиро-

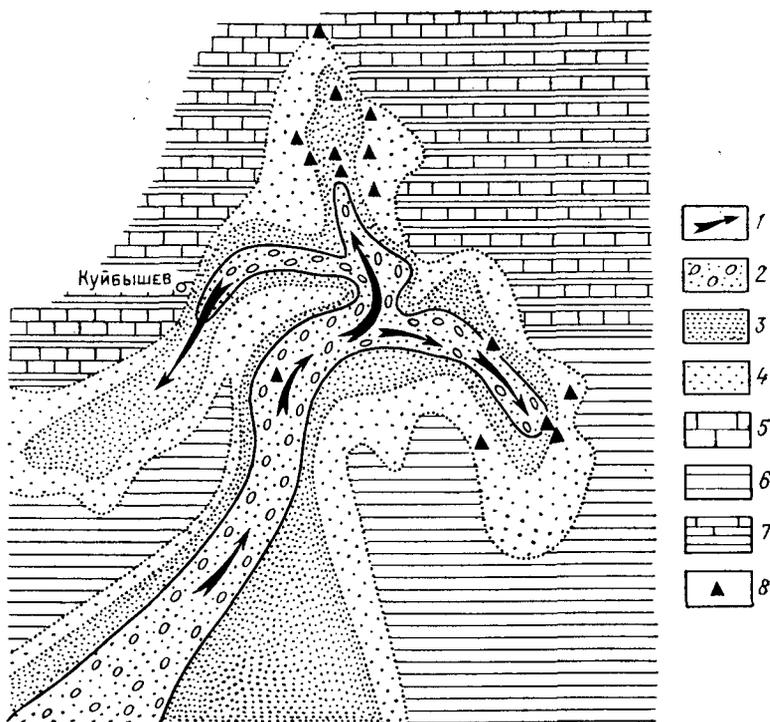


Рис. 6. Схема палеотечений ранне- и средневерейского времени на территории Среднего Поволжья и размещение залежей нефти и газа (по Г. А. Каледе и Э. Д. Котельникову, 1970 г., с упрощением).

1 — направление палеотечений; песчаные отложения суммарной мощностью, м: 2 — более 20 (до 45), 3 — от 20 до 10, 4 — менее 10; отложения: 5 — известковые, 6 — глинистые, 7 — известковые и глинистые с преобладанием известковых; 8 — залежи нефти.

ванных песчаников такого же генезиса, с которой связаны структурные и структурно-литологические залежи (рис. 6).

Карбонатные коллекторы умеренно-глубоководной и глубоководной фациальных зон, широко представленные микрозернистыми и хемогенными известняками, характеризуются низкими значениями проницаемости (менее $0,0001 \text{ мкм}^2$) и пористости (0—5%).

Исследования К. И. Багринцевой показали, что вторичные пустоты в хемогенных известняках образуются за счет расширения трещин, а также выщелачивания отдельных минералов и не затрагивают первичное поровое пространство. Поэтому емкостные свойства карбонатных пород (матриц), не затронутых трещиноватостью, остаются низкими, каверны же, развитые по трещинам, повышают емкостные свойства пород. Возникает каверново-трещинный тип коллекторов, связанный с хемогенными, биохемогенными или перекристаллизованными карбонатными породами.

Для трещинных коллекторов характерны небольшая емкость трещин, составляющая доли процента, иногда 2—3%, и анизотропия по проницаемости.

Умеренно-глубоководные фации являются областями развития региональных глинистых покровов высокого качества. В этих частях морских бассейнов формируются мощные глинистые толщи, гидрослюдистые и монтмориллонитовые, содержащие крайне незначительную примесь песчаного материала и выдержанные на больших территориях. Примером такой покровышки служат альбские глины мощностью до 200 м, распространенные в нефтегазоносных провинциях эпипалеозойских плит СССР.

Умеренно-глубоководные части морских бассейнов наиболее благоприятны для накопления в отложениях органического вещества. Органический мир этой зоны представлен преимущественно планктоном, для захоронения которого имеются необходимые условия. Именно в этих частях морских бассейнов накопились горючие сланцы доманикового горизонта и баженовской свиты, являющиеся генераторами нефти в Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях.

§ 2. ГЛУБОКОВОДНЫЕ (БАТИАЛЬНЫЕ И АБИССАЛЬНЫЕ) ФАЦИИ

Глубоководные фации образуются на глубинах морского дна более 400 м. Батиальная область характеризуется слабой подвижностью водной толщи, отсутствием действия волн. Осадочный материал разносится морскими течениями и подводными мутьевыми потоками. Пути переноса являются каньоны, пересекающие материковые склоны от шельфа до абиссальных глубин. Отложения мутьевых потоков встречаются на глубинах до 10 км. На материковом склоне активно проявляются оползни.

Среди отложений батиальных областей преобладают тонкозернистые осадки. По данным Ф. Шепарда, в современных батиальных областях на долю глин в разрезе в среднем приходится 60 %, песков 25 %, гальки, гравия 10 %, раковинного и оолитового материала 5 %.

Песчаные осадки накапливаются у внешнего края шельфа, но при сильных волнениях песок и гравий переносятся на абиссальные глубины, главным образом по подводным каньонам.

Наиболее погруженные части морей выполнены глинистыми, в условиях теплого климата — известково-глинистыми, холодного — кремнистыми илами, вулканогенным материалом.

Диагностическими признаками батиальных отложений, по В. И. Марченко [12], изучавшему верхнебарремские отложения Копетдага, являются: отсутствие фаунистических и литологических признаков мелководности, в том числе слоистости, уменьшение мощности отложений в 5—6 раз по сравнению с мелководными фациями, большая выдержанность отложений преимущественно глинисто-известкового состава на громадных территориях, отсутствие непосредственного контакта с мелководными отложениями, минимальные величины окисного коэффициента (Fe_2O_3/FeO) в породах и ряд других.

Абиссальные области морей и океанов занимают около 56 % всей поверхности земного шара. Перенос материала здесь осуществляется лишь морскими течениями, мутьевые потоки имеют небольшое значение. Характерными отложениями абиссалий являются органогенные кремнистые илы с пелагическими формами радиолярий, реже карбонатные илы, для наиболее погруженных частей — красные глубоководные глины. Красная окраска связана с избытком в осадках железа и марганца. Нижняя граница распространения известкового материала определяется глубинами 4500—5500 м, выше карбонаты переходят в растворимое состояние. Однако отмечены глубоководные карбонаты, встречающиеся ниже критической зоны карбонатонакопления. Кроме перечисленных признаков для абиссальных пелагических илов, по данным П. П. Тимофеева и В. Н. Холодова, характерны дефицит органического вещества, присутствие устойчивых частей организмов (зубы акул, слуховые косточки китов), цеолиты, отсутствие слоистости пород.

Скорость осадконакопления на этих глубинах чрезвычайно низка, фациальные изменения незначительны, характерно развитие марганцевых конкреций; встречаются космическая пыль, аутигенные цеолиты. По данным А. Фишера, среди абиссальных отложений присутствуют турбидитные флиши, кремнистые породы, ассоциирующиеся с офиолитами. В ископаемом состоянии абиссальные отложения выделяются с большим трудом, хотя предполагается их широкое распространение.

Батиальные области благоприятны для формирования глинистых покрышек высокого качества. В верхней части батиальной области открытых морей и океанов в тонкозернистых осадках активно накапливается и захороняется преимущественно планктоногенный органический материал. В закрытых изолированных водоемах небольшой глубины типа Черного моря это накопление происходит на всей территории бассейна. Глубокопогруженные части батиальных областей и абиссальные глубины резко обеднены органической жизнью и неблагоприятны для образования потенциально нефтегазоматеринских толщ.

Глава VI.

ФАЦИИ, ПЕРЕХОДНЫЕ ОТ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ К МОРСКИМ

К переходным фациям относятся отложения лагун, лиманов и дельт. Д. В. Наливкин в составе лагунных фаций различает собственно лагунные, фации лиманов, эстуариев, заливов и проливов, прибрежных озер, ваттов, дельт, пересыпей и других частей прибрежной суши. На формирование переходных фаций одновременно влияют суша и море, а также изменение климата. Общими особенностями строения фаций рассматриваемого типа являются пестрота состава, невыдержанность его по площади и разрезу, раз-

витие органических остатков как животного, так и растительного происхождения.

§ 1. ФАЦИИ ЛАГУН, ЛИМАНОВ И ЭСТУАРИЕВ

Лагунные фации образуются в мелководных частях морских бассейнов, отделенных от них песчаными косами, пересыпями или барами.

Фации лиманов возникают в затапливаемых морем расширенных устьевых частях рек, открытых или отделенных от моря песчаными косами. Поэтому лагунные отложения подстилаются морскими, а отложения лиманов — континентальными аллювиальными образованиями. Тип перекрывающих отложений определяется трансгрессивным или регрессивным характером последующего развития территории. На образование фаций лиманов не влияют приливо-отливные течения.

Фации эстуариев накапливаются в удлинённых, воронкообразных заливах, приуроченных к устьям крупных рек и непосредственно соединенных с морем. При образовании этих фаций сказывается действие абразии и приливо-отливных течений.

Выделение ископаемых фаций лиманов и эстуариев позволяет наметить положение древних речных систем, дельт, реконструировать характер береговой линии.

Американскими геологами были обнаружены крупные песчаные линзы длиной 5—6 км, шириной 1—2 км, мощностью до 15 м. Их образование связывается с эстуариями раннемеловых рек. Характерными текстурными признаками песчаных линз являются косая слоистость с крутыми углами падения слоёв в сторону моря, чередующаяся с крупной и мелкой линзовидной и правильной параллельно-волнистой слоистостью.

Различают отложения опресненных и засоленных лагун. В условиях влажного климата лагуны опресняются и постепенно превращаются в торфяные болота. Впоследствии здесь образуются угленосные песчано-глинистые толщи параллельного типа. В сухом и жарком климате происходит засоление лагун и при определенных условиях начинается соленакопление.

Гидродинамический режим осадконакопления в лагунах и лиманах, как правило, спокойный. Поэтому здесь образуются мелкозернистые пески, тонкозернистые плохо отсортированные алевролиты и тонкослоистые глины. Слоистость часто имеет сезонный характер. Карбонатные породы представлены пелитоморфными известняками, ракушечниками, доломитами, эвапоритовые — каменной солью, гипсами, ангидритами, мирабилитом.

Среди терригенных отложений лагун и лиманов могут быть встречены коллекторы, как правило, низкого и среднего качества. Коллекторские свойства песчаников улучшаются по направлению к прибрежным частям морского бассейна.

В лагунах формируются регионально выдержанные эвапоритовые покрывки с высокими экраняющими свойствами. Некото-

рые соленосные лагуны в прошлом занимали громадные территории. Так, в конце юрского периода на юге Скифской и Туранской плит существовали три крупные изолированные лагуны, занимавшие Восточно-Кубанскую, Терско-Кумскую впадины и Амударьинскую синеклизу. Общая мощность накопившихся здесь солей в отдельных районах превысила 1500 м.

Лагуны, характеризующиеся активным накоплением угленосных толщ паралического типа, следует рассматривать как территории, благоприятные для формирования преимущественно газоматеринских отложений.

В лагунах теплого и жаркого климата существовали благоприятные условия для накопления сапропелевого органического вещества. Этому способствовал спокойный гидродинамический режим среды осадконакопления, обусловивший слабое поступление кислорода в придонные осадки.

§ 2. ФАЦИИ ДЕЛЬТ

Дельтовые образования возникают в устьевых частях рек и в прилегающих к ним прибрежных зонах морских бассейнов или озер. Поэтому в дельте выделяется надводная ее часть и подводная, или авандельта. Подводная часть дельты в ряде случаев расчленяется на предустьевое взморье (собственно авандельту), наклонную («свал глубин») и глубоководную части.

На формировании дельтовых отложений активно сказываются тектонический режим, количество поступающего с суши обломочного материала и климат.

При обильном сносе обломочного материала и устойчивых нисходящих тектонических движениях образуется хорошо выраженная дельта. Если погружение не компенсируется осадконакоплением, дельта выражена слабо, на ее месте формируются эстуарии и лиманы.

В условиях гумидного климата в дельтах происходит торфообразование, а впоследствии — углеобразование паралического типа. При аридном климате наряду с терригенными образуются и карбонатные породы.

Отличительная особенность дельтовых отложений — их полифациальность. Здесь развиты преимущественно тонкозернистые аллювиальные отложения русловых протоков, часто меняющих свое положение, отложения озер и болот, периодически возникающих на месте дельты, прибрежно-морские образования. На долю песчаников приходится около 25 %.

Дельты имеют разнообразную форму, в общем виде треугольную в плане: в виде птичьей лапы, лопастьевидную, веерную и т. д. (рис. 7).

Диагностическими признаками дельтовых отложений являются большая фациальная изменчивость отложений, среди которых развиты континентальные и морские осадки;

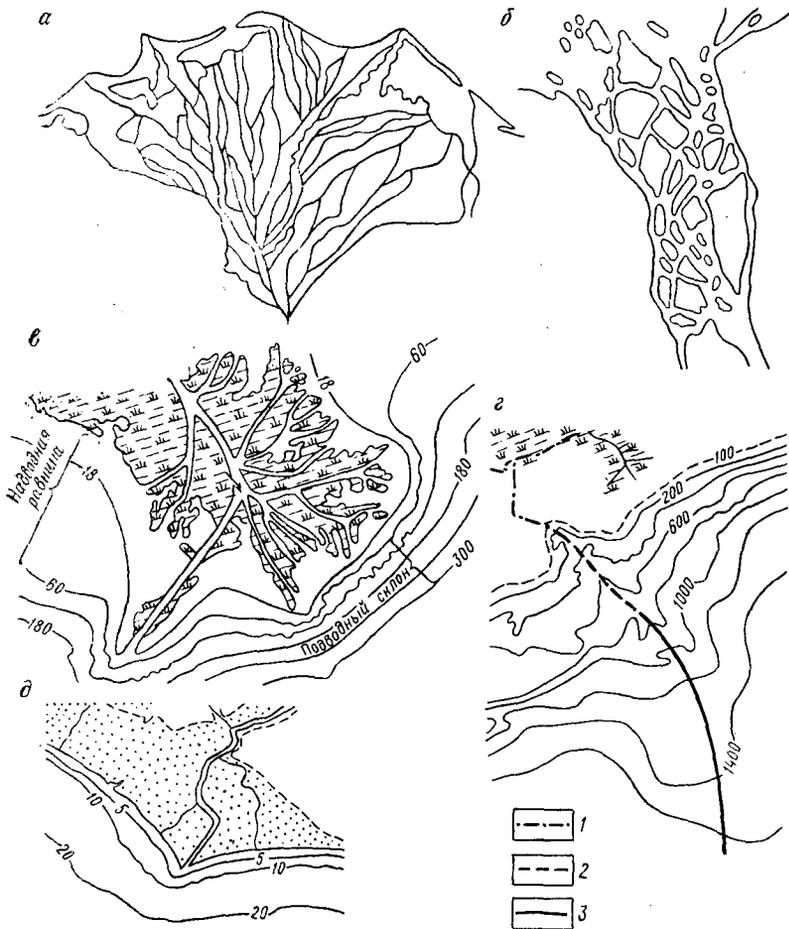


Рис. 7. Классификация дельт по форме (по Д. Бушу, 1977 г.).

Дельты: а — дугообразная, б — эстуариевая, в — в форме птичьей лапки; г — лопастная (1 — погребенный каньон, 2 — подводный каньон, 3 — подводная дельта), д — острокопечная

замещение дельтовых отложений аллювиальными в сторону континента и прибрежно-морскими в сторону морского бассейна;

широкое развитие косослоистых текстур речных протоков в наземных частях дельт, косоволнистых и горизонтальных текстур — в переходных их частях и более крутой первичный наклон отложений и широкое распространение многоярусной косой и косоволнистой слоистости — в подводных частях дельт;

в разрезе континентальные отложения в надводной части дельты и морские в ее подводной части сменяются дельтовыми;

выпуклая нижняя и плоская верхняя поверхности тел дельтовых образований в пределах относительно узких веерообразно расходящихся русел в наземных ее частях и аккумулятивная форма

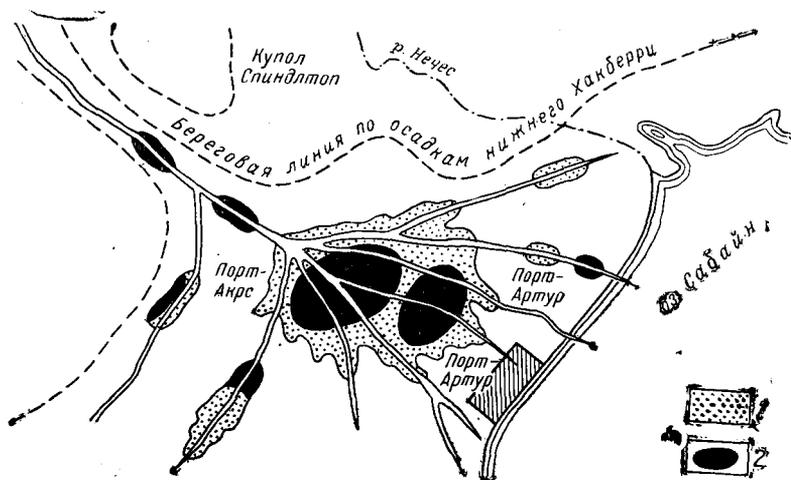


Рис. 8. Обзорная карта района месторождений Порт-Акрс и Порт-Артур, штат Техас, США (по М. Хэлбути, Т. Барберу, 1975 г.).

1 — Нижнего Хакберри; 2 — продуктивные участки на площади развития песчаников Нижнего Хакберри

с плоским основанием и выпуклой верхней поверхностью в подводных частях дельт.

Коллекторские свойства дельтовых отложений изменчивы по площади и разрезу, что затрудняет их изучение. В наземной части дельты наиболее благоприятны для формирования коллекторов образования русловых протоков, в подводной части — пляжевые отложения, песчаные косы и придельтовые бары.

Резкая фациальная изменчивость отложений способствует образованию в дельтах многочисленных литологических ловушек, как литологически ограниченных, так и экранированных. Литологическими экранами в основном локального распространения служат глинистые отложения дельт.

Примерами крупнейших местоскоплений, приуроченных к палеodelьтам, являются Прадхо-Бей на Аляске, Порт-Акрс и Порт-Артур в штате Техас, США (рис. 8). Аналогичные местоскопления известны в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

По данным М. В. Проницовой и В. В. Семеновича, в палеodelьтах мира выявлено свыше тысячи местоскоплений с суммарными запасами более 5,3 млрд. т нефти и 2 трлн. м³ газа.

Условия для накопления нефтегазоматеринских отложений в дельтовых фациях следует оценивать как весьма благоприятные. Именно здесь вследствие смешения вод различной солености и температуры происходят массовая гибель планктона, накопление других органических остатков животного и растительного происхождения. Захоронению больших масс органического вещества способствует высокая скорость осадконакопления.

Дельтовые образования занимают огромные площади. Так, надводная часть современной дельты рек Хуанхэ и Янцзы составляет

500 000 км², площади палеодельт рек пашийского времени на территории Татарии и Башкирии составляли 25 000 км². Мощности дельтовых комплексов различны, они определяются длительностью существования дельт, скоростью прогибания территории и другими особенностями. Известно, что мощность современных дельтовых образований одного из протоков р. Миссисипи превышает 4000 м.

Глава VII.

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ ФАЦИИ

Континентальные условия осадконакопления существенно отличаются от обстановки образования отложений в морских и переходных условиях. В первую очередь — это ограниченные площади осадконакопления и плохие условия для сохранения отложившихся осадков.

Среди континентальных отложений преобладают преимущественно обломочные и глинистые породы, тесно связанные по составу с разрушающимися материнскими образованиями. Интенсивно сказывается влияние рельефа как областей сноса, так и областей осадконакопления. Континентальные отложения изобилуют растительными остатками, остатки животных организмов (позвоночных, насекомых, пресноводных) встречаются редко.

Характер континентальных отложений очень сильно зависит от климатических условий. При гумидном климате формирующиеся фациальные комплексы очень разнообразны, широкое развитие получают процессы углеобразования. При аридном климате образующиеся породы более однообразны.

Отличительной текстурной особенностью континентальных отложений является широко распространенная косая слоистость, для озерных отложений — тонкая горизонтальная слоистость. Терригенный материал характеризуется плохой отсортированностью, низкой степенью окатанности, полимиктовым составом. Породы красноцветные, пестроцветные, для кор выветривания — белые.

Вследствие перечисленных особенностей континентальные отложения характеризуются резкой изменчивостью состава как по площади, так и по разрезу. Среди континентальных фаций выделяют элювиальные, аллювиальные, озерные, болотные, пролювиальные, склоновые, эоловые, фации пустынь, ледниковые и др. Мы остановимся на рассмотрении лишь некоторых из них, наиболее интересных с точки зрения поисков скоплений углеводородов.

§ 1. ЭЛЮВИАЛЬНЫЕ ФАЦИИ

К элювиальным фациям относятся коры выветривания — остаточные образования, широко известные в ископаемом состоянии, начинающая с докембрия.

Коры выветривания образуются в результате физического и химического выветривания горных пород в период континентальных

перерывов в осадконакоплении, как правило длительных. В зависимости от степени преобразования коренных пород в корах выветривания четко прослеживается вертикальная зональность: верхние части коры представляют наиболее сильно преобразованные материнские породы, нижние образуют постепенный к ним переход. Лучше всего коры выветривания бывают выражены в условиях жаркого и влажного климата, при замедленных восходящих тектонических движениях, приподнятом и сглаженном рельефе. Для кор характерно отсутствие органических остатков и слоистости. Мощности кор выветривания колеблются от нескольких сантиметров до нескольких десятков метров.

Хорошо выраженные коры выветривания являются коллекторами с высокой пористостью, возникшей в результате выноса вещества, с низкой и средней проницаемостью. Считается, что коллекторские свойства улучшаются в нижних частях кор выветривания в зоне выщелачивания и в зоне дезинтеграции, где отложения представлены рыхлыми глинистыми обломочными, щебенчатыми и трещиноватыми породами, сохранившими первоначальную структуру [8].

К корам выветривания приурочены разнообразные ловушки. Строго говоря, все они литолого-стратиграфические, так как коры выветривания развиваются только вблизи поверхностей несогласия, а породы-коллекторы в них имеют литологическое ограничение.

Залежи в корах выветривания бывают приурочены либо к выветрелым трещиноватым эрозийным останцам, либо, если кора смывается с наиболее приподнятых частей останца, к его периферийным частям. В первом случае образуется залежь массивного типа, во втором — она имеет форму кольца с внутренним и внешним водонефтяным контактом (залежи на структурах с «лысым» сводом).

Залежи обнаружены как в верхних, так и в нижних частях кор выветривания, но в последних встречаются чаще. В отложениях кор выветривания скопления углеводородов могут быть лишь вторичными.

Примерами залежей, приуроченных к корам выветривания доюрских отложений, по данным С. Г. Журавлева и Т. А. Лапинской, являются около 40 залежей нефти и газа в Западной Сибири, ряд залежей в древних корах выветривания фундамента Русской плиты.

Крупные залежи в корах выветривания известны на местоскоплении Ауджила в Ливии, в пределах Центрально-Канзасского свода (местоскопление Крафт-Прус и др.), залежи местоскопления Панхэндл-Хьюгтон и многие другие [8].

§ 2. АЛЛЮВИАЛЬНЫЕ ФАЦИИ

Р. Кюненом установлено, что 99 % обломочных частиц, поступающих за год в моря на современном этапе, приносится реками.

В разрезах осадочных пород речные отложения слагают многие континентальные толщи. На характере речных отложений активно сказываются влияющие рельефа местности, тектонический и климатический режимы.

Среди отложений равнинных рек, чаще всего сохраняющихся в ископаемом состоянии, четко выделяются русловые, пойменные и старичные фации. Интерес в качестве потенциальных коллекторов представляют русловые фации. Это относительно грубозернистые отложения среди аллювиальных, в различной степени отсортированные. Отсортированность определяется не только гидродинамической активностью реки, но и составом размывающихся отложений. Среди русловых фаций выделяют отложения пристержневой части реки (крупнозернистые), прирусловой отмели, перекатов, перлювия. Отмечено, что коллекторские свойства улучшаются в местах пересечения палеореками приосевых частей палеоподнятий. Пористость русловых песчаников изменяется от 3 до 20 %, проницаемость — от тысячных долей до единиц квадратных микрометров. Дебиты нефти в скважинах из пенсильванских русловых песчаников штата Кентукки достигают 140 т/сут [8].

Русловые песчаные и алевритовые отложения относительно узкими извилистыми полосами прослеживаются среди преимущественно глинистых пойменных отложений, обычно являющихся экранами. При этом песчаные тела русел, часто перемещающихся в пространстве, оказываются врезанными в подстилающие глинистые отложения (рис. 9). Поперечное сечение речных русел имеет линзовидную форму с выпуклой нижней и плоской верхней поверхностями, часто асимметричную, отражающую разную крутизну речных берегов. Пример различных типов заполнения русел приведен на рис. 10.

Дополнительным диагностическим признаком аллювиальных отложений является однонаправленная вниз по течению реки косяя слоистость, состоящая из прямолинейных слоев, наклоненных под углом от 20 до 45°, ограниченных горизонтальными слоями. Горизонтальная слоистость широко развита в отложениях пойм и стариц.

Залежи нефти и газа в песчаных руслах впервые были открыты И. М. Губкиным в Нефтяно-Ширванском районе в 1913 г. и описаны под названием рукавообразных или шнурковых. Один из рукавов палеореки Пшехи прослежен на расстоянии 8 км при ширине 8 м и мощности песков до 50 м. А. Леворсеном описаны подобные залежи в центральной части штата Тенесси. Известны они в Рязано-Саратовском Поволжье, в Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции.

Залежи в руслах являются вторичными. Как правило, нефтегазоматеринские толщи расположены в подстилающих отложениях.

§ 3. ОЗЕРНЫЕ И БОЛОТНЫЕ ФАЦИИ

Характер озерных отложений определяется размерами и глубиной озера, климатическими условиями и зависит также от формы озе-

ра, рельефа местности окружающей территории и состава размы- вающихся пород.

В условиях гумидного климата образуются пресные, проточные озера, в которых происходит накопление терригенных пород. На месте озер при теплом, влажном климате и обилии растительности часто формируются болота. Болота возникают также в речных до- линах, в дельтах и лагунах.

При аридном климате на континентах получают развитие бес- сточные озера с угнетенной органической жизнью. В таких озерах наряду с образованием терригенных пород идет соле- и карбонато- накопление.

Диагностическими признаками толщ, накопившихся в озерных условиях, по М. Пикарду и Л. Хою мл., являются:

расположение между аллювиальными толщами или ограничен- ные плоскостями эрозийных несогласий;

большая степень выдержанности по сравнению с аллювиальны- ми отложениями;

присутствие пресноводных организмов, развивавшихся в усло- виях «стресса» (резкая смена обстановки), что обусловило резкое изменение видов и количества организмов;

содержание минералов — солей континентального происхожде- ния, кремнистых прослоев, железных руд;

обеднение пресноводных карбонатных отложений по сравнению с морскими изотопом ^{13}C ;

непостоянство отношения $^{34}\text{S}/^{32}\text{S}$ в углеводородах озерного не- зиса по сравнению с углеводородами морского генезиса (нео- димы дальнейшие исследования);

сходство по типу слоистости с морскими прибрежными. жениями и отличие от аллювиальных отложений, наличие также ряд других особенностей.

Озерные фации гумидного климата благоприятны для ния органического вещества преимущественно сапропелеве. Высокая биологическая продуктивность устанавливается для относительно неглубоких, хорошо прогреваемых. Тонкозернистый состав отложений, небольшая гидродинамическая активность вод способствуют созданию восстановительной обстановки в придон- ном слое, а относительно большие скорости осадконакопления — захоронению образующегося органического вещества.

Озерное происхождение имеют сапропелиты эоценовой форма- ции Грин-Ривер в США. В межгорных впадинах Забайкалья, КНР и в других районах широко распространены отложения подобно- го типа.

В болотных фациях происходит накопление громадных масс ор- ганического вещества преимущественно гумусового типа. Именно здесь возникают впоследствии каменные угли лимнического типа.

Часть третья.

РИТМИЧНОСТЬ И ЦИКЛИЧНОСТЬ СТРОЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩ, ЗНАЧЕНИЕ ИХ ИЗУЧЕНИЯ ПРИ ПОИСКАХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Глава VIII.

ПОНЯТИЕ О РИТМИЧНОСТИ И ЦИКЛИЧНОСТИ. МЕТОДЫ ЦИКЛИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

О существовании цикличности геологических процессов в истории Земли известно с первой половины XIX в. Исследования в этом направлении были начаты русским горным инженером И. Эйхфельдом и продолжены Н. А. Головинским, Р. Мурчисоном, Э. Гуля, Дж. Даусоном, Дж. Ньюбирри, М. Бертраном и др.

В более поздние годы изучением геологической цикличности занимались Э. Ог, А. Д. Архангельский, Г. Штилле, С. Н. Бубнов, Н. Б. Вассоевич, В. В. Белоусов, Н. М. Страхов, Л. В. Пустовалов, Ю. А. Жемчужников, Н. С. Шатский, Ю. М. Шейнманн, В. Е. Хайн, А. Гребо, П. Дафф, А. Халлам, Х. Уолтон и др.

В последнее десятилетие интерес к вопросам цикличности геологических процессов особенно возрос, что связано с возможностью использования результатов этих исследований в теории и практике нефтегазовой геологии. Этому способствует новый обширный научный материал по нефтегазовым провинциям СССР и других стран.

Изучению цикличности применительно к целям поисков скоплений нефти и газа посвящены работы Н. Б. Вассоевича, А. А. Трофимука, С. П. Максимова, Ю. Н. Карогодина, В. Д. Наливкина и др.

Цикличностью геологических процессов в конечном счете определяется образование и размещение полезных ископаемых в земной коре. Поэтому познание закономерностей циклического развития имеет огромное практическое значение.

Рассмотрим положение с терминологией по исследуемой проблеме, сложившееся к настоящему моменту, и в частности при выделении циклов, определении их порядка. Следует отметить большую терминологическую путаницу в определении понятий «цикл» и «ритм», несмотря на неоднократное широкое обсуждение на семинарах и совещаниях (всесоюзные совещания и семинары по вопросам цикличности в Новосибирске в 1975 г., Ленинграде в 1977 г., Крыму в 1980 г., Уфе в 1983 г.).

Так, В. И. Попов, Г. А. Иванов, П. Дафф и др. понятия «цикл» и «ритм» считают синонимами. С. Н. Бубнов и др. придают им разное генетическое значение: ритм трактуется как проявление климатических процессов, цикл — тектонических. Неоднозначно выделяются циклы различных порядков, например к циклу первого порядка относят либо самые крупные из них, либо самые мелкие. Начало цикла одни исследователи определяют по трансгрессивным сериям осадков, другие — по регрессивным. Все это крайне затрудняет сопоставление полученных ими результатов.

Наиболее стройная система в терминологии, разделяемая большинством исследователей, предложена Н. Б. Вассоевичем. Согласно этой системе, понятия «цикл» и «ритм» отражают разные стороны одного и того же явления.

Под циклом Н. Б. Вассоевич понимает обособленный последовательный, непрерывный или прерывисто-непрерывный ряд закономерных связанных между собой явлений. Он образно сравнивал цикл с единичным витком спирали диалектического развития природы. К понятию «циклическость» («свойство циклического, обусловленное существованием цикла», по Н. Б. Вассоевичу) близки понятия «этапность», «стадийность», указывающие на закономерную смену этапов, стадий, определенных элементов во времени и в пространстве.

Под ритмом Н. Б. Вассоевич понимает равномерное чередование определенных элементов, повторов, т. е. наличие самих «витков спирали», что находится в соответствии с начальным значением слова «ритм». В переводе с греческого оно обозначает такт. К понятию «ритмичность» («свойство ритмичного, т. е. более или менее равномерная повторяемость каких-либо элементов», по Н. Б. Вассоевичу) близко понятие периодичности. Периодичность — регулярная повторяемость явлений во времени и в пространстве. По Н. Б. Вассоевичу, «...ритмичность процесса всегда определяет существование циклическости, как существование спирали определяющей наличие витков».

Как уже отмечалось, наиболее отчетливое выражение циклическости получает в процессе седиментации и, как следствие этого, в строении формаций, субформаций, фаций и их площадном развитии.

Методы циклического анализа основываются на комплексной обработке под определенным углом зрения геологических, геофизических, геохимических, астрофизических данных с учетом законов естествознания. Главные направления исследований — это выяснение генетических причин циклическости, вещественной ее сущности, особенностей строения.

Основными методическими приемами при выделении циклов в обнажениях и разрезах скважин являются [12]:

1) послышное описание разрезов с выделением петрографических типов пород, их текстурных, фациальных особенностей, характера органических остатков, мощностей слоев и т. д., при этом

производятся зарисовки, фотографирование обнажений, отбор образцов;

2) составление крупномасштабных рельефных литолого-фациальных и стратиграфических колонок и циклограмм с расчленением на циклы различного порядка, циклограммы дают наглядное представление о динамике изменения мощности циклов и соотношении отдельных элементов внутри них.

Большое значение имеет расчленение циклов на составные части. Так, в составе каждого цикла выделяют трансгрессивную и регрессивную его части, которые, в свою очередь, в крупных циклах целесообразно подразделять на фазы. По С. Н. Бубнову, это фазы первой трансгрессии, второй трансгрессии, инундации (максимального развития погружений), завершающие первую трансгрессивную половину цикла, и фазы дифференциации и регрессии, завершающие вторую половину цикла. Кроме этих пяти фаз, С. Н. Бубнов выделяет фазу эмерсии, которую различные исследователи относят либо к началу трансгрессии, либо к концу регрессии. Большинство исследователей начало цикла относят к трансгрессивной его части, как правило наиболее полно выраженной и сохранившейся в разрезах. В основании цикла часто отмечаются перерывы в осадконакоплении.

Важное звено в исследовании — это разработка иерархической шкалы циклов. Наиболее полно этот вопрос рассмотрен Ю. Н. Карогиным [7]. Проявлением цикличности низшего порядка является образование элементарного седиментационного, циклита, который представляет «комплекс породных слоев одного или нескольких структурных типов, связанных между собой направленностью и непрерывностью существенных свойств, обуславливающих характер (тип) границ между слоями и характеризующийся двуединым строением. Слой в элементарном циклите образует единое целое, т. е. это природное естественное тело, не делимое на тела того же уровня, т. е. на «меньшие» циклиты» [7, с. 61—62]. Элементарные циклиты, повторяясь в разрезе, образуют мезоциклиты, макроциклиты и т. д.

Основные принципы, которыми руководствуются при выделении элементарных циклитов, по Ю. Н. Карогину, следующие:

направленность изменения существенных (вещественно-структурных) свойств слоев в вертикальном разрезе — от одного к другому;

непрерывность (относительная) изменения существенных (вещественно-структурных) свойств слоев в разрезе — от одного к другому;

характер границ между слоями — внутренние границы слоевой системы более плоские и плавные по сравнению с внешними;

двуединое (и кратное двум) строение слоевого комплекса (предполагается наличие не менее двух слоев в циклите и их связь).

С помощью такого подхода разрез расчленяют на элементарные слоевые ассоциации — циклиты, а затем последние объединяют в циклиты более высокого порядка. Мощность элементарных

циклитов колеблется от единиц до нескольких десятков сантиметров.

Ю. Н. Карогодин дает классификацию элементарных циклитов, в основу которой взят признак направленности изменения существенного свойства — от слоя к слою. Для терригенных пород — это изменение гранулометрического состава.

По приведенной классификации все циклиты делятся на две группы (рис. 11): А — с одноименным и Б — с разнонаправленным изменением взятого свойства от слоя к слою. В каждой из групп выделяют по две подгруппы.

В группе А первая подгруппа составляет циклиты с прогрессивной направленностью — прогрессивные циклиты, или проциклиты. Это наиболее распространенный тип циклитов. В реальных разрезах они состоят из слоев, у которых размер зерен уменьшается от слоя к слою. На разрезах проциклиты изображаются символом в виде треугольника с основанием и вершиной, обозначающими соответственно «грубый» и тонкозернистый слой (или слой) (рис. 12, А).

Вторая подгруппа характеризуется обратной направленностью взятого признака — регрессивной. Это — регрессивные циклиты, или рециклиты. Их символ — перевернутый треугольник, т. е. расположенный вершиной вниз (рис. 12, В).

В группе Б в первой подгруппе в слоях нижней части наблюдается прогрессивная направленность изменения взятого свойства от слоя к слою, а в слоях верхней части — регрессивная направленность.

Нижние и верхние слои этого циклита представлены бо-

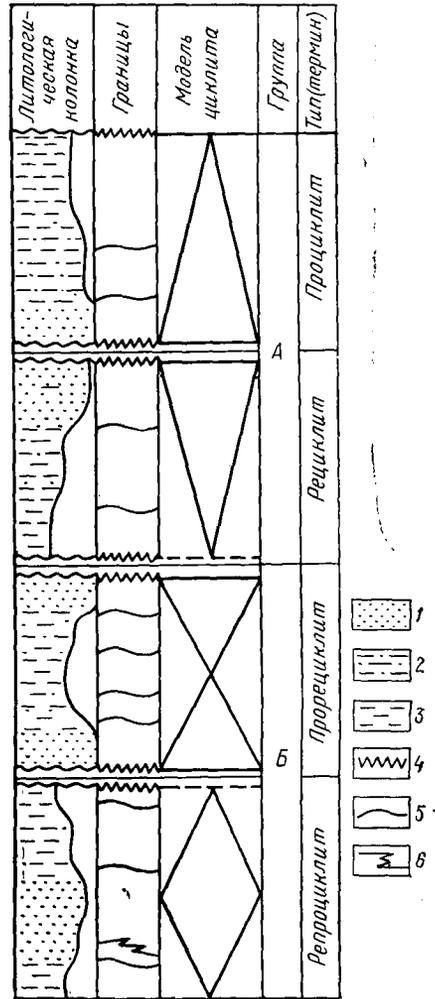
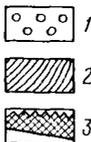
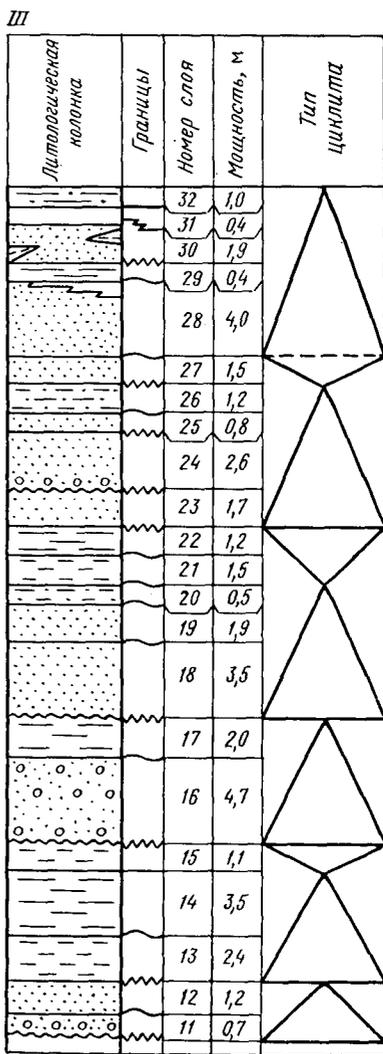
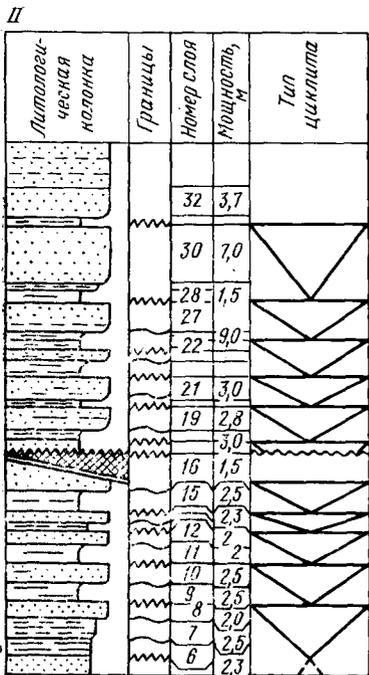
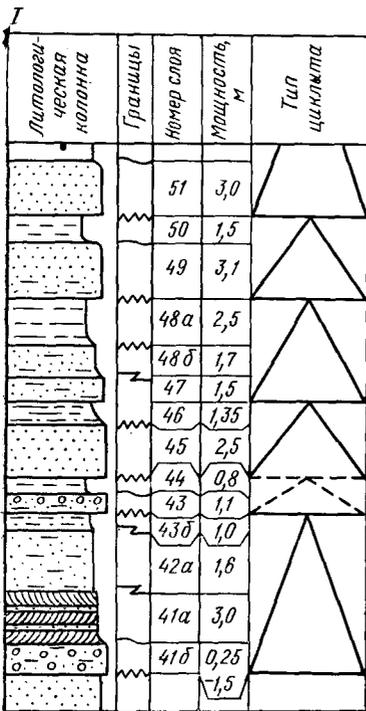


Рис. 11. Основные типы циклитов.

Породы: 1 — песчаники, 2 — алевролиты, 3 — аргиллиты; границы: 4 — резкая, 5 — постепенная, 6 — постепенная через переслаивание



лее «грубыми» породами, чем средние. Такие циклиты названы прогрессивно-регрессивными или прорециклитами. Их символ — два треугольника, соединенные вершинами («песочные часы») (рис. 12, III).

Вторая подгруппа группы Б представляет циклиты обратного стресса, т. е. для нижних слоев характерно регрессивное сочетание, а для верхних — прогрессивное с постепенной сменой. Эти циклиты названы регрессивно-прогрессивными или репроциклитами. Их символ — два треугольника, соединенные основанием.

Таким образом, согласно предложенной классификации, все многообразие породных слоев и их сочетаний сведено к четырем основным типам.

Устанавливается связь выделенных структурных типов циклитов с фаціальными обстановками. Так, проциклиты прибрежной зоны постепенно сменяются прорециклитами, а затем рециклитами по направлению к погруженным частям бассейна. На суше, в лагунах, озерах и болотах чаще всего формируются рециклиты.

Ассоциации элементарных циклитов образуют, по Ю. Н. Кародину, следующий уровень породно-слоевых ассоциаций — мезоциклиты. Принципы их выделения в общих чертах аналогичны принципам выделения элементарных циклитов. Мезоциклиты в большинстве случаев представлены прорециклитами. Они относительно легко выделяются в пределах целых бассейнов седиментации.

По своему стратиграфическому объему мезоциклиты соответствуют одному-двум ярусам.

Следующие более высокие уровни — макроциклиты, мегациклиты, суперциклиты. Под макроциклитами понимается комплекс мезоциклитов, закономерно связанных между собой в пространстве и во времени. По стратиграфическому объему они примерно соответствуют периодам. Под мегациклитами по аналогии понимается комплекс макроциклитов, закономерно связанных в пространстве и во времени. По такому же принципу выделяются суперциклиты. Мегациклиты примерно отвечают одной-двум группам в стратиграфической шкале, суперциклиты — нескольким группам.

В геологической литературе широкое распространение получило деление циклитов на порядки. Согласно этому делению, суперциклиты отнесены к надпорядковым циклам, мегациклиты — к циклам первого порядка, макроциклиты — к циклам второго порядка, мезоциклиты — к циклам третьего порядка. Элементарные циклиты соответствуют циклам низшего порядка.

Примером циклического развития, нашедшего отражение в

Рис. 12. Примеры проциклитов (I), рециклитов (II) и прорециклитов (III) в триасовых отложениях.

1 — гравелито-галечники; 2 — крупная косая слоистость; 3 — отсутствие отложений. Остальные условные обозначения см. на рис. 11

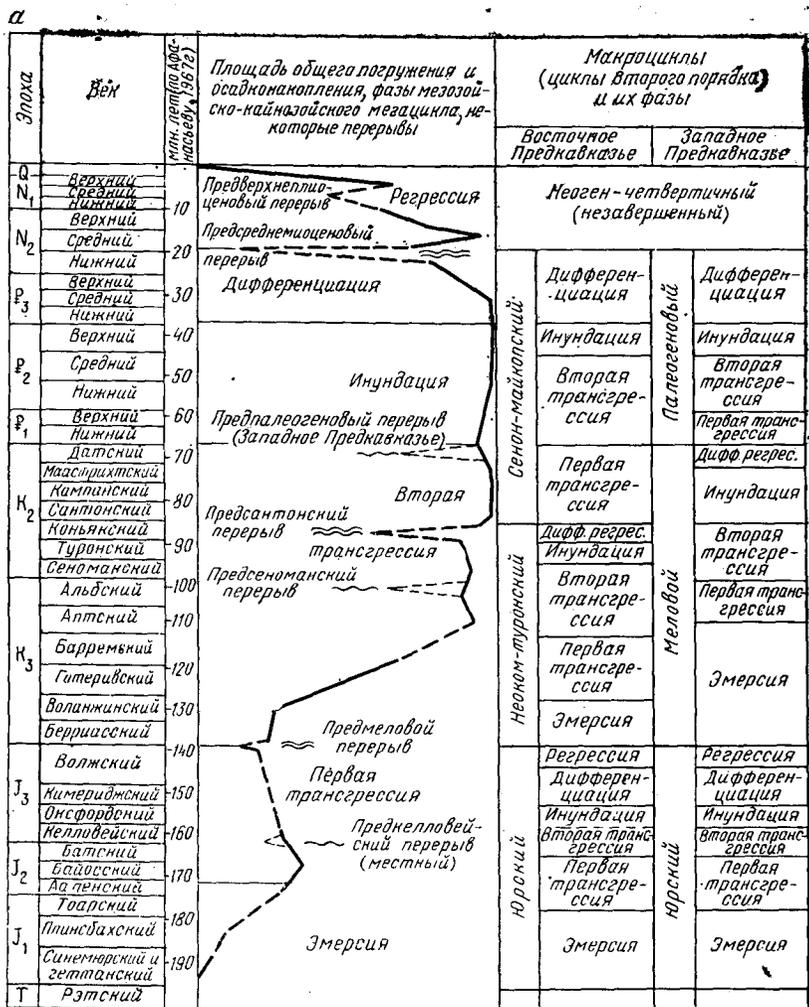
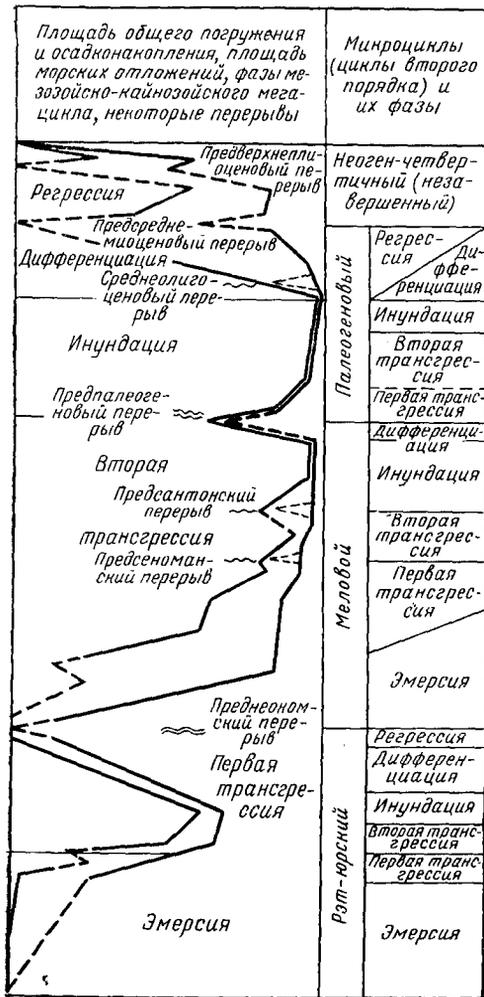


Рис. 13. Мезозойско-кайнозойский тектоно-седиментационный мегацикл (а) и на Туранской плите (б)

строении вертикальных формационных рядов и отдельных формаций, является развитие эпипалеозойских плит СССР на платформенной стадии существования. Здесь платформенная стадия может рассматриваться в качестве единого крупного цикла (мегацикла) осадконакопления мезозойско-кайнозойского или альпийского (рис. 13).

На фоне мезозойско-кайнозойского мегацикла, или цикла первого порядка, выделяются макроциклы, или циклы второго порядка, примерно соответствующие отдельным периодам мезозойско-кайно-



(цикл первого порядка) в Предкавказье

зойского этапа развития. Цикличность второго порядка также находит отражение в строении формационных рядов. Например, юрский и меловой периоды представляют собой типичные и четко выраженные циклы второго порядка (рис. 14). Цикличность третьего порядка часто соответствует отделам и выражается в строении разреза конкретных формаций.

По предложенному С. Н. Бубновым делению крупных циклов на фазы юрский и меловой циклы второго порядка соответствуют фазам эмерсии и первой трансгрессии мезозойско-кайнозойского мегацикла первого порядка.

Для юрского цикла второго порядка на Скифской и Туранской плитах фаза эмерсии соответствует лейасу — началу аалена, фаза первой трансгрессии — аалену, байосу и частично бату, фаза второй трансгрессии — бату и раннему келловею, фаза индундации (фаза максимальных погружений) — среднему, позднему келловею и оксфорду, фаза дифференциации — кимериджу и

частично титону.

На Западно-Сибирской плите фазе эмерсии соответствует в основном лейас, первой трансгрессии — доггер, второй трансгрессии — келловей, индундации — период от оксфорда до начала неокома, фазы дифференциации и регрессии на этой плите редуцированы.

Приведенные примеры свидетельствуют, в частности, об асинхронности циклического развития эпипалеозойских плит в юре, выраженной прежде всего неодновременным завершением цикла

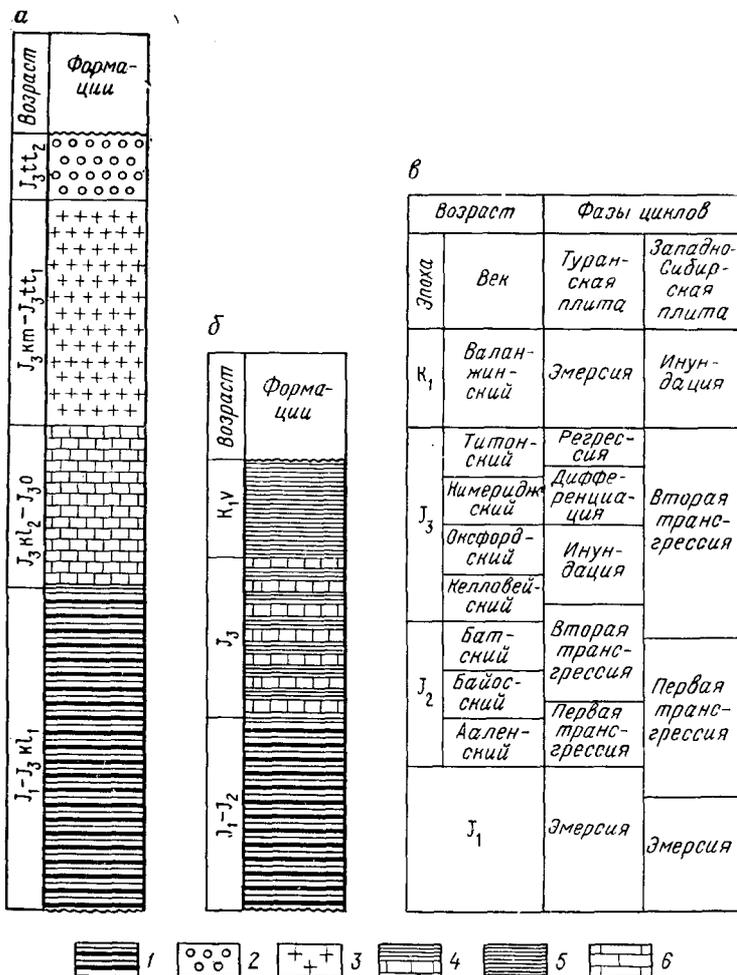


Рис. 14. Юрский и юрско-валанжинский циклы второго порядка на Туранской (а) и Западно-Сибирской (б) плитах и сопоставление фаз циклов во времени (в).

Формации: 1 — песчано-глинистая угленосная, 2 — песчано-глинистая пестроцветная, 3 — эвапоритовая, 4 — карбонатно-терригенная, 5 — преимущественно глинистая, 6 — карбонатная

на Скифской и Туранской плитах, с одной стороны, и на Западно-Сибирской плите — с другой, а также несовпадением во времени отдельных фаз юрского цикла второго порядка на разных плитах. На рис. 15 показано сопоставление фаз мезозойско-кайнозойского мегацикла на Западно-Европейской и Центрально-Евразийской платформах.

Рис. 15. Сопоставление фаз мезозойско-кайнозойского мегацикла на Западно-Европейской (I) и Центрально-Евразийской (II) платформах

Эпоха	Мил. лет	I	II
N ₂		Регрессия	Регрессия
N ₁			Дифференциация
P ₃			
P ₂	50	Дифференциация	Инundация
P ₁	100	Инundация	Вторая трансгрессия
K ₂			
K ₁			Вторая трансгрессия
J ₃			
J ₂	200	Первая трансгрессия	
J ₁			
T ₃			
T ₂	250	Эмерсия	
T ₁			
P ₂			
P ₁			

Глава IX.

ЗАДАЧИ ПОИСКОВОГО ЭТАПА ИССЛЕДОВАНИЙ, РЕШАЕМЫЕ С ПОМОЩЬЮ ИЗУЧЕНИЯ РИТМИЧНОСТИ И ЦИКЛИЧНОСТИ СТРОЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩ

§ 1. РАСЧЛЕНЕНИЕ И КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ

Изучение цикличности строения осадочных толщ широко используют при региональных стратиграфических исследованиях, а также при детальной корреляции разрезов. Комплексы пород, отложившиеся за определенный цикл, выделяют в разрезе по литологическим, текстурным и другим особенностям. Переходы между ними могут быть как резкими, так и постепенными. Учитывая в первую очередь крупную цикличность, разрабатывают единый подход к выделению стратиграфических подразделений и установлению их номенклатуры. Наиболее известные работы в этом направлении проведены Г. П. Леоновым.

Расчленение разреза на формации и определение их стратиграфической приуроченности проводят с учетом крупной цикличности.

Большое значение в нефтегазовой геологии имеет использование цикличности при расчленении и детальной корреляции разрезов отложений осадочного чехла нефтегазоносных провинций, областей и районов.

Как известно, наиболее четко выраженное циклическое строение имеют угленосные толщи, именно в них и началось изучение цикличности. Детальное исследование строения практически всех осадочных формаций позволило установить их циклическое строение, в том числе и молассовых, карбонатных, эвапоритовых и других типов формаций, на первый взгляд характеризующихся отсутствием цикличности. Цикличность строения разреза наиболее четко проявляется в отложениях, представленных чередованием морских и континентальных пород, слабее она выражена в чисто континентальных толщах и еще менее четко — в исключительно морских отложениях, в особенности в чисто карбонатных.

Рассмотрим основные признаки циклического строения различных типов осадочных формаций, на основании которых можно производить их расчленение и корреляцию. Эти признаки наиболее полно исследованы и обобщены Г. А. Ивановым, А. В. Македоновым и Н. В. Ивановым.

Угленосные формации, по данным исследований Ю. А. Жемчужникова, Г. А. Иванова, Н. М. Страхова, П. Даффа, Л. Халлама, Э. Уолтена и др., имеют отчетливо выраженное циклическое строение, обусловленное тесным взаимодействием тектонических и физико-географических факторов при их образовании. Особенно четко многопорядковое циклическое строение устанавливается в мощных угленосных формациях паралического типа.

По Г. А. Иванову, наиболее полный гранулометрический элементарный цикллит имеет снизу вверх следующую последовательность слоев: уголь, аргиллит, алевролит, песчаник (возможно конгломерат). За границу элементарных цикллитов принимается пласт или прослой угля.

Циклы более крупных порядков (мощностью 100—250 м) включают 8—10 циклов низшего порядка.

Флишевые формации, по Н. Б. Вассоевичу, обладают цикличностью особого типа, позволяющей ограничиться исследованием пород типового флишевого набора, а затем распространить эти данные на весь разрез. При этом возникает необходимость определения количественной характеристики типов пород, слагающих флиш, мощностей отдельных элементов, числа слоев и т. д. и их графического изображения. С помощью этих данных возможна корреляция даже монотонных флишевых формаций.

Элементарные флишевые цикллиты, по Н. Б. Вассоевичу, выделяются по следующим признакам:

характеру и размерности слойчатости;

гранулометрическому составу;

соотношению механических и химических продуктов осадочной дифференциации;

распределению органических остатков и следов их жизнедеятельности.

По Н. Н. Предтеченскому [12], в карбонатном флише выделяют до двенадцати литологических разновидностей пород, группирующихся следующим образом: нижняя часть разреза, залегающая с разрывом, сложена конгломератами, брекчиями, обломочными известняками, известковыми песчаниками, средняя — скрытокристаллическими известняками, мергелями, известковыми глинами, верхняя — бескарбонатными глинами и аргиллитами.

Для терригенного флиша характерно меньшее разнообразие пород и двучленное строение элементарных циклитов.

Карбонатные формации имеют циклическое строение, фиксируемое как по изменению вещественного состава пород и их структурно-текстурных особенностей, состава и количества фаунистических остатков, так и по другим признакам.

Среди чисто карбонатных хомогенных пород по минеральному составу и геохимическим признакам выделяют повторяющиеся в разрезе наборы пород типа: известняк — доломит (первичный), известняк — доломит — ангидрит (гипс), доломит — ангидрит и т. д.

А. Короцци детально расчленил юрские и меловые карбонатные отложения Швейцарии с помощью построения кривых изменения различных свойств карбонатных пород, учитывающих общее количество обломочного материала, интенсивность доломитизации, частоту примесей оксидов железа, частоту вторичного окремнения, распространение оолитов, частоту встречаемости колониальных организмов, аннелид, частоту развития различных групп микрофауны, индексы кластичности и изменения максимального диаметра кластических зерен.

Циклическость четырех порядков установлена и прослежена Д. С. Кашиком в каменноугольно-пермских карбонатных отложениях Московской синеклизы путем изучения количественных соотношений основных породообразующих минералов кальцита, доломита и ангидрита, а также концентрации в породах малых элементов.

Н. Н. Предтеченский критериями для выделения элементарных циклитов карбонатных пород предлагает считать следующие:

структурные особенности пород (наличие обломочных разновидностей — аутигенных брекчий, известняковых песчаников и др., соотношение в известняках зернистых и илистых компонентов);

изменение минерального состава — соотношение породообразующих минералов, главным образом кальцита и доломита;

изменение содержания глинистого материала;

различия в слоистости пород и мощности отдельных слоев;

следы жизнедеятельности организмов (ползания, зарывания, прикрепления и т. д.);

изменение состава тафоценозов и палеоценозов органических остатков, биоморфных пород и органогенных построек;

наличие прослоев пепловых туфов, аргиллитов, гипсов и т. д.; характер поверхностей наложения, следов ожелезнения и т. д.

Терригенные формации часто имеют внешне скрытое циклическое строение. В первую очередь это относится к тонким моласам типа продуктивной толщи Апшеронского полуострова, красноцветной толще Западной Туркмении.

Выявление цикличности производят в этих случаях путем изучения гранулометрического и вещественного состава пород. Таким путем А. Б. Вистелиусом была расчленена терригенная красноцветная толща Западной Туркмении. И. А. Одесский и А. И. Айнемер разработали математические методы обработки данных гранулометрического состава пород для циклично построенных терригенных осадочных толщ.

Цикличность строения осадочных формаций позволяет использовать различные статистические методы при детальном расчленении и корреляции разрезов и таким образом избегать интуитивного подхода. Эти методы подробно описаны А. А. Гусейновым и Р. Г. Самвеловым [8]. Основными из них являются: метод статистического осреднения Р. Миллера, Дж. Кана, корреляция разрезов методами динамического программирования, предложенная В. Ф. Гришкевичем, и метод оптимального расчленения и корреляции разрезов В. А. Бадьянова.

Основой перечисленных методов является принцип формализованного решения задачи. В разрезе каждой скважины выделяются региональная — систематическая составляющая, являющаяся следствием циклического осадконакопления и локальная — случайная, которая отражает частые особенности условий осадконакопления (рельеф для бассейна, гидродинамический режим и т. д.) и проявляется в латеральной изменчивости отложений.

Сущность метода статического осреднения заключается в сглаживании кривых гамма-каротажа (ГК) и нейтронного каротажа (НГК) с целью выделения интервалов наиболее четко выраженных

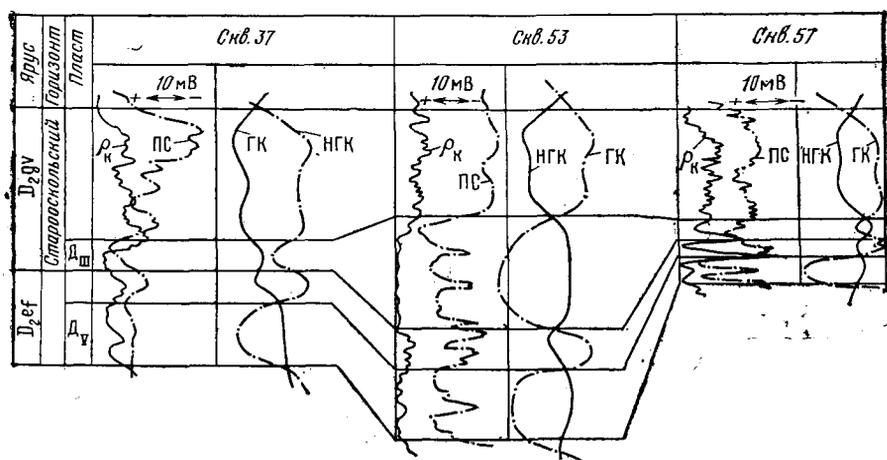


Рис. 16. Расчленение и корреляция разрезов методом скользящего осреднения (по Р. Миллеру, Дж. Кану, 1975 г.)

ной естественной радиоактивности пород в разрезе каждой скважины. По выделенным характерным «реперам» и осуществляют корреляцию. Для этого разрез каждой скважины разбивают на равные интервалы, затем выбирают шаг осреднения. В каждом интервале вычисляют средние значения ГК и НГК, затем интервал смещают на шаг осреднения. Полученные средние значения соединяют плавной кривой (рис. 16). Этот метод успешно был использован для корреляции терригенных литологически неоднородных отложений девона Удмуртской АССР.

Корреляция разрезов *методами динамического программирования* заключается в количественной оценке литологической неоднородности разреза. Задачей корреляции является выбор варианта, характеризующегося минимальным значением параметров литологической неоднородности. В коррелируемых разрезах скважин выделяют интервалы метровой мощности, каждому из которых дается ранговый номер, соответствующий преобладающему типу пород. Для сопоставления элементарных интервалов один разрез располагают вертикально, второй — горизонтально. Поинтервальные разбивки сводят в поле квадратов, для каждого из которых вычисляют показатель литологической неоднородности как сумму абсолютных значений разности рангов и разностей интенсивности глинизации. Оптимальный вариант корреляции выбирают по диагонали сверху вниз по минимальным значениям показателя литологической неоднородности. Результаты представляют в виде машинных схем корреляции (рис. 17).

Метод оптимального расчленения и корреляции заключается в осреднении разреза и построении по полученным данным геолого-статистического разреза (рис. 18). При осреднении разреза оценивают систематическую составляющую. В ходе построения геолого-статистического разреза находят хотя бы одну устойчивую корреляционную поверхность, расположенную вблизи продуктивного горизонта. Затем в прямоугольной системе координат по оси ординат откладывают расстояния от репера, а по оси абсцисс в произвольном масштабе — доли единицы или проценты. Затем для каждого интервала вычисляют долю или процент разреза, представленного коллектором. Точки с соответствующими координатами изображают графически, затем соединяют плавной или ломаной линией, которая показывает распределение коллекторов по разрезу. Минимум кривой соответствует глинистым пластам, максимум — коллекторам.

Применение перечисленных методов расчленения и корреляции разрезов для терригенных отложений девона Удмуртской АССР дало возможность построить крупномасштабные литолого-фациальные карты, на которых удалось выделить зоны выклинивания, фациального замещения, а также детализировать строение поверхностей стратиграфических несогласий.

Для детального расчленения и корреляции разрезов с успехом используют также другие виды промыслово-геофизических материалов: данные акустического каротажа, в том числе проведенного

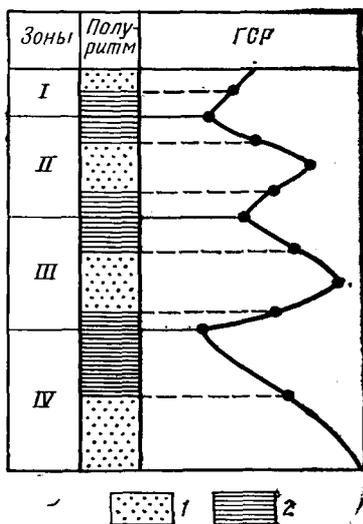
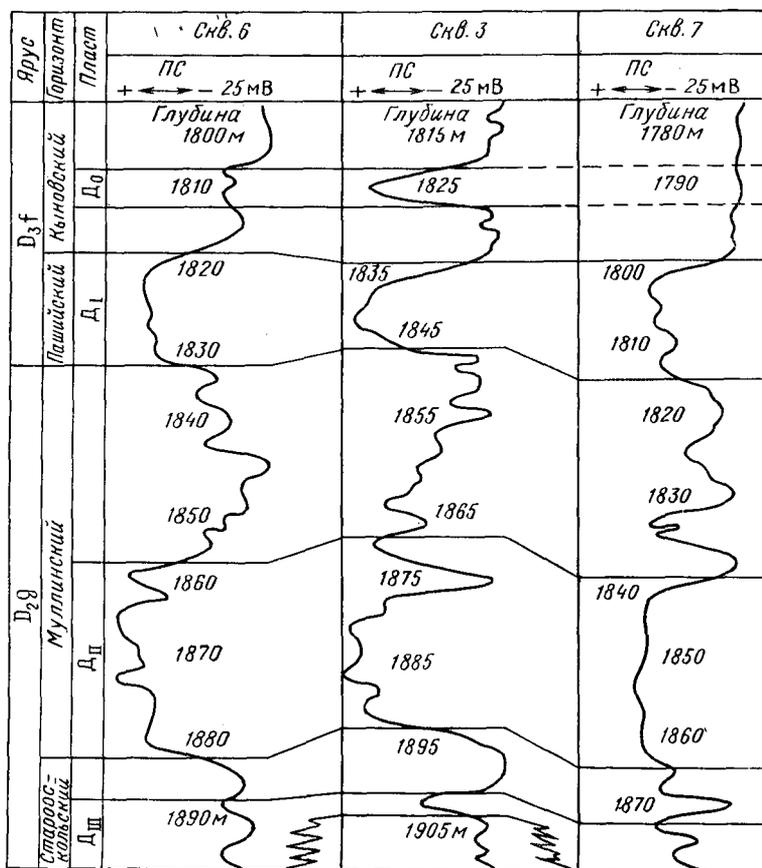


Рис. 17. Схема корреляции терригенных отложений девона Киявской площади Удмуртской АССР, полученная на ЭВМ (по В. Ф. Гришкевичу, 1975 г.)

Рис. 18. Принципиальная схема геолого-статистического разреза (ГСР) (по В. А. Бадьянову, 1971 г.).

1 — коллектор; 2 — неколлектор

с помощью специализированной широкополосной аппаратуры АKN-1 («Звук-2») для изучения особенностей разреза через обсадную колонну, нейтронный каротаж, гамма-гамма-каротаж, волновые картины, фазокорреляционные диаграммы, позволяющие фиксировать характерные особенности различных типов пород [9].

При прогнозировании неструктурных ловушек в условиях возможности проведения детальной корреляции разрезов подсчитывают также коэффициенты песчаности и расчлененности разреза. Коэффициент песчаности представляет собой отношение суммарной мощности песчано-алевритовых пород к суммарной мощности исследуемого интервала разреза. Коэффициент расчлененности — это отношение суммарной мощности прослоев песчано-алевритовых пород по всем анализируемым скважинам, отнесенной к 100 м мощности разреза, к общему числу скважин и средней мощности исследуемого интервала разреза. Затем производят статистическую обработку вычисленных коэффициентов и строят теоретические модели разрезов [8].

§ 2. ИЗУЧЕНИЕ ЦИКЛИЧНОСТИ СТРОЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩ ПРИ ОЦЕНКЕ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Работами М. Ф. Мирчинка, А. А. Бакирова, В. Е. Хаина и др. показано, что со сменой крупных циклов связана перестройка структурных планов. Примером может служить смещение областей прогибания в среднем и верхнем палеозое по сравнению с нижним палеозоем и изменение направления регионального наклона восточной части Русской плиты. На примере юрских отложений эпипалеозойских плит СССР установлена связь интенсивности структурной дифференциации, перестройки структурного плана и обособления структурных ярусов с определенными фазами циклов. Так, в юрском цикле второго порядка интенсивное формирование структур приходится на начальные фазы цикла — эмерсию и первую трансгрессию, а также на заключительные фазы — дифференциацию и регрессию. Частичная перестройка структурного плана происходит на границе юрского и мелового циклов второго порядка.

Циклическое строение осадочных толщ может быть использовано, таким образом, для выделения в чехле структурных этажей, ярусов, подъярусов, выяснения периодов активного формирования структур различного порядка, в том числе и локальных, и периодов затухания тектонических движений.

В. Д. Наливкин, Г. Б. Аристова, Г. П. Евсеев и др. обращают внимание на сопутствующие тектоническим циклическим процессам явления, очень важные для процессов формирования и разрушения залежей. С перестройками структурных планов связано частичное перераспределение скоплений углеводородов, с периодами интенсивного роста структур — раскрытие систем трещин, по которым усиливается вертикальная миграция. Циклическое чередование трансгрессий и регрессий приводит к смене пластового давления и, следовательно, к усилению региональной миграции углеводородов.

Выделение в разрезе перерывов в осадконакоплении разного масштаба

Изучение цикличности строения разрезов и их корреляция позволяют выявлять и классифицировать перерывы и несогласия в осадконакоплении различного масштаба. Наиболее часто они устанавливаются на границах между структурными этажами, ярусами и подъярусами.

Как показывают исследования последних лет, значение перерывов в осадконакоплении в истории седиментогенеза чрезвычайно велико. С. Л. Афанасьев на основании изучения цикличности разрезов попытался дать количественную оценку длительности видимых и скрытых перерывов. Так, для верхнемеловых отложений Северо-Западного Кавказа им подсчитано, что из 34,6 млн. лет продолжительности позднего мела на крупные перерывы в осадконакоплении падает 11,9 млн. лет (34,4 % длительности позднего мела), на мелкие внутриформационные размывы — 8,6 млн. лет (25 %). На образование пород сохранившейся части разреза приходится всего лишь 14,1 млн. лет (40,6 %). Длительные по времени перерывы в осадконакоплении, уничтожившие большую часть разреза, как правило, отрицательно сказывались на перспективах нефтегазосности отложений — происходило разрушение ранее образовавшихся залежей. В то же время перерывы различного масштаба способствуют формированию пород-коллекторов и ловушек стратиграфического и смешанного типов.

Изучение цикличности в распределении коллекторов и покрышек в разрезе

Установлена связь распределения покрышек и коллекторов в разрезе с цикличностью его строения. Как показали работы Н. Ю. Успенской, В. Д. Наливкина, Ю. Н. Карагодина и др., а также наши исследования, регионально выдержанные покрышки глинистого и карбонатно-глинистого состава приурочены к трансгрессивным, реже начальным регрессивным частям циклов в крупных циклах. Так, в юрском цикле второго порядка региональная верхнеюрская глинистая покрышка на Западно-Сибирской плите образовалась в период максимальной трансгрессии, в фазы второй трансгрессии и инундации.

Региональные покрышки эвапоритового состава образуются в регрессивных частях циклов, а именно в фазы дифференциации и регрессии.

Покрышки зонального распространения формируются в трансгрессивных частях циклов третьего порядка.

Формирование коллекторских толщ в региональных нефтегазосных комплексах связано с регрессивными частями циклов второго порядка, с их конечными стадиями, реже — с начальными регрессивными и начальными трансгрессивными стадиями. Наилучшие коллекторы тяготеют к максимуму регрессий, к предперерыв-

ным толщам. В начальных трансгрессивных стадиях коллекторы приурочены к базальным горизонтам, в особенности в случае несогласного перекрытия подстилающих отложений. В циклах третьего порядка формируются коллекторы зонального распространения.

Исследования Н. М. Страхова, А. Б. Вистелиуса, А. Б. Ронова и др. показали, что такие свойства горных пород, как гранулометрический и минеральный состав, доломитообразование, многие физические свойства, изменяются в разрезе циклически, что позволяет прогнозировать наиболее благоприятные зоны развития как терригенных, так и карбонатных коллекторов.

Изучение цикличности в распределении нефтегазоматеринских пород в разрезе

Существует связь процессов нефтегазообразования с цикличностью строения осадочных толщ. Отмечено, что повторяемость эпох интенсивного накопления органического вещества в осадках привела к образованию повторяющихся в разрезе при сапропелевом его типе преимущественно нефтематеринских, при гумусовом — преимущественно газоматеринских свит.

Все типичные нефтематеринские свиты, в том числе доманикового типа, баженовиты, куонамские и кукурские сланцы образовались в трансгрессивные фазы циклов второго порядка и были приурочены к максимумам трансгрессий (рис. 19). Газоматеринские свиты чаще всего формировались в начальные фазы трансгрессий. Типичным примером является нижнесреднеюрская субугленосная терригенная преимущественно газоматеринская формация эпипалеозойских плит СССР.

Формации с низкой концентрацией органического вещества приурочены к регрессивным частям циклов второго порядка. Так, например, верхнеюрские красноцветная и эвапоритовая формации Скифской и Туранской плит, резко обедненные органическим веществом, образовались в регрессивную часть цикла второго порядка, а именно в фазы регрессии и дифференциации.

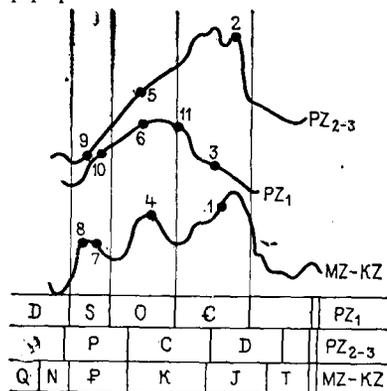


Рис. 19. Положение высокобитуминозных толщ в крупнейших ритмах фанерозоя (В. Д. Наливкин, Г. Б. Аристов, Г. П. Евсеев, 1977 г.).

1 — баженовская свита (верхняя юра); 2 — доманиковый горизонт (верхний девон); 3 — куонамская свита (граница нижнего и верхнего кембрия); 4 — туронские горючие сланцы (верхний мел); 5 — кендерлыкские сланцы (верхнекаменноугольные отложения); 6 — кукурские сланцы (средний ордовик); 7 — кумская свита (эоцен); 8 — менлитовые сланцы (олигоцен); 9 — пермские битуминозные медистые сланцы (верхняя пермь); 10 — граптолитовые сланцы (силур); 11 — диктioneмовые сланцы (нижний ордовик)

Глава X.

**ПРОБЛЕМА ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА
НЕСТРУКТУРНОГО ТИПА**

§ 1. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ

Проблема обнаружения зон нефтегазонакопления литологического, стратиграфического и смешанного типов относится к одной из наиболее актуальных. Она широко обсуждалась на международных нефтяных конгрессах — VII (Мехико, 1967 г.), VIII (Москва, 1971 г.), IX (Токио, 1975 г.), на всесоюзных совещаниях и семинарах.

Наиболее значительными исследованиями в этом направлении являются труды И. М. Губкина, И. О. Брода, А. А. Бакирова, Г. А. Хельквиста, К. С. Маслова, В. А. Гроссгейма, Г. А. Каледы, А. Леворсена, Н. Басса, Д. Буша, Дж. Рига, М. Хэлбути, Р. Кинга и др.

И. М. Губкин, а в более поздние годы Р. Кинг и другие исследователи обратили внимание на то, что образование залежей в ловушках структурного типа — более редкий случай, чем возникновение их в ловушках литологического, стратиграфического и смешанного типов, так как формирование последних является универсальным процессом, прослеживаемым на протяжении всего развития седиментационных бассейнов.

Проблема поисков скоплений углеводородов, связанных с неструктурными ловушками, достаточно сложна и требует тщательного анализа большого объема геолого-геофизической информации и применения новых комплексных методов ее обработки. Экономическая эффективность работ в этом направлении значительно ниже по сравнению с поисками залежей в структурных ловушках, однако это направление, как показывает опыт, является безусловно рентабельным. Постепенно, по мере истощения залежей в структурах, главным объектом добычи нефти и газа станут залежи в неструктурных ловушках, как это уже наблюдается в ряде старых нефтегазодобывающих районов ряда стран, в частности в США.

В настоящее время поиски неструктурных ловушек в нашей стране предполагается сконцентрировать на небольших и средних глубинах (до 3000 м) с постепенным переходом на более глубокие горизонты. Так, по данным В. Ю. Керимова, в Тимано-Печорской и Прикаспийской нефтегазоносных провинциях на глубинах до 1 км соответственно встречено 73,5 и 81,4 % залежей в неструктурных ловушках, в Волго-Уральской и Днепровско-Донецкой нефтегазоносных провинциях на глубинах 1—2,5 км — 71,5 и 52 % залежей. Следовательно, отложения на этих глубинах на данном этапе являются первоочередным объектом поисков.

Как отмечают Н. Н. Лисовский и др. [9], трудности локализации местоположения ловушек неструктурного типа в пространстве, обусловленные необходимостью крупномасштабного геологического картирования перспективных участков с высокой плотностью бурения и относительно низкой разрешающей способностью геофизических методов, требуют разработки рациональной методики картирования, выбора оптимальных систем размещения поисковых и разведочных скважин, установления количества и очередности их бурения, разработки методов количественной оценки запасов, в первую очередь в старых районах с развитой нефтедобычей.

§ 2. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НЕСТРУКТУРНОГО ТИПА

Анализ нефтегазоносных формаций и фаций наряду с изучением тектонического строения и структуры исследуемой территории — основа надежного прогнозирования и эффективного ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Кроме зон нефтегазонакопления, связанных с различными геоструктурными формами, известны зоны нефтегазонакопления, формирование которых в решающей степени обусловлено фациально-формационным фактором. К таким генетическим группам относятся, например, зоны нефтегазонакопления, приуроченные к:

- зонам выклинивания пород-коллекторов на погружениях сводовых и валоподобных поднятий или на бортах впадин;

- зонам замещения проницаемых пород непроницаемыми по восстанию слоев;

- песчаным валоподобным образованиям типа баров в прибрежных частях древних морей;

- песчаным прибрежно-дельтовым образованиям палеорек (шнурковым и рукавообразным);

- зонам регионального срезания и несогласного перекрытия коллекторов непроницаемыми слоями пород;

- зонам выклинивания коллекторов, несогласно перекрытых непроницаемыми отложениями;

- рифогенным образованиям и т. д.

Зоны нефтегазонакопления указанных групп в балансе выявленных запасов нефти и газа играют весьма существенную роль.

Зоны нефтегазонакопления литологического и стратиграфического типов в некоторых нефтегазоносных провинциях мира содержат колоссальные запасы нефти и газа, исчисляемые сотнями миллионов тонн нефти и сотнями миллиардов кубических метров газа Ист-Тексас, Хьюготон, Прадхо-Бей в США, Боливар-Коастал в Венесуэле, Пембина в Канаде, Сарир в Ливии и др.).

Формирование зон нефтегазонакопления, связанных с региональным изменением литологических и физических свойств продуктивных пластов или с выклиниванием их по восстанию слоев, чаще всего происходит: в платформенных областях — на склонах региональных валоподобных и сводовых поднятий, а также в бортовых частях региональных впадин и прогибов; в складчатых и переходных областях — на бортах межгорных впадин и на склонах антиклинорий. Ловушками в зонах нефтегазонакопления этого типа служат участки регионального выклинивания продуктивных пластов или замещения проницаемых пластов слабопроницаемыми по восстанию.

Типичным примером зоны нефтегазонакопления, приуроченной к районам регионального выклинивания продуктивных пластов по восстанию, может служить богатейшая зона нефтегазонакопления Пембина, сформировавшаяся на борту впадины Альберта (Канада) в зоне регионального выклинивания по восстанию некоторых продуктивных пластов юрских и меловых отложений. Нефте-насыщенная часть этой зоны в районе группы месторождений Пембина имеет протяженность более 85 км и ширину местами свыше 25 км. Основные скопления нефти здесь приурочены к песчаным горизонтам толщи Кардиум верхнемелового возраста, выклинивающимся по восстанию пластов на моноклином борту впади-

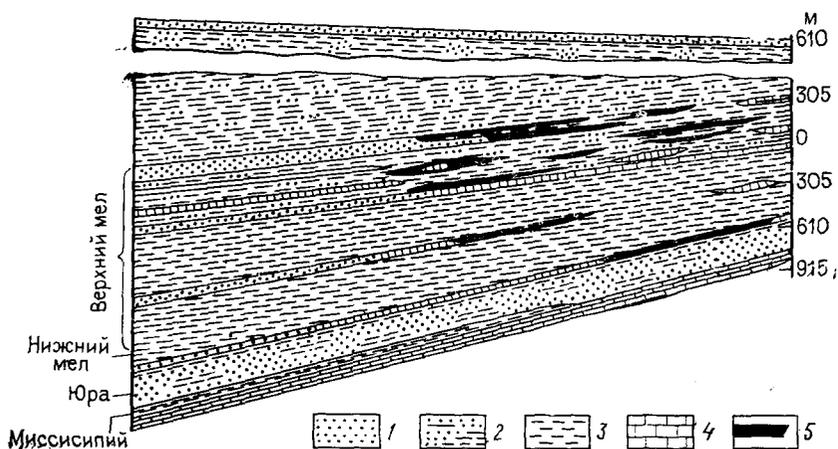


Рис. 20. Местоскопление Пембина (Канада), приуроченное к зонам выклинивания песчаных горизонтов (по Т. Линку).

1 — пески и песчаники; 2 — глинистые сланцы и глины; 3 — пески с прослоями глины; 4 — известняки и доломиты; 5 — нефть

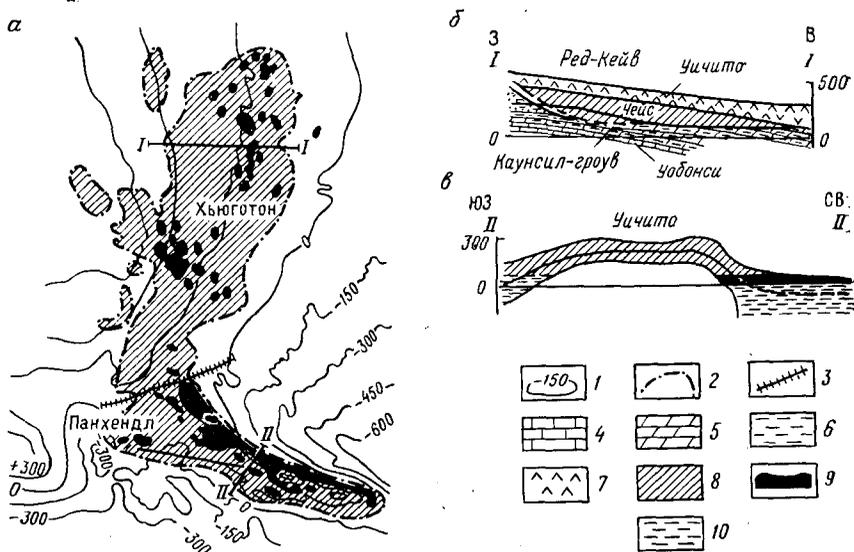


Рис. 21. Структурная карта кровли свиты Вулфкемп нижней перми (а) и разрезы по линиям I—I' (б) и II—II' (в) местоскопления Панхэндл-Хьюгтон, США (по Л. Пипину, 1970 г.).

1 — изогипсы, м; 2 — граница местоскопления Панхэндл-Хьюгтон; 3 — условная граница между площадями Хьюгтон и Панхэндл; породы: 4 — известняки, 5 — доломиты, 6 — опесчаненные глинистые сланцы, 7 — гипсово-ангидритовая толща; 8 — газовая залежь; 9 — нефть; 10 — вода

ны Альберта (рис. 20). Кроме того, скопления нефти обнаружены также в зонах выклинивания и замещения некоторых песчаных горизонтов нижнего мела и юры.

Наглядным примером зон нефтегазонакопления, приуроченных к районам регионального замещения проницаемых пластов слабопроницаемыми, может служить богатейшая зона газонакопления Панхэндл-Хьюгтон (рис. 21), сформировавшаяся на западном борту впадины Додж-Сити. Зона связана с моноклиналью с углами падения продуктивных отложений не превышающими 1,5—2°. Газоносная площадь протягивается с севера на юг на расстояние более 200 км при ширине, местами достигающей 55 км. Газоносны здесь карбонатные отложения толщи Биг-Блу (нижняя пермь), в разрезе которой выделяют три продуктивные зоны (Херингтон, Уинфилд и Форт-Райоли) суммарной мощностью около 75 м. Эти зоны связаны между собой и образуют единый газовый резервуар. В строении продуктивных зон участвуют в основном известняки и доломиты, содержащие прослой мергелей, глин и ангидритов. Они перекрыты толщей Сампер (часть свиты Биг-Блу), сложенной глинами с прослоями ангидритов общей мощностью 100—150 м. К западу по восстанию пластов продуктивные карбонатные отложения толщи Биг-Блу постепенно замещаются глинистыми слабопроницаемыми образованиями, и к этой зоне замещения приурочены ко-

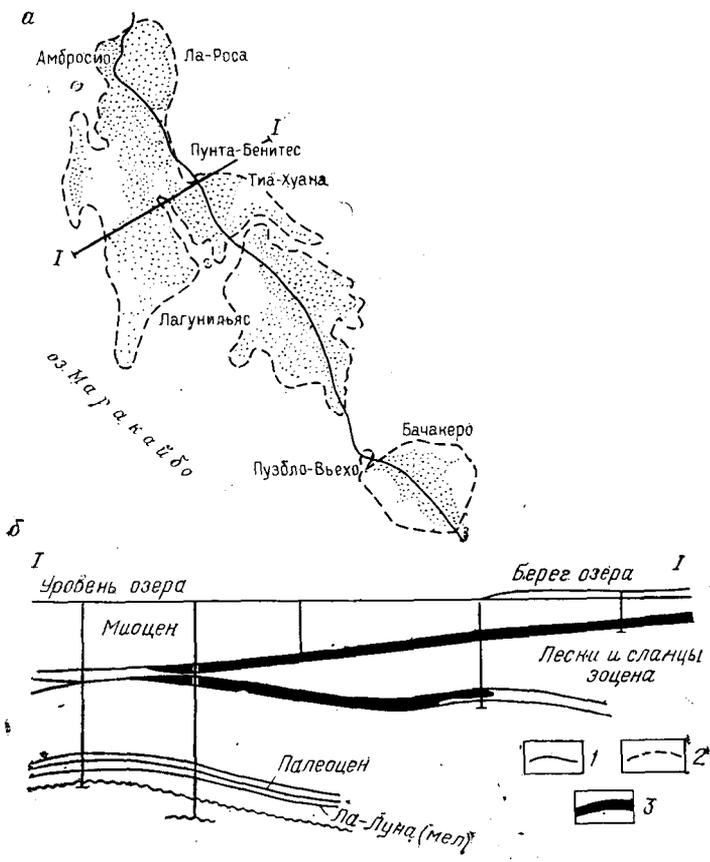


Рис. 22. Схематическая карта (а) и поперечный разрез (б) зоны нефтегазоаккумуляции Болливар-Коастал, Венесуэла (по Г. Сулоача).
 1 — береговая линия; 2 — границы продуктивных площадей; 3 — залежи нефти

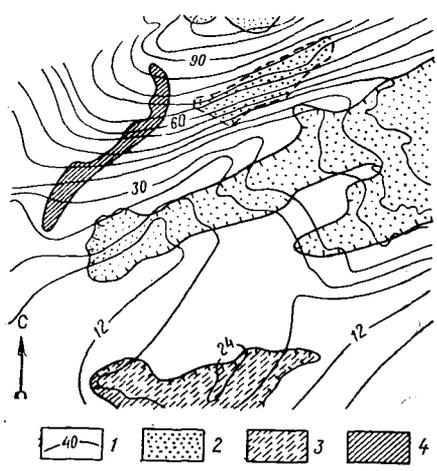


Рис. 23. Зона нефтегазоаккумуляции, приуроченная к баровым песчаным образованиям в штате Пенсильвания, США (по А. Леворсену).
 1 — изогипсы третьего песчаного горизонта Брэдфорд, м; залежи: 2 — Брэдфорд, 3 — Гоффи, 4 — Мьюзик-Маунтин

лоссальные скопления газа, первоначальные запасы которого в этой зоне оцениваются более чем в 1 трлн. м³.

Примером другой разновидности рассматриваемого типа зон нефтегазонакопления может служить богатейшая зона «песчаного пояса», расположенного на западном склоне Центрального погребенного поднятия Пермской впадины США. В этой зоне, общей протяженностью свыше 150 км, расположены многочисленные нефтяные и газовые местоскопления. Формирование их здесь контролировалось структурным фактором в сочетании с фактором замещения песчано-ангидритовых отложений рифовыми известняками Капитен (пермь). При этом ареал нефтегазоносности отложений определялся в основном указанной зоной замещения.

Значительные скопления нефти и газа, приуроченные к зонам выклинивания отдельных литолого-стратиграфических комплексов, установлены в отложениях каменноугольной системы на склонах сводовых поднятий Бенд, Чоттоква, Центрально-Канзасском и Семинол, в отложениях силура (в толще Клинтон) на склонах свода Цинциннати и т. д.

К рассматриваемой группе зон нефтегазонакопления относится и мегагигантская зона нефтегазонакопления литологического типа Боливар-Коастл в Венесуэле с геологическими запасами более 4 млрд. т нефти. Эта зона выявлена в Маракайбской впадине (в одноименной нефтегазоносной области) и протягивается по восточному побережью от Маракайбо на расстояние свыше 75 км при ширине местами более 20 км. Значительная юго-западная часть зоны находится под водами озера (рис. 22). Зона включает ряд продуктивных площадей: Амбросио, Ла-Роса, Пунта-Бенитес, Тиа-Хуана и др., которые в совокупности иногда рассматривают в качестве супергигантского местоскопления под названием Боливар-Коастл. Нефтяные залежи в основном приурочены к моноклинали северо-восточного борта Маракайбской впадины, где пласты послезоценовых отложений падают на юго-запад к центру впадины под углом от 2 до 8°. Эоценовые отложения, также падающие к центру впадины, в ряде мест образуют локальные поднятия, нарушенные сбросами. Основные запасы нефти заключены в отложениях миоцена, олигоцена и эоцена. Для послезоценовых отложений характерны литологические залежи, в том числе связанные с выклинивающимися по восстанию песчаными пластами на моноклинали восточного борта Маракайбской впадины, а также с песчаниками миоцена, выклинивающимися на крыльях эоценовых структур. Типичным примером литологических залежей в песчаниках миоцена, выявленных на склоне эоценового поднятия, служит залежь на площадь Бачакеро. Помимо литологических залежей в данной зоне установлены также залежи структурного и стратиграфического типов. Плотность нефти изменяется от 0,855 до 0,930 г/см³, в молодых свитах нефть тяжелая, в древних — легкая.

Зоны нефтегазонакопления, приуроченные к песчаным образованиям в прибрежных частях древних морей, подразделяют на две подгруппы:

приуроченные к участкам развития песчаных валоподобных поднятий типа баров в прибрежных частях палеоморей;

приуроченные к песчаным прибрежно-дельтовым образованиям палеорек.

Типичным примером первой подгруппы может служить значительная зона нефтегазонакопления в штате Пенсильвания, США (рис. 23). В этой зоне полоса залежей, приуроченных к отдельным песчаным валоподобным образованиям в палеозойских отложениях, имеет общую протяженность до 70 км. Ширина отдельных залежей достигает 7 км, мощность отложений до 50 м. К рассматриваемой подгруппе относится одно из крупных местоскоплений этого региона в штате Оклахома — Бербенк, из которого с начала разработки уже добыто свыше 70 млн. т нефти.

Характерными особенностями прибрежных баровых отложений являются: вытянутые узкие формы залегания песчаных валоподобных образований среди слабопроницаемых глинистых пород, кулисообразное расположение, плоское ложе и выпуклый свод, наличие резкого фациального раздела между песчаными и глинистыми образованиями со стороны моря.

Зоны нефтегазонакопления, приуроченные к погребенным песчаным прибрежно-дельтовым образованиям палеорек, располагаются в песчаных рукавообразных (шнурковых) линзах, представляющих собой образования ископаемых русел палеорек. Залежи этого генетического типа впервые были открыты в 1911 г. И. М. Губкиным на Ширванской площади Майкопского района Северного Кавказа (рис. 24). Условия образования скоплений нефти в этом районе И. М. Губкин представлял так:

«После отложения так называемых фораминиферовых слоев, возраст которых считается ныне эоценовым, в области Северного Кавказа в Майкопском районе наступил перерыв в отложениях. Поверхность фораминиферовых слоев вышла из-под воды и образовала сушу, подвергшуюся процессам эрозии, которые промыли на фораминиферовой поверхности водами древнего потока ложе, где отложились речные осадки — галечники и крупнозернистые пески в виде чечевиц или линз. Перед началом отложений майкопской свиты последовало опускание этого участка, и море постепенно залило рукав с берегами из фораминиферовых слоев. Рукав осадками был заполнен до краев, потом последовало отложение всех вышележащих свит майкопского яруса. Причем песчаные слои отлагались в виде береговых валов или баров вдоль древнего берега и были потом закрыты глинами при трансгрессивном наступлении майкопского моря. При последующих тектонических процессах третичные осадки, а вместе с ними и рукавообразная залежь были выведены из горизонтального положения и получили моноклиналиное падение на северо-восток 20° под углом от 10° до 14° [3, с. 63].

Совокупность таких местоскоплений, выявленных в Майкопском районе Северного Кавказа, является классическим примером зон нефтегазонакопления, связанных с прибрежно-дельтовыми образо-

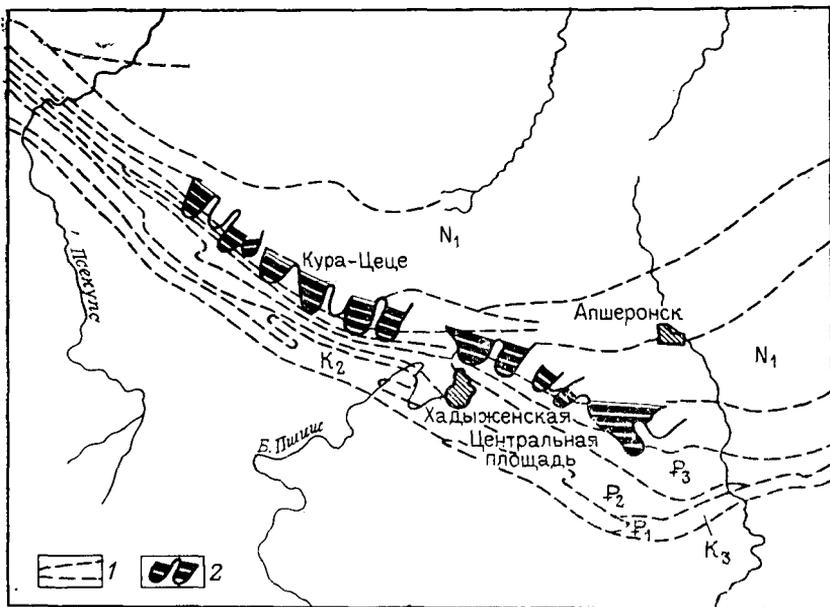


Рис. 24. Зоны нефтегазонакопления Майкопского района.

1 — геологические границы; 2 — залежи нефти

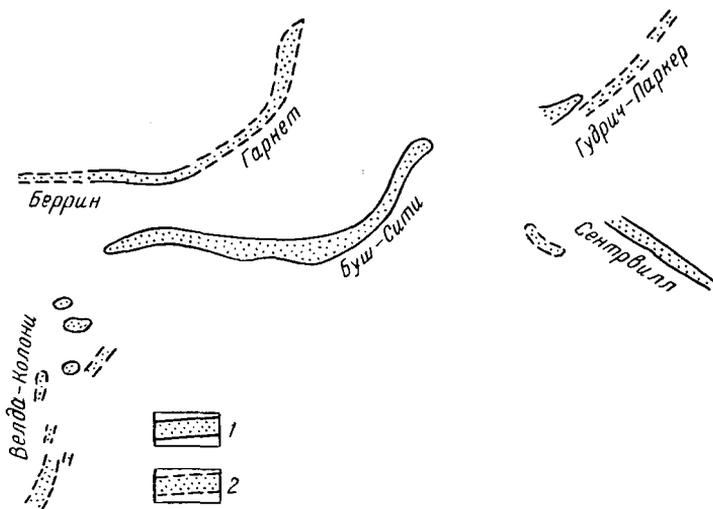


Рис. 25. Зона распространения «шнурковых» скоплений нефти и газа в Восточном Канзасе, США (по У. Ричу).

Залежи: 1 — ооконтуренные, 2 — неоконтуренные

ваниями палеорек. Подобные зоны в последние годы выявлены также в некоторых районах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Рассматриваемый тип зон нефтегазонакопления широко распространен во многих нефтегазоносных областях США, на территории штатов Канзас, Оклахома, Техас и др. Типичными примерами их могут служить скопления нефти в районах Гарнэт, Буш-Сити, Гудрич-Паркер и др., приуроченные к песчаным шнурковоподобным линзам в отложениях свиты Чероки пенсильванского отдела каменноугольной системы (рис. 25).

Формирование зон нефтегазонакопления стратиграфического типа обусловливается несогласным перекрытием отдельных литолого-стратиграфических комплексов более молодыми практически нефтенепроницаемыми отложениями.

Зоны нефтегазонакопления подобного типа широко развиты в пределах Северо-Американской платформы. Типичными примерами их могут служить ассоциации (группы) скоплений нефти и газа, приуроченных к зонам стратиграфических несогласий в пенсильванских, миссисипских и нижнепалеозойских отложениях и обнаруженных в ряде районов погребенных сводовых поднятий (Центрально-Канзасское, Чоттоква, Семинол), а также впадин (Примексиканская, Мичиганская, Иллинойская и др.). С такими зонами местами связаны крупнейшие залежи, как например, залежи в отложениях ордовика на месторождении Оклахома-Сити (рис. 26), в отложениях девона на месторождении Эдмон и др.

Другим примером зон нефтегазонакопления стратиграфического типа может быть одна из крупнейших зон нефтегазонакопления Ливии в Африке — Сарирская (рис. 27). Она связана с песчаной толщей мела, непосредственно залегающей на кристаллических породах докембрийского складчатого фундамента и несогласно перекрытой мощной толщей глинистых сланцев и битуми-

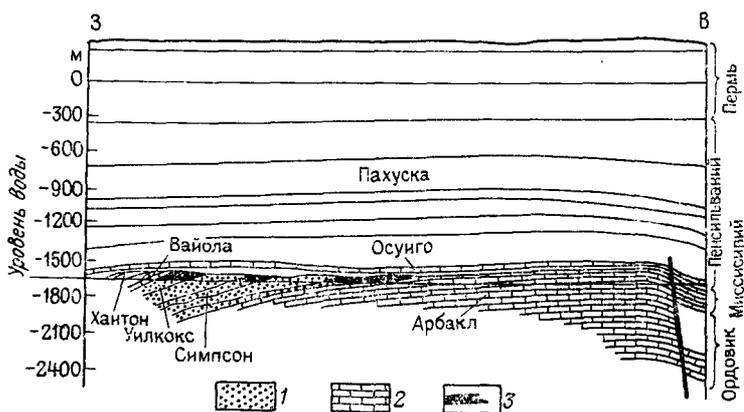


Рис. 26. Поперечный разрез местоскопления Оклахома-Сити, США (по Ж. Фергусону).

1 — песчаники и пески; 2 — известняки и доломиты; 3 — нефть

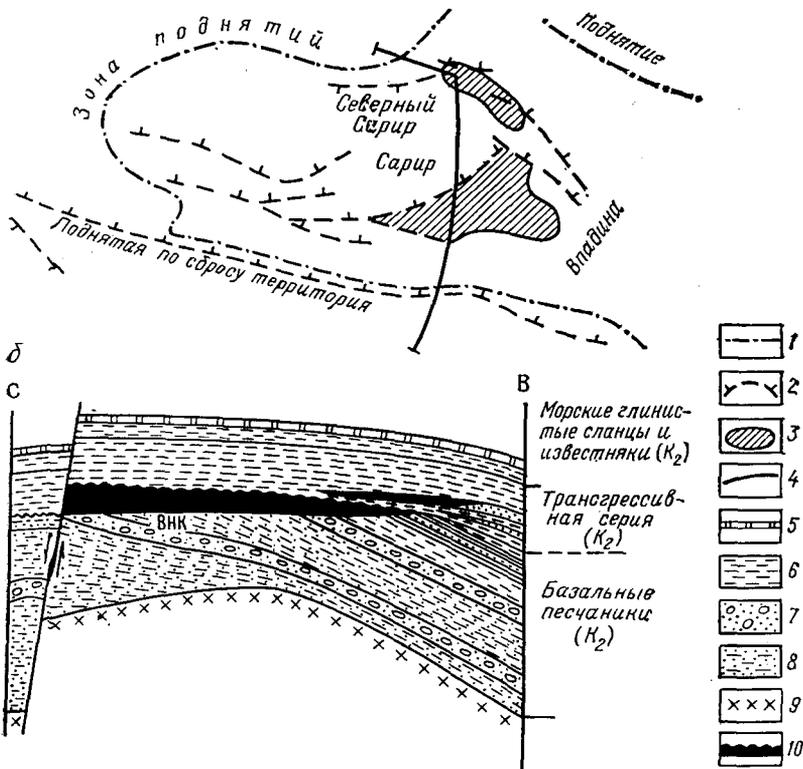


Рис. 27. Региональное структурное положение (а) и схематический разрез (б) нефтяного местоскопления Сарип (по Джиллеспи и Санфорду).

1 — граница распространения базальных песчаников верхнего мела; 2 — основные нарушения; 3 — местоскопления нефти; 4 — линия разреза; 5 — известняки, 6 — глины и глинистые сланцы, 7 — песчаники, 8 — глинистые песчаники, 9 — кристаллический фундамент; 10 — залежи нефти

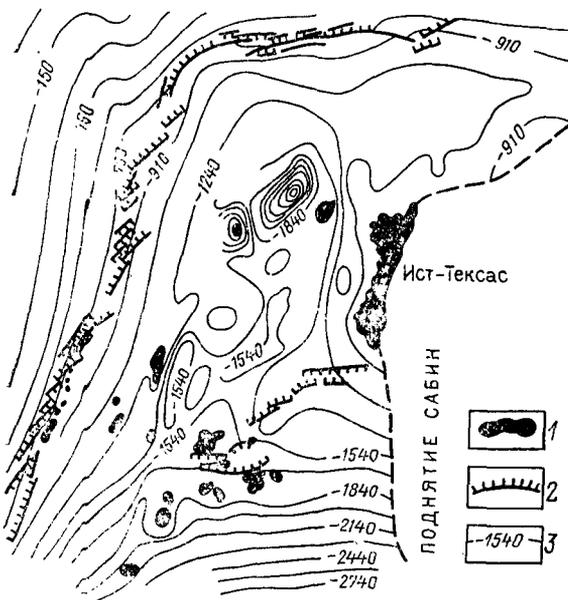


Рис. 28. Структурная карта прогиба Тейлор (США) по кровле свиты Вудбайн (по Беллу и Шеферду).

1 — нефтяные местоскопления; 2 — сбросы; 3 — изогипсы, м

нозных глин верхнемелового возраста. Общая мощность базальных песчаников достигает 300 м, а эффективная нефтенасыщенная мощность в пределах собственно Сарирского местоскопления составляет около 100 м. Нефтяная залежь с начальными извлекаемыми запасами около 800 млрд. т установлена под трансгрессивной серией в пределах Сарирского поднятия, осложняющего глубокую впадину. Поднятие Сарир представляет собой плоский свод треугольной формы, длина основания которого (с востока на запад) составляет 40 км, а расстояние с севера на юг по перпендикуляру — 20 км. Общая площадь поднятия 400 км², высота 130 м. Падение пластов в толще базальных песчаников 2,5—4,5°, в вышележащей толще — обычно меньше 1°.

Зоны регионального нефтегазонакопления, формирование которых в равной мере обусловлено литологическим и стратиграфическим факторами, приурочены к зонам выклинивания отдельных литолого-стратиграфических комплексов, стратиграфически несогласно перекрытых практически газонефтепроницаемыми отложениями более молодого возраста.

К этому типу относится одна из крупнейших зон нефтегазонакопления в США — Ист-Тексас, которая имеет длину около 70 км, а ширину местами свыше 20 км. Она приурочена к зоне регионального выклинивания песчаной толщи свиты Вудбайн верхнемелового возраста на склоне сводового поднятия Сабин в зоне сочленения его с крупной впадиной Тейлор. Песчаная толща несогласно перекрыта слабонефтепроницаемыми отложениями более молодого возраста (рис. 28, 29). Мощность отложений свиты Вудбайн постепенно увеличивается от зоны выклинивания на склоне поднятия Сабин в сторону центральной части впадины Тейлор. В то же время содержание песчаных пород в ней увеличивается в обратном направлении, т. е. от центральной части впадины Тейлор в сторону поднятия Сабин. Эти данные показывают, что в век накопления отложений свиты Вудбайн обширная область впадины Тейлор испытала значительное погружение, а сводовое поднятие Сабин в центральной наиболее приподнятой части представляло область сноса, откуда кластический материал поступал в зону прогиба Тейлор. Совокупность указанных условий создала исключительно благоприятную обстановку для формирования богатейшей зоны нефтегазонакопления на склонах сводового поднятия Сабин.

Другим типичным примером зон нефтегазонакопления литолого-стратиграфического типа может служить крупнейшая зона нефтегазонакопления Прадхо-Бей, расположенная на Аляске, вблизи Северного Ледовитого океана (рис. 30). Зона Прадхо-Бей находится в пределах платформенного склона Колвиллской предгорной впадины, где общая мощность осадочных образований превышает 8 км. В рассматриваемом районе вскрыты отложения каменноугольной и пермской систем, а также кайнозоя. Нефтегазонаосные горизонты здесь приурочены (сверху вниз): к песчаным толщам пермо-триаса и к карбонатным каменноугольным отложениям. Основные запасы связаны с песчаной толщей группы

Рис. 29. Схематический разрез литолого-стратиграфической ловушки. Местоскопление Ист-Тексас (по В. Вер-Вибе, с упрощением).

1 — мел, известняк; 2 — глины; 3 — песок; 4 — нефть; 5 — несогласие

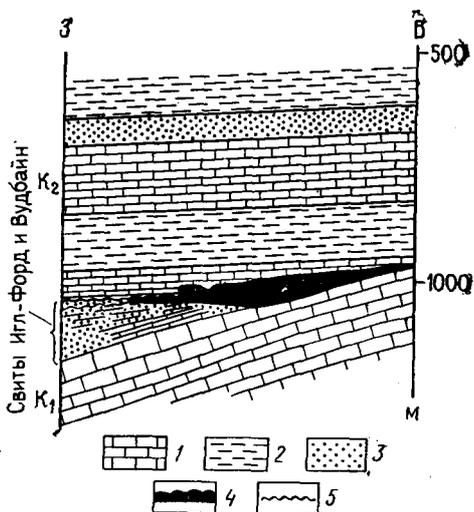
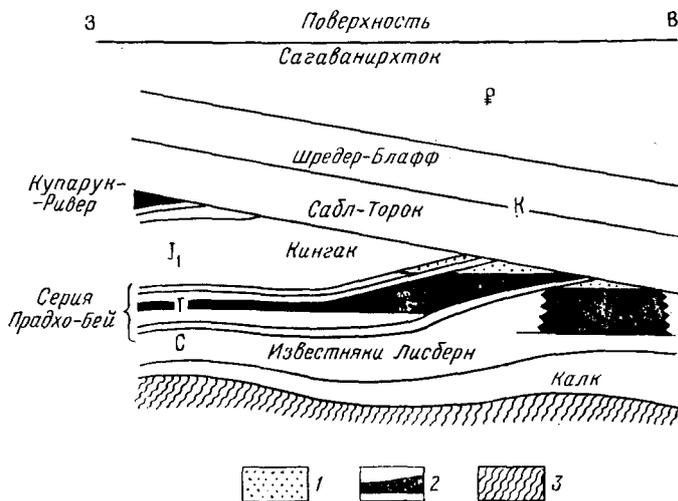


Рис. 30. Схематический геологический разрез газонефтяного местоскопления Прадхо-Бей (Oil and Gas J. 1971, vol. 69, № 21).

1 — газ; 2 — нефть; 3 — складчатое основание



Прадхо-Бей, характеризующейся очень хорошими коллекторскими свойствами. Общая мощность ее в этом районе достигает 180 м.

Зона Прадхо-Бей в современном структурном плане связана с крупным структурным носом размером 73×30 км, в пределах которого залежи нефти и газа приурочены к падающим на юг и юго-запад и выклинивающимся пластам пермо-триаса и нижнего мела, несогласно перекрытым мощной толщей аргиллитов и глин свит Кинчак юрского возраста и Сабл-Торок мелового возраста. В палеотектоническом плане зона связана с обширнейшей палеовпадиной, которая в мезозойскую эру испытала устойчивое прогибание

со значительной амплитудой. Общая мощность мезозойских отложений в районе Прадхо-Бей превышает 2600 м.

В СССР скопления литологического, стратиграфического и литолого-стратиграфического типов открыты в ряде районов Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Предкавказско-Крымской, Закавказской, Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской нефтегазоносных провинций. Однако поиски указанных типов скоплений углеводородов развиваются еще недостаточно высокими темпами. Между тем перспективы открытия их, в том числе и значительных зон нефтегазонакопления, формирование которых связано с литологическим и стратиграфическим факторами, несомненны. В этом отношении первоочередной интерес представляют зоны выклинивания отдельных литолого-стратиграфических комплексов или коллекторов на склонах сводовых и валоподобных поднятий, сочленяющихся с прилегающими к ним региональными впадинами, а также зоны песчаных образований типа баров и дельтовые образования палеорек вдоль прибрежных частей древних морей.

Поиски зон регионального нефтегазонакопления указанных типов успешно можно проводить только на основе соответствующих фациально-формационных, палеогеографических и палеотектонических реконструкций с тщательным прослеживанием пространственного расположения и очертаний береговых линий палеоморей в течение каждого изучаемого отрезка геологического времени. На основе этих исследований строят палеогеографические, литолого-фациальные и палеотектонические карты с нанесением на них зон возможного выклинивания или замещения-коллекторов, а также зон возможного развития погребенных русел палеорек или прибрежных песчаных баровых образований. Для построения этих карт следует использовать данные поисковых скважин, а также региональных геофизических и геохимических исследований.

Литофациальный фактор играет определяющую роль и в формировании зон нефтегазонакопления, связанных с рифогенными образованиями. Среди последних выделяют барьерные рифы, атоллы и биогермы.

Барьерные рифы встречаются во многих нефтегазоносных провинциях мира. Они представляют собой линейно вытянутые рифовые постройки, общая протяженность которых колеблется от нескольких десятков до нескольких сот километров при ширине от нескольких единиц до нескольких десятков километров. Барьерные рифы чаще всего развиты на стыке мелководного шельфа и относительно глубоководной части бассейна. Строение их обычно асимметричное с более крутыми углами падения в сторону относительно глубоководной части бассейна.

Локальные местоскопления углеводородов в пределах барьерных рифов обычно бывают приурочены или к относительно приподнятым выступам биогенных пород, или к литологически экранированным ловушкам на участках, где рифогенные карбонатные коллекторы замещаются более плотными разностями или же слабо-нефтегазопроницаемыми породами. Выступы в теле рифовых по-

строек чаще всего формируются в результате пересечения барьерного рифа поперечными антиклинальными структурами.

Типичными примерами зон нефтегазонакопления барьерных рифов являются ассоциации рифогенных образований в Башкирском Приуралье и во впадине Альберта (Канада).

В Башкирском Приуралье рифогенная зона нефтегазонакопления, приуроченная к пермским отложениям, цепочкой протягивается параллельно господствующему простиранию Предуральской предгорной впадины (рис. 31). В этой зоне обнаружено свыше 40 местоскоплений с залежами нефти в нижнепермских отложениях. Ловушками служат биогенные выступы. Высота их колеблется от 300 до 1000 м при диаметре от 1 до 7 км и более. Коллекторы — пористые, каверзные и трещиноватые известняки и доломиты. Региональной покровкой служит галогенная толща кунгурского яруса. Рифовые массивы здесь расположены в одних случаях на месте относительных поднятий подстилающих отложений, а в других — на гомоклиналях без видимой связи с локальными положительными структурами. Скопления углеводородов приурочены к группе рифовых массивов — Ишимбаевская группа (рис. 32) и к одиночным рифам — Столяровское местоскопление (рис. 33).

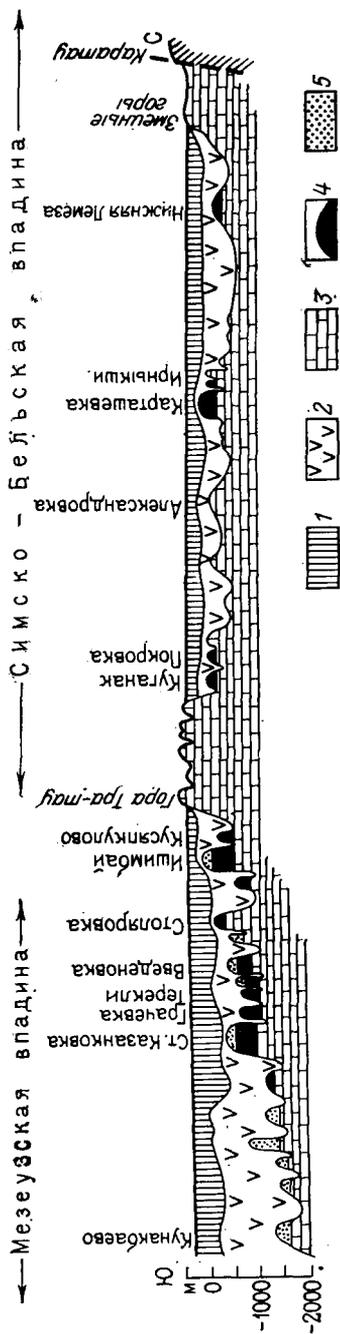


Рис. 31. Разрез через зону нефтегазонакопления, приуроченную к ассоциации рифовых массивов Предуральской впадины (по К. С. Ярулдину).

1 — терригенные отложения уфимского яруса, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем; 2 — галогенные отложения кунгурского яруса; 3 — известняки и доломиты артинского и сакмарского ярусов; 4 — нефть; 5 — газ

Близкое строение имеют рифогенные зоны нефтегазонакопления девонского возраста, расположенные во впадине Альберта (Канада), где выделяют несколько линейно вытянутых зон, параллельных простиранию впадины Альберта. К этой зоне приурочена группа местоскоплений углеводородов, в том числе одно из крупнейших местоскоплений Канады — Ледюк. Мощность продуктивной части рифового разреза девонских отложений здесь колеблется от 15 до 70 м. Начальные дебиты скважин — от 30 до 400 т/сут и более. Рифовые массивы имеют различные гипсометрические отметки, среди них встречаются постройки как погребенные, так и выведенные на дневную поверхность.

Как видно из рис. 34, на котором показан геологический разрез зоны нефтегазонакопления впадины Альберта, рифовые массивы, расположенные гипсометрически на более низких отметках, содержат преимущественно залежи газа. По мере увеличения от-

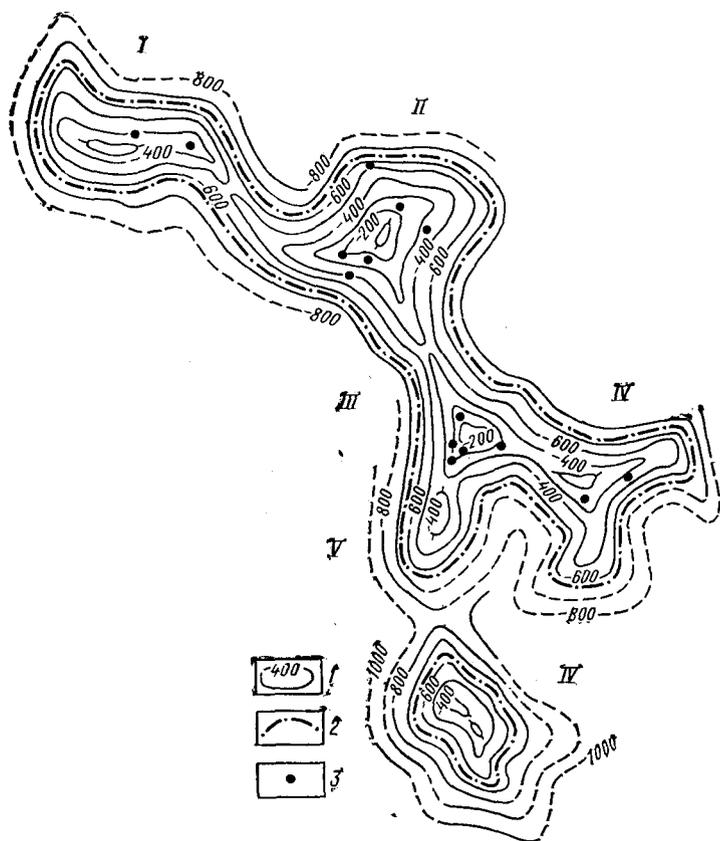


Рис. 32. Ишимбаевская группа рифовых местоскоплений (по Г. П. Ованесову).
 1 — изогипсы по поверхности аргинских известняков; 2 — контур нефтеносности; 3 — скважины.
 Массивы: I — Западный, II — Восточный, III — Южный, IV — Кузьминовский, V — Бурячинский, VI — Термень-Елганский

Рис. 33. Структурная карта (а) и разрез (б) Столяровского рифового местоскопления (по Г. П. Ованесову с упрощением).

1 — изогипсы, м; 2 — контур нефтеносности; 3 — скважины нефтяные (а') и законтурные (б'); 4 — залежь нефти

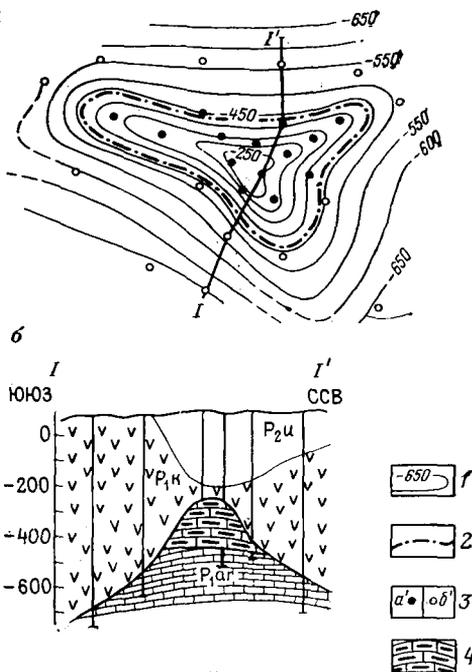


Рис. 34. Продольный разрез через зону нефтегазонакопления «рифового простирания» впадины Альберта, Канада (по В. Гассоу).

1 — рифовые массивы; 2 — нефть; 3 — газ



носительных отметок расположения отдельных рифовых массивов в них последовательно появляются в начале залежи нефти с мощными газовыми шапками, а затем залежи нефти без газовых шапок. Подобное структурно-гипсометрическое соотношение преимущественно газовых, газонефтяных и нефтяных местоскоплений встречается и в рифогенных зонах нефтегазонакопления Башкирского Приуралья (см. рис. 32).

Указанные особенности структурно-гипсометрического соотношения газовых и нефтяных скоплений, имеющих место во впадине Альберта и в Башкирском Приуралье, наблюдаются не всюду, но, естественно, должно учитываться при прогнозировании размещения углеводородов различного фазового состояния в рифогенных зонах нефтегазонакопления.

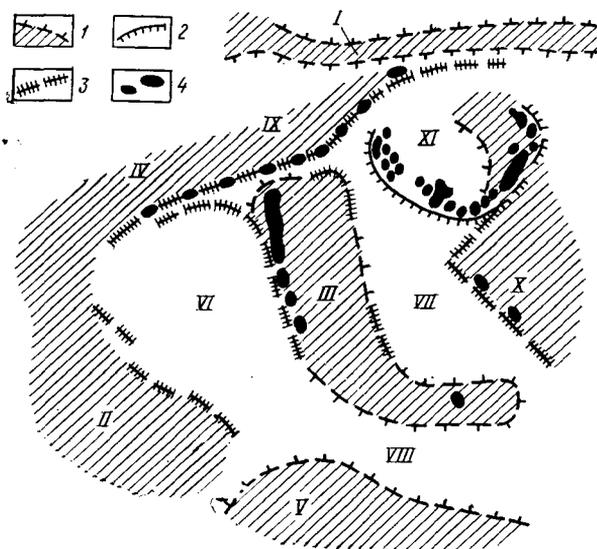


Рис. 35. Рифовые сооружения в Пермской нефтегазоносной провинции США (составили Н. Ю. Успенская и В. Ф. Быков).

1 — структурные элементы; *2* — атолловый риф Хорсшу; *3* — барьерные рифы; *4* — рифовые местоскопления нефти и газа.

I — зона поднятий Матадор; поднятия: *II* — Диабло, *III* — Центральное погребенное; горы: *IV* — Гуадалупе, *V* — Маратон; впадины: *VI* — Делавер, *VII* — Мидленд, *VIII* — Вал-Верде; шельфы: *IX* — Северо-Западный, *X* — Восточный, *XI* — Северо-Мидлендский блок

Атоллы — это крупные рифовые постройки, обычно приуроченные к островам и отмелям палеобассейнов. Для них характерны кольцеобразные или подковообразные очертания. Размеры их значительны и составляют в диаметре от нескольких десятков до нескольких сот километров. Мощность рифового разреза атоллов достигает несколько сот, а иногда и тысяч метров.

В ряде нефтегазоносных провинций с атоллами связаны крупнейшие зоны нефтегазонакопления. Последние чаще всего приурочены к барьерным рифам и одиночным рифовым массивам. Типичными примерами подобных зон нефтегазонакопления являются атоллы Пермской впадины в США и краевой части Примексиканской впадины в Мексике.

В Пермской впадине богатейшие зоны нефтегазонакопления приурочены к одному из крупнейших рифовых сооружений в США — атоллу Хорсшу и прилегающим к нему барьерным рифам. Атолл Хорсшу имеет подковообразные очертания, общая протяженность его свыше 250 км. Рифовый разрез представлен в основном водорослевыми известняками верхнекаменноугольного — нижнепермского возраста, общая мощность его превышает 900 м. Указанные отложения перекрыты толщей глинистых сланцев. Атолл образовался в приподнятой части крупного палеосвода, расположен-

ного в шельфовой зоне на северном борту впадины Мидленд (рис. 35).

В пределах атолла Хорсшу обнаружено более 25 местоскоплений углеводородов, связанных с локальными рифовыми постройками, представленными водорослевыми известняками верхнекаменноугольного (пенсильванский отдел) и нижнепермского возраста. Среди локальных местоскоплений атолла обнаружено крупнейшее — Скарри, начальные извлекаемые запасы которого превышают 230 млн. т.

В пределах Пермской впадины, вблизи атолла Хорсшу, расположены не менее богатые зоны нефтегазонакопления, связанные с барьерными рифами — Капитен, Кемнитс, Сан-Андрес, Эбо и др. Барьерный риф Капитен полукольцом охватывает впадину Делавэр вдоль западного склона Центрального погребенного поднятия, имея общую протяженность около 650 км при ширине до 25 км. Сложен доломитизированными известняками общей мощностью от 350 до 600 м. Барьерный риф Сан-Андрес расположен восточнее, на западном борту впадины Мидленд. Протяженность его свыше 200 км, ширина в среднем 7—8 км. Риф сложен доломитами, характеризующимися неоднородными коллекторскими свойствами. Скопления углеводородов приурочены к пористым зонам. Барьерные рифы Кемнитс и Эбо нижнепермского возраста окаймляют с севера впадины Делавэр и Мидленд.

Формирование ловушек в пределах названных барьерных рифов, по заключению исследователей этого региона, произошло в результате наложения более молодых поперечных антиклинальных перегибов на барьерные рифы и перекрытия рифогенных образований плотными известняками. Местами же формирование залежей было связано и с замещением рифогенных образований плотными карбонатными породами (литологически экранированные залежи). Залежи нефти характеризуются высокими начальными дебитами и запасами, исчисляемыми десятками миллионов тонн.

В США значительные по запасам рифогенные зоны нефтегазонакопления силурийского и девонского возраста обнаружены на бортах Мичиганской, Иллинойской и Предаппалачской впадин.

Богатейшие по запасам рифогенные зоны нефтегазонакопления известны в Мексике. Здесь, в Примексиканской мегасинеклизе, находится крупнейший рифовый атолл размерами около 150×70 км и высотой около 1000 м. В тектоническом отношении он приурочен к погребенному выступу кристаллического фундамента. В западной части атолла в районе Голден-Лейк расположен барьерный риф Эль-Абра, получивший название «Золотой Пояс». Риф протягивается на расстояние около 160 км (рис. 36), сложен он рифогенными карбонатными породами мелового возраста, общая мощность которых колеблется от 1400 до 2500 м. Этот барьерный риф зоны Тампико-Тукспан включает несколько десятков рифовых выступов, расположенных на суше и в шельфовой зоне Мексиканского залива. В тектоническом отношении риф расположен на юго-западном борту Примексиканской мегасинеклизы.

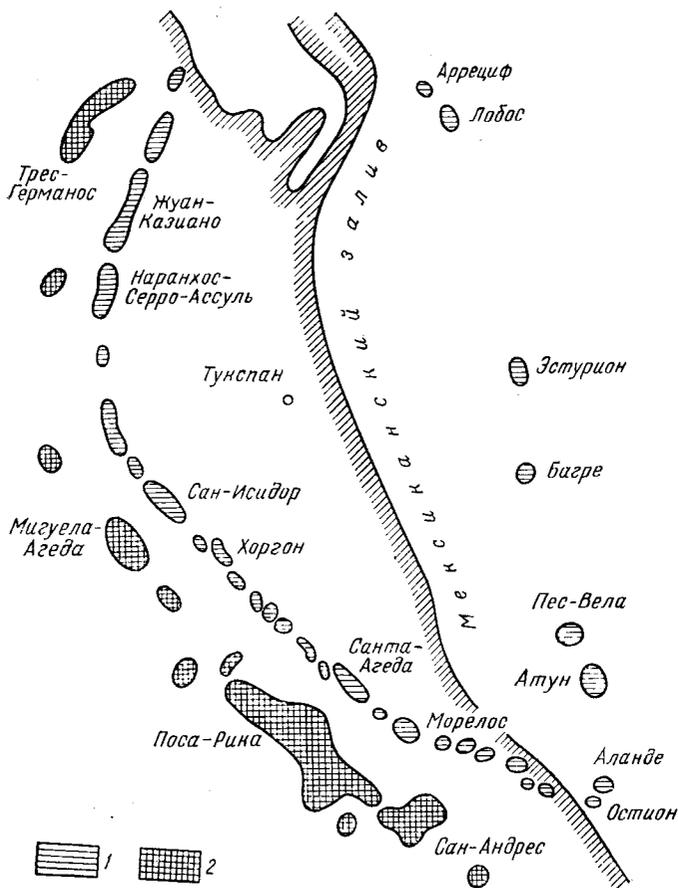


Рис. 36. Обзорная карта нефтяных местоскопления районов Золотого пояса и пояса Поса-Рика (по И. Гузману).

Рифовые известняки: 1 — Золотого Пояса (фашия Эль-Абра), 2 — пояса Поса-Рика (фашия Тамабра)

Скопления нефти в этой зоне обнаружены в локальных выступах рифогенных образований, протягивающихся по простиранию складки Тамасопо в виде звеньев большой цепи. Основными продуктивными горизонтами являются рифогенные карбонатные породы, которые вследствие сильной трещиноватости и кавернозности характеризуются высокими коллекторскими свойствами, огромными запасами углеводородов и высокой продуктивностью.

В западной части Мексиканского атолла протягивается барьерный риф Поса-Рика, связанный с полосой погребенных поднятий мезозойских отложений. В этой зоне скопления углеводородов приурочены к выступам рифовых построек и, кроме того, к зонам замещения пористых рифогенных карбонатных отложений свиты Та-

мабра плотными глинисто-карбонатными породами свиты Тамау-липас (литологически экранированные залежи). Среди местоскопления в этой зоне имеется крупнейшее — Поса-Рика с начальными извлекаемыми запасами свыше 250 млн. т.

В Мексике открыты богатейшие рифогенные зоны нефтегазонакопления и в шельфовой зоне Мексиканского залива, например, Кампече Чьяпас-Табаско). Эта зона (выявленная) протягивается с северо-запада на юго-восток на расстояние свыше 200 км. Скопления нефти и газа здесь обнаружены также в карбонатных отложениях мелового и частично юрского возраста, общая нефтенасыщенная мощность которых превышает 1000 м. Залежи высокодебитные. Суммарные доказанные запасы нефти в рифогенных карбонатных отложениях Мексики по данным, приведенным на XI Мировом нефтяном конгрессе (Лондон, 1983 г.), достигают 4,8 млрд. т, а вероятные — до 7 млрд. т. Таким образом, рифовые формации мезозойской группы в Мексике содержат огромнейшие запасы и характеризуются весьма высокими дебитами.

В рассмотренных нефтегазоносных провинциях США, Канады и Мексики, кроме зон нефтегазонакопления барьерных рифов и атоллов, в некоторых районах скопления углеводородов приурочены также к биогермам и одиночным рифовым массивам, обнаруженным как в шельфовых зонах, так и в более глубоководных частях бассейна седиментации на палеоостровах тектонического или вулканического происхождения.

Биогермы — органогенные постройки холмовидных очертаний сравнительно небольшой амплитуды — образуются главным образом в шельфовых зонах. Они обычно не содержат значительных запасов углеводородов и имеют подчиненное значение.

Рифогенные зоны нефтегазонакопления обнаружены во многих нефтегазоносных провинциях мира.

В СССР рифогенные зоны нефтегазонакопления различного типа открыты в ряде нефтегазоносных провинций, в том числе в Волго-Уральской, Тимано-Печорской, в Западном Казахстане, Узбекистане, на Северном Кавказе и в других регионах. Типичная зона нефтегазонакопления рифовых барьеров Башкирского Приуралья была охарактеризована в начале этой главы.

В последние годы открыты рифогенные зоны нефтегазонакопления в Прикаспийской мегасинеклизе. На северном и западном бортах ее на территориях Уральской, Саратовской и Волгоградской областей протягивается на расстояние свыше 1000 км группа барьерных рифов пермского возраста, к которым приурочены скопления углеводородов, местами весьма значительные, например, Карачаганакское, Нагумановское, Жанажолское, Кенкиякское и др.. Разрез сложен рифогенными карбонатными образованиями. Характеристика рифогенных образований Прикаспийской мегасинеклизы дана в работах М. М. Грачевского, Н. Б. Дальяна, Л. Г. Кирюхина, В. Л. Соколова, А. Б. Чепелюгина и др.

Рифогенные зоны нефтегазонакопления на бортах Прикаспийской мегасинеклизы разновозрастные. Здесь выявлены различные

их типы, в том числе связанные с барьерными рифами, атоллами и локальными рифами. Выделяются основные региональные рифовые постройки девонско-турнейского, визейско-башкирского, среднекаменноугольного и пермского возраста. При этом исследователями отмечено смещение в разрезе и пространстве разновозрастных барьерных рифовых построек относительно друг друга, что необходимо учитывать при поисках и разведке рифогенных зон нефтегазонакопления в соответствующих структурных этажах. Общая протяженность барьерных рифов, например нижнепермского возраста, на северном и западном бортах мегасинеклизы превышает 1000 км при ширине от 3 до 5 км и более.

Рифовые массивы сложены органогенными преимущественно водорослевыми и мшанковыми известняками, характеризующимися высокими емкостными и фильтрационными свойствами. Вместе с тем как по разрезу, так и по площади коллекторские свойства пород меняются и распределение пористых и каверновых зон внутри рифовых построек неравномерно. Общая мощность отложений в зонах нижнепермских барьерных рифов колеблется в пределах 300—1000 м и более. При этом в направлении погружения бортов мегасинеклизы она резко уменьшается. Региональной покрывкой рифовых построек служит мощная галогенная толща кунгурского яруса.

По простиранию барьерные рифы морфологически дифференцируются на относительно приподнятые и опущенные участки. Выявленные скопления углеводородов обычно приурочены к морфологически относительно приподнятым участкам рифовых массивов. Ловушки в них комбинированные, т. е. морфолого-тектонические. Следует отметить, что на некоторых площадях формирования скоплений углеводородов происходило и в надрифовых, и в подрифовых структурах.

В пределах Прикаспийской мегасинеклизы развиты также крупные атоллы. Некоторые из них, вероятно, приурочены к крупным сводовым поднятиям, осложняющим южный и юго-восточный борты мегасинеклизы, таким, как Астраханский и Приморский своды, где, как известно, открыты значительные местоскопления углеводородов (Астраханское, Тенгизское и др.).

Образование рифогенных зон нефтегазонакопления на бортах Прикаспийской мегасинеклизы происходило при сочетании определенных палеофизико-географических и палеотектонических условий. Они формировались преимущественно в шельфовых зонах, в зонах сочленения шельфов с относительно глубоководными частями бассейна, а также на островных отмелях. В геоструктурном отношении рифогенные зоны нефтегазонакопления Прикаспийской мегасинеклизы приурочены к бортовым ступеням, в виде флексур обрамляющих борта мегасинеклизы, с более крутыми углами падения в сторону центральной погруженной части мегасинеклизы. Кроме того, часть рифогенных зон нефтегазонакопления генетически связана с крупными сводовыми поднятиями, развитыми на бортах мегасинеклизы.

В Прикаспийской мегасинеклизе имеются все геологические предпосылки для поисков и открытия новых, и в том числе значительных по запасам, зон нефтегазонакопления, связанных с рифогенными образованиями как в нижнепермских, так и в каменноугольных и девонских отложениях.

В заключение следует отметить, что исследования и открытия последних лет свидетельствуют о значительных перспективах приращения запасов углеводородов за счет открытия новых рифогенных зон нефтегазонакопления в палеозойских отложениях Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Прикаспийской нефтегазоносных провинций, в мезозойских отложениях эпипалеозойской платформы юга СССР (Средняя Азия и Северный Кавказ), Восточной Сибири и в других регионах. Поиски и разведка рифогенных зон нефтегазонакопления во всех названных регионах могут быть успешны, если будут основываться на совокупности соответствующих палеогеографических, литофациальных и палеотектонических исследований.

Глава XI.

КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПОИСКАХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НЕСТРУКТУРНОГО ТИПА В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ФАЦИЯХ И ФОРМАЦИЯХ

§ 1. ФОРМАЦИОННЫЕ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Выделение формаций, а в их составе субформаций и фаций, наиболее благоприятных для образования скоплений углеводородов неструктурного типа, является начальным этапом поисков на региональной стадии работ.

Ловушки неструктурного типа присутствуют во всех без исключения формациях. Однако в таких формациях, как терригенные смешанного континентального и морского генезиса, угленосные паралические, терригенные и терригенно-карбонатные, образовавшиеся в шельфовых частях морей и океанов, содержатся все или почти все возможные типы неструктурных ловушек в большом количестве. Если перечисленные формации регионально нефтегазоносны, они должны стать первоочередными объектами поисков неструктурных залежей.

В составе перспективных формаций выделяют субформации и фации с наиболее благоприятным типом разреза для нефтегазообразования и нефтегазонакопления, а также зоны, в пределах которых могут быть обнаружены неструктурные ловушки для нефти и газа. Как было показано ранее, такими фациями в первую очередь являются прибрежные, дельтовые, в меньшей степени — аллювиальные.

В карбонатных формациях выделяют области распространения рифогенных субформаций, терригенно-карбонатных и карбонатных субформаций прибрежно-морского генезиса, где могут быть встречены рифы, а также зоны выклинивания и литологического замещения пород.

Статистические данные о приуроченности неструктурных залежей к определенным стратиграфическим комплексам, приведенные В. Ю. Керимовым, подтверждают вывод о неординаковой частоте встречаемости ловушек неструктурного типа в различных формациях. Так, в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции 85,8 % неструктурных залежей приурочено к отложениям девона, в Волго-Уральской 39,3 % — к образованиям верхнего девона, 57,5 % — к нижнекаменноугольным породам, в Днепровско-Донецкой 66 % — к нижнекаменноугольным отложениям. По составу это терригенные, терригенно-карбонатные и карбонатные формации.

Как показали наши исследования, наиболее перспективной формацией для поисков неструктурных залежей в мезозойском разрезе Предкавказско-Крымской, Туранской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций является песчано-глинистая субугленосная нижнесреднеюрская, а в ее составе — песчано-глинистая субформация смешанного морского и континентального генезиса.

Комплекс геолого-геофизических исследований, о котором будет говориться ниже, должен быть применен при изучении в первую очередь этих наиболее перспективных формаций или субформаций по схеме, предложенной в первой части учебника (см. рис. 1).

Основные итоговые документы формационных и литолого-фациальных исследований — карты литофаций, субформаций и формаций — представляют собой изображение в плане территорий распространения различных типов пород и физико-географических условий их образования для определенного стратиграфического интервала разреза. В отдельных случаях на литолого-фациальных картах показывают и вертикальный разрез литолого-фациальных зон на колонках, выполненных в соответствующем масштабе.

Литолого-фациальные карты необходимо совмещать с картами мощности изучаемого стратиграфического интервала разреза. В практике поисковых и разведочных работ непосредственно на литолого-фациальных картах или в приложении к ним также показывают в изолиниях мощность песчаников, глин, карбонатных и других типов пород или относительное их содержание в разрезе. Процентное содержание различных типов пород по отдельным скважинам или их группам можно также отразить в виде круговых диаграмм.

Дополнительную ценную информацию, в первую очередь для выяснения перспектив нефтегазоносности, дают схемы размещения количества и глубин залегания песчаных, глинистых, карбонатных пластов и пачек в разрезе с показом деталей их литологического строения, характеристики коллекторских и экранирующих свойств и т. д.

Установлено, что распространение литолого-фациальных комплексов в значительной мере контролируется крупными конседиментационными структурными элементами. По направлению к областям устойчивого поднятия отмечается сокращение мощности отложений или происходит их выклинивание. Морские терригенные тонкозернистые породы открытых частей бассейнов постепенно замещаются мелководными, прибрежными, а затем и континентальными грубозернистыми породами. Эти общие закономерности позволяют при построении литолого-фациальных карт экстраполировать данные о строении отложений на еще не разбуренные территории. Порядок построения литолого-фациальных карт дается по Н. А. Михайловой.

Литолого-фациальные карты масштаба 1 : 2 500 000 считаются мелкомасштабными, от 1 : 500 000 до 1 : 1 000 000 — среднемасштабными, от 1 : 200 000 до 1 : 25 000 и крупнее — крупномасштабными. При этом для карт любого масштаба необходимо, чтобы расстояние между точками, характеризующими разрезы, было не менее 2 и не более 12 см.

Выбор масштаба и стратиграфического интервала для построения литолого-фациальных карт определяется стадией поисково-разведочных работ и конкретными задачами, стоящими перед исследователями. Для воссоздания существовавших физико-географических условий осадконакопления целесообразно по возможности суживать интервалы исследований.

Необходимая основа всех литолого-фациальных построений — надежное и достаточно дробное расчленение разрезов и их увязка. При этом используют палеонтологические, промысловые геофизические, литологические, минералогические и другие методы корреляции, в том числе корреляцию разрезов с помощью изучения ритмичности и цикличности строения осадочных толщ. В последние годы при детальной корреляции разрезов в пределах одной локальной структуры или смежных структур широко используют ЭВМ.

Перед построением литолого-фациальных карт необходимо провести систематизацию фактического материала. Для каждого разреза составляют карточку фактического материала, на которой отмечают порядковый номер карточки, площадь и номер скважины или местонахождение обнажения, географические координаты, альтитуду, глубину забоя, стратиграфическое подразделение, глубину кровли и подошвы, общую мощность отложений, мощность и процентное содержание различных типов пород в разрезе, коэффициент песчаности, глинистости; показывают вертикальное размещение пластов по разрезу. На обратной стороне карточки вычерчивают схематизированный разрез в масштабе 1 : 1 000, где указывают текстурные особенности пород, состав аутигенных минералов, отмечают обнаруженные фауну и флору, отражают характер контактов отложений. В итоге дают заключение о типе литолого-фациальной зоны и существовавшей палеогеографической обстановке.

При построении литолого-фациальных карт практически всегда

производят объединение отдельных типов пород, некоторое усреднение разрезов литолого-фациальных зон и показывают границы, разделяющие выделенные зоны. При этом, если исследуемые отложения представлены в основном терригенными породами, проводят количественный подсчет отдельных компонентов разреза (песчаников, алевролитов, глин), а затем в виде изолиний изображают изменение содержания пород данного типа в разрезе. В том случае, если исследуют относительно однородные отложения, например карбонатные, необходимо выделить различные генетические группы пород: известняки, доломитизированные известняки, доломиты (и т. д.) или известняки органогенно-обломочные, известняки оолитовые, известняки хемогенные и т. д.

Для отложений, включающих разнообразные литологические типы пород, такое группирование представляет более сложную задачу.

Для трехкомпонентных литологических объектов при построении литолого-фациальных карт широко используют способ обработки данных с помощью литологических треугольников, описанный в работах С. Г. Саркисяна, Н. А. Михайловой, А. Леворсена, В. Крумбейна, Л. Слосса. Применение литологических треугольников подробно рассматривалось в курсе «Петрография общая и осадочных пород».

Литолого-фациальные профили представляют собой изображение строения литолого-фациальных зон в разрезе. На профилях, выбранных, как правило, вкрест простирания, очерчивают контуры зон, каждая из которых является геологическим телом с определенными геометрическими параметрами; выявляют характер взаимоотношений между литолого-фациальными зонами, их внутреннее строение, выражающееся в определенной последовательности чередования пород различного состава, и другие особенности.

Построение литолого-фациальных профилей производят по выровненной верхней поверхности, от которой вниз откладывают мощность анализируемых отложений, затем показывают литологические свойства и физико-географические условия их образования. Недостаток такого построения — выравнивание верхней поверхности профиля, что приводит к искаженному изображению аккумулятивных тел типа баров, песчаных кос и т. д. Желательно строить литолого-фациальные профили на палеогеоморфологической основе, однако для этого в большинстве случаев отсутствуют необходимые материалы.

Карты строения формаций представляют собой изображения в плане территорий распространения формаций и входящих в их состав субформаций с отражением физико-географических и палеотектонических условий их образования. Для каждой исследуемой формации показывают характер распределения мощности, обобщенные литологические свойства и их изменение по площади и разрезу (на литологических колонках), цветом изображают физико-географические условия образования формаций, штриховкой — особенности палеотектонического развития. Условными знаками

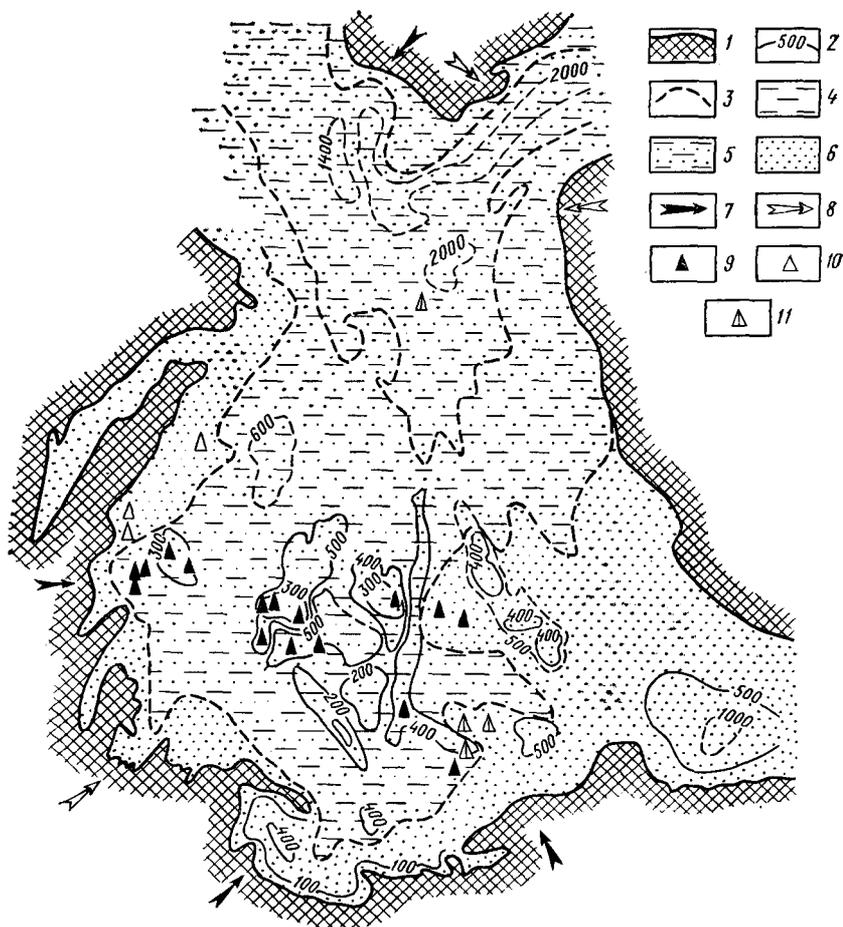


Рис. 37. Карта строения терригенной нижнесреднеюрской формации Западно-Сибирской плиты (по А. К. Мальцевой, Т. Я. Юркевич, 1980 г.).

1 — область отсутствия отложений J_{1+2} ; 2 — изопакиты отложений J_{1+2} , м; 3 — границы субформаций; субформации (преобладающее распространение): 4 — существенно глинистая, преимущественно морская, 5 — песчано-глинистая смешанного происхождения, 6 — глинисто-песчаная преимущественно континентальная; направления сноса: 7 — основное, 8 — возможное; месторождения: 9 — нефтяные, 10 — газовые, 11 — газоконденсатные

показывают установленную нефтегазоносность формаций. В качестве примера приведена карта строения терригенной нижнесреднеюрской формации Западно-Сибирской плиты (рис. 37).

В целях освещения выявленной нефтегазоносности формаций в их вертикальном разрезе и по площади полезно составлять специальные таблицы, иллюстрирующие распределение залежей по тектоническим элементам, глубинам залегания, типам ловушек и другим параметрам.

§ 2. ИЗУЧЕНИЕ ЦИКЛИЧНОСТИ СТРОЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ ФОРМАЦИЙ

Определение цикличности строения отложений позволяет провести корреляцию разрезов с целью выделения формаций и их детального расчленения, выявления поверхностей стратиграфического несогласия различных масштабов, что дает возможность определить, с какими из них следует связывать возможность образования наиболее перспективных стратиграфических ловушек, выявить трансгрессивные и регрессивные части циклов различного порядка.

По данным С. В. Тихомирова, распространение неструктурных ловушек определяется стадиями морской трансгрессии. В базальных частях трансгрессивных циклов при трансгрессии моря на расчлененную поверхность суши размещение неструктурных ловушек наиболее вероятно во фронтальной зоне трансгрессирующего бассейна. Это ловушки речных долин, дельт, авандельт, баров и т. д. В палеогеографическом отношении фронтальная зона соответствует приморской равнине и прибрежному мелководью.

В трансгрессивных частях циклов, отражающих наступление моря на выровненную поверхность, неструктурные ловушки встречаются в более погруженных частях бассейна. Это линзовидные песчаные тела, отложения морских течений и т. д.

Графическим приложением при этом виде исследований должны являться типовые разрезы формации с выделением в них циклов разного порядка и отражением поверхностей несогласия.

§ 3. ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Важнейший этап изучения формаций с целью поисков неструктурных скоплений нефти и газа — выделение тектонических и палеотектонических особенностей их строения.

Известно, что крупные, длительно развивавшиеся отрицательные и положительные структурные элементы, тектонические уступы контролируют процессы осадконакопления и поэтому определяют территории распространения литолого-фациальных зон, зон выклинивания и стратиграфического срезания.

Положение ископаемых аллювиальных тел в ряде случаев определяется системой региональных разломов. Такая приуроченность, в частности, устанавливается для верхнемеловых залежей нефти в русловых песчаниках свиты Офисина в Венесуэле.

Связь неструктурных ловушек с тектоническими структурами различного порядка рассмотрена Г. А. Каледой [8]. Наибольший интерес для поисков неструктурных залежей представляют платформенные сводовые поднятия. На их склонах отмечаются региональные зоны выклинивания и замещения пород. К ним приурочены дельтовые отложения, цепочки прибрежных валов и баров (бары свиты Чероки в пенсильванских отложениях свода Немаха на Северо-Американской платформе, бары в девонских отложениях

восточного склона Татарского свода и др.). В разрезах сводовых поднятий наиболее часто фиксируются поверхности несогласий, с которыми связаны ловушки стратиграфического и структурно-стратиграфического типов. Примером является крупнейшая нефтяная залежь местоскопления Ист-Тексас.

В пределах бортовых частей платформенных впадин ловушки сопряжены с дельтовыми фациями, барами и отложениями течений. Примером служит местоскопление Белл-Крик впадины Паудер-Ривер, приуроченное к русловым и баровым ловушкам, косо расположенным по отношению к оси дельты.

Благоприятны для поиска неструктурных залежей платформенные и геосинклинальные борта передовых прогибов. Здесь часто образуются заливообразные залежи, связанные с литологическим выклиниванием пород, с дельтами, прибрежно-пляжевыми отложениями и т. д. Так, в Преаппалачском прогибе около 90 % запасов углеводородов приходится именно на неструктурные залежи. Во впадине Альберта эти залежи составляют 62 %.

В межгорных впадинах, в первую очередь открытого типа, связанных с крупными депрессиями, широко развиты прибрежные и дельтовые образования, являющиеся объектом поисков неструктурных залежей.

В тектонически активных регионах, характеризовавшихся интенсивной структурной дифференциацией на протяжении длительных отрезков геологической истории, литологические ловушки в разных стратиграфических интервалах обычно располагаются друг над другом.

Фациальные изменения отложений в пределах отдельных локальных структур приводят к образованию многочисленных и разнообразных по форме ловушек комбинированного, структурно-литологического типа.

Графическими материалами, необходимыми для прогнозирования неструктурных ловушек, являются серии структурных и палеоструктурных карт различной степени детальности, построенных по кровле или (и) подошве исследуемой формации либо по поверхностям маркирующих горизонтов внутри нее; геологические, палеогеологические и литолого-фациальные профили, составленные вкрест простирания структурных элементов и литолого-фациальных зон; карты расположения разломов, проявившихся в период седиментации. Эти материалы позволяют также определить время заложения структур различного порядка, периоды их активного роста, установить изменение углов наклона моноклиналей во времени, что является необходимым условием для выяснения возможностей формирования залежей.

§ 4. ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Восстановление физико-геологических ландшафтов прошлого — необходимое условие для выяснения особенностей накопления нефтегазоматеринских свит, характера распространения и качества

коллекторских и экранирующих толщ, прогнозирования ловушек неструктурного типа. Палеогеографические методы требуют разностороннего детального анализа всего накопленного фактического материала и обычно завершают исследования различных стадий поисков. Они базируются в первую очередь на данных литолого-фашиального и палеотектонического анализов, дополнительных палеоэкологических, палеоклиматических, геохимических, гранулометрических, минералогических и других видов исследований.

Наиболее известны в области общей палеогеографии работы А. П. Карпинского, Э. Ога, А. Гресли, А. В. Хабакова, Г. Ф. Крашенинникова, А. Б. Ронова, А. Л. Яншина, В. Е. Хаина, Л. Б. Рухина, В. И. Попова, Б. П. Жижченко, Н. И. Марковского, Н. Н. Верзилина и др. Применение палеогеографических исследований в нефтегазовой геологии описано в работах С. Г. Саркисяна, Н. А. Михайловой, В. А. Гроссгейма, М. В. Коржа и др.

Задачи палеогеографических исследований следующие:

выделение и расшифровка областей денудации (определение типов древнего рельефа суши, интенсивности подъема и степени его расчлененности, определение пород, которыми были сложены области размыва, установление основных постоянно действующих и временных источников сноса и их размер, дополнительных источников сноса и т. д.);

освещение строения областей осадконакопления морского, переходного и континентального типов (положение береговой линии бассейнов седиментации различного типа, размеры и глубина бассейнов, рельеф дна, направление течений, физико-химические свойства среды и т. д.);

характеристика древнего климата.

Палеогеографические реконструкции желательнее проводить для наиболее узких стратиграфических интервалов разреза, избегая большого суммирования обстановок во времени, что выполнимо лишь в случае разработанной детальной схемы корреляции отложений.

Учитывая постоянное изменение физико-географических условий в прошлом, Л. Б. Рухин рекомендовал составлять в первую очередь карты для периодов максимальной регрессии, так как в эти моменты наступает некоторая стабилизация обстановки, благодаря чему значительно упрощается определение положения береговой линии бассейнов седиментации. Береговая линия оконтуривает области либо с наибольшим, либо с наименьшим распространением отложений данного возраста. Определение же положения береговой линии имеет громадное значение для прогнозирования развития пород-коллекторов, аккумулятивных песчаных тел, рифовых массивов и т. д.

Важным моментом является определение размеров территории исследования. Палеогеографические построения не должны ограничиваться локальными участками. Необходимо иметь представление о границах бассейнов седиментации и окружающей суши в региональном плане, а затем уже детализировать отдельные уча-

стки. Эта задача относительно легко решается для межгорных впадин, передовых прогибов, труднее — для платформенных территорий.

Рассмотрим основные методы исследования — гранулометрический, терригенно-минералогический, анализ текстур осадочных пород, используемые для реконструкции физико-географических условий областей сноса и осадконакопления, и в частности для выделения и прослеживания речных русел и дельт, береговых линий, подводных течений и т. д.

Гранулометрический анализ заключается в выявлении массового процентного содержания в породах обломочных частиц различного размера, установлении степени отсортированности, окатанности зерен. Эти структурные особенности обломочных пород позволяют расшифровать динамику среды осадконакопления, реконструировать рельеф областей сноса, длительность и среду переноса. Так, например, степень отсортированности терригенных пород — это следствие длительности обработки материала средой, а также характера турбулентности транспортирующей и откладывающей осадки среды. Как правило, чем активнее среда, тем грубее образовавшийся осадок, и чем лучше отсортирована порода, тем дольше она перерабатывалась средой.

Гранулометрический анализ дает возможность, во-первых, подсчитывать суммарное содержание песчаных фракций и по этому параметру построить карты песчаности, которые показывают положение береговой линии и прибрежной зоны бассейнов, и, во-вторых, выяснить распределение средних диаметров зерен по кумулятивным кривым и таким образом по распространению грубозернистых осадков определить положение и степень расчлененности источников сноса, характер рельефа дна бассейна седиментации.

По результатам многофракционного анализа с обработкой на ЭВМ картируют средний размер зерен, моду, медиану, появление крупнозернистой фракции, коэффициент вариации, асимметрию, эксцесс, гетерогенность и другие показатели, позволяющие детализировать (по В. А. Гроссгейму) особенности палеогеографической обстановки, например:

размеры модальных фракций говорят о положении источников сноса, степени их удаленности от седиментационного бассейна, характере среды переноса;

по среднему размеру зерен и медиане устанавливают распределение относительных энергий среды седиментации, простирание и падение палеосклонов, отображенных в изолиниях;

коэффициент вариации свидетельствует о силе турбулентности течений, а коэффициент асимметрии — об относительных энергетических уровнях сил седиментации и изменениях режима седиментации;

безразмерный параметр эксцесса отражает стабильность условий переработки обломочного материала;

гетерогенность одномодальных песчаных распределений в сочетании с другими параметрами указывает на соотношение про-

цессов смешивания различных песков и скорость динамической переработки и на существовавший режим тектонических движений.

Перечисленные параметры, по данным В. А. Гроссгейма, наиболее информативны для решения палеодинамических задач.

Большое значение для выяснения происхождения отложений имеют различные генетические диаграммы, впервые предложенные Л. Б. Рухиным, построение которых ведут по данным дробного литового анализа. Широко известна динамогенетическая диаграмма Г. Ф. Рожкова, в основе которой лежит парная корреляция третьего и четвертого моментов кривой распределения (асимметрия и эксцесс). Фациальную принадлежность отложений по диаграмме Г. Ф. Рожкова определяют через выяснение характера и энергии динамических сил среды осадконакопления. С помощью диаграммы распознают обстановки застойные, речных течений, мелководья, наката волн, эоловые и т. д.

Непосредственно для поисков неструктурных залежей гранулометрический метод позволяет определять положение береговой линии древних бассейнов, выявлять палеоподнятия и палеопрогибы и связанные с ними зоны литологического выклинивания и замещения пород, устанавливать области сноса различного масштаба и площади распространения коллекторов. Однако возможности

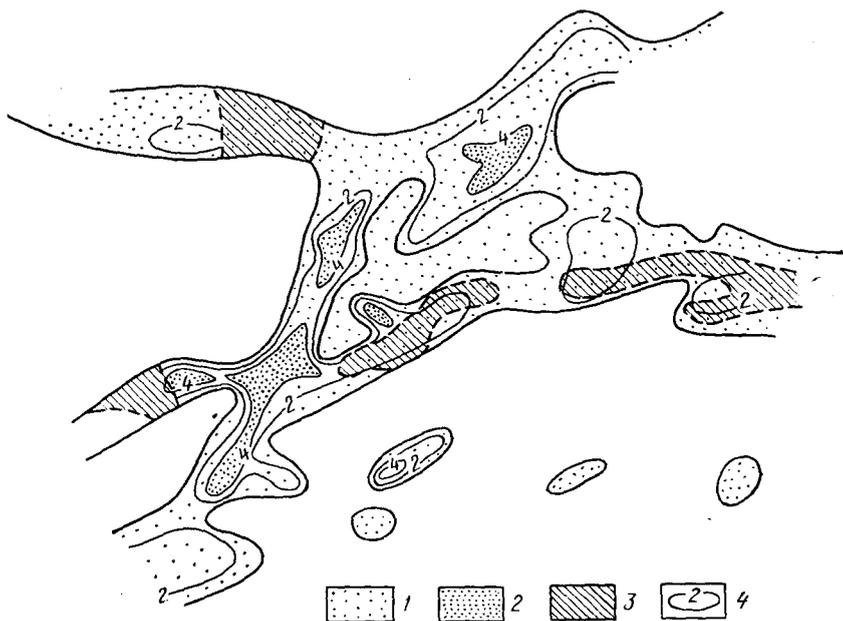


Рис. 38. Схема размещения коллекторов на Новокаханской площади дельты Палео-Камы—Палео-Белой (Бирской палеodelты), бобриковский горизонт, пласт VI (по материалам Е. А. Киченко и др., с упрощением).

Коллекторы пласта VI мощностью: 1 — менее 4 м, 2 — более 4 м; 3 — зоны слияния пластов VI₁ и V₂ или V₂ и V₃; 4 — изопакиты, м

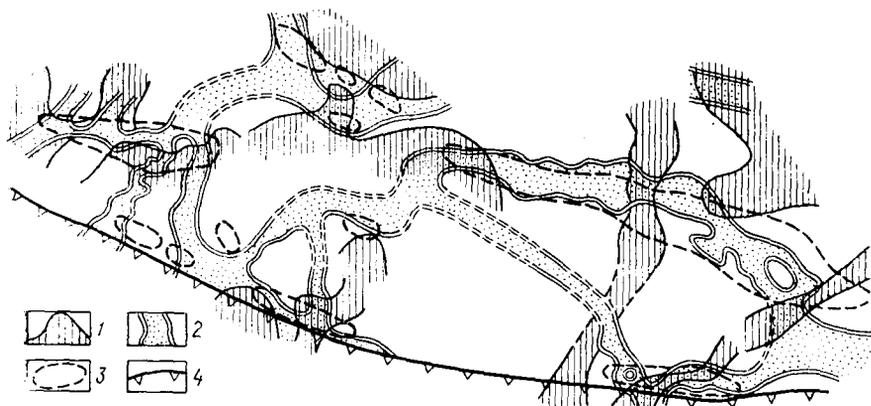


Рис. 39. Схема расположения проекций осевых частей песчаных тел-коллекторов третьего и четвертого ритмов батского яруса в пределах Жетыбай-Узенской тектонической ступени, Южный Мангышлак (по В. С. Муромцеву, 1970 г.). Проекция песчаных тел: 1 — третьего ритма, 2 — четвертого ритма; 3 — контуры антиклинальных складок; 4 — граница Жетыбай-Узенской тектонической ступени

его применения часто ограничены недостатком фактического материала. Примером восстановления палеогеографической обстановки с использованием гранулометрического анализа может служить реконструкция части территории Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции для бобриковского времени (рис. 38). Здесь на расстоянии 900 км прослежены русло крупной реки, протекавшей от г. Тихвина до Саратова, ее дельта, береговая линия бассейна и зона развития прибрежно-морских отложений.

Другим примером является установление руслового генезиса продуктивных песчаников батского яруса Жетыбай-Узенской ступени (рис. 39) ¹.

Терригенно-минералогический анализ применяют при высокой степени изученности территории. По составу обломков удается определить тип пород, слагавших области сноса в период их разрушения, установить длительность переноса. Особенно большую информацию в этом отношении дает определение содержания аксессуарных минералов. Так, при размыве гранитоидов тяжелая фракция во вновь сформировавшихся породах обогащена апатитом, цирконом, рутилом, роговой обманкой, легкая — калиевыми полевыми шпатами и кварцем, при размыве основных и ультраосновных пород образуется ассоциация магматита, титаномагнетита, сфена, основных плагиоклазов, амфиболов и пироксенов. При размыве метаморфических комплексов образуется ассоциация дистена, ставролита, силлиманита, граната, андалузита в тяжелой фрак-

¹ Не все советские литологи признают методику Л. Б. Рухина и Г. Ф. Рожкова, в соответствии с которой по данным гранулометрии реконструируются условия осадконакопления. Н. М. Страхов критиковал эти представления. А. Н. Лисицын, П. П. Тимофеев в своих работах показали, что современные обстановки осадкообразования не увязываются с данными гранулометрии.

ции, а также кварца с волнистым и мозаичным угасанием; при размыве осадочных пород, бедных минералами тяжелой фракции, характерно присутствие переотложенного глауконита, фосфоритов, кремней, кварцитов.

О длительности переноса свидетельствует изменение процентного содержания неустойчивых и устойчивых к переносу минералов. Однако, как отмечает В. А. Гроссгейм, следует учитывать тот факт, что изменение минерального состава обломков в процессе переноса определяется не только химической устойчивостью, но и плотностью и флотационными особенностями. Так, слюды дальше относятся от источника сноса, чем рудные минералы и пироксены, и широко распространены в зонах течений. При значительном удалении от источника сноса характер отложений становится относительно постоянным, определить влияние областей денудации становится все труднее.

Разнообразие минеральных видов в отложениях определяется тектоническим режимом развития территорий и находит отражение в цикличности осадконакопления. В регрессивные фазы циклов отмечается общее обогащение минеральных ассоциаций, в том числе неустойчивыми минералами, в трансгрессивные фазы минеральный спектр существенно уменьшается.

Итоговым документом исследования минерального состава обломочной части пород являются карты терригенно-минералогических провинций, которые составляют по среднему или максимальному содержанию тех или иных минералов в разрезе. На картах показывают поля распространения высокого, среднего, низкого содержания минералов, свидетельствующие о степени удаленности территории от источника сноса.

В последние годы для палеогеографических реконструкций широко используют результаты изучения глинистых минералов. Этому способствует развитие рентгенографии, дифрактометрии, электронографии, нейтронографии, рентгеноспектроскопии, электронномикроскопии, термографии, инфракрасной спектроскопии, масс-спектрометрии, ядерных и других видов исследования глинистых минералов. Однако следует отметить, что глинистые минералы при диагенезе и особенно катагенезе легко трансформируются: монтмориллонит переходит в гидрослюда, гидрослюда — в хлорит и другие минералы.

Анализ текстурных особенностей осадочных пород позволяет на основании характера слоистости, ориентировки фрагментов породы, различных знаков на поверхностях напластования, присутствия стилолитовых поверхностей и т. д. расшифровать динамику среды осадконакопления. Широко известны специальные работы А. А. Жемчужникова, Л. Н. Ботвинкиной, В. А. Гроссгейма, П. Поттера, Ф. Петтиджона и др., показывающие возможность установления генезиса отложений по текстурным особенностям пород.

По морфологическим особенностям различают слоистость четырех основных типов: горизонтальную, линзовидную, волнистую и косую. Горизонтальная слоистость в большинстве случаев

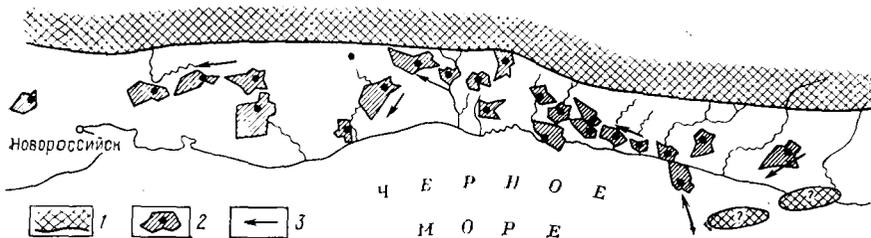


Рис. 40. Схема донных течений позднеюронского бассейна Северо-Западного Кавказа (по В. А. Гроссгейму, 1970 г.).

1 — предполагаемая суша; 2 — диаграммы-розы частот ориентировок серий косых слоев; 3 — направление донных течений

свидетельствует о спокойных условиях осадкообразования. Линзовидная слоистость возникает при периодическом привносе в спокойную часть водоема грубозернистого материала и распределения его течениями. Волнистая слоистость характерна для прибрежно-морских и речных условий, где наблюдаются волнения водной среды. Косая слоистость в одном направлении в осадках может возникнуть при поступательном движении водной или воздушной среды. Косая слоистость отмечается в осадках речных, эоловых, в отложениях временных потоков, прибрежно-морских, донных течений, в дельтах. Так, например, по характеру косой слоистости, ориентировке галек конгломератов, знакам ряби, волнений и т. д. удастся выделить зоны речных русел, дельт, донных течений, определить устойчивость и скорость последних и т. д. Пример такой реконструкции показан на рис. 40.

При *восстановлении строения древней суши* выясняют ее размеры, характер рельефа и его высоты, состав размывающихся пород, положение основных и временно действующих источников сноса. Большую информацию при этом дает одновременная корреляция разрезов областей размыва и осадконакопления. По направлению к областям денудации, которыми, как правило, являлись тектонические элементы, испытывавшие устойчивое преимущественное поднятие, происходит сингенетичное выклинивание отложений и трансгрессивное их перекрытие более молодыми разновозрастными образованиями. Области первичного отсутствия отложений находят отражение в смене литолого-фациального состава пород: в большинстве случаев происходит увеличение размера зерен или среди тонкозернистой массы растут содержание и величина обломочных частиц; отложения открытых частей морского бассейна постепенно замещаются мелководными и прибрежными образованиями. В случае значительной пенепленизации суши эти изменения проявляются слабо. Границы фациальных зон и изопахиты оконтуривают области сноса, а не секут их, как это бывает в том случае, когда область отсутствия отложений появилась позднее в результате имевшего место постседиментационного размыва.

Таким образом, изменение состава отложений, морфологических особенностей слоев, в первую очередь сингенетичное выклинивание все более молодых отложений вверх по восстанию, широкое развитие поверхностей стратиграфического несогласия различного масштаба, распространение трансгрессивных комплексов, перекрывающих более древние разновозрастные образования,— таковы самые общие критерии выделения областей сноса.

Данные гранулометрических, минералогических, текстурных и других видов исследований, как это было показано, позволяют детализировать строение древней суши. Так, например, минеральный состав глин может свидетельствовать о положении источников сноса: при приближении к ним возрастает содержание в глинах каолинита, примеси свободного глинозема, хлорита. Об удалении от источников сноса в условиях гумидного климата свидетельствует возрастание роли монтмориллонита и преобладание в глинах минералов группы гидрослюд.

Массовые замеры косослойчатых текстур, обработанные в виде диаграмм-роз, дают возможность судить о преобладающем направлении движения водной среды и таким образом устанавливать положение источника сноса.

Изучение строения древних бассейнов седиментации предполагает определение их типа (морской, лагунный, озерный и т. д.), размеров, рельефа дна, положения береговой линии, глубины, физико-химических свойств среды и других особенностей.

Основными методами исследований процессов осадконакопления являются анализ мощностей отложений, изучение петрографических типов пород, характера фаунистических остатков, фаунальных замещений, выяснение структурных особенностей обломочных частиц, текстурных признаков, солевого, температурного режима, окислительно-восстановительных условий.

1. Восстановление рельефа дна бассейна может производиться с помощью изучения изменений гранулометрического состава отложений. Так, на возвышенных участках дна отмечается некоторое увеличение размеров зерен осадка, на пониженных — откладываются более тонкие фракции. При расчлененном рельефе устанавливается более сложная фациальная картина, при сглаженном рельефе она значительно однообразнее. Это четко выявляется при корреляции разрезов в виде резкого изменения мощности отложений в областях подводных впадин, выступов, течений, оползней. О наличии крупных неровностей в рельефе морского дна и уступов свидетельствуют рифовые постройки.

2. Восстановление палеоглубин бассейнов в большинстве случаев производят по гранулометрическому составу пород: грубозернистые отложения накапливаются в прибрежной и мелководной частях бассейна. Однако такая зависимость отмечается не всегда, так как размер обломочных частиц определяется также степенью расчлененности рельефа источников сноса и составом размывающихся пород, рельефом дна бассейна седиментации, наличием впадающих рек, морских течений, активностью гидродинамической среды.

Подвижность вод, по Н. М. Страхову, различна в бассейнах разного размера, что приводит к отложению алевритов на глубинах: на океаническом шельфе от 75 до 1000 м, в Черном море от 15 до 25 м, в Аральском море от 5 до 10 м, в Балхаше от 2 до 3 м.

Некоторую информацию о глубинах может дать изучение характера органических остатков.

Об условиях мелководности свидетельствуют текстурные признаки, такие, как волноприбойные знаки, трещины высыхания, отпечатки капель дождя и т. д.

Характерным является тип фациальных замещений в мелководных и глубоких частях бассейна. В условиях мелководья отмечаются существенные изменения состава и мощности на небольшом расстоянии, клиновидное залегание отложений различного состава.

3. Изучение физико-химических особенностей древних бассейнов седиментации — газового и температурного режима, солёности, концентрации водородных ионов, окислительно-восстановительного потенциала осуществляется главным образом по литологическому и палеонтологическому признакам отложений, путем специальных геохимических исследований по глинистым минералам, минералам железа, марганца и т. д. Однако следует иметь в виду, что все реконструкции первичной обстановки палеоводоемов очень сложны в связи с многостадийностью осадочного процесса.

О солёности вод палеобассейнов свидетельствуют ассоциации организмов, образование определенных типов хемогенных пород, характер развития органической жизни. Известковые отложения формируются при пониженной или нормальной солёности вод, первичные доломиты с примесью целестина, барита, флюорита — при слабо повышенной солёности, гипсы и ангидриты — в условиях значительной солёности, галит и калийно-магнезиальные соли выпадают из концентрированных рассолов. Показателем нормальной солёности служит присутствие в отложениях кораллов, морских ежей и лилий, головоногих моллюсков, замковых брахиопод, некоторых видов пеллеципод, остракод, гастропод, трилобитов и других видов органических остатков. При сильном и быстром опреснении или засолонении происходит резкое обеднение количественного и видового состава фауны. Для определения солёности используют также водные вытяжки из глинистых пород, содержащих катионы вод древних бассейнов седиментации. Этим способом делают попытки различить отложения морей, лагун и континентов.

Газовый режим, отражающий характер растворенных в воде газов, определяют по окислительно-восстановительному потенциалу таких минералов, как марганец и железо, образующих оксидные, нейтральные и резко восстановленные соединения. Примером нарушения нормального газового режима является заражение глубинных вод сероводородом или углекислотой, в результате чего формируются специфические геохимические фации — резко выраженные сидеритовая, пиритовая. Фаунистические остат-

ки также помогают воссоздать газовый режим бассейнов. Изменение соотношения в атмосфере содержания углекислого газа и кислорода, неоднократно имевшее место в истории Земли, сказывается на газовом режиме вод бассейнов, что, в свою очередь, незамедлительно отражается на развитии различных групп организмов.

Концентрация водородных ионов (рН), как известно, свидетельствует о щелочной или кислой реакции среды осадконакопления, окислительно-восстановительный потенциал (Еh) отражает напряженность окислительной или восстановительной способности этой среды. Выявление значений рН и Еh позволяет установить физико-химические условия осадконакопления.

Существовавший температурный режим восстанавливается по особенностям состава осадочных пород. Такие породы, как известняки, доломиты, каменная соль, ангидриты, каолиновые глины, оксидные соединения алюминия и железа, образуются в условиях теплого и жаркого климата, кремнистые отложения — в условиях холодного климата. Н. С. Шатским приводятся значения абсолютной температуры при образовании желваковидных фосфоритов, ассоциирующихся с глауконитовыми породами (более 15° С), зернистых фосфоритов (более 25° С).

Палеотемпературу среды осадконакопления определяют также масс-спектрометрически по соотношению содержаний изотопов кислорода (¹⁸О и ¹⁶О) в углекислоте органического кальцита и химико-аналитически по соотношению количества кальция и магния в кальците раковин белемнитов, брахиопод и других групп организмов.

4. Реконструкция береговых линий, по Л. Б. Рухину, может быть проведена для моментов максимальных трансгрессий в случае расчлененного рельефа суши. При пологом рельефе восстанавливается зона, в пределах которой происходило перемещение береговой линии. Береговые линии определяют по наличию волноприбойных уступов, раковин прирастающих форм, камнеточцев, сверлильщиков; по следам прибой, степени отсортированности терригенного материала, обогащенности тяжелыми минералами, типам текстур, среди которых преобладают невыдержанные линзовидные и разнонаправленные, косослоистые. Так, при расчлененном рельефе суши вблизи береговой линии накапливаются конгломераты, песчаники береговых зон характеризуются высокой степенью отсортированности, в косослоистых сериях большинство слоев падает в сторону моря. Органические остатки береговых зон обычно раздроблены, окатаны и отсортированы.

Восстановление климатических условий производят главным образом по литологическим признакам пород и органическим остаткам. Так, отличительными особенностями гумидной обстановки являются образование кор выветривания, накопление каолинитов, бокситов, железистых и марганцевых руд, угленосных формаций. Признаками аридного климата служат накопление пелитоморфных

доломитов, гипсов, ангидритов, каменной и калийной солей, присутствие в отложениях флюорита, целестина, ассоциирующегося с доломитами.

Ледниковый климат устанавливается по присутствию моренных отложений.

Детализацию палеоклиматических условий с выделением территорий с повышенной или пониженной влажностью, засушливых и т. д. производят по палеофаунистическим и палеофлористическим данным. Как уже отмечалось, известны многочисленные исследования по определению температуры прошлого по изотопному составу кислорода в карбонатных раковинах ископаемой фауны. Устанавливают связь палеоклимата с палеомагнетизмом, что дает дополнительные возможности для изучения климата.

Восстановление геохимической среды осадкообразования и климатических условий производят также с помощью наблюдений над цветом осадочных пород.

Окраску пород определяет цвет слагающих ее минералов или цвет примесей, часто аутигенных (оксиды и гидроксиды железа, сидерит, пирит и т. д.).

Черная и серая окраска связана с присутствием в породах углистых частиц, рассеянных битумов, мельчайших зерен сульфитов железа (пирита, марказита, иногда галенита). Если темная окраска вызвана присутствием тонкорассеянных битумов и сульфидов, можно сделать заключение о господстве резко выраженной восстановительной геохимической обстановки в стадию диагенеза: черный цвет, обусловленный присутствием углистого вещества, свидетельствует о более нейтральных условиях образования. При этом, чем меньше размер зерен породы, тем окраска темнее.

Зеленый цвет пород определяется либо окраской обломков зеленых сланцев, яшм, либо присутствием минералов, содержащих в своем составе оксидные формы соединений двухвалентного железа: глауконита, шамозита, роговых обманок, эпидота, хлорита, оливина и др. Присутствие первичного глауконита и лептохлорита указывает на слабовосстановительные условия в диагенезе.

Красный, буровато-красный и желтый цвета связаны с наличием в породах гидроксидов железа (турьита, гётита, гидрогётита, лимонита и др.), оксидов марганца и служат показателями окислительной среды в стадию диагенеза.

Важно уметь различать первичную окраску пород и ее вторичные изменения. В случае вторичных изменений окраска приобретает пятнистый характер, новообразованные цвета фиксируются у трещин, поверхностей наслонения, линз и прослоев грубозернистых пород, т. е. в тех участках, где проницаемость выше.

В результате описанных видов исследований составляют палеогеографические карты, представляющие собой изображение в плане физико-географических условий (существовавших во время отложения осадков определенного возраста) и являющиеся необходимым документом при прогнозировании распространения неструктурных типов залежей нефти и газа.

Работа по составлению палеогеографических карт начинается с выбора стратиграфического интервала исследований и масштаба карты. Региональными считаются палеогеографические карты масштаба 1:500 000 и 1:1 000 000. Фактический материал с учетом лабораторных видов исследований наносят на специальные карточки, составляемые для каждой скважины или их групп и обнажений. Далее на рабочую топографическую основу с расположением скважин и обнажений переносят фактический материал. Определенными знаками у скважин или обнажений показывают: состав отложений, структурные и тектурные особенности пород, динамику среды переноса и накопления, цвет пород, характерные включения, данные по аутигенным минералам, характерные экологические и систематические группы фауны и флоры (отмечают их образ существования, приводят геохимические показатели — окислительно-восстановительные условия, содержание органического вещества, битуминозных компонентов и др.) и т. д.

Затем выделяют различные физико-географические зоны (проводят границы между ними): сушу с обозначением высокогорья, низкогорья, аккумулятивных равнин; моря, озера, болота, русла и дельты рек и т. д. При проведении границ основное внимание уделяют территориям распространения различных литолого-фациальных зон, учитывают положение тектонических элементов и их связь с рельефом. Определенными цветами и оттенками показывают дифференциацию физико-географических условий в пределах суши и бассейнов седиментации.

В части карты, изображающей древнюю сушу, определяют устойчивые и временно существовавшие источники сноса, направление сноса показывают стрелками различной толщины. Коричневым цветом с оттенками обозначают относительные высоты суши (высокогорья, низкогорья и т. д.), определенной штриховкой — тип размываемых пород; очерчивают контуры древних озер и болот, показывают направление течения рек.

Часть карты, изображающую бассейн седиментации, закрашивают различными оттенками синего цвета для изображения морских водоемов, фиолетового цвета — для обозначения переходных зон от моря к континенту. Интенсивность цвета отражает глубину бассейна, определенные индексы — его солоность.

Важными элементами палеогеографических карт являются: положение береговых линий, шельфовых частей бассейнов с отображением различных глубин и показом распространения аккумулятивных форм рельефа — баров, песчаных кос, дельтовых образований и т. д., контуров внутренних впадин и поднятий, положения источников сноса, представлявших древние острова и полуострова и активно влияющих на накопление коллекторских толщ. Стрелками различной толщины показывают направления морских течений, изогипсами — рельеф морского дна.

В ряде случаев рекомендуется [12] составление комплекта карт, характеризующих палеогеографическую обстановку, который включает:

схему расположения разрезов скважин и обнажений, совмещенную со схемой петрографического состава отложений рассматриваемого отрезка времени;

схему расположения существовавших тектонических структур;

схему изменения осадков во время литификации и метаморфизма;

палеодинамическую схему, показывающую динамику среды отложения осадков (отмечают тип текстур, ориентировку галек, органические остатки, распределение грубообломочного и песчаного материала и т. д.);

биогеографическую схему, иллюстрирующую распространение и тип органических остатков;

схему содержания и распространения аллотигенных и аутигенных минералов, некоторых химических элементов и компонентов, позволяющих реконструировать геохимическую среду осадконакопления, направление сноса обломочного материала;

схему изменения гранулометрического состава отложений, окатанности обломков и зерен;

палеобатиметрическую схему.

§ 5. ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Палеогеоморфологические исследования проводят для частей разреза, включающих хорошо выраженные поверхности стратиграфических и угловых несогласий. С помощью палеогеоморфологического анализа осуществляют поиски ловушек стратиграфического, структурно-стратиграфического, литолого-стратиграфического типов, а также ловушек, приуроченных к руслам и дельтам рек. При этом следует иметь в виду, что ловушки могут располагаться как над поверхностями несогласий, так и под ними. Необходимым условием является экранирование или ограничение этих ловушек непроницаемыми породами, как правило распространенными в трансгрессивных сериях отложений, перекрывающих поверхности несогласия.

Палеогеоморфологический анализ помогает прогнозировать распространение коллекторов, выполняющих неровности палеорельефа, а также сформировавшихся в части разреза, расположенной непосредственно под поверхностью несогласия.

Методика палеогеоморфологических исследований, предложенная М. В. Проничевой, А. Н. Золотовым и др., развивает направление, разработанное И. М. Губкиным при изучении рукавообразной залежи в Майкопском районе. Эта методика позволяет прогнозировать распространение неструктурных ловушек на различных стадиях поисковых работ. В основе методики лежит создание крупномасштабной модели строения палеорельефа в продуктивных интервалах разреза для различных геоморфологических уровней. Рассмотрим эту модель подробнее.

Прежде всего исследователи обращают внимание на специфику строения поверхностей несогласия и связанных с ними форм

палеорельефа, образовавшихся в условиях континентального и морского осадконакопления. В первом случае они выражены резко, во втором — сглажены. Далее подчеркивается необходимость учета того обстоятельства, что древний рельеф претерпел существенные изменения под действием тектонических движений, уплотнения пород и их следует по возможности учитывать.

Главный количественный метод восстановления древнего рельефа — это анализ мощностей отложений, перекрывающих поверхность несогласия. Карты мощностей трансгрессивного комплекса, построенные для относительно небольшой по мощности серии осадков, перекрывающих поверхность несогласия, представляют собой как бы слепок рельефа последней.

Основным методом качественного изучения палеорельефа является литолого-фациальный анализ. С его помощью могут быть выделены водораздельные, русловые, пойменные и другие части древнего ландшафта.

Большое значение имеют специальные геофизические методы изучения палеорельефа, в ряде районов уже давшие хорошие результаты, и геофизические методы в сочетании с геоморфологическими. Собственно геоморфологические методы, позволяющие восстанавливать высоты палеорельефа и составлять палеогеоморфологические карты, в настоящее время разработаны еще слабо.

Методы изучения палеорельефа с помощью карт изопахит трансгрессивных комплексов широко используют при поисках залежей нефти и газа в США, Канаде, Румынии и других странах. При этом большое внимание уделяют палеогеоморфологической интерпретации промыслово-геофизических данных, построению диаграмм устойчивости пород к разрушению. На таких диаграммах вырисовывается распространение куэстовых форм рельефа. Результаты, полученные для хорошо разбуренных территорий, экстраполируются на относительно слабо изученные районы.

Палеоморфоструктурный метод позволяет установить связь палеорельефа со структурными особенностями поверхности несогласия. Осуществляется он на базе палеогеоморфологических и палеотектонических исследований.

Описываемая методика исследования рельефа базируется на интерпретации геологических, геофизических и литолого-фациальных данных, на основании которых составляют палеогеоморфологические карты и схемы строения поверхностей несогласия. Особенности геологического развития территорий в период размытия и денудации отложений иллюстрируют также палеогеологические карты и карты трансгрессивных налеганий.

Палеогеоморфологические карты. В зависимости от стадии поисковых работ и качества фактического материала строят региональные, зональные или локальные палеогеоморфологические схемы и карты [8].

На предварительном этапе выбирают наиболее четко выраженную поверхность несогласия в перспективной части разреза, с которой могут быть связаны неструктурные залежи. Составляют

карту фактического материала, информацию по ней заносят на перфокарты. Фактический материал должен освещать строение разреза ниже и выше поверхности несогласия примерно на 30—50 м. На карте фактического материала на литологических колонках показывают в определенном масштабе строение разреза под и над поверхностью несогласия, на колонках отмечают возраст, состав отложений, текстурные особенности и т. д. При необходимости детализируют корреляционные схемы, отражающие специфику строения поверхности несогласия. Показывают участки срезания пластов, характер их перекрытия и т. д., т. е. проводят полойную корреляцию отложений под и над поверхностью несогласия.

Далее производят реконструкцию палеорельефа «сверху» и (или) «снизу». Реконструкция «снизу» возможна лишь при высокой степени изученности территории. Реконструкцию «сверху» осуществляют путем выбора над поверхностью несогласия выдержанного четкого репера, расположенного вблизи поверхности несогласия (до 50 м) в составе трансгрессивного комплекса. Далее вычисляют мощности отложений от поверхности несогласия до подошвы репера и строят карты мощностей. Такая карта максимальными значениями мощности отражает положение эрозионных врезов, минимальными — эрозионных останцев. На ее основе и может быть составлена палеогеоморфологическая схема поверхности несогласия с выделением основных элементов палеорельефа.

Важным этапом работ является восстановление регионально-го наклона, определение абсолютных и относительных высот палеорельефа, построение палеогипсометрической схемы или карты. Восстановление наклона палеотопографической поверхности и определение высоты от уровня бассейна осадконакопления производятся тремя способами (по М. В. Проничевой):

первый предусматривает определение величины регионального наклона и построение соответствующей карты, определение абсолютных высот графическим и аналитическим способами;

второй основан на получении превышений на основании данных о максимальных и минимальных мощностях в заданной точке и у береговой линии;

третий, получивший название «метода статистического окна», основан на разделении изучаемой поверхности на участки равных и подобных форм и привязке сети квадратов к точкам фактических наблюдений без учета положения береговой линии.

С помощью анализа литолого-фациальной обстановки отложений, подстилающих и слагающих поверхность несогласия, а также перекрывающих ее, производят палеогеографическую реконструкцию времени образования поверхности несогласия. Особое внимание обращают на климатические условия. Литологические разности пород объединяют в типы, характерные для определенных форм рельефа. Так, среди отложений выделяют одновозрастные с рельефом делювиальные, дельтовые, русловые, пойменные образования или прибрежные, переработанные абразией.

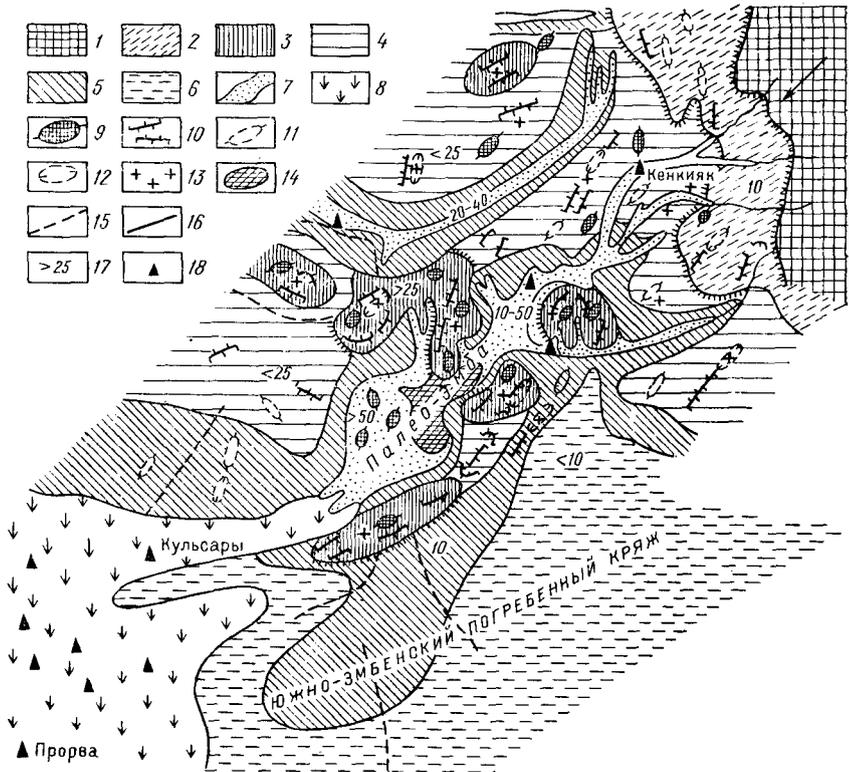


Рис. 41. Палеогеоморфологическая карта юрского времени бассейна р. Эмбы (по М. В. Проницовой, 1978 г.).

Морфогенетические типы рельефа (в скобках преобладающие типы неструктурных ловушек): 1 — денудационная платообразная возвышенность, область сноса; 2 — пологонаклонная денудационная поверхность, зона выклинивания юрских оглождений (отдельные структурно-денудационные, эрозионно-аккумулятивные); 3 — структурно-денудационный расчлененный рельеф с широким развитием куэст, останцев (структурно-денудационные и денудационные); 4 — преимущественно плоские, денудационно-аккумулятивные равнины (отдельные структурно-денудационные); 5 — склоны (отдельные аккумулятивно-эрозионные); 6 — низкие аккумулятивные равнины (отдельные аккумулятивные); 7 — долины (аэрозионно-аккумулятивные); 8 — дельты (связанные с формами литоморфогенеза). Формы рельефа: 9 — останцы, 10 — куэсты, гряды; 11 — пологие возвышения; 12 — понижения; 13 — карст; 14 — переуглубленный участок долины; 15 — отдельные водотоки; 16 — направление регионального наклона; 17 — превышения рельефа, м; 18 — месторождения нефти

Далее по полученным материалам производят оценку степени перспективности исследуемой части разреза различных территорий с точки зрения поисков неструктурных залежей и осуществляют палеогеоморфологическое районирование для целей нефтегазовой геологии. В ходе анализа устанавливают палеогеоморфологические формы ловушек. Основой для их выделения служит комплекс карт: палеогеоморфологических, палеогипсометрических, литолого-фациальных для отложений, образующих рельеф и перекрывающих его, карт рельефа современной поверхности несогласия. На

основании этих данных выделяют возможные зоны нефтегазонакопления с однотипным строением ловушек.

Ниже приводятся примеры региональных и детальных палеогеоморфологических построений. На рис. 41 показана палеогеоморфологическая карта, составленная для крупного, относительно мало изученного региона — бассейна р. Эмбы с применением морфогенетического и морфографического методов.

В Восточной Сибири произведена реконструкция рельефа времени формирования продуктивной ярактинской пачки нижнемогской подсветы вендско-нижнекембрийского возраста на Ярактинско-Аянской площади Непского свода. Исследования А. Н. Золотова и др. показали, что продуктивные песчаники, образовавшиеся здесь в русловых протоках юго-восточного направления, впоследствии были перемыты и частично переотложены в результате наступления с юга морского бассейна и затопления русел. Таким образом, отложения несут черты континентальной и прибрежно-морской аккумуляции. Четко фиксируются этапы стояния береговых линий в процессе трансгрессии. Одна из таких береговых линий морфологически представляет небольшой уступ, отображенный сгущением изопахит и трансгрессивным строением разреза ярактинской пачки. Вблизи уступа происходит выклинивание нижней части ярактинской пачки. Песчаный пласт-коллектор залегает непосредственно на фундаменте в виде двух узких зон с мощностью песчаного тела более 10 м.

Карты трансгрессивных налеганий. Геологические карты отложений, непосредственно перекрывающих поверхности несогласий, т. е. карты трансгрессивных налеганий, позволяют реконструировать историю развития территорий в послеперерывные эпохи, показать характер развития трансгрессий. Совмещенные с литолого-фациальными картами, они дают дополнительную информацию для поисков неструктурных залежей, в первую очередь стратиграфических и структурно-стратиграфических. С их помощью определяют территории, в пределах которых над поверхностью несогласия распространены породы-покрышки и породы-коллекторы, и таким образом устанавливают наличие или отсутствие сообщаемости природных резервуаров, приуроченных к структурным этажам, разделенным поверхностью несогласия.

Как уже было показано, для восстановления палеорельефа используют карты мощностей трансгрессивного комплекса.

Пример карты трансгрессивных налеганий приведен на рис. 42. Карта показывает последовательное расширение юрской трансгрессии на территории Западно-Сибирской плиты на доюрском гетерогенном основании, где последовательно с севера на юг (исключая бортовые части плиты) залегают все более молодые образования юрской системы.

Палеогеологические карты. Палеогеологические карты составляют для закрытых территорий, в истории развития которых имели место подъемы и длительные по времени перерывы в осадконакоплении. Этот вид графических построений практически единст-

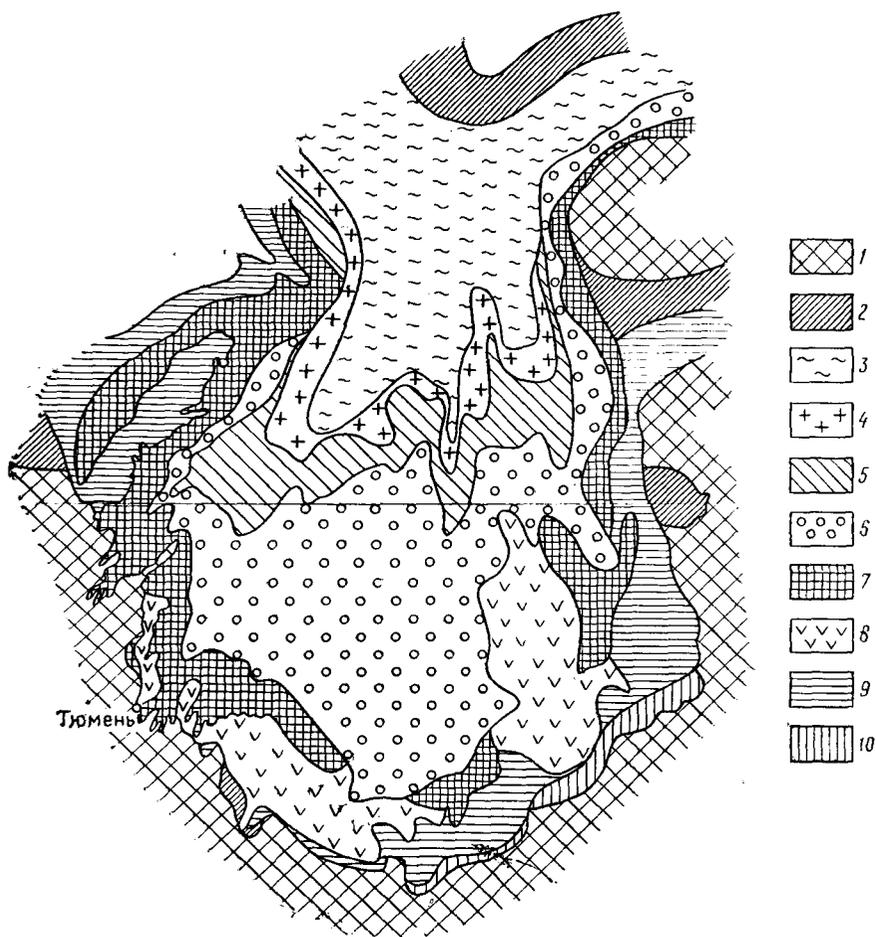


Рис. 42. Карта трансгрессивного налегания морских и прибрежно-морских отложений юрского периода Западно-Сибирской плиты.

1 — область размыва; отложения: 2 — геттанг-синемюрские, 3 — плинсбахские, 4 — тоарские, 5 — ааленские, 6 — байос-батские, 7 — келловейские, 8 — оксфордские, 9 — кимериджские, 10 — волжские

венный, который позволяет восстановить историю развития территории в момент ее подъема и денудации. Построение карт сводится к следующему.

Путем корреляции разрезов устанавливают стратиграфическую амплитуду (глубину) размыва. Отложения, залегающие выше поверхности размыва, как бы снимаются. Поэтому палеогеологические карты могут быть названы картами «со снятием покрова». Затем в определенном масштабе на древнюю поверхность размыва по скважинам наносят выходы отложений различного возраста и проводят геологические границы между областями распростране-

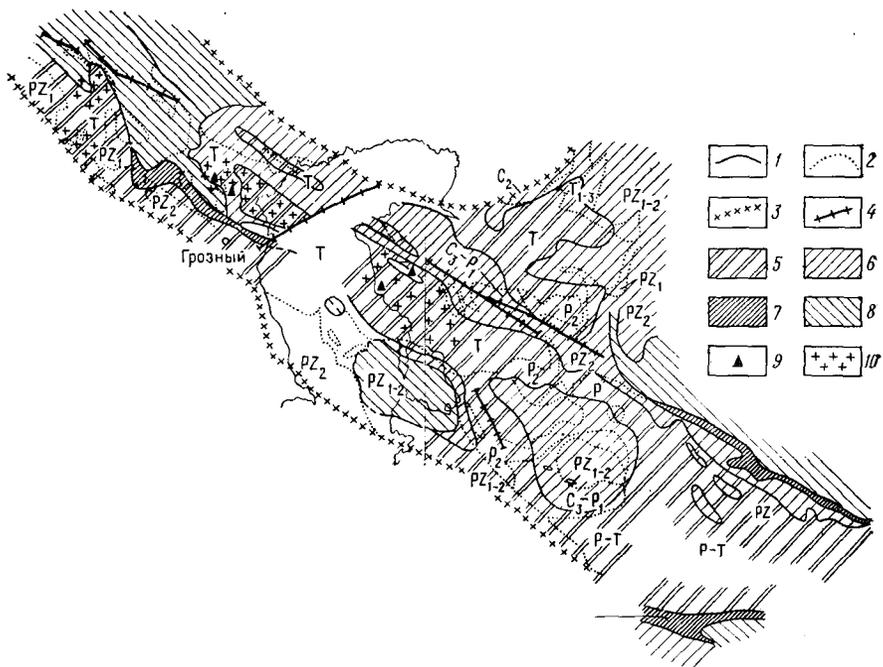


Рис. 43. Карта трансгрессивного налегания отложений осадочного чехла на подстилающие образования для Скифской и Туранской плит (палеогеологическая карта к началу отложения осадочного чехла приведена по А. И. Летавину, В. С. Князеву и А. М. Чарыгину).

Границы распространения отложений: 1 — основания осадочного чехла, 2 — доюрских; 3 — краевые швы; 4 — разломы; зоны преимущественного развития на доюрской поверхности отложений платформенного чехла: 5 — нижней юры, 6 — средней юры, 7 — верхней юры, 8 — нижнего мела; 9 — промышленные притоки нефти и газоконденсата из триасовых отложений; 10 — территории, перспективные для верхненермско-триасовых отложений Мангышлака и Устюрта и триасовых Восточного Предкавказья

ния разновозрастных образований. Для того чтобы выяснить влияние эрозионного рельефа, палеогеологическую карту совмещают с картой мощностей трансгрессивного комплекса.

На палеогеологической карте выходами разновозрастных отложений оконтуривают структурные элементы различного порядка, что даст возможность получить дополнительную информацию для прогнозирования распространения зон выклинивания и стратиграфического срезания. Показ литологической характеристики отложений, выходящих на поверхность размыва и перекрывающих ее, позволяет более определенно судить о возможных типах неструктурных ловушек, связанных с поверхностью несогласия в конкретных районах.

На рис. 43 совмещены палеогеологическая карта и карта трансгрессивного налегания, построенные для подошвы осадочного чехла Скифской и Туранской плит.

§ 6. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НЕСТРУКТУРНОГО ТИПА

Геофизические методы при поисках неструктурных залежей нефти и газа детально рассмотрены в специальных курсах. Здесь мы остановимся лишь на некоторых основных направлениях исследований, отражающих современный уровень работ.

Сейсмические методы

Сейсмические исследования — это основной вид геофизических работ, используемый для обнаружения ловушек неструктурного типа, в первую очередь это относится к методам отраженных волн (МОВ) и общей глубинной точки (МОГТ). Сейсмические исследования часто комплексуются с гравиметрическими и электро-разведочными. Наиболее благоприятные результаты получены по прослеживанию зон литологического выклинивания и стратиграфического срезания в Западно-Сибирской, Предкавказско-Крымской, Туранской, Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях, в Апшеронской нефтегазоносной области, в шельфовых частях акваторий Каспийского, Черного и Азовского морей.

Сложность прослеживания зон выклинивания заключается в том, что при фазовой корреляции выклинивающаяся пачка фиксируется лишь до тех пор, пока ее мощность больше длины сейсмической волны. Существующими методами удастся установить зону выклинивания для пачек мощностью лишь более 70 м. По Р. Кингу, для районов Северной Америки разрешающая способность сейсморазведки в наиболее благоприятных условиях не позволяет выделять пласты мощностью менее 30 м.

Для сейсмических методов поисков в последнее десятилетие характерно их успешное развитие в двух направлениях: 1) цифровая обработка данных и синтетическое моделирование и 2) исследование литолого-фациального состава отложений. Последнее направление получило у американских геофизиков название «сеймо-стратиграфия», хотя, как известно, с помощью комплекса сейсмических исследований решают чисто литологические задачи: прослеживание литологических границ, определение морфологических особенностей отдельных фациальных комплексов и т. д. Стратиграфическое же изучение предусматривает обязательное определение возраста отложений.

Существенное повышение качества получаемых результатов на современном уровне достигнуто благодаря совершенствованию методики и техники работ. Это — переход на цифровую регистрацию и систему многократных перекрытий при полевых наблюдениях, совершенствование цифровой обработки, новые способы визуализации сейсмических данных, создание новых методов интерпретации, основанной на использовании всего объема полезной информации сейсмических данных, и т. д.

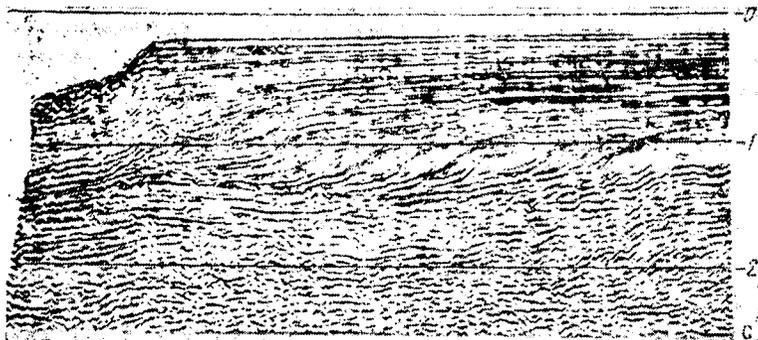


Рис. 44. Сейсмический профиль краевой зоны дельты крупной речной системы (по материалам корпорации «Юнайтед джеофизикал»)

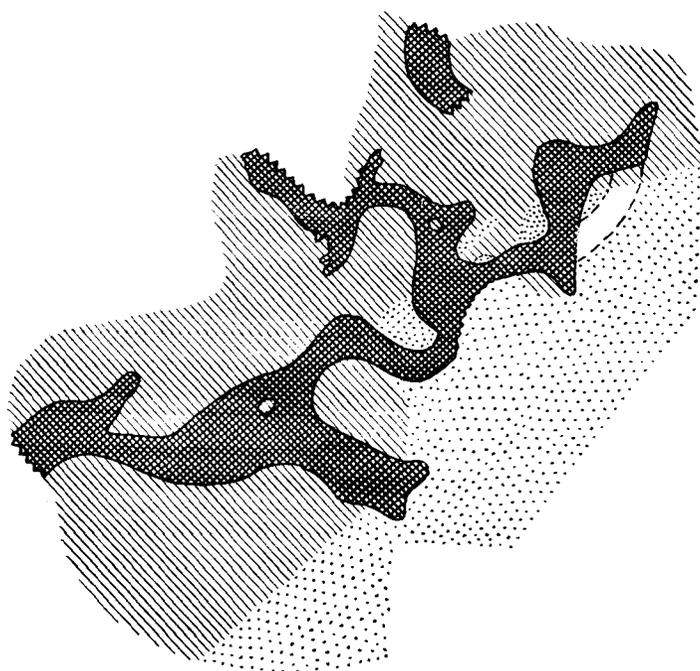


Рис. 45. Карта изменения литологических свойств пород, построенная на основе статистического анализа формы волны, зафиксированной на сейсмических профилях (различной штриховкой показаны разные типы русловых песчаников) (по К. Уотерсу и Д. Райфу, 1975 г.).

Возможности применения сейсмических методов в тех или иных геологических условиях оценивают с помощью метода синтетических сейсмограмм, дающих возможность изучить структуру волнового поля в заданных временных и глубинных интервалах.

В трудах геологов и геофизиков США Р. Шериффа, А. Грегори, П. Вейла, М. Добрин и других, изданных в нашей стране [11], приведены конкретные примеры по применению сейсмических методов с целью выявления ловушек неструктурного типа для районов Северной и Южной Америки, Западной Европы, Африки. Рассмотрим некоторые из них.

М. Добрин на рис. 44 иллюстрирует отображение на сейсмическом профиле краевой зоны дельты крупной речной системы. Мощность отложений дельты превышает 900 м, а ее протяженность составляет 32 км. Обращает на себя внимание резкий подъем края шельфа до современного положения после длительного периода горизонтальных движений.

В штате Оклахома (США) были проведены экспериментальные исследования, целью которых явилось определение связи формы записи отраженных волн с литологическими свойствами пород с последующей статистической обработкой данных. По серии скважин, через которые проходят сейсмические профили, для пенсильванского комплекса Морроу намечена зона распространения русловых песчаников (рис. 45). Выделение их происходило с учетом данных акустического каротажа в скважинах, с помощью построения синтетических сейсмограмм и последующего сопоставления диаграмм акустического каротажа, синтетических и полевых сейсмограмм для интервала разреза, представленного породами с различной литологической характеристикой.

В последнее десятилетие в нашей стране разрабатывается направление, известное под общим названием — прогнозирование геологического разреза (ПГР), заключающееся в определении по геофизическим данным состава горных пород, в прогнозировании условий их образования и поисках аккумулятивных тел, являющихся ловушками нефти и газа. Эти работы успешно ведутся в ЦГЭ, ВНИИ Геофизике, ВНПО «Союзморгео» и других организациях.

Широкое развитие в настоящее время получила также скважинная сейсморазведка, основанная на совместной интерпретации геофизических материалов и результатов глубокого бурения скважин. Метод вертикального сейсмического профилирования (ВСП) и его разновидности — поляризационный метод — позволяют изучать физические свойства разреза в около- и межскважинном пространстве с радиусом до 3 км. Эти исследования расширяют возможности поисков зон выклинивания и картирования их в плане. Эффективность прогнозирования резко возрастает при цифровой регистрации и обработке сейсмических данных.

Для слабо изученных районов ряда нефтегазоносных провинций и областей СССР с помощью сейсмических методов удалось выделить и проследить различные по составу литологические толщи, установить общий характер фациальной обстановки, наметить в разрезе возможные коллекторские и экранирующие толщи и дать прогноз распространения ловушек неструктурного типа. В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции М. Я. Рудкевичем

и др. были закартированы зоны региональных литолого-фациальных замещений продуктивных пластов в нижнемеловых отложениях, с которыми связаны структурно-литологические залежи, в частности на Федоровском (пласт БС₁₁), Усть-Балыкском (пласт БС₁₀) и других местоскоплениях.

Высокоточные материалы по нефтегазоносным районам получены в результате комплексного анализа особенностей волнового поля, очищенного от кратных волн, данных о пространственном поведении пластовых скоростей, амплитуд, частот, полярности отраженных волн и других параметров [9]. При этом большое внимание уделяется сейсмическому картированию аккумулятивных (клиноформных) седиментационных тел, широко распространенных в пределах прибрежных, мелководных зон и хорошо выраженных склонов бассейнов седиментации (рифогенные, баровые тела, дельтовые образования и т. д.).

Для изучения внутреннего строения литологически неоднородных отложений применяют методику детального прогнозирования геологического разреза (ДПРГ) [9], базирующуюся на обработке сейсмических и скважинных материалов (ГИС). Комплексные исследования позволяют изучить особенности строения пластов мощностью 15—20 м, для которых строятся двумерные поля динамических параметров сейсмических волн, литолого-акустические разрезы скважин и временные разрезы эффективных коэффициентов отражения (ЭКО).

Интерпретация полученных результатов позволяет создать модель тонкослоистого разреза, проследить границы пластов, отметить выклинивания, тектонические нарушения, определить соответствие между акустическими и литологическими границами и т. д. Так, по этой методике в Нюрольской впадине Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции по акустическим границам выделены кровля и подошва баженовской свиты, доюрская поверхность, отмечены тектонические нарушения, прослежены угольные и песчаные реперы в разрезе, локализованы зоны выклинивания песчаников, определены интервалы улучшения коллекторских свойств в баженовской свите.

В последние годы в ЗапСибНИГНИ разработан метод сейсмоэнергетического картирования при выделении нефтесодержащих горизонтов. При этом используются энергетические и спектральные параметры волнового поля — прямые индикаторы присутствия нефти в пласте. Этот метод применен для исследования нефтегазонасыщенности в литологических залежах баженовской свиты верхней юры [9]. Установлено, что энергоотдача нефтенасыщенных разностей продуктивного пласта Ю₀ почти на порядок меньше энергоотдачи непродуктивных горизонтов. Это позволило прогнозировать распространение нефтенасыщенных частей разреза баженовской свиты с коэффициентом успеха около 87 %.

В шельфовых частях акваторий задачи поисков неструктурных ловушек успешно решаются на основе метода отраженных волн. При использовании многоканальных приемников упругих колеба-

ний с широким спектром и записью изучаемых сигналов получают высокоточные материалы, которые при обработке на ЭВМ позволяют получить максимальную разрешенность сейсмозаписи и очень точно определить кинематические и динамические характеристики волновой среды [9].

Гравиметрические, магнитометрические и электроразведочные методы

Гравиметрические исследования успешно применяют в комплексе с сейсмическими для выявления зон нефтегазоаккумуляции рифогенного типа.

Комплексирование высокоточной гравимагниторазведки и сейсморазведки МОГТ успешно используют при поисках неструктурных залежей в вулканогенно-осадочных образованиях Азербайджана. Для этого типа разреза гравитационное поле хорошо отражает геологическое строение с характерными крутыми углами падения на крыльях структур, резким изменением литофаций и т. д. [9]. Вследствие повышенной магнитной восприимчивости вулканогенных пород здесь эффективно применение магниторазведки. Комплексирование высокоточной гравиразведки и магниторазведки с сейсморазведкой МОГТ, в частности, позволяет установить зоны выклинивания на склонах крупных поднятий в вулканогенно-осадочной толще мезозойских отложений Азербайджана.

Поиски неструктурных залежей с помощью электроразведочных методов заключаются в измерении горизонтальной геоэлектрической неоднородности, связанной с изменением физических свойств пород по горизонтали и наличием наклонных границ. По материалам вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) и метода теллурического зондирования (МТЗ) в комплексе с поисковым и разведочным бурением для ряда нефтегазоносных областей Азербайджана выявлены фациальные замещения, зоны выклинивания песчаных горизонтов [9].

Большие возможности применения электроразведочных работ на акватории Каспийского моря, в том числе и по прямым поискам залежей, показаны коллективом исследователей ЮжВНИИГеофизики и Азнефтехима. Исследования в модификации непрерывного дипольного осевого зондирования, непрерывного осевого профилирования, морского картировочного электропрофилирования в совокупности с сейсморазведкой позволили проследить латеральную неоднородность разреза, связанную со сменой литолого-фациального состава и изменением характера нефтенасыщенности пластов. На картах изоминимумов отражаются сводовые части складок, характеризующиеся приближением к дневной поверхности проводящих отложений.

Большое значение имеют электроразведочные методы ВЭЗ и МТЗ для картирования погребенного рельефа фундамента, с которым связаны ловушки литологического выклинивания и прилегания.

Промысловые геофизические методы

Последние достижения в проведении и интерпретации геофизических исследований скважин свидетельствуют о накоплении опыта использования интерпретационного математического обеспечения на мини-ЭВМ, установленных на каротажных станциях и в стационарных центрах обработки данных каротажа [9]. Математическое обеспечение представляет собой комплексы программ, позволяющих, в частности, исследовать сложно построенные многокомпонентные карбонатные и глинистые породы и оценивать по данным каротажа пористость, характер насыщения флюидами, количество и тип глинистых минералов, тяжелых минералов и т. д.

Данные промысловой геофизики широко используют при диагностике фациальных условий осадконакопления и выделении аккумулятивных тел различного генезиса. При этом для терригенного разреза наиболее успешно применяют анализ каротажных диаграмм самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной радиоактивности (ГК).

По данным И. С. Джафарова, в составе песчано-глинистой продуктивной толщи Апшеронского полуострова по форме кривой ПС удается выделить русловые и дельтовые песчаники, береговые бары, песчаники в основании трансгрессивных серий, по форме кривой ГК — уточнить литологию и текстурные особенности разреза (глины, глинистый конгломерат, песчанистый конгломерат, микрослоистый песчаник и т. д.). Однако при этом следует учитывать то обстоятельство, что на форму кривой ПС большое влияние оказывает минерализация пластовых вод, на форму кривой ГК — присутствие в породах минералов с высокой естественной радиоактивностью.

Для продуктивных юрских отложений Мангышлака, включающих континентальные, переходные и морские фации, В. С. Муромцевым разработаны электрометрические модели фаций, отличающиеся индивидуальными особенностями строения кривой ПС. Метод естественной радиоактивности применялся для уточнения полученных результатов. Этот способ предусматривает широкое использование математических методов обработки данных с применением ЭВМ. Он был успешно апробирован для продуктивных отложений Куйбышевского Поволжья и Центрального Приобья при поисках неструктурных залежей.

В последние годы среди геофизических методов, позволяющих выделить несогласия в разрезе и различные клиноформы на шельфе морей, наибольшее значение приобрели методы сейсмоакустического каротажа.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НЕСТРУКТУРНОГО ТИПА

В геологоразведочном процессе выделяют три этапа — региональный, поисковый и разведочный, на поисковом этапе — две стадии: выявление и подготовка структур к поисковому бурению (в данном случае это подготовка ловушек неструктурного типа к поисковому бурению) и поиск местоскоплений (залежей).

В последние годы прорабатывается вопрос о расчленении поисково-разведочного процесса на большее число этапов и стадий, что прежде всего связано с новыми направлениями работ по изучению глубокопогруженных горизонтов, по выявлению малоамплитудных структур, неструктурных ловушек. С этой целью А. Г. Алексин предлагает выделить самостоятельный этап, включающий две стадии — региональную и рекогносцировочную, на поисковом этапе работ добавить заключительную стадию — промышленной оценки выявленных скоплений углеводородов [9].

§ 1. РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЭТАП

Основная конечная задача региональных геолого-геофизических работ — это выделение возможных зон нефтегазонакопления, связанных с литологическим выклиниванием и замещением, с поверхностями стратиграфических несогласий, зон нефтегазонакопления литологически ограниченного типа для дальнейшей их детализации.

Комплекс геолого-геофизических исследований в начале этого этапа предусматривает прогнозно-рекогносцировочные работы по изучению характера тектонического и палеотектонического развития территории, выявлению формаций и фаций, благоприятных для образования неструктурных ловушек, определению возможностей нефтегазообразования и нефтегазонакопления и других наиболее общих особенностей строения нефтегазоносных территорий. По итогам прогнозно-рекогносцировочных работ должно быть намечено положение древних береговых линий морских бассейнов, зон фациального замещения, стратиграфического срезания и т. д., что является необходимой основой для выделения перспективных зон нефтегазонакопления различного типа на заключительной стадии этапа региональных работ.

Основные методы работ на этом этапе — это региональные геолого-геофизические исследования в комплексе с бурением опорных и параметрических скважин. На этой стадии для поисков неструктурных залежей составляют мелкомасштабные карты (1 : 500 000 и 1 : 200 000): палеотектонические, литолого-фациальные, палеогеографические, палеогеоморфологические, карты геофизических сейсмофаций, геолого-геофизические профили и палео профили и т. д.

В пределах акваторий методические приемы выделения неструк-

турных ловушек на этапе региональных работ, по Я. П. Маловицкому, следующие:

визуальный анализ формы сейсмической записи и выделение сеймостратиграфических комплексов, в ряде случаев ограниченных поверхностями несогласий;

изучение амплитуд, частот, интервальных скоростей и других кинематических и динамических параметров волнового поля с целью разграничения его на различные типы;

прогнозирование на основе структуры волнового поля и анализа сейсмофаций русловых, дельтовых, прибрежно-морских, мелко-водных и глубоководных фаций;

районирование изучаемых акваторий по распространению возможных зон нефтегазонакопления неструктурного типа различного генезиса.

Прогнозную оценку запасов перспективных территорий производят главным образом по категории D_2 и частично D_1 (на тектонических элементах, в пределах которых имеются опорные или параметрические скважины).

§ 2. ПОИСКОВЫЙ ЭТАП

Стадия подготовки ловушек неструктурного типа к поисковому бурению включает проведение детальных геолого-геофизических исследований в масштабах 1 : 100 000 и 1 : 50 000. На этой стадии в новых нефтегазоносных районах бурят параметрические скважины, в старых районах производят переинтерпретацию данных поискового и разведочного бурения, промыслово-геофизических материалов на уже открытых залежах и местоскоплениях. Далее строят детальные литолого-фациальные, палеогеографические и палеогеоморфологические карты и профили, карты мощностей и литологических свойств проницаемых и непроницаемых горизонтов, геолого-геофизические карты и профили, отражающие положение и морфологию возможных неструктурных ловушек и т. д.

Подсчет запасов на стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению производят в основном по категориям D_1 , частично D_2 и категории C_3 .

В пределах акваторий детализация выявленных неструктурных ловушек и прогнозирование их нефтегазоносности наиболее эффективны при комплексировании сейморазведки МОГТ по сети профилей, высокоточной грави-, магнито- и электроразведки с последующей обработкой результатов на ЭВМ [9].

Целью стадии поисков местоскоплений (залежей) является открытие залежей нефти и газа, установление промышленной значимости местоскопления с подсчетом запасов по категориям C_2 и частично C_1 и передачей его в разведку или консервацию. Параллельно уточняют особенности строения ловушек, детализируют литологические особенности коллекторских и экранирующих толщ; изучают необходимые параметры для подсчета запасов. На этой

стадии широко используют материалы ранее пробуренных скважин различных категорий с их последующей обработкой.

В размещении поисковых скважин для обнаружения скоплений углеводородов литологического, стратиграфического и рифогенного типов имеется своя специфика.

Скопления нефти и газа литологического типа. Зоны нефтегазонакопления, местоскопления и залежи литологического типа, как уже отмечалось, бывают приурочены к участкам выклинивания или замещения пород-коллекторов слабопроницаемыми отложениями, к руслам древних рек и их дельтам, к баровым песчаным образованиям древних береговых линий морей и к отдельным изолированным песчаным линзам. Выклинивание пород-коллекторов или их замещение устанавливают в пределах склонов как крупных антиклинальных поднятий, так и отдельных локальных структур, на склонах крупных моноклиналей и в бортовых частях впадин.

В районах, где по геолого-геофизическим данным предполагается наличие зон выклинивания или замещения, закладывают редкие профили поисковых скважин, расположенные вкрест простирания возможной зоны. Скважины на профилях целесообразно бурить последовательно от более полного разреза по направлению сокращения мощности или литологического замещения. Первоначальное расстояние между скважинами может быть большим (до 5 км), а в последующем должно уменьшаться. В дальнейшем, после установления наличия залежи, бурение производят небольшими профилями, заложенными по простиранию, для ее прослеживания. При этом главной задачей является установление водо- или газонефтяного контакта. Положение линии выклинивания, как правило, скважинами не выявляется; эта задача перекладывается на разведочные и опережающие эксплуатационные скважины.

Литологические залежи, связанные с выклиниванием пластов на крыльях или периклинальных окончаниях локальных структур, устанавливают при заложении отдельных скважин в этих частях структур.

Залежи, приуроченные к руслам древних рек, получили название рукавообразных. Они характеризуются резкой изменчивостью состава и отсортированности песчаного материала и имеют извилистые контуры в плане и выпуклое основание песчаной линзы. Методика поисков рукавообразных залежей была предложена впервые И. М. Губкиным в 1911 г. и заключалась в построении наклонных структурных карт с показом русла древней реки и мощностей песчаников.

А. Я. Кремс и С. Т. Коротков разработали метод разведки рукавообразных залежей «клином» или тремя скважинами, одна из которых выдвинута в сторону предполагаемого русла. Таким способом можно оконтуривать и заливообразные залежи. Рукавообразные залежи могут быть разведаны также системой коротких поперечных профилей, расстояние между которыми зависит от выдержанности песчаного тела.

Шнурковые залежи типа баров характеризуются тем, что баровые тела располагаются одно за другим вдоль древней береговой линии морского бассейна, имеют плоское ложе и выпуклую верхнюю поверхность. Заложение поисковых скважин для обнаружения залежей этого типа производят короткими профилями, расположенными вкрест предполагаемого простираения баровых тел.

Скопления нефти и газа стратиграфического типа. Залежи углеводородов стратиграфического типа наиболее часто бывают связаны с головными участками эродированных пластов, несогласно перекрытых слабопроницаемыми породами, а также с выклинивающимися пластами пород-коллекторов, расположенных над поверхностью несогласия. Поиски и разведка подобных залежей сопряжены с большими трудностями.

Поисковое бурение на залежи стратиграфического типа производят после составления палеогеоморфологических структурных и литологических карт поверхностей несогласия и перекрывающих их отложений. Целесообразно комплексирование поискового бурения и детальных сейсмических работ. Профили поисковых скважин закладывают вкрест простираения предполагаемой зоны стратиграфического срезания. Расстояние между скважинами зависит от предполагаемой величины угла несогласия.

В том случае, если поверхность несогласия частично срезает антиклинальные поднятия, образуются так называемые «лысье» структуры, а залежи имеют форму кольца. Принцип заложения поисковых и разведочных скважин для них, по существу, не отличается от принципа размещения скважин для приконтактного типа залежей. Разбуривание производят по двум взаимно перпендикулярным профилям, причем первые скважины закладывают на удалении от свода. Число скважин необходимо увеличить для определения границы срезанного пласта.

Скопления нефти и газа рифогенного типа. Принципы заложения поисковых скважин на рифовых массивах изложены по А. А. Бакирову, В. С. Мелик-Пашаеву и Г. Т. Юдину. После проведения необходимого комплекса геолого-геофизических исследований бурят единичные поисковые скважины в сводовых частях рифовых массивов. Для сравнительной оценки перспектив нефтегазосности целесообразен охват поисковым бурением одновременно нескольких рифовых тел.

В последние годы на рифовых местоскоплениях Башкирии применяют бурение многоствольных скважин при поисках погребенных рифов. В том случае, если основной ствол поисковой скважины попал в основание рифа, дополнительный ствол направляют в сторону подъема рифовых известняков. Многоствольное бурение дает положительные результаты в связи с тем, что залежи в рифах имеют обычно высокий этаж нефтеносности (1000 м и более) при незначительных размерах площади. При обычном бурении поисковых и разведочных скважин по профилям расстояния между ними не должны превышать 300 м. Бурение наклонных скважин позволяет вместо трех-четырех отдельных скважин пробурить

скважину с двумя-тремя дополнительными стволами, отклонение которых от основного ствола может составить 300—600 м.

§ 3. РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП

Задачи разведочного этапа для залежей и местоскоплений неструктурного типа практически не отличаются от задач, стоящих перед разведкой местоскоплений структурного типа. Конечная цель этого этапа — подсчет запасов нефти и газа по промышленным категориям C_1 , C_2 и составление схемы разработки местоскопления.

Разведочный этап сопровождается построением крупномасштабных корреляционных схем, литолого-фациальных карт и профилей, карт песчанности, глинистости, карбонатности, коллекторских и экранирующих свойств отложений.

Основными направлениями в совершенствовании методики поисков неструктурных залежей являются [9]:

ревизия по единым программам всех геолого-геофизических материалов для оценки и переоценки перспектив нефтегазоносности неструктурных ловушек (на всех стадиях исследований);

выделение в нефтегазоносных провинциях территорий, перспективных в отношении поисков неструктурных залежей, в качестве опорных полигонов для проведения полного комплекса геолого-геофизических, геохимических и буровых работ.

С этой целью в ИГиРГИ разработаны требования к выбору таких эталонных полигонов и даны рекомендации по проведению опытно-методических работ с последующей проверкой бурением. Опытно-методические полигоны расположены на территории Волго-Уральской, Прикаспийской, Западно-Сибирской и Предкавказской нефтегазоносных провинций. В комплекс опытно-производственных работ входят параметрическое, структурно-поисковое и поисковое бурение, сейсморазведка МОГТ повышенной разрешающей способности, высокоточная гравимагниторазведка, электро-разведка, геохимические и дистанционные методы, а также промыслово-геофизические исследования, включающие акустический каротаж, вертикальное сейсмическое профилирование, газокаротаж и т. д.

Глава XIII.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОБНАРУЖЕНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ НЕСТРУКТУРНОГО ТИПА НА ТЕРРИТОРИИ СССР

Возможности открытия залежей местоскоплений и зон нефтегазоаккумуляции неструктурного типа в нефтегазоносных провинциях СССР оцениваются многими исследователями очень высоко. К настоящему времени в нашей стране уже выявлено большое число

залежей и местоскоплений главным образом комбинированного типа — структурно-литологических, структурно-стратиграфических. Их число и разведанные запасы возрастают по мере детализации поисковых и разведочных работ в основном в старых нефтегазоносных районах. Высок процент ловушек неструктурного типа для изученных районов Западно-Сибирской, Волго-Уральской, Тимано-Печорской и других нефтегазоносных провинций. Так, в неокомских отложениях Среднего Приобья широким распространением пользуются структурно-литологические залежи, с которыми связаны значительные запасы нефти.

В настоящее время в отдельных районах 25—30 % объемов выполняемых поисково-разведочных работ направлены на изучение неструктурных ловушек.

§ 1. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ЛИТОЛОГИЧЕСКИМ ВЫКЛИНИВАНИЕМ И ЗАМЕЩЕНИЕМ ПОРОД

Ловушки нефти и газа, образовавшиеся при литологическом выклинивании или замещении пород, имеют самое широкое распространение среди неструктурных ловушек. Зоны выклинивания продуктивных нефтегазоносных горизонтов известны в бортовых частях впадин, на склонах поднятий различного порядка, на моноклиналях и в пределах отдельных локальных структур.

Литологический экран, связанный с выклиниванием или замещением пород-коллекторов, установлен для многих залежей на местоскоплениях Волго-Уральской (Елшано-Курдюмском, Коробковском, Ромашкинском — залежь в песчаниках кыновского горизонта и др.), Западно-Кубанской (Калужском), Предкавказско-Крымской (Ачиулакском, Величаевском), Западно-Сибирской (на Шаимской группе местоскоплений, Новопортовском и др.) нефтегазоносных провинций.

Залежи, приуроченные к литологическому выклиниванию коллекторов на моноклинали, так называемые заливообразные, выявлены на геосинклинальном борту Западно-Кубанского прогиба, где они протягиваются от станции Ширванской до станции Новодмитриевской, на Баракаевском местоскоплении Лабино-Малкинского поднятия и в других районах.

На недавно открытом крупнейшем газовом местоскоплении Даулетабад-Донмезском, приуроченном к Бадхыз-Карабильской моноклинали в Юго-Восточной Туркмении, по всей вероятности, в формировании ловушек большая роль принадлежит литологическому фактору.

Перспективные зоны нефтегазонакопления образуют при выклинивании и фаціальном замещении регионально нефтегазоносные отложения верхнего визея в северо-западных частях Днепровско-Донецкой впадины.

В Прикаспийской нефтегазоносной провинции широкое развитие получили литологически экранированные при выклинивании залежи в подсоловых известняках карбона.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции геофизическими методами выявлены перспективные зоны выклинивания нефтегазоносных коллекторов на склонах Колвинского мегавала.

В Восточной Сибири перспективны склоны Непско-Ботуобинской антеклизы, северо-западный борт Вилюйской синеклизы. В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы отмечается выклинивание терригенных отложений верхнего докембрия, а также литологическое замещение коллекторов вверх по восстанию пластов по направлению к сводовой части антеклизы. На северо-западном борту Вилюйской синеклизы происходит региональное выклинивание газоносных мезозойских и верхнепалеозойских отложений. Максимальные перспективы связываются с верхней частью нижнетриасовых отложений и низами перми.

На территории нефтегазоносных провинций эпипалеозойских плит Скифской, Туранской и Западно-Сибирской, как уже отмечалось, основные перспективы поисков неструктурных залежей связаны с песчано-глинистой субугленосной формацией нижней — средней коры, а в ее составе — с песчано-глинистой субформацией смешанного континентального и морского генезиса.

На Скифской плите в составе песчано-глинистой субформации смешанного происхождения, распространенной преимущественно в Восточном Предкавказье и отчасти в низах разреза Восточно-Кубанской и Чернолесской впадин, наиболее широко представлены зоны выклинивания песчаных горизонтов. Самыми перспективными из них в Восточном Предкавказье являются, по данным А. Г. Алексина, Г. Т. Юдина и др., зоны выклинивания нижеюрской базальной, среднеюрской песчано-гравелитовой и среднеюрской песчаной пачек, разделенных глинистыми отложениями, в Приозерно-Демьяновской, Новоколодезной и Урожайненско-Зурмутинской зонах. Перспективны зоны выклинивания на северном борту Восточно-Манычского прогиба, а также региональная зона выклинивания отложений нижней и средней юры, прослеживаемая в пределах Кизлярской ступени, склонов Крайновского поднятия и восточного склона Минераловодского выступа.

В Восточно-Кубанской впадине, по данным В. А. Николенко, большие перспективы связываются с выклиниванием и стратиграфическим срезанием песчаников плинсбаха (нижняя юра) в ее северо-восточной и западной бортовых зонах, а также в Тульско-Баракаевском районе, где ожидаются, помимо литологических, литолого-стратиграфические и структурно-литологические ловушки. По данным Ю. Т. Павленко, на юго-восточном замыкании Восточно-Кубанской впадины также отмечены перспективные зоны нефтегазонакопления стратиграфического срезания различных горизонтов нижней, средней и верхней юры и экранирование их нижне-меловыми отложениями.

На Туранской плите, в ее западной части, широкое распространение получили зоны выклинивания. Наиболее детально они изучены и перспективы их оценены для Южно-Мангышлакской и Се-

веро-Устьюртской нефтегазоносных областей Д. С. Оруджевой, А. К. Калугиным и др.

Наибольший интерес в Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области представляют зоны выклинивания песчаных пачек нижне- и среднеюрских отложений на северном борту Южно-Мангышлакского прогиба в зоне Большой Мангышлакской флексуры и в южной части Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, а также на крыльях и западном погружении в акваторию Каспийского моря Тюбеджикского вала. Перспективны также Шахпахтинская тектоническая ступень, северный и западный склоны Карабогазского и Бузачинского выступов.

В Северо-Устьюртской нефтегазоносной области, по данным Д. С. Оруджевой, А. К. Калугина и др., наибольшее значение для поисков имеют северный, западный и южный склоны Бузачинского свода. Подтверждением перспективности зон выклинивания является залежь в средней юре месторождения Каражанбас. Перспективными также считаются зоны выклинивания нижнеюрских отложений на северном борту Барсакельмесской и на юго-западном борту Бейнеуской впадин.

В Амударьинской синеклизе изучение возможности обнаружения залежей неантиклинального типа проводилось в 1976 г. нами совместно с Н. И. Громадиной. Расчленение разреза терригенной юры на проницаемые горизонты и перекрывающие их покрывки показало, что на склонах валов, поднятий, тектонических ступеней происходит выклинивание или отмечается прилегание некоторых горизонтов к выступам фундамента. Наиболее значительны и перспективны зоны выклинивания на северном склоне Бадхыз-Карабильского поднятия, зоны прилегания проницаемых горизонтов XIX и, возможно, XX и выклинивания горизонтов XVII и XVIII на юго-западном и южном склонах Чарджоуского выступа, зоны прилегания горизонтов XIX и XX на склонах Ачакского вала и, по всей вероятности, на склонах Кирпичлинского и Багаджинского валов, а также, возможно, на южном склоне Учаджинского поднятия.

В пределах Западно-Сибирской плиты вопрос о возможности обнаружения ловушек неантиклинального типа освещен в работах М. В. Коржа, М. С. Зонн, С. И. Филиной и др. Среди прогнозируемых типов преобладают зоны, приуроченные к руслам и дельтам рек в нижнесреднеюрской части разреза. Зоны выклинивания нижних секций разреза, которые могут представить интерес, имеют развитие в центральных и северных частях плиты: на бортах Колтогорско-Уренгойской системы прогибов, в первую очередь на западном, и Усть-Енисейской синеклизы.

Большое значение могут иметь зоны выклинивания верхнеюрских базальных горизонтов, сложенные песчаниками и конгломератами в Тобольском Прииртышье. Широкое развитие, в особенности в Приуральской, Фроловской и Каймысовской нефтегазоносных областях, получили структурно-литологические залежи, связанные с выклиниванием продуктивных пластов к сводам ло-

кальных структур (местоскопления Березовской и Шаимской групп, Елизаровское, Восточно-Межовское, Веселовское и др.).

Перспективны зоны выклинивания неокомских отложений в Западной Сибири. Представляют интерес литологические ловушки в плиоцене Азербайджана, в частности в зоне выклинивания калинской свиты в северо-западной части Апшеронского архипелага, в Западной Туркмении и на акватории Южного Каспия.

На акватории Каспийского моря в бортовых частях Келькоро-Кусарского прогиба отмечается выклинивание отдельных горизонтов в нижней части продуктивной толщи (свиты КаС, ПК), в Терско-Каспийском краевом прогибе, на склонах Карабогазского и Песчаномысского сводов прослеживаются зоны выклинивания в миоцен-олигоцен-плиоценовых отложениях, являющиеся перспективными для поисков скоплений углеводородов [9].

§ 2. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С РУСЛОВЫМИ, ДЕЛЬТОВЫМИ, БАРОВЫМИ И ДРУГИМИ ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ОГРАНИЧЕННЫМИ ЛОВУШКАМИ

Рукавообразные залежи, приуроченные к палеоруслу рек, помимо широко известных в фораминиферовых отложениях Краснодарского края, установлены в Тимано-Печорской и Волго-Уральской (на Покровском местоскоплении, нефтяная залежь в песчаниках каменноугольного возраста) нефтегазоносных провинциях.

Перспективны русловые и дельтовые фации и связанные с ними ловушки нижней и средней юры Усть-Енисейской синеклизы и Большехетской впадины на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Отдельные ловушки и зоны, приуроченные к древним руслам и дельтам рек, наиболее широко распространены в отложениях геттангского, синемюрского, плинсбахского, тоарского, ааленского и в меньшей степени — байосского и батского ярусов. Подтверждением этому, по М. В. Коржу, служит открытие залежей нефти, конденсата и газа в песчаных отложениях древних русел — местоскопления Яхлинское, Медведевское, Сильгинское, Сотэ-Юганское и другие и в дельтовом комплексе — батская залежь Новопортовского местоскопления. По данным В. Б. Белозерова и др., перспективным направлением являются поиски залежей в палеоруслах средней юры юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где уже выявлено 12 залежей нефти и газа. Залежи нефти в русловых и дельтовых образованиях в нижнесреднеюрских отложениях установлены также на ряде местоскоплений Нижневартовского (Северо-Варьганское, Варьганское, Тагринское) и Красноленинского (Талинское) сводов.

В Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области в нижне-среднеюрской части разреза широкое распространение получили русловые и дельтовые фации, нефтегазоносность которых установлена, в частности, на Узеньском месторождении. Перспективным направлением является прослеживание этих фаций в сторону акватории Каспийского моря.

В пределах Непско-Ботубинской антеклизы Сибирской платформы большая часть открытых местоскоплений в отложениях нижнемоготской подсветы вендско-нижнекембрийского возраста (Ярактинское, Аянское и др.) связана с ловушками русел и дельт.

В пределах западного борта Южно-Каспийской впадины в отложениях продуктивной толщи получили широкое развитие дельтовые фации (свиты ПК, НКП, свита «перерыва», низы балаханской свиты), с которыми связываются значительные перспективы [9]. Образование дельтовых отложений объясняется деятельностью палеорек Волги, Куры, Аракса, Пирсагата.

Местоскопления, приуроченные к баровым телам, в нефтегазоносных провинциях СССР пока не установлены. Они известны в США — местоскопления Бербенк с запасами нефти 79 млн. т, Глен с запасами 42 млн. т и др.

Перспективные баровые тела известны в пашийском и муллинском горизонтах на склонах Татарского свода, в верхнем девоне Омра-Сейвинского района [8].

Перспективы связываются также с поисками баровых тел и песчаных кос в верхней васюганской подсвете центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где получают развитие прибрежные и мелководно-шельфовые фации.

В нижнемоготской подсвете (венд) Непско-Ботубинской антеклизы также предполагается развитие перспективных баровых тел.

В терригенной слабокарбонатной формации верхней юры Западно-Сибирской плиты промышленное значение имеют специфические литологические ловушки в трещиноватых аргиллитах баженовской субформации. В оксфордской части разреза формации в восточной части Тюменской области предметом поисков могут явиться ловушки, связанные с барями, дельтами и речными руслами. По данным В. Н. Ростовцева, в отложениях васюганской свиты выделяются зоны литологического замещения и стратиграфического несогласного залегания внутри проницаемых пластов горизонта Ю₁. Устанавливается общий линзовидный характер залегания горизонта Ю₁.

Литологически ограниченные линзовидные и неправильной формы нефтяные залежи открыты на местоскоплениях Чекмагушском в Бирской седловине, Ташкала на Сунженском антиклинории, Нефтечала в Азербайджане.

§ 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО ТИПА

Стратиграфические и структурно-стратиграфические залежи установлены на местоскоплениях Ахтырско-Бугундырском в Западно-Кубанском прогибе, Казанбулаг в Азербайджане и в других регионах.

Перспективные зоны, связанные со стратиграфическим экранированием, выделяются в отложениях верхневизейского, нижневизейского подъярусов и в подсолевых и межсолевых отложениях девона в краевых частях Днепровско-Донецкой впадины.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции перспективные стратиграфические ловушки установлены в терригенных отложениях среднего девона Колвинского мегавала.

В нефтегазоносных провинциях Восточной Сибири поиски стратиграфических залежей ведутся в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, где ловушки связаны с региональными стратиграфическими перерывами, контролирующими положение основных продуктивных горизонтов. Наиболее перспективна часть разреза, сопряженная с региональным несогласием в основании мощной карбонатной вендско-кембрийской толщи. Другим перспективным объектом является северо-западный борт Вилюйской синеклизы, где стратиграфические ловушки в первую очередь могут быть встречены в зоне региональной поверхности несогласия между пермскими и триасовыми отложениями, а также могут быть приурочены к перерывам внутри пермских образований.

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции прослеживается региональная зона прилегания верхнеюрских продуктивных горизонтов к эрозионным останцам фундамента с установленной нефтегазоносностью в Шаимском районе.

На Туранской плите в нижнесреднеюрской терригенной субугленосной формации детальная корреляция разрезов позволила проследить и выделить два субрегиональных внутриформационных несогласия, с которыми могут быть связаны стратиграфические, структурно-стратиграфические и литолого-стратиграфические ловушки: на границе байосского и батского ярусов, а также батского и келловейского ярусов. Резко выраженное стратиграфическое и угловое несогласие на границе байосского и батского ярусов разделяет терригенную субформацию на два структурных комплекса: нижнеюрско-ааленско-байосский и батско-нижнекелловейский. Наиболее четко это несогласие фиксируется в пределах Ачакского и Султансанджарского валов, где отложения батского яруса (подгоризонт XVIIIa) трансгрессивно залегают на равновозрастных ааленских и байосских образованиях. Несогласие на границе батского и келловейского ярусов выражено значительно слабее.

Перспективные стратиграфические ловушки в среднеюрских аллювиальных отложениях установлены на полуострове Бузачи.

В карбонатной келловей-оксфордской формации Туранской и Скифской плит ловушки связаны с зонами стратиграфического срезания известняков и несогласного их перекрытия неокосскими отложениями на южном борту Восточно-Кубанской впадины и на западном и южном бортах Амударьинской синеклизы.

В Предгорном Дагестане перспективны ловушки, связанные с поверхностью несогласия на границе юрских и меловых отложений, в первую очередь в районе Дагестанского клина, Южно-Дагестанской ступени.

Литологические и стратиграфические залежи предполагается встретить в карбонатных отложениях нефтекумской свиты верхнечеремского возраста и в карбонатной пачке анизийского яруса

(средний триас) в зонах сочленения Таловского выступа с Восточно-Маньчжурским прогибом и последнего с валом Карпинского.

В провинциях складчатых территорий большое количество стратиграфических ловушек выявлено в Апшеронской, Куринской и Ферганской нефтегазоносных областях.

В Апшеронской нефтегазоносной области залежи стратиграфического типа предполагается обнаружить на погружениях складок банки Цюрупа, Мардакяны-море, банки Дарвина, острова Артема. Здесь же прогнозируется и литологическое выклинивание продуктивных горизонтов [9].

§ 4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ РИФОГЕННОГО ТИПА

Значительные нефтяные и газовые местоскопления открыты в рифовых массивах Волго-Уральской, Предуральской, Тимано-Печорской, Прикаспийской, Туранской и ряда других нефтегазоносных провинций СССР. Они связаны с ордовикскими, силурийскими, верхнедевонскими, каменноугольными, ниже- и верхнепермскими, юрскими отложениями.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции перспективны для поисков нефтяных местоскоплений, приуроченных к крупным рифам (высотой до 700 м), верхнедевонские — нижнетурнейские отложения бортовых частей Камско-Кинельской системы прогибов; в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции — рифовые зоны субширотного простирания на внешнем борту северной части Предуральского прогиба и прилегающей территории Хорейверской впадины. Здесь уже открыты залежи газа в органических ордовикских известняках, перекрытых соленосными толщами силурийского возраста (местоскопления Кочмесское, Берганты-Мыльское, Падимейское и др.).

В Прикаспийской нефтегазоносной провинции перспективны для обнаружения рифов подсолевые каменноугольно-нижнепермские отложения. Предполагается, что крупнейшее в провинции Карачаганское газоконденсатное местоскопление связано с рифогенной ловушкой.

В Туранской нефтегазоносной провинции крупные газовые местоскопления открыты в верхнеюрской рифогенной субформации Юго-Западного Узбекистана (Уртабулак и др.). Предполагается, что перспективная верхнеюрская рифогенная субформация прослеживается также на западном борту Амударьинской синеклизы, в Предкопетдагском прогибе. В Предкавказско-Крымской нефтегазоносной провинции эта формация установлена в бортовых частях Восточно-Кубанской впадины, ее развитие прогнозируется в Чернолесской впадине.

Геолого-геофизическими исследованиями последних лет установлены перспективные рифогенные образования в кембрийских отложениях периферических частей Нгьсаттинской впадины и Сун-

тарского поднятия в Восточной Сибири. На акватории Каспия (площади Южная—банка Андриевского) выявлен мезозойский барьерно-рифовый уступ. Отдельные рифовые тела с установленной нефтегазоносностью известны в палеозое Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в пермско-триасовых отложениях Восточного Предкавказья, перспективные— в Куринской впадине, в Апшероно-Прибалханской складчатой зоне и в других районах [9].

§ 5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ КОМБИНИРОВАННОГО ТИПА

Как уже отмечалось, зоны нефтегазонакопления, связанные со структурно-литологическими, структурно-стратиграфическими, литолого-стратиграфическими, структурно-литолого-стратиграфическими ловушками, имеют очень широкое распространение в нефтегазоносных провинциях.

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в юрско-неокомских продуктивных горизонтах Ю₁, БВ₁₀, БВ₈, БС₁₁, БС₁₀ и других пластах и в их возрастных аналогах выявлено большое количество залежей нефти и газа структурно-литологического типа. Мериционально вытянутые на сотни километров вдоль древней береговой линии ловушки в совокупности образуют, по И. И. Нестерову, структурно-литологические зоны нефтегазонакопления.

Промышленные залежи структурно-литологического типа установлены на Федоровском, Усть-Балыкском и других местоскоплениях, выявлены геофизическими методами на 30 перспективных структурах. Литологический экран образуется в результате замещения песчаников глинами.

Структурно-стратиграфические залежи широко распространены в юрских отложениях Западной Сибири (Шаимский и другие районы), в Волго-Уральской, Днепровско-Донецкой нефтегазоносных провинциях, в Предкарпатском прогибе, в Апшерочской и Нижнекуринской нефтегазоносных областях.

Литолого-стратиграфические ловушки получили широкое распространение в разрезе продуктивной толщи — в подкирмакинской свите (местоскопление Балаханы и дрр.), калинской свите (вместоскопление Кала), на нефтегазоносных структурах Центрального и Восточного Апшерона и на морских площадях. Перспективы связываются с Апшероно-Челекенским порогом, где предполагается встретить литолого-стратиграфические ловушки на склонах криптодиapiroвых и диаapiroвых структур.

Структурно-литолого-стратиграфические ловушки установлены в эффузивно-пирокластических образованиях верхнего мела Мурадханлинского нефтегазоносного района Азербайджана. Так, на Мурадханлинском нефтяном местоскоплении залежь приурочена к зоне выветривания эффузивно-пирокластических пород верхнего мела в пределах погребенного вулканогенно-тектонического поднятия, несогласно перекрытого отложениями верхнего эоцена и майкопа [9].

Заключение

Формационные, литолого-фациальные исследования с применением циклического анализа на стадии поисковых и разведочных работ позволяют решать следующие основные задачи:

выявление в разрезе фаций и формаций, благоприятных для образования нефтематеринских и газоматеринских отложений;

выяснение литолого-фациальных условий формирования регионально нефтегазоносных комплексов;

расчленение и корреляция разрезов осадочных пород с учетом цикличности и ритмичности их строения;

изучение литологических и палеогеографических факторов, предопределяющих распространение в разрезе осадочного чехла пород-коллекторов и пород-покрышек, приуроченность их к определенным фазам циклов различного порядка;

выяснение палеотектонической обстановки (в совокупности с анализом мощностей);

выяснение условий образования и закономерностей размещения зон нефтегазонакопления литологического, стратиграфического, рифогенного и комбинированного типов.

Формационный подход в изучении особенностей формирования и размещения залежей углеводородов и определении перспектив нефтегазоносности дает возможность проводить анализ для крупных литологически единых комплексов, геологических тел, характеризующихся общими особенностями строения и изменения всех геологических параметров.

Выделение, типизация, изучение внутреннего строения и пространственно-временных связей формаций, рассмотрение палеотектонических и палеогеографических черт развития, цикличности строения разрезов, выяснение закономерностей размещения скоплений нефти и газа внутри нефтегазоносных формаций — вот главные составляющие формационного анализа.

Одна из актуальных задач нефтегазовой геологии — обнаружение скоплений нефти и газа неструктурного типа, заключающих в себе значительные ресурсы углеводородов. Как было показано в четвертой части учебного пособия, роль формационных и литолого-фациальных исследований при этом очень велика. На Всесоюзной научной конференции по методике поисков стратиграфических и литологических залежей нефти и газа, проходившей в Баку (1983 г.), были проанализированы методические разработки последних лет, направленные на повышение эффективности поисков и разведки залежей нефти и газа литологического и стратиграфического типа. В решении конференции отмечено, что на базе литолого-палеогеографических, палеогеоморфологических, сейсмостратиграфических данных, изучения динамических и кинематических

параметров сейсмического поля, электрических моделей разрезов скважин и других видов исследований успешно разрабатываются методы регионального и локального прогнозирования залежей нефти и газа литологического и стратиграфического типа. Основные результаты этих исследований отражены в настоящем учебном пособии.

В ближайшие годы, как записано в решении конференции, планируется работа по общесоюзной комплексной программе, включающей теоретические исследования, обобщение накопленного материала, составление региональных и детальных итоговых графических документов, необходимых для разработки конкретных практических рекомендаций по поискам неструктурных залежей в перспективных регионах страны.

Список литературы

1. Бакиров А. А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., Недра, 1973.
2. Буш Д. А. Стратиграфические ловушки в песчаниках. М., Мир, 1977.
3. Губкин И. М. Учение о нефти. 3-е изд. М., Наука, 1975.
4. Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазонакопления / А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, Л. П. Мстиславская и др. М., Недра, 1982.
5. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа. Альбом-справочник / В. Я. Ратнер, Н. Н. Булатов, М. А. Зубова и др. М., Недра, 1982.
6. Крашенинников Г. Ф. Учение о фациях. М., Высшая школа, 1971.
7. Карогодин Ю. Н. Седиментационная цикличность. М., Недра, 1980.
8. Литологические, стратиграфические и комбинированные ловушки нефти и газа / А. А. Гусейнов, Г. А. Каледа, Р. Г. Самвелов и др. М., Недра, 1978.
9. Методика поисков стратиграфических и литологических залежей нефти и газа. Тезисы докладов на Всесоюзной научной конференции. Баку, изд. Азнефтехима, 1983.
10. Прошляков Б. К., Кузнецов В. Г. Литология и литолого-фациальный анализ. М., Недра, 1981.
11. Сейсмическая стратиграфия. Под ред. Ч. Пейтона. Пер. с англ. Г. А. Былевского и Ю. Г. Такаева под ред. Н. Я. Кунина и Г. Н. Гогоненкова, М., Мир, 1982.
12. справочник по литологии. Под ред. Н. Б. Вассоевича, В. Л. Либровича, Н. В. Логвиненко, В. И. Марченко. М., Недра, 1983.
13. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. Под ред. Р. Е. Кинга. Пер. с англ. Ю. Г. Такаева и И. П. Лаврушко под ред. С. П. Максимова. М., Недра, 1975.
14. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа / А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев, Г. Т. Юдин, М., Высшая школа, 1976.
15. Типы осадочных формаций нефтегазоносных бассейнов. Под ред. Н. Б. Вассоевича, П. П. Тимофеева, Ю. К. Бурлина и др. М., Наука, 1980.
16. Формационный анализ в нефтяной геологии. Под ред. Н. А. Крылова, О. М. Мкртчяна. М., изд. ИГиРГИ, 1981.
17. Цикличность отложений нефтегазоносных и угленосных бассейнов. Под ред. А. А. Трофимука, М. Ф. Мирчинка, Ю. Н. Карогодина. М., Наука, 1977.

Оглавление

Предисловие	3
Часть первая.	
НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ФОРМАЦИИ	
Глава I. Теоретические аспекты формационного анализа в нефтяной геологии	5
§ 1. Понятие о формации. Принципы выделения формаций. <i>А. А. Бакиров, А. К. Мальцева</i>	5
§ 2. Нефтегазоносные формации. <i>А. А. Бакиров</i>	9
§ 3. Региональные нефтегазоносные комплексы нефтегазоносных формаций. <i>А. А. Бакиров</i>	15
§ 4. Общая схема изучения нефтегазоносных формаций. <i>А. К. Мальцева</i>	23
Глава II. Нефтегазоносные формации платформенных областей. <i>А. К. Мальцева</i>	27
§ 1. Карбонатные формации	27
§ 2. Песчано-глинистые угленосные формации	30
§ 3. Песчано-глинистые формации	34
§ 4. Карбонатно-терригенные и терригенно-карбонатные формации	35
Глава III. Нефтегазоносные формации геосинклинальных областей. <i>А. К. Мальцева</i>	42
§ 1. Флишевые формации	42
§ 2. Карбонатные формации	43
§ 3. Терригенно-туффито-кремнистые формации	43
§ 4. Молассовые формации (тонкая моласса)	45
Часть вторая.	
ФАЦИИ, БЛАГОПРИЯТНЫЕ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И ПОКРЫШЕК	
Глава IV. Теоретические аспекты фациального анализа в нефтяной геологии. <i>А. А. Бакиров, А. К. Мальцева</i>	47
Глава V. Морские фации. <i>А. К. Мальцева</i>	50
§ 1. Шельфовые фации	51
§ 2. Глубоководные (батинальные и абиссальные) фации	61
Глава VI. Фации, переходные от континентальных к морским. <i>А. К. Мальцева</i>	62
§ 1. Фации лагун, лиманов и эстуариев	63
§ 2. Фации дельт	64
§ 1. Элювиальные фации	67
§ 1. Элювиальные фации	67
§ 2. Аллювиальные фации	68
§ 3. Озерные и болотные фации	70

Часть третья.

**РИТМИЧНОСТЬ И ЦИКЛИЧНОСТЬ СТРОЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩ,
ЗНАЧЕНИЕ ИХ ИЗУЧЕНИЯ ПРИ ПОИСКАХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ
И ГАЗА**

Глава VIII. Понятие о ритмичности и цикличности. Методы циклического анализа, <i>А. К. Мальцева</i>	72
---	----

Глава IX. Задачи поискового этапа исследований, решаемые с помощью изучения ритмичности и цикличности строения осадочных толщ. <i>А. К. Мальцева</i>	81
--	----

§ 1. Расчленение и корреляция разрезов	81
§ 2. Изучение цикличности строения осадочных толщ при оценке их нефтегазоносности	87

Часть четвертая.

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НЕСТРУКТУРНОГО ТИПА НА БАЗЕ ФОРМАЦИОННЫХ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Глава X. Проблема поисков скоплений нефти и газа неструктурного типа	90
--	----

§ 1. Состояние изученности проблемы. <i>А. К. Мальцева</i>	90
§ 2. Особенности геологического строения зон нефтегазонакопления неструктурного типа. <i>А. А. Бакиров</i> .	91

Глава XI. Комплекс геолого-геофизических исследований при поисках скоплений нефти и газа неструктурного типа в нефтегазоносных фациях и формациях. <i>А. К. Мальцева</i>	111
--	-----

§ 1. Формационные и литолого-фациальные исследования	111
§ 2. Изучение цикличности строения осадочных формаций	116
§ 3. Тектонические и палеотектонические исследования	116
§ 4. Палеогеографические исследования	117
§ 5. Палеогеоморфологические исследования	129
§ 6. Геофизические методы поисков скоплений нефти и газа неструктурного типа	136

Глава XII. Геолого-геофизические исследования на разных стадиях поисков скоплений нефти и газа неструктурного типа. <i>А. К. Мальцева</i>	142
---	-----

§ 1. Региональный этап	142
§ 2. Поисковый этап	143
§ 3. Разведочный этап	146

Глава XIII. Перспективы обнаружения зон нефтегазонакопления неструктурного типа на территории СССР. <i>А. К. Мальцева</i>	146
---	-----

§ 1. Перспективные зоны нефтегазонакопления, связанные с литологическим выклиниванием и замещением пород	147
§ 2. Перспективные зоны нефтегазонакопления, связанные с русловыми, дельтовыми, баровыми и другими литологически ограниченными ловушками	150
§ 3. Перспективные зоны нефтегазонакопления стратиграфического типа	151
§ 4. Перспективные зоны нефтегазонакопления рифогенного типа	153
§ 5. Перспективные зоны нефтегазонакопления комбинированного типа	154

Заключение	155
------------	-----

Список литературы	157
-------------------	-----

**Абдулхалат Абдуллатыпович Бакиров
Алиса Константиновна Мальцева**

**ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЙ
И ФОРМАЦИОННЫЙ АНАЛИЗ
ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ
СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ
И ГАЗА**

**Редактор издательства Н. К. Алферова
Технический редактор О. А. Колотвина
Корректор Ш а м о н о в а Т. Ю.**

ИБ 6124

Сдано в набор 01.04.85. Подписано в печать 29.08.85. Т-18636. Формат 60×90^{1/16}. Бумага книжно-журнальная. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 10,0. Усл. кр.-отг. 10,25. Уч.-изд. л. 11,31. Тираж 2350 экз. Заказ 315/389—7. Цена 45 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство
«Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19.

Московская типография № 32
Союзполиграфпрома при Государственном
комитете СССР по делам издательств,
полиграфии и книжной торговли.
103051, Москва, Цветной бульвар, 26.