



В. Б. ОЛЕНИН

•
НЕФТЕ -
ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ
РАЙОНИРОВАНИЕ
ПО
ГЕНЕТИЧЕСКОМУ
ПРИНЦИПУ

В. Б. ОЛЕНИН

553,98

НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ
РАЙОНИРОВАНИЕ
ПО
ГЕНЕТИЧЕСКОМУ
ПРИНЦИПУ

2082



Москва · «Недра» · 1977



Оленин В. Б. Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. М., «Недра», 1977, 224 с.

В книге всесторонне охарактеризована методика нефтегеологического районирования по генетическому принципу на основании признаков, непосредственно определяющих возникновение и существование нефтегазоносности выделенных элементов районирования. Подробно описана составленная система элементов районирования. Даны определения элементов различных категорий, разработаны их классификации, установлены критерии ограничения этих элементов. Земная кора разделяется на главные элементы районирования — нефтегазоносные бассейны и пространства вне последних. Обособлены основные разновидности этих пространств и отмечены их обязательные признаки. Проанализировано распределение разведанных запасов нефти, газа среди категорий бассейнов согласно их новой классификации. Показаны возможности практического использования предлагаемой методики и сделанных выводов о закономерностях распространения нефти и газа при оценке перспектив нефтегазоносности исследуемых территорий и выборе для них рационального комплекса нефтегазопоисковых работ.

Монография рассчитана на геологов-нефтяников и сотрудников научно-исследовательских организаций нефтяного профиля. Табл. 11, ил. 85, список лит. — 94 назв.

О $\frac{20804-053}{043(01)-77}$ —182—77

© Издательство «Недра», 1977

ИБ № 1009

Владимир Борисович Оленин
НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ
РАЙОНИРОВАНИЕ
ПО ГЕНЕТИЧЕСКОМУ ПРИНЦИПУ

Редактор издательства Т. А. Дементьева
Переплет художника Б. К. Силаева
Художественный редактор В. В. Шутько
Техн. редактор В. В. Соколова
Корректор Р. Я. Ускова

Сдано в набор 20/VIII 1976 г. Подписано в печать 20/XII 1976 г. Т-21459. Формат 60×90^{1/16}.
Бумага № 2. Печ. л. 14,0. Уч.-изд. л. 14,45. Тираж 800 экз. Зак. 2293/6186-7. Цена 1 р. 56 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.
Московская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете
Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Высокие темпы роста добычи нефти и газа в нашей стране должны обеспечиваться значительным и непрерывным увеличением разведанных нефтяных и газовых запасов. Наряду с выявлением дополнительных ресурсов этих полезных ископаемых на уже известных и хорошо изученных нефтегазоносных территориях решение такой задачи предусматривает распространение нефтегазопроисковых работ в новые области, нефтегазоносность которых пока не установлена или сведения о ней далеко не достаточны.

В каждой такой области необходимо объективно оценить перспективы нефтегазоносности, правильно выбрать главные направления нефтегазопроисковых работ, определить их рациональный комплекс и последовательность. Все это возможно лишь при знании закономерностей распространения нефти и газа в земной коре.

Мощным средством познания таких закономерностей является нефтегазогеологическое или, как принято говорить, нефтегеологическое районирование. Сущность его заключается в разграничении исследуемых областей земной коры на различные по рангу и размерам элементы, отличающиеся от смежных наличием нефтегазоносности или ее характеристикой.

Всесторонний анализ карт или схем нефтегеологического районирования позволяет выяснить и обосновать закономерности распространения нефти и газа, а также подразделить нефтегазоносные элементы на категории, для каждой из которых определяется только ей присущая типовая характеристика нефтегазоносности. Относя неизученную или слабо исследованную область к одной из таких категорий, мы наделяем эту область наиболее вероятной для нее характеристикой нефтегазоносности, которой и руководствуемся в данном случае при оценке возможностей открытия нефти и газа в процессе планирования нефтегазопроисковых и разведочных работ.

Роль нефтегеологического районирования глубоко осознана в Советском Союзе, где уровень теоретической разработки этого вопроса является гораздо более высоким, чем за рубежом. Стремление к логической завершенности теоретических представлений и четкому разделению различных категорий нефтегеологического районирования выгодно отличает, в целом, труды советских ученых, посвященные рассматриваемой проблеме,

от аналогичных по тематике работ зарубежных исследователей, где часто имеют место смешение понятий, произвольная трактовка терминов и отсутствие единых основ систематизации фактического материала.

Несмотря на неоспоримые достижения советской науки в разработке методики нефтегеологического районирования, взгляды отечественных ученых на целый ряд важных теоретических положений этого раздела геологии нефти и газа характеризуются значительными расхождениями. Имеются разные мнения о принципах районирования нефтегазоносных территорий, объеме и наименовании основных элементов районирования и пр. При нефтегеологическом районировании в СССР используются различные совокупности категорий выделяемых элементов. Эти совокупности отличаются друг от друга составом, количеством категорий, их наименованиями и объемом одноименных категорий. Единой общепринятой системой элементов нефтегеологического районирования мы пока не располагаем.

В нашей стране разработка теоретических основ нефтегеологического районирования осуществляется в двух направлениях. В одном из них в качестве главных подразделений принимаются нефтегазоносные провинции, области и районы. В другом направлении за основные элементы нефтегеологического районирования приняты нефтегазоносные бассейны.

За последнее время в изобилии появился новый фактический материал по нефтегазоносности земных недр. Этот материал стал объектом всестороннего изучения геологами-нефтяниками и представителями других наук (физики, химии, биологии, математики и пр.). В результате многие узловые положения нефтяной геологии (происхождение нефти, миграция углеводородов, зональность в распространении скоплений углеводородов различного фазового состояния и др.) за последние годы были существенно дополнены и уточнены.

Новые факты и выводы открыли возможность значительно углубить и расширить имевшиеся представления о нефтегеологическом районировании, в большей степени использовать при этом условия образования рассеянных углеводородов и формирования их скоплений, или, иными словами, разработать методику нефтегеологического районирования по генетическому принципу. Возникла естественная необходимость использовать новые факты и выводы при составлении системы элементов, подлежащих обособлению в процессе районирования, при выборе основных элементов районирования и установлении критериев их ограничения.

За все время работы автора в области геологии нефти и газа его научные интересы были тесно связаны с вопросами нефтегеологического районирования. Эти вопросы являлись значительной частью его исследований на Северном Кавказе, в Грузинской ССР, Краснодарском крае, на Дальнем Востоке

Советского Союза и в Австралии. Автором тщательно изучены имеющиеся сведения по геологии и нефтегазоносности Северной Америки и Ближнего Востока.

В результате многолетних полевых наблюдений в самых разнообразных по строению и развитию отечественных и зарубежных нефтегазоносных регионах, а также анализа обширного литературного материала по нефтяной геологии целого ряда крупных областей земного шара у автора сложились определенные представления о районировании нефтегазоносных территорий. Эти представления суммированы в данной работе, содержащей подробную характеристику предлагаемой автором методики нефтегеологического районирования по генетическому принципу с выделением нефтегазоносных бассейнов в качестве основных элементов. Возможности использования этой методики проверены автором на целом ряде как обширных, так и сравнительно небольших территорий Советского Союза и зарубежных стран (Советский Дальний Восток, Кавказ, Северная Америка, Ближний Восток, Австралия и др.).

Автор отнюдь не считает вопросы, затронутые им в данной работе, окончательно разрешенными. Нефтегеологическое районирование представляет собой достаточно сложную область учения о нефти и газе, требующую длительных исследований широким кругом специалистов. Творческий вклад автора в некоторых разделах настоящей работы (посвященных месторождениям нефти и газа, а особенно — зонам нефтегазонакопления) очень скромнен. Однако отсутствие этих разделов нарушило бы логическую последовательность в изложении материала и целостную характеристику предлагаемой методики.

Автор развивает свои представления на научной базе, созданной его предшественниками. Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ.

Автор с глубокой благодарностью вспоминает своего первого и главного наставника в нефтяной геологии — профессора И. О. Брода.

Большую помощь оказал автору советами и обстоятельной критикой некоторых его взглядов член-корреспондент АН СССР, зав. кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, проф. Н. Б. Вассоевич. Автор многим обязан проф. И. В. Высоцкому, с которым он длительное время совместно трудится в области изучения нефтегазоносных бассейнов земного шара. Глубокую признательность за полезные советы и критические замечания автор выражает члену-корреспонденту АН СССР В. Е. Ханну, докторам геолого-минералогических наук Г. Х. Дикенштейну, Н. А. Еременко, М. К. Калинко, В. В. Семеновичу, В. Л. Соколову, а также кандидатам геолого-минералогических наук К. Н. Кравченко, А. М. Серегину, Б. А. Соколову.

РАЗВИТИЕ И СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОМ РАЙОНИРОВАНИИ

Первые попытки районирования нефтегазоносных территорий предприняли в конце XIX — начале XX вв. Г. Абих, А. В. Бунзен, С. О. Гулишамбаров, Л. Дэлоне, А. П. Иванов, А. Р. Лидс, Д. И. Менделеев, Л. Мразек, Г. Романовский и некоторые другие ученые.

Теоретические основы нефтегеологического районирования наиболее глубоко и последовательно разработаны советскими исследователями. Научная база этого направления нефтяной геологии в СССР была заложена И. М. Губкиным.

Очень большое количество работ, посвященных закономерностям распространения нефти и газа, появилось в нашей стране за последние 20—25 лет. В целях систематизации материала развитие представлений советских ученых о нефтегеологическом районировании за этот период удобнее проследить не в строго хронологическом порядке, а по мере разработки основных направлений. Сначала мы последовательно охарактеризуем взгляды исследователей, рассматривающих в качестве основного элемента районирования нефтегазоносные бассейны, а затем — идеи ученых, считающих такими элементами нефтегазоносную область и нефтегазоносную провинцию.

В 1944 г. К. П. Калицкий применил термин «нефтеносный бассейн». Первые определения нефтеносного бассейна даны в работах В. В. Вебера (1947) и В. Е. Хаина (1951). В 1953 г. И. О. Брод и Н. А. Еременко назвали основной элемент нефтегеологического районирования нефтегазоносным бассейном и привели формулировку этого понятия.

Заслуга в разработке основ учения о нефтегазоносных бассейнах принадлежит И. О. Броду. Однако взгляды его на этот основной элемент нефтегеологического районирования со временем существенно менялись.

В конце сороковых годов И. О. Брод, Н. А. Еременко и В. Г. Левинсон (1948), рассматривая в качестве основных элементов районирования структурные впадины, называли их нефтегазоносными провинциями. Позднее определение нефтегазоносной провинции, приведенное в упомянутой выше работе, уточнили И. О. Брод и Н. А. Еременко. Нефтегазоносной провинцией они именовали «участок земной коры, представляющий собой в течение длительного геологического времени единый седиментационный бассейн, характеризовавшийся

общностью условий битумообразования и региональных процессов нефтегазоаккумуляции» (Брод, Еременко, 1950, с. 212).

В дальнейшем термин «нефтегазоносная провинция» И. О. Брод и Н. А. Еременко (1953, 1957) заменили понятием «нефтегазоносный бассейн», в качестве которого рассматривалась крупная область длительного погружения в современной структуре земной коры, заключающая многочисленные зоны нефтегазоаккумуляции и питающие их нефтесборные площади. Отмечалось, что нефтегазоносный бассейн в отличие от нефтегазоносной провинции не является синонимом единого седиментационного бассейна. При характеристике нефтегазоносного бассейна И. О. Брод и Н. А. Еременко считали необходимым учитывать свойственные ему условия нефтегазообразования, разрушения залежей нефти и газа, а также геотектоническое положение, возраст фундамента и складчатого обрамления этого бассейна.

В последние годы жизни И. О. Брод обратил внимание на роль гидрогеологической характеристики нефтегазоносного бассейна. Он указывал, что нефть и газ находятся в закономерных соотношениях с водой, а образование и сохранение скоплений нефти и газа связано с направлением напора и движения вод, заполняющих коллекторы. И. О. Брод учитывал необходимость изучения не только современных, но и древних водонапорных систем. В совместной его статье с Е. А. Барс, Г. А. Борщевским и А. М. Овчинниковым (1961) отмечалось, что при выяснении закономерностей распространения нефти и газа в земной коре требуется изучать всю совокупность гидрогеологических условий и их изменение на протяжении длительного геолого-исторического времени.

И. О. Брод определял нефтегазоносный бассейн как замкнутую область погружения земной коры, которая представляет собой совокупность целого ряда водонапорных систем, образующих единый артезианский бассейн, где нефть, газ и вода находятся в закономерных соотношениях (Брод и др., 1960). В работе И. О. Брода, опубликованной после его смерти (1964), подчеркивалось, что каждая структурно погруженная область является единым артезианским бассейном (в широком понимании этого термина), т. е. единой водонапорной системой. Каждый нефтеносный бассейн, по И. О. Броду, — это часть артезианского бассейна, в которой отсутствует интенсивное движение подземных вод, приводящее к промыванию всех ловушек. И. О. Брод не включал в состав нефтегазоносного бассейна область питания артезианского бассейна и части последнего, подвергнутые дренажу. В этой работе И. О. Брод предлагал понимать под нефтегазоносными бассейнами «... разнообразные по геотектоническому положению, строению и размерам впадины в современной структуре земной коры, выполненные относительно мощными нормальными осадочными

толщами, содержащими скопления нефти и газа. Распространение последних определяется особенностями геологического строения и гидрогеологической характеристикой бассейна» (Брод, 1964, с. 17).

Придавая решающее значение в распространении залежей напорным водам, И. О. Брод в качестве главного признака нефтегазоносных бассейнов стал рассматривать морфологическую характеристику их обрамления, создающего напор вод и определяющего направление их движения. Однако А. А. Карцев (1964) отметил, что основная роль в формировании залежей нефти и газа принадлежит седиментационным водонапорным системам, в которых напор, возникая за счет накопления осадков и геостатической нагрузки, передается от наиболее погруженных частей бассейна к его бортам. Инфильтрационным водонапорным системам, в которых напор создается в результате инфильтрации атмосферных и поверхностных вод в коллекторы, а также гидростатической нагрузки, свойственно, в первую очередь, не формирование, а разрушение нефтяных и газовых скоплений. В связи с этим теряется смысл рекомендованной И. О. Бродом в качестве основного признака нефтегазоносного бассейна морфологии его обрамления.

Представляется, что И. О. Брод переоценил значение и некоторых других признаков нефтегазоносного бассейна, которые он рассматривал в качестве главных, а именно: возраста фундамента и обрамления бассейна, а также расположения обрамления относительно суши и моря. Признаки эти не определяют возникновения и существования залежей нефти и газа.

Кроме нефтегазоносных бассейнов И. О. Брод в своей последней работе дал характеристику еще нескольких категорий элементов нефтегеологического районирования. В пределах нефтегазоносного бассейна им были выделены нефтегазоносные области и районы. Под нефтегазоносной областью он понимал часть крупного сложно построенного бассейна, объединяющую ряд площадей нефтегазонакопления, родственных по формированию связанных с ними месторождений нефти и газа. В качестве нефтегазоносного района выделяется район расположения группы или групп месторождений, сходных по условиям залегания нефти и газа. В такой трактовке нефтегазоносные районы являются по существу синонимом зоны (площади) нефтегазонакопления в определении самого И. О. Брода (совместно с Н. А. Еременко, 1957) и данный термин оказывается излишним.

Наиболее крупные категории нефтегеологического районирования были названы И. О. Бродом нефтегазоносными поясами, нефтегазоносными провинциями и группами нефтегазоносных бассейнов. Первая из них определена как совокупность бассейнов, закономерно связанных с геотектоническими элементами или их системами. Нефтегазоносные провинции пред-

ставляют крупные части поясов, в основном связанные с единым геотектоническим элементом. Группа нефтегазоносных бассейнов расценивалась И. О. Бродом как совокупность смежных или близких бассейнов, в большинстве случаев относительно однотипных и родственных по своему геотектоническому положению.

Исходя из указанных формулировок, разграничить эти категории нефтегеологического районирования весьма трудно; характерные черты каждой из них по существу не указаны. Нельзя согласиться с выделением ряда некоторых элементов перечисленных категорий. Так, например, один из пяти установленных им поясов И. О. Брод назвал Северным Платформенным. Этот пояс включает наряду с платформами (Северо-Американской, Западно-Европейской, Русской, Западно- и Восточно-Сибирской) складчатые сооружения Аппалачей и Урала. Соответственно, и состав нефтегазоносных бассейнов в Северном Платформенном поясе оказывается чрезвычайно разнородным, а строение этого пояса противоречит его названию.

В дополнение к уже охарактеризованным представлениям Н. А. Еременко о нефтегеологическом районировании следует указать, что в 1968 г. он привел перечень категорий скоплений нефти и газа, а также вмещающих их геологических структур (т. е. элементов нефтегеологического районирования. — В. О.). К последним Н. А. Еременко отнес, помимо нефтегазоносных бассейнов или областей, зоны нефтегазонакопления, нефтяные или газовые месторождения и ловушки.

И. В. Высоцкий (1954) отметил закономерную приуроченность газовых и газонефтяных месторождений к крупным современным впадинам, которые он именовал газонефтяными бассейнами. И. В. Высоцкий указывал, что границы таких бассейнов могут значительно отклоняться от границ соответствующих седиментационных бассейнов. Кроме газонефтяных бассейнов этот исследователь рассматривал в качестве элементов нефтегеологического районирования зоны нефтегазонакопления. Позднее И. В. Высоцкий (1971) расширил свой список категорий нефтегеологического районирования, включив в него группы и пояса нефтегазоносных бассейнов. Их группой он называет несколько территориально сближенных однотипных бассейнов, а под поясом понимает совокупность пограничных бассейнов, примыкающих к единому складчатому сооружению.

В. Е. Ханн, считая термин «нефтегазоносная провинция» невыразительным и излишним (1951, 1954), предпочитал именовать основной элемент нефтегеологического районирования нефтеносным бассейном, под которым этот исследователь понимал «длительно развивающуюся тектоническую впадину, являющуюся в течение определенного отрезка геологического времени областью развития процессов нефтеобразования и фор-

мирования залежей нефти» (Хаин, 1954, с. 447). В. Е. Хаин выделял нефтеносные бассейны различного ранга: мегабассейны, бассейны и подбассейны. Он считал, что мегабассейн может быть представлен как единой крупной впадиной (Южно-Каспийский мегабассейн), так и обширной областью, заключающей несколько самостоятельных впадин (Северо-Американский мегабассейн).

Совершенно иное содержание вкладывают в понятие «мегабассейн» Ю. Я. Кузнецов, Л. Э. Левин, Я. П. Маловицкий и др. (1970). Один из этих авторов (Я. П. Маловицкий) именуется мегабассейнами обширные тектонические депрессии, выполненные очень мощными осадочными толщами, отличающиеся измененной по сравнению с окружающими районами характеристикой земной коры, утонением или отсутствием гранитного слоя.

Представляется нецелесообразным введение любых терминологических производных названия основного понятия, взятых к тому же далеко не по главным признакам этого понятия. Сказанное в полной мере относится к терминам «мегабассейн» и «подбассейн».

В качестве более крупных, чем нефтеносные бассейны, категорий элементов районирования В. Е. Хаин выделял по геотектоническому принципу пояса битумонакопления (или нефтегазонакопления) и площади нефтегазонакопления. Первые из них «...объединяют серию нефтеносных бассейнов или даже мегабассейнов, обладающих общностью простирания, геотектонического характера, возраста основных нефтеносных формаций и расположенных в непосредственной близости друг к другу» (Хаин, 1954, с. 462).

Пояса битумонакопления обособляются как в складчатых, так и в платформенных областях. Однако из них отчетливо выражены только пояса, приуроченные к альпийской складчатой зоне. Площадь нефтегазонакопления объединяет все пояса битумонакопления одного этапа (каледонского, мезозойского, третичного). Пояса битумонакопления, по В. Е. Хаину, примерно, соответствуют нефтегазонасытым провинциям И. О. Брода (1964), а нефтегазонасытые пояса в представлении И. О. Брода являются значительно более крупными единицами, чем пояса битумонакопления по В. Е. Хаину. Площади нефтегазонакопления в трактовке В. Е. Хаина являются аналогами территорий нефтегазонакопления, выделявшихся одно время И. О. Бродом, Н. А. Еременко и В. Г. Левинсоном (1948, 1950).

Участки пересечения основных поясов поперечными прогибами В. Е. Хаин назвал малыми узлами нефтегазонакопления¹,

¹ Значительно ранее, в 1945 г., пояса и узлы нефтегазонакопления (но в ином их понимании) были обособлены на Русской платформе В. М. Сеюковым. — *Прим. авт.*

а районы пересечения или слияния крупных поясов нефтегазо-накопления — большими узлами нефтегазонакопления, равно-значными полюсам нефтегазонакопления по И. О. Броду, Н. А. Еременко (1953). Большие узлы В. Е. Хаин расценивал как участки земного шара с максимальными запасами нефти (Каспийское море — Персидский залив, Карибское море — Мек-сиканский залив, Калимантан — Целебес).

В 1970 г. В. Е. Хаин ввел понятие о главном поясе нефте-газонакопления — совокупности нефтегазоносных бассейнов, обладающих мощным осадочным чехлом и заключающих бла-годаря большой амплитуде погружения основные запасы неф-ти и газа.

В. Г. Васильев, С. П. Максимов и А. Ал. Трофимук (1964) определяли пояса нефтегазонакопления как совокупность пригеосинклинальных нефтегазоносных бассейнов, связанных с единой складчатой системой. Таким образом, они вкладыва-ли в этот термин гораздо более ограниченное и конкретное содержание, чем И. О. Брод.

От всех упомянутых выше резко отличаются определения поясов и узлов нефтегазонакопления, данные Н. И. Марков-ским (1968 и др.); выделяющим эти элементы по палеогеогра-фическому принципу. В качестве поясов нефтегазонакопления он рассматривает древние прибрежные зоны, а места пересе-чения этих зон с устьями крупных рек называет узлами нефте-газонакопления.

М. И. Варенцов и К. Н. Кравченко в совместной статье оп-ределяют нефтегазоносные бассейны как «крупные отрицатель-ные тектонические элементы, единые, замкнутые или полузамк-нутые, зачастую сложно построенные, и неоднородные области прогибания, несущие достаточно мощный осадочный покров, в котором установлено или можно ожидать наличие нефтяных и газовых месторождений промышленного значения» (Варен-цов, Кравченко, 1962, с. 240, 244).

К. Н. Кравченко (1973) считает, что при нефтегеологиче-ском районировании (которое он называет нефтегазоносным) имеет смысл строить два параллельных ряда: «бассейновый» и «провинциальный». В первый из них входят территории раз-ного ранга, связанные общностью нефтегазосборных площадей, а во второй — территории со сходными условиями распрост-ранения нефти и газа.

М. К. Калинин (1964) при выделении основных элементов нефтегеологического районирования базируется на структурно-тектонических признаках. В качестве таких элементов он рас-сматривает крупные погруженные области земной коры, но на-зывает эти элементы не бассейнами, а нефтегазоносными струк-турными впадинами.

Благодаря поступлению за последние годы обильных дан-ных геофизических исследований и бурения на акваториях

открылась возможность выделить, ограничить и в различной мере описать нефтегазоносные бассейны земного шара, полностью или большей своей частью расположенные под водами морей и океанов. Такая работа была выполнена Б. А. Соколовым, А. Г. Гайнановым, Д. В. Несмеяновым и А. М. Серегиним (1973). Ими составлены карты нефтегазоносных бассейнов всех крупных сегментов мирового океана. Сводки по нефтегазоносности акваторий опубликованы А. А. Бакировым, А. А. Геодекином, Н. А. Еременко, М. К. Калинин, Ю. Я. Кузнецовым, Л. Э. Левиным, Я. П. Маловицким, В. С. Мелик-Пашаевым, В. Ф. Соловьевым, Л. Г. Уиксом и др.

С 1958 г. по настоящее время построен ряд мелкомасштабных карт нефтегазоносных бассейнов земного шара. Первые варианты этих карт были подготовлены И. О. Бродом, К. Н. Кравченко, В. Г. Левинсоном, В. Б. Олениным, Б. А. Соколовым, а последний — И. В. Высоцким и В. Б. Олениным (1975). В том же году А. М. Серегиним, Б. А. Соколовым и Ю. К. Бурлиным опубликована карта нефтегазоносных бассейнов Советского Союза.

Н. Б. Вассоевич развивает представление об осадочных (осадочно-породных) бассейнах, одновременно являющихся водонапорными бассейнами, как о целостных динамических системах, характеризующихся наибольшей автономностью и становящихся нефтеносными по достижении определенного этапа в своем развитии. Он указывает, что по-английски слово «sediment» может означать как рыхлый осадок, так и осадочную породу. Поэтому термин «sedimentary basin» следует переводить как «осадочно-породный бассейн» (Н. Б. Вассоевич и др., 1970). Этим же исследователем проведен анализ развития осадочно-породного бассейна, охарактеризованы условия, необходимые для реализации главной фазы нефтегазообразования.

Вкладывая в основу определения нефтегазоносного бассейна (НГБ) понятие «осадочно-породный бассейн» (ОПБ), Н. Б. Вассоевич, чтобы не разрывать обоих понятий — родового (ОПБ) и видового (НГБ), предпочитает говорить о нефтегазоносных осадочных бассейнах (НГОБ). По Н. Б. Вассоевичу, границы любого НГБ в точности совпадают с границами соответствующего ОПБ. Внутри НГОБ он выделяет области распространения вообще нефтегазопроявлений (нафтидопроявлений), ареал нефтегазоносности (АНГ) и ареал (ареалы) промышленной нефтегазоносности (АПНГ) (Н. Б. Вассоевич и др., 1970). Н. Б. Вассоевич неоднократно подчеркивал, что поскольку ОПБ одновременно являются водонапорными системами, нельзя проводить нефтегеологическое районирование без анализа гидрохимической и гидродинамической обстановок во всем объеме ОПБ.

Вопросы гидрогеологического районирования нефтегазонос-

ных территорий, принципы выделения нефтегазоносных бассейнов и палеогидрогеологический анализ при изучении нефтегазоносности всесторонне рассмотрены Г. П. Якобсоном (1970 и др.). Он указывает, что нефтегеологическое районирование следует проводить на базе выделения нефтегазоносных (и, возможно, нефтегазоносных) водонапорных систем с выделением в них нефтегазоносных водонапорных бассейнов. Нефтегазоносная напорная система, по Г. П. Якобсону, — это сформировавшаяся в процессе седиментационных и инфильтрационных этапов развития на платформе, в горно-складчатой или геосинклинальной областях совокупность флюидов (газов, нефтей и вод), вмещающих их отложений и нефтегазоводоупоров, характеризующаяся определенным энергетическим полем потенциалов, контролирующим как формирование флюидов, так и их разрушение. Г. П. Якобсон определяет современный (палео-) нефтегазоносный бассейн как часть нефтегазоносной водонапорной системы, гидродинамически обособленную энергетическими разделами (пьезометрическими разделами, для седиментационных этапов — минимумами, для инфильтрационных — максимумами) основных водоносных комплексов.

Перейдем к изложению идей тех исследователей, которые используют в качестве элементов нефтегеологического районирования нефтегазоносные провинции, области и районы.

Теоретические основы районирования с выделением указанных элементов наиболее глубоко и всесторонне изложены в трудах А. А. Бакирова (1959, 1962, 1964, 1971, 1973 и др.) и Н. Ю. Успенской (1946, 1962, 1966 и др.). Определения понятий «нефтегазоносная провинция», «нефтегазоносная область», «нефтегазоносный район» даны А. А. Бакировым, А. Я. Кремсом, М. Ф. Мирчинком, А. В. Ульяновым, Н. Ю. Успенской, Г. А. Хельквистом.

Районируя крупные нефтегазоносные территории, А. А. Бакиров отводит ведущую роль тектоническому фактору во времени и пространстве. Основные региональные нефтегазоносные территории А. А. Бакиров характеризует следующим образом. Нефтегазоносная область — это территория, приуроченная к крупному геоструктурному элементу, обладающему общностью геологического строения и развития, включая палеогеографические и литолого-фациальные условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в течение крупных отрезков геологической истории. Нефтегазоносные области могут быть выражены как различными впадинами (внутриплатформенными, предгорными, внутригеосинклинальными и др.), так и крупными сводовыми поднятиями, например, нефтегазоносные области внутриплатформенных впадин — Пермской, Иллинойской, Додж-Сити в США, погребенного поднятия Ред-Ривер в США, сводовых поднятий — Татарского, Каракумского в СССР, Бенд, Центральный Канзас в США, внутригеосинклинальных (меж-

горных) впадин — Венской в Европе, Денвер, Грин-Ривер, Лос-Анджелес в США, Маракабской в Южной Америке и т. п.

Нефтегазоносная провинция — единая геологическая провинция, объединяющая ассоциацию смежных нефтегазоносных областей и характеризующаяся сходством региональной геологии, включая общность стратиграфического положения основных регионально-нефтегазоносных отложений в разрезе.

Нефтегазоносный район — это часть нефтегазоносной области, объединяющая ту или иную ассоциацию зон нефтегазо-накопления. Нефтегазоносный район может выделяться как по геоструктурному, так и по географическому признаку.

Кроме нефтегазоносных провинций, областей и районов А. А. Бакиров обособляет в складчатых областях нефтегазоносные пояса — совокупность нефтегазоносных провинций, расположенных в пределах той или иной системы складчатости и генетически связанных с формированием этого складчатого пояса. А. А. Бакиров выделяет при нефтегеологическом районировании также ассоциации нефтегазоносных провинций (в том же ранге, что и нефтегазоносные пояса, но в пределах платформ) и зоны нефтегазоаккумуляции (1973, табл. 6). Однако далее в той же работе названный исследователь относит зоны нефтегазоаккумуляции к категории региональных скоплений нефти и газа, а в качестве локальных скоплений этих полезных ископаемых рассматривает их залежи и местоскопления (месторождения) залежей.

А. А. Бакиров неоднократно подчеркивал крайне важную идею, заключающуюся в том, что для познания закономерной связи пространственного размещения крупных нефтегазоносных территорий помимо изучения их современного строения и гидрогеологической обстановки необходим тщательный всесторонний анализ палеотектонических условий развития каждой геологической провинции и изменений этих условий в пространстве и во времени.

Предложенные А. А. Бакировым принципы выделения крупных нефтегазоносных территорий использовали в своей большой работе «Нефтегазоносные провинции и области СССР» Г. Е. Рябухин, М. С. Бурштар и др. (1969). За основу эти авторы приняли карту нефтегазоносных провинций и областей СССР, составленную А. А. Бакировым и Г. Е. Рябухиным в 1967 г.

Н. Ю. Успенская рассматривает в качестве основного элемента нефтегеологического районирования нефтегазоносную провинцию — крупную область прогибания, связанную с определенным регионально-структурным элементом и характеризующуюся общими нефтегазоносными комплексами. На основе структурно-тектонических и литолого-фациальных признаков, контролирующих условия накопления нефти и газа, Н. Ю. Успенская выделяет в пределах нефтегазоносных провинций неф-

тегазоносные области и районы. Крупнейшие категории нефтегеологического районирования Н. Ю. Успенская называет территориями и поясами нефтегазонакопления. Первые из них объединяют провинции, тяготеющие к древним платформам, а вторые представлены альпийским, эпигерцинским и очень слабо выраженным эпикаледонским поясами нефтегазонакопления. Кроме упомянутых выше категорий, Н. Ю. Успенская предлагает обособить группы провинций, тяготеющие к единому крупному геоструктурному элементу — определенному тектоническому звену складчатого пояса или части платформы, характеризующейся самостоятельными особенностями развития.

М. И. Варенцов (1962), выделяя в качестве крупных категорий нефтегеологического районирования нефтегазоносные районы, области и провинции, не дает их определения, но подчеркивает, что нефтегазоносные области и районы «... приурочены к крупным областям прогибания земной коры, заполненным мощными толщами различных осадочных пород» (Варенцов, 1962, с. 6). Такие области, выделяемые по структурно-тектоническим признакам, М. И. Варенцов (1967) именует нефтегазоносными впадинами.

Нефтегазоносные провинции и области принимаются в качестве основных элементов нефтегеологического районирования очень многими советскими исследователями.

Крупными коллективами сотрудников Министерства геологии СССР, Министерства нефтедобывающей промышленности СССР, Министерства газовой промышленности СССР, ВНИГРИ и СНИИГГИМС было составлено несколько карт, характеризующих размещение месторождений и перспективы нефтегазоносности СССР (редакторы З. Л. Маймин, В. Д. Наливкин, С. И. Симаков и др., 1968; В. Я. Авров, Н. И. Буялов, В. Г. Васильев и др., 1968; редактор Л. Н. Розанов и др., 1969). На всех упомянутых картах в качестве элементов нефтегеологического районирования показаны нефтегазоносные провинции, области и районы.

С. П. Максимов, В. А. Киров, В. А. Клубов и др. (1970) в обстоятельной сводке, посвященной нефтегазоносности Урало-Поволжья, рассматривают описываемую территорию под названием Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Подробная характеристика основных нефтегазоносных провинций и областей СССР дана в работах Н. С. Ерофеева, М. Ф. Мирчинка, Г. П. Ованесова, В. В. Семеновича и др.

За рубежом наиболее широко используемыми крупными элементами нефтегеологического районирования являются нефтегазоносные провинции, области и районы.

Нефтегазоносные провинции впервые были выделены Э. Г. Вудрофом и Ч. Шухертом (1919). Они разграничили территорию США по тектоническому принципу на пять нефтегазоносных провинций (Калифорния, Скалистые горы, Голф, Мид-

континент, восточная часть континента). В пределах этих пяти основных элементов Э. Р. Лиллей (1923) обособил нефтегазоносные регионы или области (межгорные впадины, зоны передовых складок, платформенные впадины — бассейны, своды) и нефтегазоносные районы.

В дальнейшем более детальное районирование нефтегазоносных территорий США по тектоническому принципу осуществил В. А. Вер-Вибе (1929). За основным элементом районирования он сохранил название «нефтегазоносная провинция». Однако этот термин В. А. Вер-Вибе применял как к элементам, равнозначным нефтегазоносным провинциям в понимании Э. Р. Лиллея (Голф, геосинклиналь Скалистых гор, Тихоокеанская геосинклиналь), так и к значительно меньшим тектоническим элементам (своды Бенд и Цинциннатский, бассейны Мичиган, Западный Внутренний, Восточный Внутренний и пр.), соответствующим нефтегазоносным областям (регионам), установленным Э. Р. Лиллеем. В составе нефтегазоносных провинций В. А. Вер-Вибе выделял нефтегазоносные районы, каждый из которых характеризовался единством тектонического строения. Нефтегазоносные районы, в свою очередь, разграничивались на нефтегазоносные площади — участки, заключающие нефтяные и газовые месторождения, разделенные участками, не содержащими нефти и газа.

Как видно из изложенного, «нефтегазоносная провинция» и «нефтегазоносная область» (в определении Э. Р. Лиллея и В. А. Вер-Вибе) в качестве элементов районирования нефтегазоносных территорий обладают рядом существенных недостатков. Помимо неодинакового содержания, вкладываемого в них этими исследователями, указанные понятия очень неконкретны. Любая территория, если только она нефтегазоносна и приурочена к тому или иному структурному элементу, имеет право именоваться нефтегазоносной провинцией (по В. А. Вер-Вибе) или областью (по Э. Р. Лиллею). Такая территория может быть связана с самыми разнообразными как положительными, так и отрицательными тектоническими формами или их группами — одиночными внутриплатформенными впадинами и сводами, совокупностями внутрискладчатых впадин и пр.

Крайней неопределенностью характеризуются принципы районирования нефтегазоносных территорий, предложенные А. И. Леворсеном (1954). Вслед за Э. Р. Лиллеем он рассматривал нефтегазоносные провинции как области, заключающие залежи и месторождения нефти или газа в одиноким или близких геологических условиях. Однако из приведенных им примеров нефтегазоносных провинций (Мидконтинент и др.) следует, что такой характеристикой обладают не провинции, а их части — субпровинции или нефтегазоносные области (субпровинции песчаников Чероки, субпровинции рифов в западной части центрального Техаса и т. п.).

В конце тридцатых — начале пятидесятих годов некоторые зарубежные исследователи отметили приуроченность скоплений нефти и газа к крупным областям прогибания земной коры (В. Ван-дер-Графт, В. Говард, Ф. М. Ван-Тайл, Б. Г. Паркер, В. В. Скитерс, А. И. Леворсен, В. К. Линк, К. К. Лэйндс, Г. Ф. Моултон, В. Е. Пратт, Г. Ф. Кауфман, Л. Г. Уикс и др.). В. Е. Пратт указывал, что масштабы нефтегазообразования зависят от развития данной области земной коры. Наиболее благоприятным для этого процесса является длительное погружение последней, компенсированное накоплением мощных осадочных толщ. К. К. Лэйндс отмечал, что крупные нефтегазоносные территории могут представлять собой структурные поднятия. Однако все такие поднятия являются внутренними, располагаясь в еще более обширных структурно погруженных областях.

Структурные впадины, выполненные осадочными отложениями, за рубежом обычно именуют «бассейнами» или «седиментационными бассейнами». Термин «бассейн» применяется в геологической литературе уже более двух столетий. Он получил широкое распространение для обозначения крупных изометричных впадин в пределах платформ и эпиплатформенных орогенов. Отечественные геологи вслед за А. П. Павловым и Н. С. Шатским именуют такие платформенные впадины синеклизами.

2082
Обязательным признаком седиментационного бассейна обычно считается ограничение его замкнутой изопахитой, от каждой точки которой мощность осадочных отложений, в общем, непрерывно возрастает внутрь бассейна. Эта трактовка седиментационных бассейнов допускает присутствие нескольких самостоятельных их представителей в пределах одной крупной области, структурно погруженной в целом относительно обрамляющих ее элементов (рис. 1).

В то же время за рубежом «бассейнами» часто именуются области, которые состоят из ряда внутренних поднятий и прогибов, но являются структурно погруженными в целом относительно ограничивающих элементов (Великий Артезианский бассейн, Пермский бассейн и др.). Приуроченность скоплений нефти и газа к седиментационным бассейнам в широком понимании последних (погруженные области с различной сложностью внутреннего строения) за рубежом получила широкое признание. Часто такие бассейны именуются нефтегазоносными. Однако при нефтегеологическом районировании иностранные исследователи обычно по-прежнему используют в качестве основных элементов нефтегазоносные провинции и области, сохраняя содержание (и соответственно недостатки), которое было вложено в эти понятия Э. Р. Лиллеем и В. А. Вер-Вибе.

В этой главе охарактеризованы категории элементов нефтегеологического районирования, используемые советскими и

зарубежными исследователями. Конкретные представления некоторых отечественных ученых об указанных категориях предельно кратко обобщены в табл. 1 и 2. Приведенные в табл. 1 системы категорий элементов, применяемые при нефтегеологи-

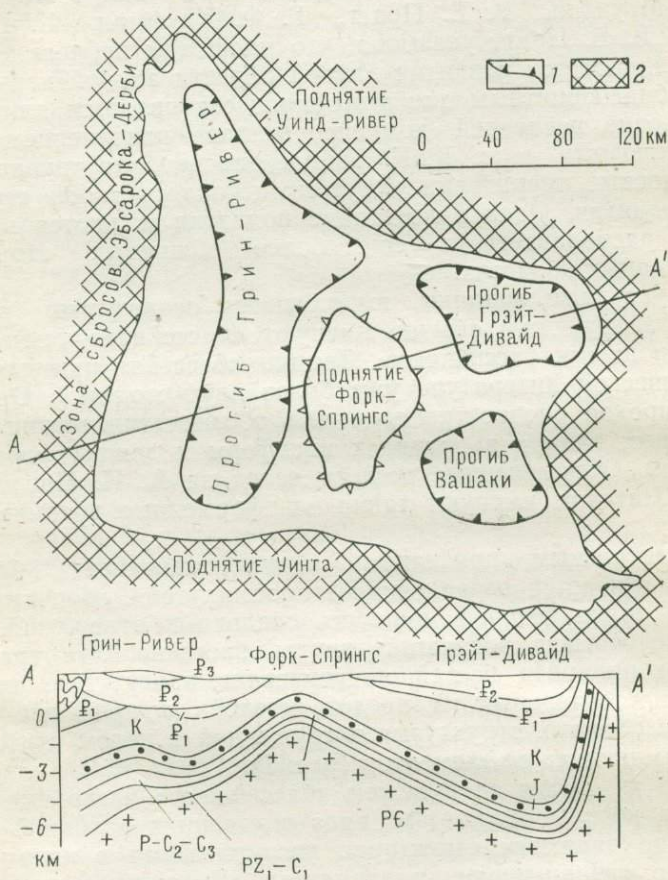


Рис. 1. Карта и геологический разрез межгорной впадины Грин-Ривер (Д. Кохи, 1951).

1 — седиментационные бассейны; 2 — глыбовые горы, ограничивающие впадину

ческом районировании, значительно отличаются друг от друга составом, количеством категорий, рангами и наименованиями последних.

Широко употребляемыми наименованиями выделенных категорий являются «нефтегазоносный район», «нефтегазоносная область», «нефтегазоносная провинция», «нефтегазоносный пояс» (или «пояс нефтегазонакопления»). Большая группа

Таблица 1

Категории элементов нефтегеологического районирования, выделенные и охарактеризованные различными исследователями

А. А. Бакиров (1959, 1971, 1973)	М. И. Варенцов ¹ (1962); А. Я. Кремс (1954); Г. Е. Рябухин, М. С. Бурштар и др. (1968); А. В. Ульянов, Г. А. Хельквист (1955)	Н. Ю. Успенская (1962, 1966)	С. П. Макси- мов, В. А. Киров, В. А. Клубов и др. (1970)	И. О. Брод (1964)	Н. А. Еременко (1968)	В. Е. Хаин (1954, 1970)	И. В. Высоцкий (1954, 1971)
—	—	—	—	—	Ловушка	—	—
—	—	—	—	—	Месторождение нефти и газа	—	—
Зона нефтегазо- накопления	—	—	Зона нефтегазо- зонакопления	—	Зона нефтегазо- накопления	Зона нефтегазо- накопления	Зона нефтегазо- зонакопления
Нефтегазоносный район	Нефтегазоносный район	Нефтегазоносный район	—	Нефтегазоносный район	—	—	—
Нефтегазоносная область	Нефтегазоносная область	Нефтегазоносная область	Область нефтегазо- накопления	Нефтегазоносная область	—	Подбассейн	—
Нефтегазоносная провинция	Нефтегазоносная провинция	Нефтегазоносная провинция	Нефтегазоносная провинция	Нефтегазоносный бассейн	Нефтегазоносный бассейн или область	Нефтегазоносный бассейн	Нефтегазоносный бассейн
—	—	Группа нефтегазо- носных провинций	—	Группа нефтегазо- носных бассейнов	Группа нефтегазо- носных бассейнов	Мегабассейн	Группа нефтегазо- носных бассейнов
—	—	—	—	Нефтегазоносная провинция	—	—	—
Нефтегазоносный пояс и ассоциация нефтегазоносных провинций	—	Пояс и территория нефтегазонакоп- ления	—	Нефтегазоносный пояс	—	Пояс нефтегазо- накопления	Пояс нефтегазо- носных бассейнов
—	—	—	—	—	—	Площадь нефтегазо- накопления	—

¹ Наряду с приведенными категориями М. И. Варенцов (1967) выделяет нефтегазоносные впадины.

исследователей называет основной элемент нефтегеологического районирования «нефтегазоносным бассейном». Некоторые ученые используют такие наименования категорий нефтегеологического районирования, как «подбассейн», «мегабассейн», «площадь нефтегазонакопления» (В. Е. Хаин), «территория нефтегазонакопления», «группа нефтегазоносных провинций» (Н. Ю. Успенская), «группа нефтегазоносных бассейнов» (И. О. Брод, Н. А. Еременко), «ассоциация нефтегазоносных провинций» (А. А. Бакиров).

Существенные расхождения мнений имеют место при выделении простейших элементов районирования. Н. А. Еременко считает таковыми ловушки и месторождения, В. А. Киров, В. А. Клубов, С. П. Максимов, В. Е. Хаин и др. — зоны нефтегазонакопления, а целый ряд исследователей (А. А. Бакиров, И. О. Брод, М. И. Варенцов, А. Я. Кремс, Г. Е. Рябухин, Н. Ю. Успенская и др.) — нефтегазоносные районы, причем многие из этих исследователей относят месторождения (местоскопления залежей, по А. А. Бакирову) и зоны нефтегазонакопления не к элементам районирования, а к скоплениям нефти и газа.

Многочисленные конкретные примеры, приводимые сторонниками употребления термина «нефтегазоносный бассейн» в качестве обозначения основного элемента районирования, показывают, что в это понятие вкладывается обычно одинаковое содержание, а такие категории, как нефтегазоносные районы, нефтегазоносные области, нефтегазоносные провинции и нефтегазоносные пояса, весьма различно трактуются разными учеными.

В табл. 2 даны некоторые конкретные примеры элементов перечисленных категорий, приведенные разными исследователями. Целый ряд нефтегазоносных районов, выделенных И. О. Бродом (район Татарского свода), А. Я. Кремсом, А. В. Ульяновым, Г. А. Хельквистом (Ставропольский, Апшеронский, Дагестанский и пр.), расценивается А. А. Бакировым, Г. Е. Рябухиным, Н. Ю. Успенской как нефтегазоносные области (Апшеронская, Дагестанская, Татарского свода, Ставропольского свода). С другой стороны, некоторые нефтегазоносные области, обособленные И. О. Бродом (Северо-Ставропольская, Южно-Ставропольская), по Н. Ю. Успенской, являются нефтегазоносными районами (Северо- и Южно-Ставропольский). Иногда И. О. Брод наделяет нефтегазоносную область (например, Волго-Уральскую) значительно большим объемом, чем А. А. Бакиров, Г. Е. Рябухин, Н. Ю. Успенская (нефтегазоносная область Татарского свода). Эти три исследователя говорят о Дагестанской нефтегазоносной области, И. О. Брод — о Северо-Дагестанской и Южно-Дагестанской нефтегазоносных областях, А. В. Ульянов и Г. А. Хельквист — о Терско-Дагестанской нефтегазоносной области, а А. Я. Кремс — о Северо-

Таблица 2

Сопоставление нефтегазоносных районов, областей и провинций, выделяемых различными исследователями

Элемент нефтегеологическо-го районирования	А. А. Бакиров	Г. Е. Рябухин	Н. Ю. Успенская	И. О. Брод	А. Я. Кремс	А. В. Ульянов, Г. А. Хельквист
Нефтегазоносный район	Ромашкинский	Ромашкинский	Татарского свода	—	Татарский	
		Северо-Ставропольский		Ставропольский		
		Южно-Ставропольский		Апшеронский	Апшеронский	
				Дагестанский	Дагестанский	
Нефтегазоносная область	Дагестанская	Дагестанская	Северо-Дагестанская	Северо-Восточная область Кавказа (Дагестанский, Ставропольский, Грозненский районы)	Северо-Кавказская (Терско-Дагестанская)	
			Южно-Дагестанская			
	Ставропольского свода	Ставропольского свода	Северо-Ставропольская			
			Южно-Ставропольская			
	Татарского свода		Волго-Уральская			
	Апшеронская					
	Ферганской впадины					
	Маракаибской впадины					
	Мициганской впадины					
	Паннонской впадины					
Венской впадины						

Элемент нефтегеологического районирования	А. А. Бакиров	Г. Е. Рябухин	Н. Ю. Успенская	И. О. Брод	А. Я. Кремс	А. В. Ульянов, Г. А. Хельквист
Нефтегазоносная ровинция	—	—	Маракаибская	—	—	—
	Тянь-Шань-Памирская	—	Ферганская	—	—	—
	—	—	—	—	—	—
	Предкавказско-Крымская	—	Предкавказско-Крымская	Крымско-Кавказской системы, Тавра и Загроса	Кавказская (включая нефтеносные области Керчи и Туркмении)	Крымско-Кавказская (с Закавказьем)
	Передовых прогибов северного склона Большого Кавказа	—	Терско-Дагестанская			
	—	—	Кубанская	—	—	—
	Месопотамской краевой впадины	—	Ирано-Иракская	—	—	—
	Восточной краевой части Аравийской платформы	—	Аравийская	Африкано-Аравийской платформы	—	—
	—	—	—	—	—	—
	Западных, центральных, восточных областей Северо-Американской платформы	—	Мичиганская	Северо-Американской платформы	—	—
—	—	—	—	—	—	
Межгорных впадин альпийской складчатой области (включая Венскую, Паннонскую, Трансильванскую впадины)	—	Паннонская	—	—	—	
—	—	Венского бассейна	—	—	—	
—	—	Трансильванская	—	—	—	
Нефтегазоносный пояс (пояс нефтегазоаккумуляции)	Альпийский складчатости Кордильер	—	Альпийский	Восточно-Тихоокеанский горный (Кордильер и Анд)	—	—
	—	—		—	—	—

Восточной нефтегазонасной области Кавказа, включающей Дагестанский, Грузинский и Ставропольский районы.

Целый ряд нефтегазонасных областей, выделенных А. А. Бакировым, Г. Е. Рябухиным (Ферганская) и А. А. Бакировым (Мичиганской, Маракаибской, Паннонской, Венской впадин и пр.), Н. Ю. Успенская определяет как нефтегазонасные провинции. По А. А. Бакирову и Г. Е. Рябухину, Ферганская и Таджикская нефтегазонасные провинции, обособленные Н. Ю. Успенской, представляют элементы Тянь-Шань-Памирской нефтегазонасной провинции, а провинции Паннонской, Трансильванской впадин и Венского бассейна (по Н. Ю. Успенской) А. А. Бакиров считает нефтегазонасными областями единой провинции мезозойского и кайнозойского нефтегазонакопления межгорных впадин альпийской области.

А. А. Бакиров и Г. Е. Рябухин выделяют Предкавказско-Крымскую провинцию и провинцию передовых прогибов северного склона Большого Кавказа, Н. Ю. Успенская — Предкавказско-Крымскую, Терско-Дагестанскую и Кубанскую провинции, А. Я. Кремс — Кавказскую нефтегазонасную провинцию, включающую нефтеносные области Керчи и Туркмении, А. В. Ульянов и Г. А. Хельквист — Крымско-Кавказскую провинцию, в которую входит Закавказье, и, наконец, И. О. Брод — нефтегазонасную провинцию Крымско-Кавказской системы, Тавра и Загроса.

Н. Ю. Успенская ограничивает в Северной Америке Мичиганскую нефтегазонасную провинцию, А. А. Бакиров рассматривает в качестве единой провинции западные, центральные и восточные области докембрийской Северо-Американской платформы, а И. О. Брод — всю Северо-Американскую платформу.

А. А. Бакиров связывает нефтегазонасные пояса только со складчатыми областями (например, нефтегазонасный пояс Кордильер). И. О. Брод выделяет как горные (Восточно-Тихоокеанский пояс Кордильер и Анд и др.), так и платформенные (например, Южный, объединяющий нефтегазонасные бассейны Гондваны) нефтегазонасные пояса. В. Е. Хаин также устанавливает пояса нефтегазонакопления не только в складчатых, но и в платформенных областях. Гораздо более значительным объемом наделяет пояса нефтегазонакопления Н. Ю. Успенская (альпийский пояс нефтегазонакопления, содержащий провинции альпийского геосинклинального пояса; эпигерцинский пояс нефтегазонакопления, включающий провинции эпигерцинских платформ и эпиплатформенных подвижных областей). Разнообразные провинции, приуроченные к древним платформам, Н. Ю. Успенская объединяет в территории нефтегазонакопления (Русской, Сибирской платформы и пр.).

Основные элементы районирования — нефтегазонасные области, установленные А. А. Бакировым, А. Я. Кремсом, Г. Е. Рябухиным, А. В. Ульяновым и многими другими, выражены как

структурными впадинами, так и структурными поднятиями. По Н. Ю. Успенской, все элементы основной категории нефтегеологического районирования — нефтегазоносные провинции приурочены только к крупным областям прогибания: внутриплатформенным, окраинным, межгорным впадинам и пр. Исследователи, рассматривающие в качестве основных элементов районирования нефтегазоносные бассейны, связывают каждый из них с крупной, структурно погруженной в целом областью земной коры. Поэтому нефтегазоносные бассейны, оконтуренные И. О. Бродом, И. В. Высоцким, В. Е. Хаиным и многими другими, в значительном большинстве соответствуют нефтегазоносным провинциям, обособленным Н. Ю. Успенской. Исключением являются крупные погруженные области в сочленении платформ и складчатых сооружений. Каждая такая область трактуется И. О. Бродом, И. В. Высоцким, В. Е. Хаиным и другими исследователями как единый нефтегазоносный бассейн, а Н. Ю. Успенская выделяет в пределах этой области самостоятельные провинции — платформенной и геосинклинальной частей. А. А. Бакиров и Г. Е. Рябухин также обособляют в указанных областях самостоятельные нефтегазоносные провинции (предгорной впадины и краевой части платформы). Поэтому один и тот же элемент земного шара (например, в сочленении Африкано-Аравийской платформы, Тавра и Загроса) И. О. Брод рассматривает как единый нефтегазоносный бассейн (Персидского залива), а А. А. Бакиров и Н. Ю. Успенская — как две нефтегазоносные провинции (Месопотамской предгорной впадины и краевой части Аравийской платформы, по А. А. Бакирову; Ирано-Иракскую и Аравийскую, по Н. Ю. Успенской).

Можно значительно увеличить число примеров, иллюстрирующих расхождение мнений различных исследователей о наименовании и содержании категорий нефтегеологического районирования, а также о рациональном их количестве. Но даже краткий обзор табл. 1 и 2 показывает, что расхождение мнений по упомянутым вопросам во многих случаях является достаточно серьезным. Таким образом, придется повторить, что мы пока не располагаем единой общепринятой системой категорий элементов нефтегеологического районирования. Как уже упоминалось, это объясняется существующими значительными различиями взглядов на теоретические основы нефтегеологического районирования, а отсюда и проведением его разными учеными с применением неодинаковой методики.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДИКИ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ ПО ГЕНЕТИЧЕСКОМУ ПРИНЦИПУ

При нефтегеологическом районировании предусматривается разделение исследуемой части земной коры на различные по рангу и размеру элементы нефтегеологического районирования. Такое разделение проводится для выяснения и обоснования закономерностей распространения в этих элементах скоплений нефти и газа. Скопления нефти и газа весьма разнообразны по форме и размерам: от мельчайших представителей в виде капель и пузырьков до наиболее крупных с объемом, превышающим сотни и даже тысячи миллионов кубометров.

Признаком каждого скопления нефти или газа (независимо от размеров) является пространственная непрерывность образующей его углеводородной фазы. Признак этот, видимо, не вызывает сомнений. Очевидно, что две линзы нефти, разделенные глинистой пачкой, при отсутствии сообщения друг с другом, представляют не одно, а два самостоятельных скопления, каждое из которых возникло за счет аккумуляции углеводородов в изолированном участке земной коры.

Крупные скопления нефти и/или газа обычно именуется залежами этих полезных ископаемых. Понятие «залежь нефти или газа» формулировалось целым рядом исследователей (М. В. Абрамович, А. Г. Алексин, А. А. Бакиров, И. О. Брод, Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий, И. М. Губкин, Н. А. Еременко, К. Г. Лаликер, А. И. Леворсен, С. Ф. Федоров и др.). М. К. Калинин (1964) и К. С. Маслов (1968) подчеркнули значение гравитационных сил при формировании нефтяных и газовых залежей. К. С. Маслов писал: «... залежь нефти (и газа) — это скопление углеводородов, сформировавшееся под влиянием гравитации в ловушке, расположенной на путях их миграции» (Маслов, 1968, с. 8). Принимая в основном эту формулировку, следует отметить, что формирование залежи нефти и/или газа обеспечивается не только силами гравитации, и поэтому правильнее назвать залежью нефти и/или газа их скопление, возникшее в ловушке при решающей роли гравитационных сил.

Размеры залежей очень разнообразны. Объем наиболее крупных их представителей превышает 1 трлн. м³. Минимальные размеры скопления нефти и газа, позволяющие относить его к залежам этих полезных ископаемых, оцениваются различ-

но. Например, М. К. Калинко (1964) считает, что объем любой залежи должен превышать 1000 м³. Широко распространена условная количественная характеристика залежей как скоплений нефти и газа, которые могут быть объектами промышленного использования в настоящее время или в будущем.

Образование залежей в недрах происходит в пределах тел различной формы и размера, которые В. Б. Вильсон (1934) назвал природными резервуарами. Содержание этого понятия значительно развито и дополнено И. О. Бродом и Н. А. Еременко (Брод, 1936, 1937, 1944, 1946, 1951; Брод, Еременко, 1950). Они рассматривали природный резервуар как «сосуд», имеющий определенную форму, который может вмещать нефть, газ и воду. В состав этого «сосуда» входят породы-коллекторы, слагающие его внутреннюю часть, и примыкающие плохопроницаемые отложения, образующие «стенки сосуда».

Термин «природный резервуар» в приведенном выше значении широко применяется в отечественной и зарубежной литературе. Некоторые исследователи предпочитают вместо природных резервуаров говорить о коллекторах. Однако такая замена не является равнозначной, поскольку коллектор представляет лишь составную часть природного резервуара, которая сама по себе не может обеспечить формирование залежей нефти и/или газа.

Касаясь вопроса о классификации залежей, следует подчеркнуть, что такая классификация должна базироваться, в первую очередь, на признаках собственно залежей: их генезисе, форме, режиме, составе. Между тем, в значительном большинстве случаев классификации залежей строятся различными исследователями лишь по генезису и форме ловушек и природных резервуаров, в которых находятся эти залежи. В таких классификациях производится разделение по существу не собственно залежей, а заключающих их природных резервуаров и ловушек.

Под элементом нефтегеологического районирования понимается часть земной коры, отличающаяся от смежных наличием нефтегазоносности или характеристикой последней.

Нефтегазоносность того или иного элемента земной коры определяется присутствием в нем залежей нефти и газа.

Любой элемент, выделяемый на картах и схемах нефтегеологического районирования, представляет собой двумерное плоскостное изображение трехмерного элемента земной коры.

Из сказанного об элементах районирования и скоплениях нефти и/или газа очевидно глубокое качественное различие этих категорий, обуславливающее необходимость их четкого разграничения. Такое разграничение возможно и однозначно по упомянутому выше признаку всех скоплений — непрерывности в пространстве образующей каждое из них углеводородной фазы.

В любом конкретном случае принцип нефтегеологического районирования находит свое выражение в применяемой при этом методике. Последняя определяется системой подлежащих обособлению элементов районирования и критериями ограничения этих элементов. В зависимости от поставленных задач районирование нефтегазоносных территорий можно осуществлять по самым различным признакам. Несколько карт или схем, составленных при параллельном районировании одной и той же территории по разным признакам, отличаются друг от друга конфигурацией, местоположением границ выделенных элементов, а в большинстве случаев и количеством последних.

Районирование нефтегазоносных территорий часто проводится по административно-территориальным, физико-географическим, гидрогеологическим, геоморфологическим и литолого-фаціальным признакам. Применение каждой из перечисленных выше разновидностей признаков позволяет получить на базе проведенного районирования определенную полезную информацию о нефтегазоносности исследуемой территории. Так, например, районирование по административно-территориальному признаку дает отчетливое представление о распределении скоплений нефти и газа по провинциям, краям, областям и районам того или иного государства. Использование при районировании нефтегазоносных территорий физико-географических признаков позволяет обособить области, отличающиеся природными условиями и, соответственно, требующие различного подхода при планировании нефтегазопонсковых работ, выборе оборудования и пр. Не вызывает сомнений целесообразность геоморфологического районирования нефтегазоносных территорий, особенно для слабо изученных областей земного шара. Современная геоморфологическая характеристика данного региона оказывает значительную помощь при его предварительном отнесении к той или иной категории элементов нефтегеологического районирования и при оценке возможностей сохранения в нем залежей нефти и газа. При гидрогеологическом районировании обособляются области с различной гидродинамической и гидрохимической характеристикой, отличающиеся друг от друга режимом залежей, условиями их формирования и разрушения, т. е. очень важными факторами при оценке перспектив нефтегазоносности.

Однако даже самый беглый, сделанный выше обзор развития взглядов на районирование нефтегазоносных территорий со всей очевидностью показывает, что наиболее часто оно выполняется по тектоническому принципу. Конкретная структурно-тектоническая характеристика данной области земной коры определяет в ней возможность нефтегазообразования и нефтегазонакопления, а также обуславливает специфику этих процессов. Тем самым обособление различных структурно-тектонических областей одновременно предусматривает выделение эле-

ментов земной коры, отличающихся условиями возникновения и существования скоплений нефти и газа.

За последнее время в Советском Союзе успешно разрабатывается методика комплексного нефтегеологического районирования, предусматривающая совместное использование прошлых и современных структурных, литолого-фациальных, гидрогеологических характеристик исследуемой территории (А. А. Бакиров, И. В. Высоцкий, Н. Ю. Успенская, В. Е. Ханн и др.). Так, например, А. А. Бакиров рекомендует выделять нефтегазоносные области по тектоническому принципу с учетом литолого-фациальных условий накопления осадков, а также гидродинамических условий исследуемых территорий и указывает на необходимость изучать все эти факторы во взаимосвязи и развитии. Он особо подчеркивает ведущую роль тектонического фактора во времени и пространстве, т. е. палеотектоники.

Необходимость использования указанного комплекса признаков не вызывает сомнений. Вместе с тем все более настоятельно ощущается потребность в методике нефтегеологического районирования, которое реализуется на базе тщательного анализа упомянутого комплекса признаков, но непосредственно исходя из условий нефтегазообразования, нефтегазонакопления и существования залежей нефти и газа. Принцип такого районирования может быть кратко охарактеризован следующим образом.

Любое тело обладает совокупностью признаков. Границы этого тела в пространстве определяются границами распространения присущей ему совокупности признаков. В каждом конкретном аспекте познания данного объекта среди его признаков выделяются второстепенные и главные. На последних и основываются, в первую очередь, устанавливая границы этого объекта.

Целью нефтегеологического районирования является выяснение закономерностей распространения залежей нефти и газа. Поэтому главным признаком или качеством элемента такого районирования, несомненно, служит его нефтегазоносность — наличие в нем залежей нефти и/или газа. Для приобретения этого качества элемент земной коры должен обладать определенной благоприятной структурно-тектонической, литолого-фациальной и гидрогеологической характеристикой. Однако непосредственно обуславливающими возникновение и существование главного качества элементов нефтегеологического районирования являются их свойства генерировать, аккумулировать рассеянные углеводороды и консервировать залежи нефти и/или газа. Поэтому выделение и ограничение элементов исследуемой территории по трем указанным свойствам с полным правом можно расценивать в качестве нефтегеологического районирования этой территории по генетическому принципу.

Совокупность процессов генерации, аккумуляции рассеян-

ных углеводородов, формирования залежей нефти и/или газа и их разрушения И. В. Высоцкий назвал онтогенезом этих полезных ископаемых. Подобным образом сейчас иногда говорят об онтогенезе минерала — его «рождении», «развитии» и «смерти». Термин «онтогенез нефти и газа» будет далее часто использоваться в этой работе.

В широко применяемом районировании нефтегазоносных территорий по структурно-тектоническим признакам также прочно заложен генетический принцип. Однако в этом случае непосредственно отражается не возникновение рассеянных углеводородов и залежей нефти и/или газа, а формирование заключающих залежи структурных элементов.

Теоретическое обоснование нефтегеологического районирования по генетическому принципу стало возможным благодаря значительным успехам, достигнутым за последние 10—15 лет широким кругом исследователей, давших обстоятельную характеристику всех компонентов онтогенеза нефти и газа. Эти достижения в познании процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления сводятся к следующему.

Генерация углеводородов нашла всестороннее освещение и обоснование в органической (осадочно-миграционной, по Н. Б. Вассоевичу) теории происхождения нефти и газа. Согласно этой теории рассеянные углеводороды образуются из органического вещества, широко распространенного в стратиффере. Возникновение углеводородов из рассеянного органического вещества происходит в процессе эволюции последнего при направленном преобразовании вмещающих отложений.

Достаточно надежно установлены основные признаки нефтепроизводящих пород (А. М. Акрамходжаев, Н. Б. Вассоевич, З. Л. Маймин, С. Г. Неручев, К. Ф. Родионова и др.).

В условиях устойчивого прогибания земной коры, сопровождаемого осадконакоплением, органическое вещество на разных глубинах стратифферы подвергается влиянию различных агентов или одинаковых агентов, но действующих с разной интенсивностью и длительностью. Этим обусловлено наличие в разрезе стратифферы ряда достаточно автономных генерирующих зон, каждая из которых отличается от смежных составом и фазовым состоянием образующихся в ней углеводородов. Вертикальная зональность физических условий и физического состояния углеводородов отмечена В. А. Соколовым (1948).

В 1954 г. Н. Б. Вассоевич выделил и охарактеризовал основные стадии развития нефтематеринских отложений в зонах седименто-, диа-, ката- и метагенеза. Для каждой зоны было указано фазовое состояние образующихся в ней углеводородов. Стадии литогенеза Н. Б. Вассоевич сопоставил со стадиями развития ископаемых углей.

В 1964 г. глубинная зональность образования углеводородов рассмотрена в совместной статье И. В. Высоцкого и автора

данной работы. В этой статье приведен предложенный И. В. Высоцким первичный генетический ряд углеводородных продуктов эволюции органического вещества, возникающих на различных, выделенных и поименованных Н. Б. Вассоевичем стадиях литогенеза (газ на стадиях диагенеза и протокатагенеза, нефть и газовый конденсат на стадиях мезо- и апокатагенеза, газ на стадии протометагенеза и твердые углеродистые соединения при апометагенезе).

В этой же статье указывалось, что каждая генерирующая углеводороды зона характеризуется определенным интервалом температур и давлений. Мощность и глубина расположения таких зон определяются главным образом значением геотермического градиента, на который в свою очередь решающее влияние оказывает тектонический фактор. Поэтому в вертикальном разрезе разных тектонических областей кровля и подошва зон, одинаковых по своим генерирующим способностям, могут располагаться на существенно различных глубинах.

В 1964 г. Е. С. Ларская и Д. В. Жабрев отметили, что образование углеводородов наиболее интенсивно происходит при температурах 60—100°С и горном давлении 3—5 МПа/см².

В 1967 г. Н. Б. Вассоевич сформулировал понятие о главной фазе нефтеобразования, сущность которой заключается «... во-первых, в значительном новообразовании микронефти и при этом впервые (за всю предыдущую историю) в большом количестве образований низкомолекулярных углеводородов (C₂—C₁₃), увеличивающих подвижность микронефти, а во-вторых, в широком развитии ее миграции...» (Вассоевич, 1970, с. 17).

В 1968 г. В. А. Соколов выделил в разрезе земной коры четыре геохимические зоны: биохимическую и три термokatалитические (верхнюю, среднюю и нижнюю), приуроченные к различным интервалам глубин и отличающиеся составом образующихся углеводородов.

О. А. Радченко (1968) установила три последовательные стадии преобразования органического вещества сапропелевого типа: 1) стадию образования летучих продуктов и воды; 2) стадию формирования газов и жидких углеводородов (основная фаза нефтегазообразования); 3) стадию газообразования.

Н. Б. Вассоевич (1970) характеризовал три основные нефтегазогенерирующие зоны следующими значениями температур и глубин: верхняя зона газообразования — температура до 60—70°С, глубина до 1,5—2 км; зона нефтегазообразования — соответственно до 150—200°С и до 5 км; нижняя зона газообразования — 6—10 км.

В дальнейшем Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий, Ю. И. Корчагина и В. А. Соколов (1971), предложив историко-геолого-геохимический метод, позволяющий количественно оценить процесс нефтегазообразования в данной погруженной области, вы-

делили три зоны нефтегазогенерации: 1) верхнюю газогенерирующую; 2) нефтегазогенерирующую (действие главной фазы нефтеобразования); 3) нижнюю газогенерирующую. В первой из них располагается часть нефтематеринских слоев, проходящих стадию раннего катагенеза и способных генерировать только газ. Ко второй зоне приурочены нефтематеринские толщи, которые находились или находятся на уровне среднего катагенеза и продуцируют как газ, так и нефть. Наконец, в третьей зоне расположена часть слоев, достигших уровня позднего катагенеза, уже реализовавших свои нефтегенерационные возможности и производящих только газ.

За последние годы большое внимание уделяется установлению зависимости степени катагенетической измененности органического вещества от времени его нахождения в той или иной температурной зоне. При этом одна группа исследователей (Н. Б. Вассоевич, Н. В. Лопатин и др.) придает очень важное значение геологическому времени в эволюции органического вещества, а другая (И. В. Высоцкий, С. Г. Неручев, Г. М. Парпарова и др.) — считает роль этого фактора достаточно ограниченной.

Все изложенное выше свидетельствует о том, что в настоящее время уже установлены надежные критерии для суждения о возможностях генерации углеводородов в исследуемой области земной коры, стадийности этого процесса и его масштабах.

Нельзя согласиться с Н. Ю. Успенской (1962), указывавшей на отсутствие надежной диагностики материнских пород и вызванные этим трудности выявления их пространственного распространения, а потому исключавшей критерий битумообразования из определения основного элемента районирования нефтегазоносных территорий. Приведенные выше данные убедительно подтверждают правомочность и необходимость использования генерации углеводородов в качестве одного из основных, обязательных признаков при нефтегеологическом районировании по генетическому принципу.

Аккумуляция рассеянных углеводородов происходит в определенных участках земной коры, обычно именуемых ловушками. Возникновение их является закономерным следствием осадконакопления и тектонического развития. Начальный состав и фазовое состояние формирующихся залежей углеводородов определяются местом и временем образования ловушек относительно того или иного уровня генерации углеводородов в разрезе стратисферы. В связи с этим в осадочных толщах данной области в зависимости от ее развития возникает определенная вертикальная зональность размещения различных залежей углеводородов.

Указания на наличие такой зональности, ее обоснование и характеристика для самых разнообразных геотектонических областей даны в работах многих советских и зарубежных ис-

следователей (А. А. Бакиров, В. Ф. Барбат, М. С. Бурштар, В. Г. Васильев, И. В. Высоцкий, А. А. Геодекян, Г. С. Гуревич, В. Г. Демьянчук, Е. А. Дьяконов, Н. А. Еременко, М. А. Жданов, В. К. Каримов, А. Л. Козлов, А. Я. Кремс, В. В. Коцераба, Н. Т. Линдтроп, В. А. Лбов, С. П. Максимов, И. В. Машков, М. Ш. Моделевский, Н. М. Музыченко, Н. В. Неволин, Н. Ф. Никонов, Г. П. Ованесов, В. Ф. Раабен, В. П. Савченко, В. А. Соколов, В. Л. Соколов, А. Г. Селицкий, З. А. Табасаранский, Г. К. Хадсон, Э. В. Чайковская, С. Шарр, П. Ф. Шпак, К. С. Яруллин и др.).

В 1954 г. Н. Б. Вассоевич охарактеризовал рассматриваемую зональность следующим образом (сверху вниз): газовые залежи — залежи газа и нефти — залежи конденсата — газовые залежи. В 1964 г. И. В. Высоцкий и автор данной работы указали конкретные интервалы глубин стратисферы, заключающие залежи различного состава и фазового состояния. В 1967 г. в коллективной статье (Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий, А. Н. Гусева, В. Б. Оленин) приводился вертикальный ряд залежей углеводородов, возникших в условиях непрерывного погружения при образовании участков, благоприятных для аккумуляции углеводородов уже в течение самых ранних стадий эволюции органического вещества, и существовании этих участков на всем протяжении прогибания данной области земной коры. Указанный ряд выглядел следующим образом (сверху вниз): газовые залежи — нефтегазовые и газонефтяные залежи — газоконденсатные залежи — газовые залежи.

В природе указанный ряд часто бывает нарушен за счет вертикальной миграции углеводородов или смены погружения данного участка земной коры его воздыманием. В конкретных нефтегазоносных областях приведенный ряд нередко оказывается неполным за счет своих верхних членов в результате позднего формирования сводовых ловушек (И. В. Высоцкий, 1964) или нижних членов в связи с ограниченной эволюцией органического вещества при недостаточном его захоронении.

В 1971 г. И. В. Высоцкий предложил следующий идеальный вертикальный ряд залежей в разрезе осадочной оболочки земной коры: на глубинах 0,3—2 км — газовые (сухие), газовые (жирные); на глубинах 2—5 км — нефтегазовые, газонефтяные, нефтегазовые, газорастворенной нефти с нефтяной оторочкой; на глубинах 5—7 км — газорастворенной нефти, конденсата с газовой шапкой; на глубинах 7—9 км — газовые (сухие).

Условия сохранения и разрушения залежей нефти и/или газа с различной детальностью рассмотрены в трудах И. О. Брода, Н. А. Еременко, В. Г. Левинсона (1948), Н. Б. Вассоевича (1954), М. К. Калинин (1964), В. А. Соколова (1948), В. А. Успенского (1954) и многих других исследователей. В этих трудах высказываются следующие соображения об упомянутых условиях.

На протяжении всего своего существования залежь нефти и/или газа испытывает воздействие разрушающих ее факторов. Влияние их сказывается даже на этапах роста залежи. Если же процессы разрушения начинают преобладать над процессами формирования, газовая залежь в конечном итоге может полностью рассеяться, а нефтяная — превратиться в скопление твердых нафтидов. Таким образом, консервация нефтяных и газовых залежей является необходимым свойством нефтегазонасного элемента районирования, не менее важным, чем генерация и аккумуляция углеводородов.

В результате устойчивого погружения той или иной области земной коры на больших глубинах (различных для разных геотектонических областей; ориентировочно более 9—10 км) осадочные породы и заключенное в них органическое вещество начинают подвергаться воздействию процессов метаморфизма. Последние приводят к графитизации органического вещества и коренной перестройке породы. Существование залежей нефти и газа в условиях зоны метаморфизма невозможно.

С другой стороны, интенсивное разрушение залежей происходит в верхней части стратисферы, в зоне явного выветривания и в значительно меньшей степени — в зоне скрытого выветривания. Первая из этих зон характеризуется наличием свободного кислорода. Здесь углеводороды испытывают как анаэробное, так и аэробное окисление. Помимо химических и биогенных процессов, энергичное разрушение залежей в зоне гипергенеза обусловлено физическими процессами: диффузией и фильтрацией.

Возможность длительного (в геологическом понимании времени) существования залежей нефти и/или газа имеется в части стратисферы, расположенной над зоной метаморфизма и под «подошвой» зоны гипергенеза. Эта возможность в целом определяется здесь геохимической обстановкой и наличием изолирующих пород-покрышек, которые за последнее десятилетие являлись объектом специального рассмотрения в трудах многих советских и зарубежных ученых (Э. А. Бакиров, Б. С. Воробьев, И. В. Высоцкий, Г. Х. Дикенштейн, Н. А. Еременко, Д. В. Жабрев, В. М. Завьялов, М. К. Калинин, А. Л. Козлов, А. Г. Милешина, В. П. Савченко, Г. И. Сафонов, А. А. Ханин, Б. И. Ярош и др.). Разрушение залежей в указанной части стратисферы происходит в результате диффузии и фильтрации углеводородов, а также внедрения магмы. В зависимости от генезиса и строения разрывы могут играть двойную роль в консервации залежей. Разрывы либо являются экранами, способствующими формированию скоплений углеводородов, либо путями для рассеивания этих скоплений.

В каждой залежи, как это установлено В. П. Савченко, существует давление, избыточное над гидростатическим. В

данной точке залежи оно прямо пропорционально высоте этой точки над поверхностью, разграничивающей залежь нефти или газа и пластовую воду, а также разности плотностей нефти или газа, образующих залежь, и подстилающей ее пластовой воды. С увеличением высоты залежи и уменьшением плотности формирующих ее нефти или газа возрастает избыточное давление. Когда оно достигает определенного значения, при котором изолирующие возможности данной покрышки оказываются недостаточными, происходит внерезервуарная миграция углеводородов из залежи через покрывающие ее плохопроницаемые разности в ближайший вверх по разрезу резервуар.

Следовательно, каждая залежь для своего сохранения нуждается в покрышке, изолирующие свойства которой достаточны для противодействия избыточному давлению в залежи. Такое противодействие обеспечивается превышением внутрипорового давления в уплотняющихся глинистых покрышках над пластовым давлением в подстилающих коллекторах, а также крайне малыми размерами поровых пространств в отложениях, образующих покрышки (И. В. Высоцкий, Н. А. Еременко, А. Г. Милешина и др.). Сохранности залежи способствует увеличение мощности покрышки. Мощность каждой покрышки определяется скоростью и продолжительностью непрерывного накопления слагающих ее плохопроницаемых осадков. Пластичность покрышек обусловлена их возрастом и глубиной залегания. С течением времени и по мере погружения пластичность глинистых покрышек уменьшается, а соляных покрышек не ухудшается при их старении и повышается с ростом давления (Калинко, 1964)¹.

При прочих равных условиях сохранность залежей в данной области земной коры зависит от площади распространения покрышек и характера их распределения по разрезу. Чем больше эта площадь и чем выше залегает верхняя покрышка в разрезе осадочного чехла, тем для большей части объема последнего (в пределах данной области) может быть обеспечена сохранность залежей нефти и/или газа.

Как отмечает М. К. Калинко (1964), при восходящем движении нефтегазоносной области земной коры у заключаемых ею покрышек возрастает коэффициент проницаемости и степень раскрытости микротрещин; происходит падение пластовых давлений, приводящее к уменьшению плотности нефти и газа в залежах, увеличению высоты последних и рост в них избыточного давления. Прямым следствием всего этого является возрастание скорости рассеивания залежей (особенно газовых).

¹ Этим объясняется нахождение крупнейших залежей газа в палеозойских отложениях под соляными, а не глинистыми покрышками (Оленин, Соколов, 1963; Калинко, 1964). — *Прим. авт.*

Таким образом, уже сама по себе смена погружения нефтегазоносной области земной коры ее воздыманием существенно ухудшает условия сохранения залежей. Чем энергичнее и значительнее воздымание этой области, тем все более интенсивно в ней проявляются процессы разрушения залежей. Особенно резко они выражены в том случае, если восходящие движения приводят к осушению поверхности нефтегазоносного элемента и формированию расчлененного рельефа. При этом залежи, ранее возникшие в верхней части осадочного чехла, оказываются в зоне химического и механического их разрушения. Мощность зоны разрушения будет тем большей, чем длительнее и выше воздымалась данная область земной коры и чем большей глубины в ней достиг эрозионный врез.

Надо подчеркнуть, что перерывы седиментации, выраженные поверхностями несогласия в разрезе осадочного чехла, могут оказывать различное и резко неравнозначное влияние на онтогенез нефти и газа. С одной стороны, такие перерывы при условии последующего погружения и накопления осадочных отложений способствуют дополнительной аккумуляции углеводородов, являясь предпосылкой для формирования связанных только с перерывами ловушек экранирования по поверхности несогласия. С другой стороны, гораздо более значительное влияние перерывов на онтогенез нефти и газа проявляется в вызываемом ими резком ухудшении консервации залежей вплоть до полного их разрушения. Чем больше перерывов, а особенно длительных, и в условиях энергичного воздымания имело место в развитии данной области земной коры, тем значительнее для нее объем углеводородов, подвергшихся после своего возникновения рассеиванию и разрушению.

В заключение следует сказать о требованиях, которые должны быть предъявлены к методике нефтегеологического районирования по генетическому принципу, некоторых обязательных чертах этой методики и ограничениях в ее применении.

Методика нефтегеологического районирования по генетическому принципу должна быть теоретически обоснована во всех своих компонентах, удобна для практического использования, а также способствовать установлению и объяснению закономерностей размещения нефти и газа, оценке перспектив нефтегазоносности, выбору главных направлений и рационального комплекса нефтегазопромысловых и разведочных работ.

Разработка методики нефтегеологического районирования по генетическому принципу (как и любого районирования) предусматривает составление системы элементов, обеспечивающей возможность такого районирования, и определение критериев проведения границ этих элементов.

При составлении системы элементов нефтегеологического районирования по генетическому принципу требуется:

1) включить в эту систему совокупность категорий, необходимых и достаточных как для мелко-, так и крупномасштабного районирования;

2) обосновать нижний и верхний пределы этой системы;

3) установить каждую категорию данной системы по признакам, позволяющим однозначно выделять элементы этой категории и уверенно отличать их от элементов, принадлежащих категориям иного ранга;

4) возможно более конкретно охарактеризовать размерность элементов, относящихся к каждой категории данной системы;

5) отчетливо определить место каждой категории в пределах системы, и ее соотношение со смежными категориями;

6) обосновать выбор главного элемента районирования;

7) для каждой категории составить генетическую классификацию входящих в нее элементов по признакам, определяющим возникновение и существование нефтегазоносности этих элементов, и в то же время наиболее эффективно используемым в практической деятельности (при оценке перспектив нефтегазоносности, поисках и разведке залежей нефти и/или газа);

8) для каждой классификационной разновидности главных элементов районирования охарактеризовать ее типовую модель нефтегазоносности¹.

Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу проводится с целью изучения современных нефтегазоносных пространств. Поэтому все элементы при таком районировании следует выделять на основании их положения в современной структуре земной коры. При этом, несомненно, должно всесторонне анализироваться развитие каждого обособляемого элемента во взаимосвязи его со смежными элементами.

При нефтегеологическом районировании по генетическому принципу предусматривается выделение наряду с элементами, в которых нефтяные и газовые залежи уже открыты, возможно нефтегазоносных элементов, где залежи этих полезных ископаемых еще не обнаружены, но, исходя из имеющихся теоретических представлений, могут существовать, а также элементов, в которых условия для возникновения и существования залежей нефти и/или газа в настоящее время отсутствуют.

Использование методики нефтегеологического районирования по генетическому принципу следует пока ограничить современной сушей и шельфом, для которых имеется достаточно данных

¹ Под моделью нефтегазоносности данного элемента нефтегеологического районирования понимаются присущие этому элементу совокупность структурных форм, аккумулирующих нефть или газ, и их расположение в пределах этого элемента, а также вертикальная зональность залежей различного состава. — *Прим. авт.*

о строении и формировании осадочного чехла, а также о происходящих в нем процессах нефтегазообразования, нефтегазоаккумуляции и об условиях сохранения залежей нефти и газа. Для континентального склона и его подножия современное состояние изученности осадочного чехла свидетельствует о достаточном своеобразии его структуры и присущего ему онтогенеза нефти и газа, в связи с чем в данном случае может потребоваться известная специфика нефтегеологического районирования по генетическому принципу.

НИЗШИЕ КАТЕГОРИИ ЭЛЕМЕНТОВ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

§ 1. ПРОСТЕЙШИЕ ЭЛЕМЕНТЫ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ — ЛОВУШКИ С НЕФТЬЮ И/ИЛИ ГАЗОМ

Нижний предел системы элементов нефтегеологического районирования обусловлен объемом простейшего элемента этой системы. В качестве простейшего элемента районирования по генетическому принципу следует рассматривать минимальный по размеру участок земной коры, который при этом в силу своей структурно-генетической характеристики способен заключать единичную залежь нефти и/или газа. Такие участки большинство отечественных исследователей именуют ловушками.

Объединяя ловушки в самую низшую категорию элементов нефтегеологического районирования, необходимо отметить, что в 1968 г. аналогичная оценка ловушек, заключающих залежи нефти и газа, была дана Н. А. Еременко. Первая обстоятельная характеристика ловушек в отечественной литературе имеется в трудах И. М. Губкина. Определение понятия «ловушка» приводится в работах целого ряда советских и зарубежных ученых (А. А. Бакиров, И. О. Брод, Н. Б. Вассоевич, В. Г. Вильсон, Н. А. Еременко, М. К. Калинин, К. К. Лэйдс, К. С. Маслов и др.).

Ловушка, в которой присутствует залежь нефти и/или газа, представляет собой участок недр, состоящий из коллекторов и прилегающих плохопроницаемых отложений, способный аккумулировать углеводороды в своей коллекторской части и заключающий в ее пределах залежь нефти и/или газа.

Участки недр, предположительно обладающие указанными свойствами ловушки, но в которых залежи нефти и/или газа еще не обнаружены, являются возможно нефтегазоносными ловушками.

Размер ловушек наглядно характеризуется их площадью, которая чаще всего составляет единицы — десятки квадратных километров, но может достигать гораздо больших значений.

Каждая ловушка, как и любой элемент низших категорий, характеризуется ее эффективным объемом — суммарным объемом пустот коллекторской части, который может быть заполнен нефтью или газом.

§ 2. КЛАССИФИКАЦИЯ ЛОВУШЕК С НЕФТЬЮ И/ИЛИ ГАЗОМ

Классификации ловушек или залежей нефти и газа, заключенных в ловушках различного типа, составлены многими отечественными и зарубежными исследователями (в СССР — М. В. Абрамович, А. Г. Алексин, А. А. Бакиров, И. О. Брод, Н. Б. Вассоевич, Б. С. Воробьев, И. В. Высоцкий, М. А. Жданов, Н. А. Еременко, В. М. Завьялов, А. Я. Кремс, К. С. Маслов, М. Ф. Мирчинк, Н. Н. Осадько, В. Я. Ратнер, А. М. Серегин, А. В. Ульянов, Г. А. Хельквист, Н. Ю. Успенская, В. Е. Хаин, М. М. Чарыгин, Ю. М. Васильев, Л. В. Каламкаров и др., за рубежом — В. Б. Вильсон, О. Вилхельм, Л. Д. Корнфельд, Г. Р. Лавли, А. И. Леворсен, В. Л. Рассел, К. В. Сандерс, В. Б. Херой, К. Хилд и др.). Почти все эти классификации построены по форме и/или генезису ловушек. Лишь в нескольких из них (например, у Н. Б. Вассоевича) непосредственно использованы условия формирования залежей. Недостатком классификаций, разработанных всеми упомянутыми зарубежными и некоторыми советскими учеными, является отсутствие в них четкого определения и/или разграничения таких основных понятий, как «залежь», «месторождение», «природный резервуар», «ловушка».

Некоторые разновидности ловушек, отмеченные ранее упомянутыми исследователями, выделялись И. М. Губкиным (1932) и Э. Блюмером (1919) при составлении ими классификаций нефтяных месторождений.

Г. Р. Лавли (1943) впервые разделил все ловушки на три группы: структурные (structural), стратиграфические (stratigraphic) и литологические (lithological).

Полностью соглашаясь с резкой критикой этих терминов В. Е. Хаиным (1954), надо указать, что они не являются ориентирующими, поскольку не раскрывают сущность каждой указанной группы ловушек и требуют дополнительных пояснений. Выделение «структурных» ловушек должно предполагать, что ловушки двух других групп не являются структурными. Однако таких ловушек в природе быть не может, потому что все ловушки обладают тем или иным строением, т. е. структурой.

Стратиграфическими в США часто именуют ловушки, образовавшиеся как у поверхности несогласия, так и за счет выклинивания. Применение этого термина даже только по отношению к ловушкам, приуроченным к поверхностям несогласия, не является оправданным, поскольку стратиграфическое несогласие рассматривают обычно как синоним параллельного несогласия, а наиболее благоприятные условия возникновения ловушки у поверхности размыва связаны с угловым несогласием.

Образование любой ловушки требует участия осадков или пород при их определенном составе и соотношении. С этой

точки зрения все ловушки можно именовать «литологическими». Специфика ловушек третьей группы в таком названии совершенно не отражена.

Применение неориентирующих терминов, к тому же часто сопровождаемое их неоднозначным употреблением, приводит к серьезным трудностям в практической работе. Любому геологу-нефтянику, сталкивающемуся со специальной литературой на английском языке, часто приходится гадать, какую ловушку описывают, именуя ее «lithological trap» или «stratigraphic trap», если иллюстрирующий строение ловушки графический материал в этой работе отсутствует.

Безликие названия залежи или ловушки — «структурная», «литологическая», «стратиграфическая», широко используемые в отечественной литературе, применяются далеко не всегда однозначно. К тому же весьма многочисленны самые разнообразные видоизменения этих терминов. Все сказанное в значительной степени осложняет, а иногда исключает возможность сравнительной оценки описываемых объектов.

Например, в одной и той же работе можно найти такие названия залежи, как «структурно-литологическая», «структурно-литологически экранированная», «литологически-ограниченная (экранированная)», «литологическая». Или опять-таки в рамках одной статьи выделяются следующие самостоятельные типы залежей: «стратиграфический (выклинивающийся)», «литологический», «литологически-ограниченный», «выклинивающийся вверх по восстанию» и пр.

Изложенное выше убедительно показывает преимущество ориентирующих терминов, дающих принципиальное однозначное представление о строении и генезисе объектов, которым они адресованы. Так, именуя ловушки «экранированными по поверхности несогласия», «выклинивающимися», «седиментационными линзами», «линзами тектонической трещиноватости», можно отразить в указанных названиях основные черты ловушек даже без иллюстрации их разрезом или геологической картой.

Ловушки с нефтью и/или газом состоят из залежей этих полезных ископаемых и вмещающих их участков земной коры. Поэтому всесторонняя генетическая классификация ловушек должна отражать как образование в них залежей, так и формирование представляющих ловушки участков земной коры. Однако такая классификация является слишком многоплановой и сложной.

С учетом этого обстоятельства предлагаются две параллельные классификации ловушек с нефтью и/или газом. Первая из них составлена по следующим признакам, непосредственно определяющим условия формирования залежей:

1) характерное соотношение площади ловушки с площадью сбора в нее рассеянных углеводородов;

2) преобладающее направление поступления в ловушку рассеянных углеводородов.

Приводимое далее описание остальных низших категорий элементов нефтегеологического районирования показывает, что все они, как и ловушки с нефтью и/или газом, могут быть рационально разделены по двум указанным выше признакам в рамках общей классификации элементов низших категорий. Такую классификацию удобнее привести после описания всех низших категорий.

Другая классификация ловушек с нефтью и/или газом составлена на основании генезиса и строения представляющих ловушки участков земной коры. В настоящее время эти признаки имеют наибольшее практическое значение. Непосредственному выявлению залежей предшествует обнаружение могущих заключать их структурных элементов¹, строение и генезис которых служат главными признаками, используемыми при нефтегазописковых работах. Первый из этих двух признаков для ловушек с нефтью и/или газом более важен, поскольку основное их исследование проводится на стадии разведки, когда одной из основных задач является выяснение формы залежи, обусловленной формой содержащей ее ловушки.

Генезис структурного элемента, которым представлена ловушка, является по значению вторым ее признаком, так как к изучению ловушки — локального участка, подчиненного своим формированием заключающему ее элементу более высокого ранга — месторождению, приступают, выяснив на стадии поисковых работ механизм образования структурной формы, которой выражено месторождение. Тем не менее, генезис структурных элементов, представляющих ловушки, играет большую роль как признак их классификации, используемый при нефтегеологическом районировании. Этот признак позволяет предполагать разновидности ловушек, наиболее вероятные для данной геологической обстановки, а в ряде случаев априорно судить о характере изменчивости коллекторских свойств в ловушках.

Рассматриваемая ниже классификация ловушек имеет много общего с классификацией залежей, составленной И. О. Бродом (1951), но отличается от нее главным признаком деления, принципом деления на едином уровне и составом классификационных категорий. И. О. Брод использовал в качестве главного признака тип природного резервуара, который часто оказывается неконкретным (при разделении пластовых и массивных залежей), и выделял категории одинакового ранга — подгруп-

¹ Под «структурным элементом» или «структурной формой» в работе понимается любая часть земной коры, обладающая определенным строением (структурой), позволяющим обособить ее по этому признаку от смежных частей (антиклиналь, участок несогласия или выклинивания, линзовидное тело и т. п.). — *Прим. авт.*

пы залежей по разным признакам: по форме ловушек (например, сводовые), их генезису (в биогенных выступах) и по характеру ограничения (ограниченные плохопроницаемыми породами и др.).

Известные к настоящему времени ловушки с нефтью и/или газом по форме могут быть разделены на четыре крупные группы (табл. 3): *I* — изгибы, *II* — выступы, *III* — ловушки экранирования, *IV* — линзы и линзовидные ловушки.

Каждая ловушка первых трех групп занимает, как правило, очень незначительную долю общего объема природного резервуара. Для четвертой группы объем ловушки соответствует объему природного резервуара, с которым она связана.

Среди ловушек первой группы господствуют их представители, выраженные выпуклым изгибом природных резервуаров. Залежи в таких ловушках И. О. Брод (1951) назвал сводовыми.

Наряду с ними известны, хотя и крайне немногочисленные, ловушки (только с нефтью) в виде синклинальных изгибов. Поэтому ловушки первой группы можно подразделить (также по их форме) на две подгруппы: *A* — сводовые изгибы, *B* — синклинальные изгибы.

Все названные группы ловушек с нефтью и/или газом в зависимости от генезиса структурных элементов, которыми они представлены, разделяются на виды.






Основываясь на фактическом материале и учитывая главные практические задачи, решаемые при помощи данной классификации ловушек с нефтью и/или газом, можно ограничиться выделением в первой группе ловушек четырех видов:

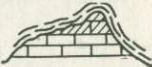
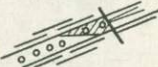




1 — изгибы бокового сжатия, свойственные линейной складчатости, обладающие в своем типичном виде круто наклоненными крыльями; *2* — изгибы, образованные над ядром диапира; *3* — изгибы, образованные над разрывом; *4* — отраженные изгибы.



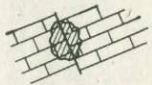

Отраженные изгибы гораздо положе изгибов бокового сжатия, характерны для прерывистой складчатости и возникают в осадочном чехле при перекрытии погребенных выступов (структуры облекания), а также при вертикальных подвижках блоков фундамента. Общее название двух этих разновидностей определяется тем, что в них обеих отражено строение нижерасположенных элементов.

Подгруппа сводовых ловушек имеет своих представителей во всех четырех выделенных видах, а подгруппа ловушек, выраженных синклинальными изгибами, только в последнем из них. Над разрывами и ядрами диапиров синклинальные изгибы не образуются, а в синклинальных изгибах бокового сжатия, свойственных складчатым областям с активным гидрогеологическим режимом, возможность формирования залежей практически отсутствует.

Классификация ловушек с нефтью и/или газом

Группа	Подгруппа	Вид	Схематический разрез
По форме ловушки		По генезису ловушки	
I. Изгибы	А. Сводовые изгибы	1. Изгибы бокового сжатия	
		2. Изгибы, образованные над ядром диапира	
		3. Изгибы, образованные над разрывом	
	Б. Синклинальные изгибы	4. Отраженные изгибы	
II. Выступы ¹	—	5. Биогенные выступы	

Группа	Подгруппа	Вид	Схематический разрез
По форме ловушки		По генезису ловушки	
II. Выступы	—	6. Эрозионные выступы	
III. Ловушки экранирования	—	7. Экранирования по разрыву	
		8. Экранирования по поверхности несогласия	
		9. Выклинивающиеся	
		10. Экранирования ядром диапира	
		11. Экранирования жерлом грязевого вулкана	

Группа	Подгруппа	Вид	Схематический разрез
По форме ловушки		По генезису ловушки	
III. Ловушки экранирования	—	12. Запечатывания асфальтом	
IV. Линзы и линзовидные ловушки	—	13. Седиментационные линзы	
		14. Линзы тектонической трещиноватости	
		15. Линзы выветривания	



1 — коллекторы; 2 — плохопроницаемые отложения; 3 — залежи нефти или газа; 4 — асфальтовая пробка; 5 — породы фундамента; 6 — разрывы.

¹ В классификацию следует включить еще один вид этой группы — ловушки-выступы, возникшие по ограничивающим их разрывам.

В. Е. Хаин (1954) и некоторые другие исследователи выделяют еще две генетические категории ловушек, связанных с изгибом природного резервуара: сводовые надинтрузивные и в складках уплотнения. Обе эти генетические разновидности не рассматриваются здесь в качестве самостоятельных видов ловушек по следующим причинам: 1) при ознакомлении с результатами огромных по объему буровых работ, производившихся в самых разнообразных тектонических областях земного шара, пока не удалось обнаружить ни одной достаточно достоверной ловушки с нефтью или газом в надинтрузивном своде; 2) изгибы за счет неравномерного уплотнения возникают как следствие облекания пластичными осадками погребенных выступов или крупных линз плотных пород. Поэтому кажется возможным рассматривать такие ловушки (в рамках их генеральной классификации) в составе вида ловушек, представленных отраженными изгибами, включающими изгибы облекания.

Вторая группа объединяет два вида ловушек: 5 — биогенные выступы и 6 — эрозионные выступы.

Ловушки, представленные структурными элементами указанного генезиса, выделены и названы И. О. Бродом (1951).

Правомочность выделения в группе ловушек выступов двух самостоятельных видов — биогенных выступов и эрозионных выступов — не вызывает сомнений. Такие выступы помимо резко различного генезиса характеризуются неодинаковой изменчивостью коллекторских свойств в своих пределах. В эрозионных выступах коллекторские свойства в общем ухудшаются вглубь от поверхности размыва. В биогенных выступах, как это описал Р. Шетфорд (1950) на примере месторождения Редуотер, наилучшие пористость и проницаемость часто характерны не для биогермной зоны, соответствующей наиболее высокой части рифового массива, а для ниже расположенной зернисто-обломочной зоны, формирующейся на склоне рифа, обращенном в открытое море. Следует также отметить, что биогенные выступы в большинстве случаев имеют в плане более правильную форму, чем эрозионные.

Необходимым условием возникновения залежи является наличие замкнутого контура. Определение этого понятия было дано И. О. Бродом и Н. А. Еременко.

В данной работе замкнутый контур рассматривается как линия, ограничивающая в плане площадь распространения коллекторской части ловушки. Таким образом, замкнутый контур представляет собой нулевую изопакиту данной части ловушки и тем самым ограничивает максимальную возможную площадь залежи в этой ловушке. Залежь нефти и/или газа может распространяться на всей площади внутри замкнутого контура (рис. 2, б) или на части этой площади (рис. 2, а). Для большинства ловушек первой и второй групп характерен простой замкнутый контур,

образованный одной из изогипс поверхности коллекторской части ловушки (рис. 3, а).

Третья группа объединяет ловушки, залежи в которых И. О. Брод назвал экранированными.

Группа ловушек экранирования содержит шесть видов: 7 — ловушки экранирования по разрыву; 8 — ловушки экранирования по поверхности несогласия; 9 — выклинивающиеся ловушки; 10 — ловушки экранирования ядром диапира; 11 — ловушки экранирования жерлом грязевого вулкана; 12 — ловушки запечатывания асфальтом.

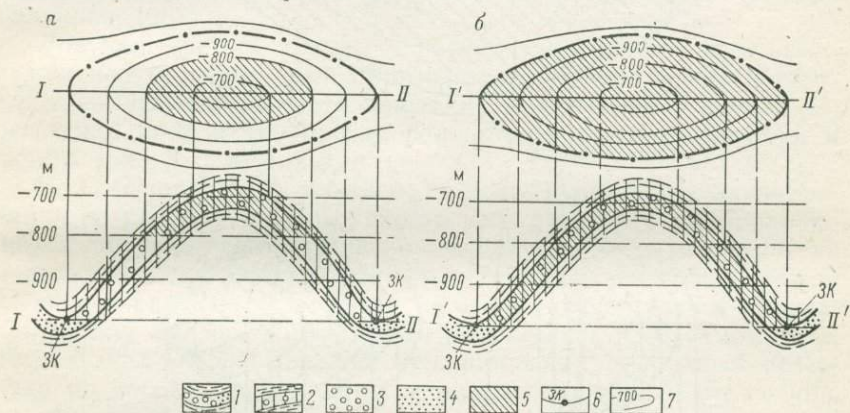


Рис. 2. Соотношение замкнутого контура ловушки и находящейся в ней залежи.

Залежь занимает: а — часть площади замкнутого контура, б — всю площадь замкнутого контура

1 — природный резервуар; 2 — ловушка с нефтью и/или газом; коллекторская часть: 3 — ловушки; 4 — природного резервуара вне ловушки; 5 — залежь нефти и/или газа; 6 — замкнутый контур; 7 — изогипсы кровли коллекторской части природного резервуара

В коллекторских частях ловушек седьмого вида пористость и проницаемость обычно улучшаются по мере приближения к экранирующей поверхности в результате возникновения дополнительных трещин при формировании разрыва. В ловушках восьмого вида при движении по восстанию природного резервуара приближение к поверхности несогласия обычно сопровождается улучшением пористости и проницаемости участвующих в его строении коллекторов, обусловленным влиянием эрозии в период отсутствия осадконакопления. Иногда в таких ловушках имеют место обратные соотношения в результате заполнения пустот головной части ловушки минеральным веществом, выпавшим из циркулировавших здесь вод.

Формирование структурных элементов ловушек девятого вида обусловлено собственно выклиниванием коллекторов, участвующих в строении природного резервуара, или их «фациальным» выклиниванием — замещением плохопроницаемыми отложениями. Такое выклинивание происходит по восстанию

природного резервуара. Ловушки этого вида названы выклинивающимися. Ловушки остальных видов третьей группы нельзя именовать выклинивающимися. Они возникают не за счет выклинивания, а в результате срезания различными поверхно-

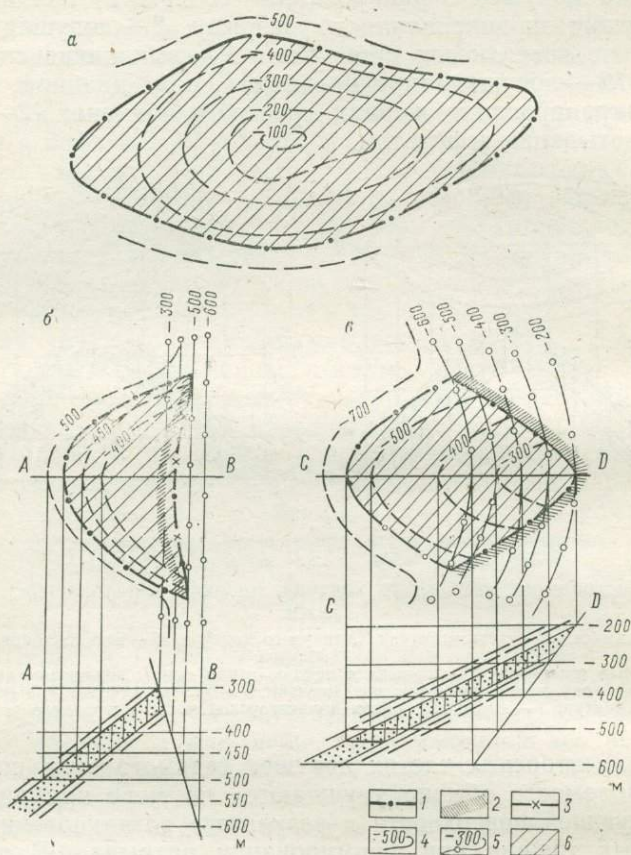


Рис. 3. Замкнутые контуры ловушек с нефтью и/или газом. Контуры: а — простой, б, в — сложные.

1 — замкнутый контур; 2 — линия пересечения кровли коллекторской части ловушки с экраном; 3 — линия пересечения подошвы коллекторской части ловушки с экраном; 4 — изогипсы кровли коллекторской части ловушки; 5 — изогипсы экрана; 6 — залежь нефти и/или газа

стями или телами и не обладают обязательным свойством выклинивающегося тела — постепенным уменьшением его мощности или поперечного сечения до полного исчезновения тела.

Выклинивающиеся ловушки в отличие от ловушек экранирования по разрыву и по поверхности несогласия часто характеризуются очень сложным строением поверхности, разграничивающей плохопроницаемые отложения и коллекторскую часть

природного резервуара в направлении восстания последнего. Закономерной чертой ловушек, возникших за счет замещения коллекторов природного резервуара плохопроницаемыми отложениями, является постепенное ухудшение пористости и проницаемости коллекторской части по мере непосредственного приближения к поверхности выклинивания.

Ловушки видов 10, 11 и 12 не нуждаются в развернутой характеристике. Следует только отметить, что ловушки, отнесенные к видам 10 и 11, некоторые исследователи объединяют под наименованием контактных (Фурман, 1936) или приконтактных (Бакиров, 1968).

Ловушки третьей группы характеризуются сложным замкнутым контуром, который образован одной из изогипс поверхности коллекторской части ловушки в сочетании с линией пересечения кровли (подшвы) коллекторской части ловушки и экрана (рис. 3, б, в).

И. О. Брод (1951) именовал залежи в ловушках экранирования по разрыву, по поверхности несогласия и в выклинивающихся ловушках соответственно тектонически, стратиграфически и литологически экранированными. Термины эти прочно вошли в употребление и, тем не менее, вызывают существенные замечания в силу своей неконкретности или неясности. В самом деле, поскольку в любой ловушке экранирования природный резервуар по восстанию упирается в плохопроницаемые отложения, залежи во всех таких ловушках (а не только в выклинивающихся) можно рассматривать как литологически экранированные. И. О. Брод назвал тектонически экранированными лишь залежи в ловушках экранирования по разрыву. Однако тектонический фактор сыграл ничуть не меньшую роль при формировании залежей (и содержащих их ловушек) у поверхности несогласия, на контакте с ядром диапира и жерлом грязевого вулкана. Предложенное И. О. Бродом название «стратиграфически экранированные залежи» также не раскрывает особенностей характеристики этих залежей и заключающих их ловушек.

Некоторые исследователи выделяют самостоятельную разновидность залежей, экранированных интрузивным телом (приконтактные с вулканогенными образованиями — А. А. Бакиров, 1968; экранированные изверженными породами — И. О. Брод, 1951). Видимо, обособление указанной разновидности ловушек, содержащих такие залежи, в качестве самостоятельного подразделения генеральной классификации ловушек преждевременно, поскольку пока оно не подтверждено фактическим материалом. Залежи в ловушках, приуроченных к интрузиям, крайне немногочисленны и сравнительно невелики. Они известны в США (Техас, месторождения Литтон-Спрингс, Хилбиг, Тролл и др.), Мексике (район Тампико, месторождение Серро-Азуль), на Кубе (провинция Санта-Клара, месторождение Хатибонико

и др.). Однако во всех указанных месторождениях залежи заключены в ловушках, выраженных элементами, возникновение которых не связано с экранированием природного резервуара интрузивным телом. Такие ловушки представлены линзовидными участками повышенной пористости и проницаемости, сформировавшимися главным образом в результате выветривания в зоне контакта интрузий и вмещающих их осадочных пород. Это отчетливо видно на разрезе месторождения Литтон-Спрингс (рис. 4). Аналогичны условия залегания нефти и в других перечисленных выше месторождениях, в том числе и на Серро-Азуль (устное сообщение К. Арредондо). Описанные ловушки

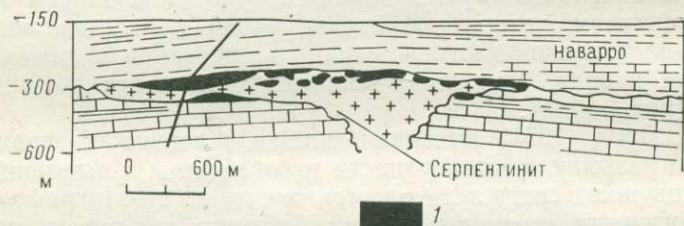


Рис. 4. Геологический разрез месторождения Литтон-Спрингс, Техас, округ Колдуэлл (Коллингвуд и Реттжер, 1959).

Залежи нефти заключены в линзовидных ловушках — участках повышенной пористости и проницаемости за счет выветривания серпентинитов.
1 — нефть

входят в состав четвертой группы предлагаемой классификации — линз и линзовидных ловушек. Н. Ю. Успенская (1955) именовала такие ловушки литологически замкнутыми, а И. О. Брод (1951) говорил о литологически ограниченных залежах.

В зависимости от генезиса структурных элементов, которыми они выражены, ловушки четвертой группы делятся на три вида: 13 — седиментационные линзы (линзы и линзовидные тела седиментационного генезиса), 14 — линзы тектонической трещиноватости (линзы и линзовидные тела тектонического генезиса), 15 — линзы выветривания (линзы и линзовидные тела денудационного генезиса).

Все рассмотренные разновидности ловушек третьей и четвертой групп выделялись ранее другими исследователями в качестве самостоятельных классификационных категорий под такими же, сходными или отличными названиями.

В нашей стране и за рубежом опубликован целый ряд трудов с подробной текстовой и графической характеристикой огромного количества ловушек, представляющих все подразделения предлагаемой классификации. Поэтому в данной работе мы не останавливаемся на описании примеров конкретных ловушек, их разрезов и структурных карт.

§ 3. МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И/ИЛИ ГАЗА

Все нефтегазосодержащие ловушки концентрируются в определенных участках земной коры. Эти участки весьма различны по структуре и генезису, но обладают общей важнейшей в рассматриваемом аспекте чертой: развитие и строение их обеспечивает в их пределах аккумуляцию углеводородов и консервацию залежей нефти и газа.

Участки земной коры, с которыми закономерно связаны ловушки, заключающие нефтяные и газовые залежи, с давних пор именуются месторождениями нефти и газа.

Месторождение как участок земной коры, в котором возникают и существуют ловушки с нефтью и/или газом, представляет собой элемент нефтегеологического районирования и не может рассматриваться как скопление нефти и газа, формирующееся за счет аккумуляции углеводородов и характеризующееся непрерывностью в пространстве образующей его углеводородной фазы.

Как отмечал Н. А. Еременко (1968), необходимо четко различать качественно иные категории — залежь и месторождение нефти и газа, поскольку смешение этих понятий приводит к утрате возможности правильного сопоставления и разграничения природных объектов, изучаемых в нефтяной геологии.

Возникновение структурных элементов, которыми представлены ловушки с нефтью и/или газом, обусловлено генезисом и строением заключающих эти ловушки участков земной коры — месторождений. Последние являются по отношению к ловушкам самостоятельной категорией элементов более высокого ранга. Поэтому месторождение нефти и/или газа является таковым независимо от количества присутствующих в нем ловушек с нефтью и/или газом (Брод, Еременко, 1950; Вассоевич, 1954, и др.), подобно «квартире» и «комнате» — понятиям различного ранга, хотя «квартира» может быть как «многокомнатной», так и «однокомнатной». Структурная подчиненность ловушки месторождению обычно проявляется достаточно наглядно, хотя иногда бывает выражена неотчетливо. Так, на первый взгляд, кажется неоправданным обособление самостоятельных объектов: месторождения и подчиненного ему элемента — ловушки с нефтью и/или газом для участка земной коры, сформированного толщей полого залегающих глинистых слоев и заключающего единственную залежь нефти в ловушке — песчаной линзе. В действительности выделение указанных объектов и в этом случае правомочно и обосновано. Ловушкой в охарактеризованном выше участке является лишь сама песчаная линза и прилегающий к ней слой глин достаточной мощности (весьма незначительной) для обеспечения сохранности залежи. В качестве месторождения в приведенном примере следует рассматривать

объемлющий, существенно более крупный элемент, обусловивший своим строением и развитием возникновение в его пределах одиночной песчаной линзы. Этот элемент включает как саму линзу, так и покрывающие и подстилающие ее глинистые комплексы. Возникновение песчаной линзы определено строением подстилающего комплекса, который для этого должен был представлять выступ морского дна с относительно менее глубоководными условиями седиментации. Форма и размеры песчаной линзы обусловлены конфигурацией, величиной и длительностью влияния этого выступа на осадконакопление, а также распределением давления всех покрывающих линзу глинистых отложений на ее поверхность.

Каждому участку земной коры, представляющему собой месторождение, в зависимости от его развития и строения свойственна характерная совокупность ловушек. Для антиклиналей складчатых областей наиболее типичны ловушки — изгибы бокового сжатия, ловушки экранирования по разрывам на крыльях антиклиналей; участкам выклинивания на моноклиналях свойственны выклинивающиеся ловушки и седиментационные линзы и т. п.

Обязательной чертой месторождения является приуроченность к нему пространственно обособленной совокупности залежей. Это условие (территориальная обособленность залежей) еще в 1950 г. было оговорено И. О. Бродом и Н. А. Еременко. Указанный признак необходимо подчеркнуть, так как некоторые крупные структурные элементы, например моноклинали, характеризующиеся протяженностью, измеряемой сотнями километров, заключают по несколько обособленных, отстоящих друг от друга на десятки километров, групп выклинивающихся ловушек с нефтью и/или газом. Каждая из этих групп принадлежит самостоятельному месторождению.

Формулировку понятия «месторождение нефти и газа» приводили ранее многие исследователи. А. Г. Алексин, И. О. Брод, И. В. Высоцкий, И. М. Губкин, А. Я. Кремс, К. Г. Лаликер, А. И. Леворсен, В. Е. Хаин и другие определяли месторождение нефти и газа как совокупность залежей или скопление этих полезных ископаемых. Однако месторождение нефти и газа нельзя рассматривать просто как скопление или совокупность скоплений этих полезных ископаемых. Оно является участком земной коры, заключающим такие залежи. Это обстоятельство отмечено в формулировках А. А. Бакирова (1971), Н. Б. Вассоевича (1954), Н. А. Еременко (1968), М. К. Калинко (1970), К. С. Маслова (1968) и некоторых других исследователей. Следует указать, что А. А. Бакиров вместо термина «месторождение нефти или газа» говорит о «местоскоплениях залежей» и относит их не к элементам районирования, а к локальным скоплениям нефти и газа (1964, 1973).

В формулировке рассматриваемого понятия, видимо, целе-

сообразно отметить главное свойство месторождения — аккумулялировать и консервировать нефть и газ в обособленной совокупности ловушек, подчиненных своим образованием генезису структурного элемента, которым представлено месторождение нефти и/или газа.

С учетом этого замечания можно определить месторождение нефти и/или газа как участок земной коры, заключающий обособленную совокупность залежей (одиночную залежь) нефти или газа в ловушках (ловушке), формирование которых обусловлено генезисом и строением этого участка.

Площадь месторождений обычно составляет от первых десятков до сотен квадратных километров.



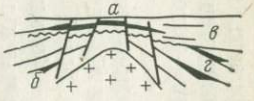


В отличие от определения месторождения, предложенного автором ранее (1970), в приводимой здесь формулировке говорится о том, что механизм образования участка земной коры, представляющего собой месторождение, обеспечивает формирование не самих заключенных в нем залежей, а ловушек, содержащих эти залежи. Такое изменение внести необходимо, поскольку участок, являющийся месторождением, не может, как правило, самостоятельно обеспечить формирование находящихся в нем залежей. Для этого требуется дополнительное поступление в его пределы рассеянных углеводородов из смежных, иногда достаточно обширных пространств.

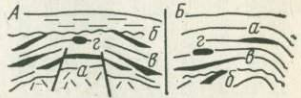


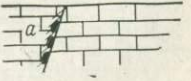

§ 4. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И/ИЛИ ГАЗА


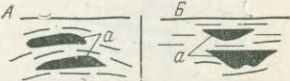
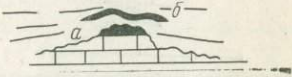

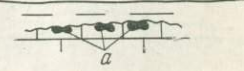
В данном параграфе приводится классификация месторождений нефти и/или газа по генезису и строению структурных форм, которыми они представлены. Классификации месторождений по этим двум признакам (или по одному из них) составлены А. А. Бакировым, И. О. Бродом, Н. А. Еременко, И. В. Высоцким, И. М. Губкиным, Ф. Г. Клаппом, Ю. А. Косыгиным, В. Е. Хаиным и некоторыми другими исследователями. Н. А. Еременко (1968) в генетической классификации месторождений учитывал также приуроченность различных их классов к тем или иным структурным областям и характер размещения в месторождениях этих классов залежей углеводородов различного фазового состояния. В классификации месторождений, предложенной В. Е. Хаиным (1954), помимо генезиса и строения представляющих их структурных элементов отражены условия сохранения залежей. Месторождения разделены на закрытые, полузакрытые и открытые.

В рассматриваемой классификации месторождений нами использованы два названных выше основных признака (табл. 4). Наиболее крупные категории (типы) обособлены по генези-

Классификация месторождений нефти и/или газа

Тип (по генезису структурных элементов, представляющих месторождения)	Класс и подкласс (по строению структурных элементов, представляющих месторождения)	Типичная совокупность ловушек	Схематический разрез
I. Голоморфного складкообразования	1. Линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, не нарушенных разрывами	а) сводовые	
	2. Линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, осложненных разрывами	а) сводовые; б) экранирования по разрыву	
II. Диаспиризма	3. Непрорванных соляных куполов	а) сводовые (часто разбитые на блоки); экранирования: б) по разрыву, в) по поверхности несогласия, г) выклинивающиеся	
	4. Закрытых диапиров	Экранирования: а) ядром диапира, б) по разрыву, в) по поверхности несогласия, г) выклинивающиеся; д) сводовые; е) линзы выветривания	
	5. Открытых диапиров	Экранирования: а) ядром диапира, б) по разрыву, в) по поверхности несогласия, г) выклинивающиеся	

Тип (по генезису структурных элементов, представляющих месторождения)	Класс и подкласс (по строению структурных элементов, представляющих месторождения)	Типичная совокупность ловушек	Схематический разрез
III. Отраженного складкообразования	<p>6. Куполов, антиклиналей и брахиантиклиналей платформенного типа; А — пологих складок Б — флексур</p>	<p>а) сводовые (иногда разбитые на блоки); Экранирования: б) по поверхности несогласия, в) выклинивающиеся; г) седиментационные линзы</p>	
	7. Платформенных синклиналей	а) синклинальные изгибы	
IV. Разрывообразования ¹	8. Приразрывных моноклиальных участков и складок	а) экранирования по разрыву; б) сводовые	
	9. Приразрывных трещиноватых участков	а) линзы тектонической трещиноватости	
V. Биогенные	10. Рифовых массивов	а) биогенные выступы; б) сводовые; в) выклинивающиеся	

Тип (по генезису структурных элементов, представляющих месторождения)	Класс и подкласс (по строению структурных элементов, представляющих месторождения)	Типичная совокупность ловушек	Схематический разрез
VI. Седиментогенные	11. Участков выклинивания на моноклинали	а) выклинивающиеся; б) седиментационные линзы	
	12. Локальных песчаных скоплений: А — баров, Б — русловых тел	а) седиментационные линзы	
VII. Денудационные	13. Погребенных возвышенностей палеорельефа	а) эрозионные выступы; б) сводовые	
	14. Моноклиалей, срезанных поверхностью углового несогласия	а) экранирования по поверхности несогласия; б) выклинивающиеся	
	15. Участков распространения трещин и каверн под поверхностью размыва	а) линзы выветривания	

¹ В классификацию следует включить еще один класс данного типа — месторождения погребенных блоков, поднятых по разрывам.

су структурных форм, которыми представлены месторождения. При прогнозировании нефтегазоносности и планировании поисково-разведочных работ этот признак позволяет судить о степени вероятности присутствия месторождений с определенной генетической характеристикой их структурных форм в данной геологической обстановке, а также о специфике строения этих месторождений, которую необходимо учесть при выборе способа их поисков и разведки. Между тем, указанная возможность не может быть использована для некоторых категорий, выделенных по рассматриваемому признаку В. Е. Хаиным (структурные, седиментационно-денудационные месторождения) и А. А. Бакировым (класс структурных месторождений), поскольку они включают в эти категории разновидности месторождений резко различного строения и тектонической приуроченности. Так, упомянутые ученые к структурным относят месторождения линейных складок, платформенных поднятий, соляных куполов, грязевых вулканов и др. Поэтому целесообразно подразделить месторождения по генезису представляющих их структурных элементов более подробно, чем А. А. Бакиров и В. Е. Хаин.

Деление типов месторождений на классы производится на основании характеристики строения структурных элементов, которыми выражены месторождения. Морфологическое многообразие месторождений в природе не имеет границ и разделять их по все менее четким отличиям в структуре можно очень подробно. Однако при составлении генеральной классификации месторождений, призванной способствовать решению задач, возникающих при нефтегеологическом районировании, степень подробности деления месторождений по рассматриваемому признаку должна быть оправдана возможностью практического использования такого деления. С этой точки зрения целесообразно выделить в качестве класса месторождений их совокупность, отличающуюся от всех остальных месторождений характерными чертами строения и определяемым этими чертами типичным комплексом ловушек.

В состав одного класса могут входить разновидности месторождений, отличающиеся друг от друга следующими признаками.

1. Менее резкими, чем определяющие данный класс, но существенными чертами строения. Такие различия обуславливают для каждой из этих разновидностей отчетливую структурную специфику одновидовых ловушек. Например, если всем месторождениям данного класса свойственны сводовые ловушки, то в одной из разновидностей они чрезвычайно пологие с равно наклоненными крыльями, а во второй — резко асимметричные.

2. Менее глубокими, чем определяющие тип, к которому

относится данный класс месторождений, но важными чертами генезиса структурных форм, представляющих эти разновидности.

Если две разновидности месторождений в пределах одного класса характеризуются как теми, так и другими различиями, причем достаточно существенными для того, чтобы их было необходимо учитывать при оценке перспектив и поисковых работах, целесообразно рассматривать указанные разновидности месторождений как самостоятельные подклассы.

Для каждого класса месторождений установлена типичная совокупность ловушек (см. табл. 4). Определение этой совокупности производилось следующим образом. В значительном количестве хорошо изученных, характерных и по возможности крупных месторождений каждого класса были рассмотрены комплексы присутствующих в них ловушек. В их совокупность, типичную для данного класса месторождений, были включены наиболее часто встречающиеся разновидности ловушек, отмеченные не менее чем в 50% учтенных месторождений этого класса.

Сведения о количестве и местоположении рассмотренных месторождений каждого класса приведены в табл. 5. Как видно из этой таблицы, для большинства классов рассмотрено не менее пятидесяти хорошо изученных представителей. Такое количество, очевидно, достаточно для обобщенного выделения типичных совокупностей ловушек. Для некоторых классов число использованных месторождений оказалось меньшим, причем иногда значительно. Это объясняется весьма ограниченным количеством хорошо исследованных или вообще известных месторождений данных классов. Однако и в этих случаях можно судить о типичных совокупностях ловушек, поскольку во всех месторождениях каждого малочисленного класса присутствуют одинаковые разновидности ловушек.

По охарактеризованным выше критериям были выделены следующие типы, классы и подклассы месторождений.

Тип I — месторождения структурных элементов голоморфного складкообразования. В него входят классы месторождений: 1 — линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, не нарушенных разрывами (рис. 5, а, б); 2 — линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, осложненных разрывами (рис. 5, в, г).

В этом типе месторождения второго класса гораздо более многочисленны, чем месторождения линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, не нарушенных разрывами.

Тип II — месторождения структурных элементов диапиризма, включает классы месторождений: 3 — непрорванных соляных куполов (рис. 6, а); 4 — закрытых диапиров (рис. 6, б); 5 — открытых диапиров (рис. 6, в).

Непрорванные соляные купола не являются собственно диапирами, так как соляное ядро не находится в тектоническом

Месторождения, использованные при определении типичной совокупности ловушек

Класс месторождений	Количество месторождений	Местоположение проанализированных месторождений
1. Линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, не нарушенных разрывами	26	СССР (Кавказ), США (Калифорния)
2. Линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, осложненных разрывами	50	СССР (Кавказ), США (Калифорния)
3. Непрорванных соляных куполов 4. Закрытых диапиров 5. Открытых диапиров	80	СССР (Прикаспий), ФРГ, США (Галф-Кост), Габон
6. Куполов, брахиантиклиналей и антиклиналей платформенного типа	50	СССР (Урало-Поволжье), США (Пермский и Западный Внутренний бассейны)
7. Платформенных синклиналей	3	США (Преаппалачский бассейн)
8. Приразрывных моноклинальных участков и складок	50	Австрия (Венский грабен), ФРГ, Франция (Рейнский грабен), США (Голф)
9. Приразрывных трещиноватых участков	3	США (Мичиганский бассейн), Канада (п-ов Онтарио)
10. Рифовых массивов	50	СССР (Башкирское Приуралье), Западная Канада, США (Пермский и Мичиганский бассейны)
11. Участков выклинивания на моноклинали	50	СССР (Северный Кавказ), Канада (западные области, п-ов Онтарио), США (бассейны Преаппалачский и Денвер)
12. Локальных песчаных скоплений	50	СССР (Северный Кавказ), США (Преаппалачский, Мичиганский и Западный Внутренний бассейны)

Класс месторождений	Количество месторождений	Местоположение проанализированных месторождений
13. Погребенных возвышенностей палеорельефа	24	США (Предаппалачский и Западный Внутренний бассейны)
14. Моноклиналей, срезанных поверхностью углового несогласия	31	Западная Канада (бассейн Уиллистон, район Эдсон-Калгари)
1. Участков распространения трещин и каверн под поверхностью размыва	3	Канада (побережье оз. Эри)

контакте со слоями крыльев. Тем не менее, эти купола генетически тесно связаны с соляными диапирами и отражают начальную стадию их развития, за которой следует образование

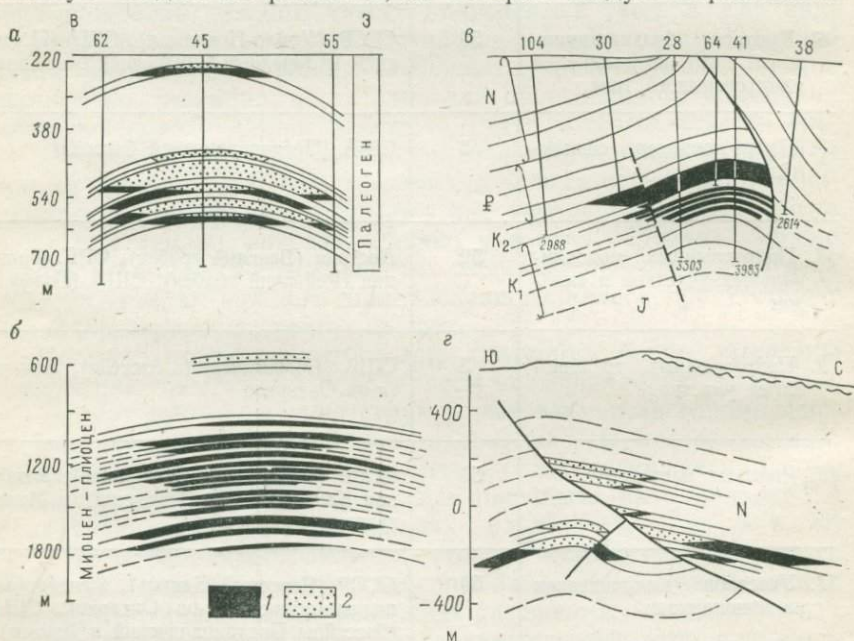


Рис. 5. Геологические разрезы месторождений, структурно представленных линейными антиклиналями и брахантиклиналями, не нарушенными разрывами (а, б) и осложненными разрывами (в и г):

а — Ляльмикар, Таджикская ССР (Ю. С. Сергиенко, А. П. Завгороднев, 1958); б — Санта-фе-Спрингс, Калифорния (Г. Винтер, 1943); в — Карабулак-Ачалуки; г — Малгобек-Вознесенское, Северный Кавказ (А. Г. Алексин, И. О. Брод, В. А. Тилуло, 1968).
 1 — нефть; 2 — газ

закрытых, а затем открытых диапиров. Поэтому месторождения непрорванных соляных куполов включены в тип месторождений диапиризма.

В некоторых странах (Куба, США, Мексика) открыты небольшие месторождения, структурно представленные складками, прорванными в своде интрузивным телом, не достигающим

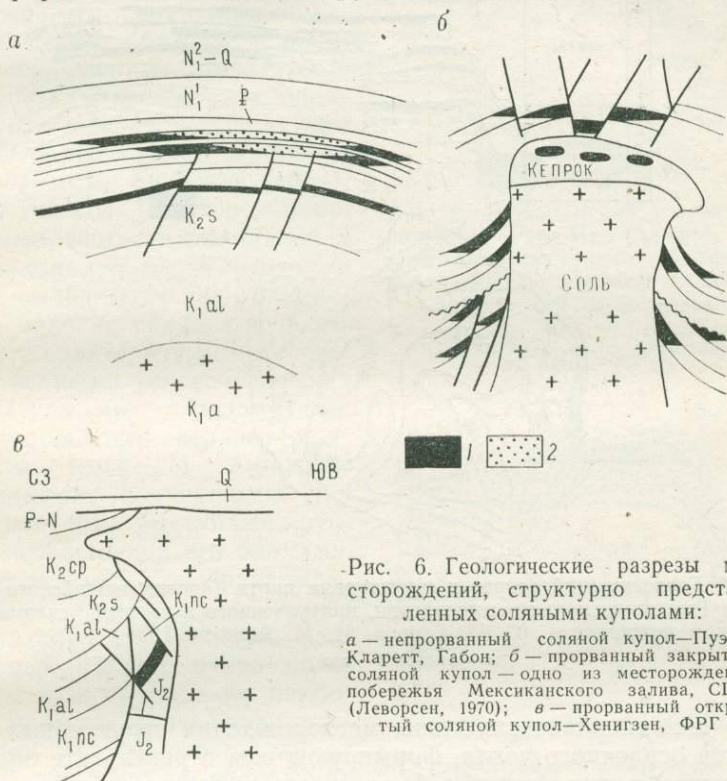


Рис. 6. Геологические разрезы месторождений, структурно представленных соляными куполами:

а — непрорванный соляной купол—Пуэнт-Кларетт, Габон; б — прорванный закрытый соляной купол — одно из месторождений побережья Мексиканского залива, США (Леворсен, 1970); в — прорванный открытый соляной купол—Хенигзен, ФРГ

дневной поверхности. По своему строению они сходны с месторождениями закрытых диапиров. Однако для включения их в состав этого класса нет никаких оснований. Анализ генезиса и структуры упомянутых месторождений показывает, что внедрение интрузии не оказало непосредственного влияния на формирование присутствующих в них нефтесодержащих ловушек. Последние представляют собой небольшие линзы коллекторов, облекаемые плохопроницаемыми отложениями, возникшие в контактной зоне интрузивных тел и вмещающих пород в результате выветривания. Учитывая условия, определившие образование ловушек с нефтью и/или газом, такие месторождения правильнее рассматривать как месторождения участков распространения трещин и каверн под поверхностью размыва с ловушками в виде линз выветривания (см. рис. 4).

Тип III — месторождения структурных элементов отраженного складкообразования, объединяет классы месторождений: 6 — куполов, брахиантиклиналей и антиклиналей платформенного типа (подклассы: А — пологих складок, Б — флексур) и 7 — платформенных синклиналей.

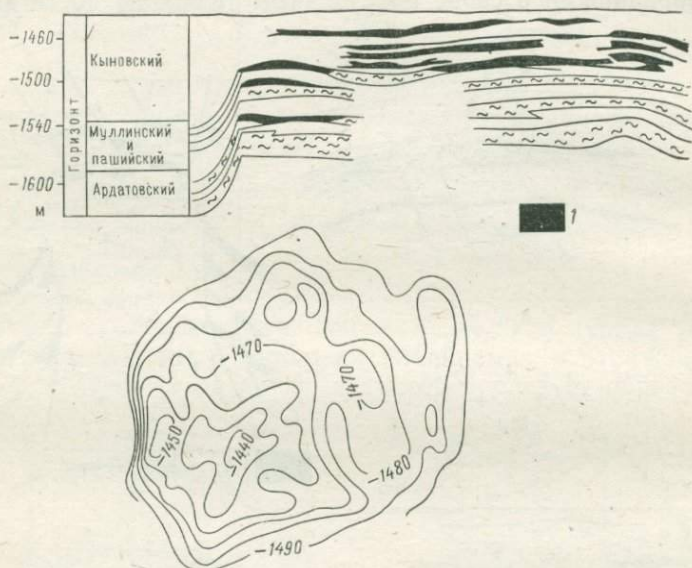


Рис. 7. Геологический разрез и структурная карта (кровли пашинского горизонта) Ромашкинского месторождения, приуроченного к пологой складке над выступом фундамента (С. П. Егоров, И. М. Акишев, 1968).

1 — нефть; 2 — газ

В шестой класс включены месторождения структурных элементов осадочного чехла, формирующихся в результате облекания погребенных выступов фундамента, и месторождения структурных элементов, образующихся за счет вертикальных подвижек блоков фундамента по разломам. Целесообразность объединения этих разновидностей определяется тем, что далеко не всегда удается решить вопрос о принадлежности к одной из них данного месторождения. Возможность указанного объединения допустима в связи с тем, что структурные элементы, которыми выражены обе разновидности месторождений, располагаются в платформах, часто в непосредственной близости друг от друга. Они генетически взаимосвязаны, так как эрозионные выступы фундамента обладают отчетливой тенденцией становиться блоками, воздымающимися по ограничивающим разрывам. При этом структуры облекания, возникшие на стадии существования эрозионного выступа фундамента, переформируются в складки, развивающиеся за счет вертикальных подвижек

блоков фундамента. Обе разновидности отражают строение фундамента и потому могут быть в совокупности названы отраженными складками, а процесс их формирования — отраженным складкообразованием. Таким образом, в понятие «отраженные структурные формы» мы вкладываем более широкое содержание, чем И. О. Брод, Н. А. Еременко (1950) и В. Е. Хаин (1954).

В классе месторождений куполов, брахиантиклиналей и антиклиналей платформенного типа выделяются два подкласса — пологих складок и флексур, характеризующиеся существенными генетическими и структурными различиями. Месторождения первого подкласса (рис. 7) выражены складками, возникшими над эрозийными выступами фундамента или над его блоками, приподнятыми по разломам. Крылья этих складок имеют одинаковый или примерно одинаковый наклон, очень пологий, с углами падения наиболее молодых слоев, участвующих в строении складок, от долей градуса до нескольких градусов. С глубиной наклон крыльев обычно увеличивается, иногда достигающая 5—10°. Довольно часто складки, которыми выражены месторождения первого подкласса, в нижних частях разбиты разрывами (рис. 8). Вверх по разрезу амплитуда последних сокращается и они, как правило, затухают, не достигая дневной поверхности.

Складки, которыми выражены месторождения второго

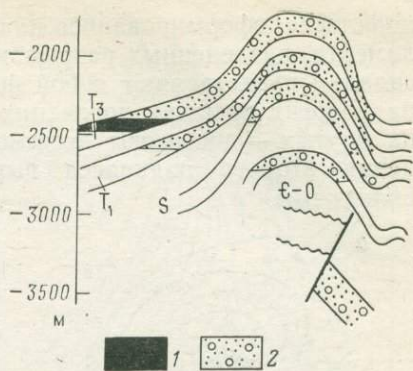


Рис. 8. Геологический разрез месторождения Рурд-Нус (Алжир), структурно представленного платформенной брахиантиклиналью, осложненной затухающим вверх разрывом.

Вертикальный масштаб сильно увеличен по отношению к горизонтальному.

1 — нефть; 2 — газ

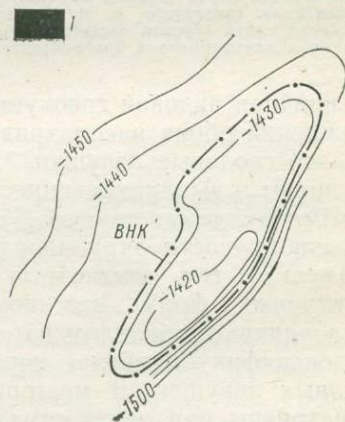
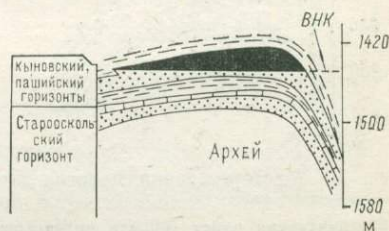


Рис. 9. Геологический разрез и структурная карта (подошвы электрорепера «Аяксы») Елабужского месторождения, приуроченного к флектуре (С. П. Максимов и др., 1970).

1 — нефть

подкласса, сформировались над зонами сочленения блоков фундамента, разделенных разрывами значительной амплитуды. Эти складки представляют собой флексуры (рис. 9). Углы падения на пологих крыльях последних обычно не превышают 1–2°, а на крутых — достигают десятков градусов. В плане месторождения второго подкласса выражены отчетливо вытянутыми складками.

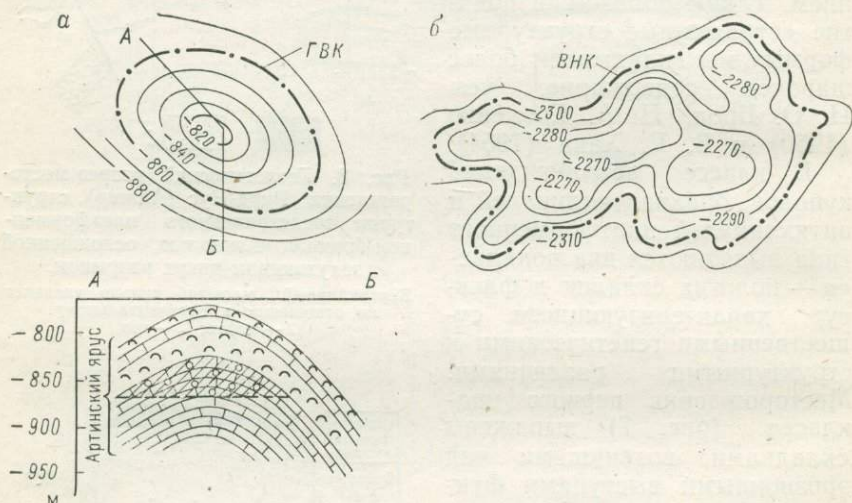


Рис. 10. Месторождения пологих платформенных складок (С. П. Максимов и др., 1970):

а — структурная карта (кровли артинского яруса) и геологический разрез Юртаевского месторождения, связанного с куполовидным пологим одновершинным поднятием; *б* — структурная карта (кровли окского надгоризонта) Бобровского месторождения, приуроченного к платформенной брахиантиклинали с несколькими замкнутыми вершинами

Типичная видовая совокупность ловушек одинакова для месторождений обоих рассматриваемых подклассов. В первую очередь это сводовые ловушки. Часто встречаются седиментационные линзы и выклинивающиеся ловушки. Наименее распространенными в составе типичной совокупности ловушек являются их разновидности экранирования по поверхности несогласия.

Вместе с тем, отмеченные различия в строении и генезисе структурных форм месторождений выделенных подклассов обуславливают в каждом из последних существенную структурную специфику наиболее характерных для класса в целом сводовых ловушек. В месторождениях первого подкласса они симметричны или почти симметричны в разрезе; в нижних частях некоторые из них разбиты разрывами. Наряду с «одновершинными» сводовыми ловушками имеются более сложно построенные, каждая из которых объединяет несколько замкнутых вершин. Месторождениям второго подкласса свойственны сводовые ловушки, резко асимметричные в поперечном разрезе.

Седьмой класс — месторождения платформенных синклиналей немногочислен. К нему принадлежат некоторые небольшие месторождения на северо-востоке США (рис. 11).

Тип IV — месторождения структурных элементов разрывообразования, включает следующие классы месторождений: 8 — приразрывных моноклинальных участков и складок (рис. 12, 13); 9 — приразрывных трещиноватых участков (рис. 14).

Весьма своеобразны месторождения приразрывных трещиноватых участков (класс 9), к которым относятся, например, Сципио (рис. 14), Альбион и Дип-Ривер на юге штата Мичиган в США. Первые два приурочены к обширной, чрезвычайно пологой моноклинали, а Дип-Ривер — к нижней части крыла платформенного поднятия. Однако эти структурные формы никоим образом не определяют морфологию указанных месторождений и не оказали никакого влияния на возникновение нефтесодержащих ловушек. Последние в каждом из упомянутых ме-

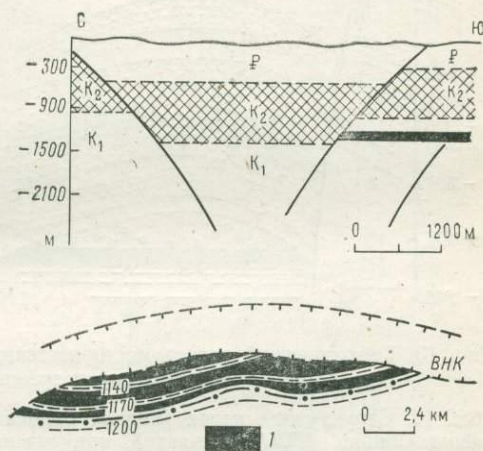
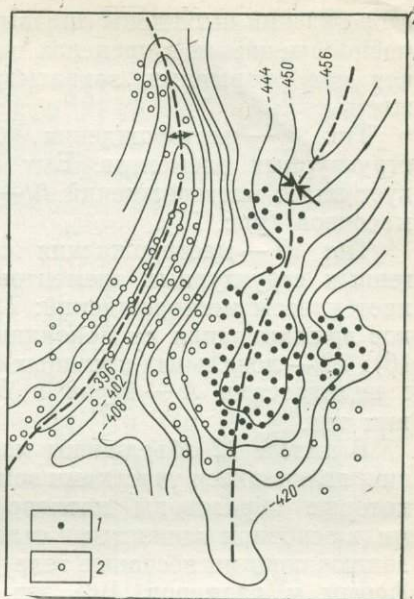


Рис. 11. Структурная карта (кровли нефтегазоносного песчаного горизонта Бири) месторождения Биг-Крик, США, Западная Виргиния (Дэвис и Стефенсон).

Скважины: 1 — нефтяные, 2 — газовые

Рис. 12. Геологический разрез и структурная карта (подошвы горизонта Гузленд) месторождения Талко (США, Техас), приуроченного к приразрывному участку моноклинали

1 — нефть

сторожений выражены линзами тектонической трещиноватости, расположенными в пределах очень узких прямолинейных участков над разрывами, захватывающими более глубокие горизонты.

Тип V — месторождения биогенных структурных элементов. Ему соответствует класс месторождений 10 — рифовых массивов (рис. 15).

Тип VI — месторождения седиментогенных структурных элементов, объединяет классы месторождений: 11 — участков выклинивания на моноклинали (рис. 16); 12 — локальных песчаных скоплений с подклассами А — баров и Б — русловых тел.

В классе 12 объединены месторождения, являющиеся участками земной коры, которые образованы плохопроницаемыми, в основном глинистыми отложениями, заключающими песчаные тела различной формы и размеров. Все эти тела яв-

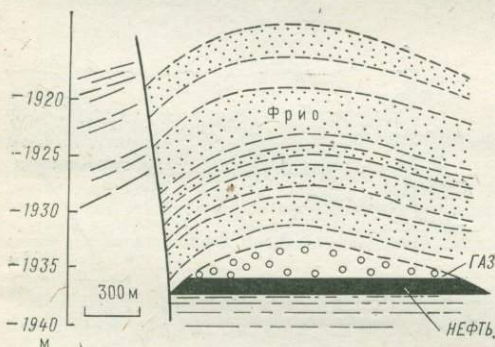
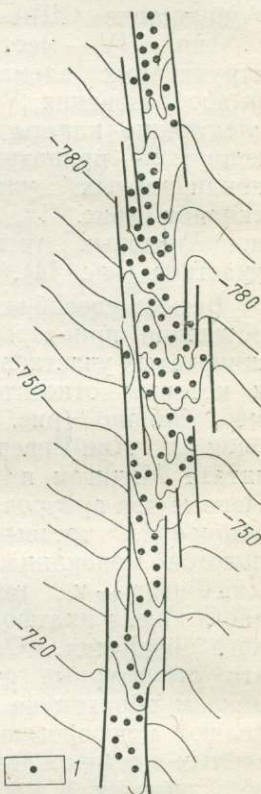


Рис. 13. Геологический разрез месторождения Амелина (США, Техас), структурно представленного приразрывной складкой (Хэмнер)

Рис. 14. Структурная карта (кровли ордовикской свиты Трэнтон) месторождения Сципио (США, Мичиган), приуроченного к приразрывному трещиноватому участку (Д. Буш).

1 — нефтяные скважины



ляются аккумулятивными формами, возникшими за счет седиментации. В условиях их образования и строения имеются отличия, позволяющие выделить в составе данного класса два подкласса: месторождения баров и месторождения русловых тел. В первых из них песчаные тела возникли при аккумуляции песчаного материала в процессе его перемещения в направлении, поперечном береговой линии моря (Леонтьев, 1961). Эти

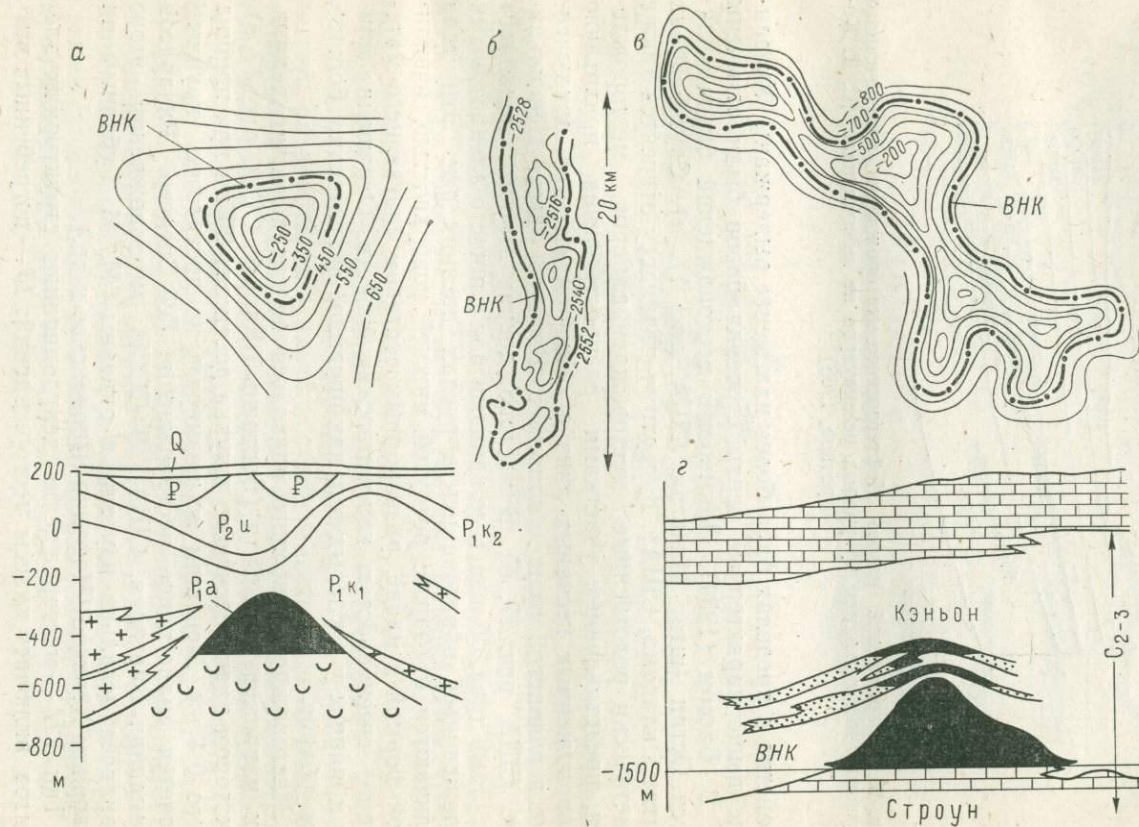


Рис. 15. Месторождения рифовых массивов:

а — структурная карта (кровли артинского яруса) и геологический разрез Столярковского месторождения, приуроченного к одновершинному рифу (С. П. Максимов, В. А. Киров и др., 1970); б — структурная карта (кровли свиты Ледюк) месторождения Фэнни-Биг-Вэлли (Канада, Альберта), приуроченного к рифовому массиву с несколькими вершинами (Р. Вильямс, 1956); в — структурная карта (кровли артинского яруса) Ишимбайского месторождения, приуроченного к «связке» рифов (С. П. Максимов, В. А. Киров и др., 1970); г — геологический разрез месторождения Норт-Снайдер (США, Техас), заключающего залежи нефти в рифовом массиве и вышерасположенных ловушках — сводах складок облекания (Кеплинггер и Ваненмахер, 1950). 1 — нефть

тела характеризуются более или менее плоской нижней поверхностью и отчетливо выпуклой верхней. В плане бары прямолинейны. На стороне бара, обращенной к открытому морю, контакт песчаного тела со вмещающими глинистыми отложениями обычно резкий, а на стороне его, обращенной к берегу, песчаники постепенно переходят в глины. Песчаный материал, слагающий бар, довольно хорошо отсортирован. Коллекторские

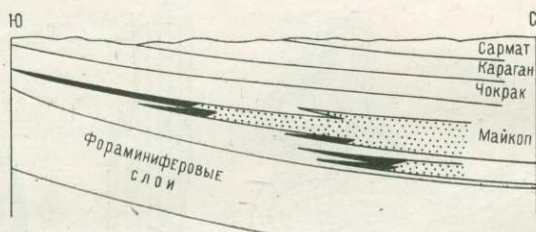


Рис. 16. Геологический разрез Нефтегорского месторождения, приуроченного к участку выклинивания природных резервуаров на моноклинали (С. Т. Коротков, 1968)

свойства в пределах бара более или менее выдержаны. Указанные выше характерные черты строения баров были отмечены Н. В. Бассом (1934). Примерами месторождений баров являются Остин (штат Мичиган, США, рис. 17, а), Саут-Бербанк (штат Оклахома, США). К первому подклассу относятся также генетически родственные месторождения баров, месторождения, представленные участками распространения приотливо расположенных песчаных линз и линзовидных тел, заключенных в глинистой толще (например, Вэнанго, штат Пенсильвания, США, рис. 17, б). В месторождениях второго подкласса песчаные тела, облекаемые глинами или глинисто-алевроитовыми отложениями, образовались в руслах древних рек. Эти тела отличаются от баров: вогнутой нижней поверхностью, извилистой формой в плане, разнородным составом слагающего материала, изменчивостью коллекторских свойств. Отношение длины к ширине у русловых тел, как правило, значительно больше, чем у баров.

Месторождения второго подкласса иногда довольно велики, как, например, Буш-Сити (Восточный Канзас, США, рис. 17, в), в котором длина песчаного шнура достигает 20 км при ширине всего 0,4 км. Меньшим по размерам, но достаточно крупным является аналогичное месторождение Гей-Спенсер Ричардсон (Западная Виргиния, США). В СССР месторождения этого подкласса детально изучены и описаны И. М. Губкиным на Северном Кавказе (Нефтяно-Ширванское и др.).

Тип VII — месторождения денудационных структурных элементов, включает классы месторождений: 13 — погребенных воз-

вышенностей палеорельефа; 14 — моноклиналей, срезанных поверхностью углового несогласия; 15 — участков распространения трещин и каверн под поверхностью размыва.

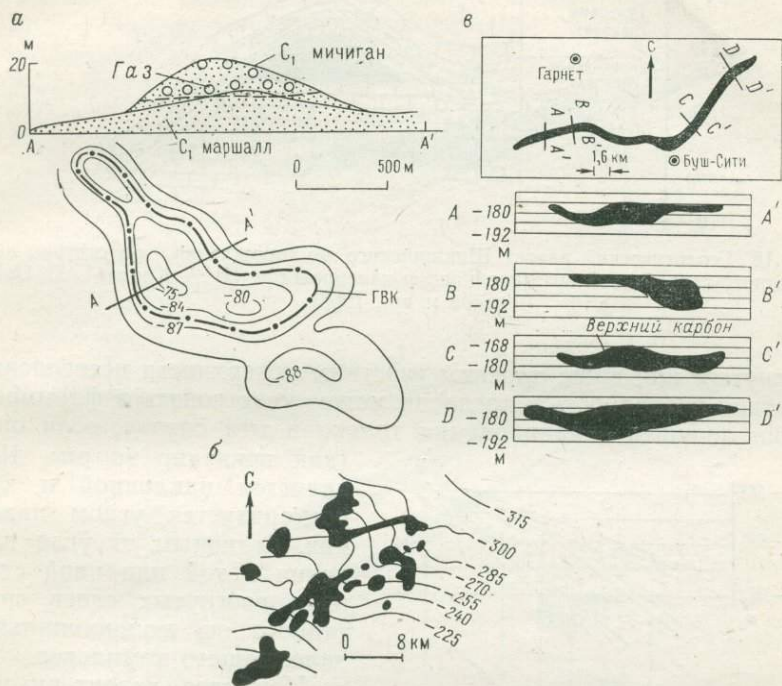


Рис. 17. Месторождения, приуроченные к локальным песчаным скоплениям различного типа — бару (а), группе песчаных линз (б), русловому телу (в)
 а — разрез и структурная карта (кровля горизонта Мичиган) месторождения Остин, США, Мичиган (Болл и др., 1941); б — структурная карта (кровля девонского горизонта Вэнанго) месторождения Вэнанго, США, Пенсильвания (Шерилл и др., 1941); в — схематическая карта и разрезы месторождения Буш-Сити, США, Восточный Канзас (Чарльз, 1941)

Образование структурных элементов месторождений погребенных возвышенностей палеорельефа (класс 13) обусловлено эрозией, разработавшей расчлененный рельеф данного участка земной коры на стадии его осушения. При последующем захоронении под более молодыми отложениями поверхность размыва в структурном отношении стала поверхностью несогласия (углового или параллельного в зависимости от конкретного развития данного участка земной коры). В типичную совокупность ловушек месторождений рассматриваемого класса входят эрозионные выступы погребенных возвышенностей палеорельефа, а также сводовые ловушки в осадочном комплексе, облекающем эти возвышенности (рис. 18).

К классу 14 принадлежат месторождения моноклиналей, срезанных поверхностью углового несогласия. В отличие от предыдущего класса эти месторождения приурочены к очень слабо

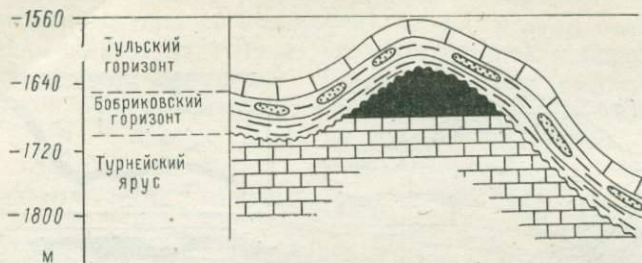


Рис. 18. Геологический разрез Шахинского месторождения, структурно выраженного погребенной возвышенностью палеорельефа (В. А. Киров, Г. П. Ованесов и др., 1968)

изогнутым или даже плоским участкам поверхности несогласия. Плоская поверхность несогласия может участвовать в формировании ловушек экранирования только в том случае, если она

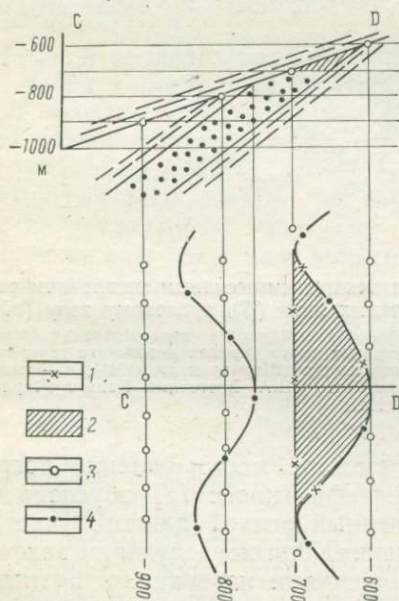


Рис. 19. Схема строения ловушки с нефтью в месторождении, приуроченном к моноклинали, срезанной поверхностью углового несогласия.

1 — замкнутый контур; 2 — залежь нефти; 3 — изогипсы поверхности несогласия; 4 — линия пересечения кровли и подошвы коллекторской части ловушки с поверхностью несогласия

(как показано на рис. 19) является наклонной и характеризуется углом падения, отличным от угла падения в той или иной степени изогнутых слоев срезанного ею моноклинально залегающего комплекса.

Наиболее характерными являются ловушки экранирования по поверхности несогласия (рис. 20, а). Иногда присутствуют выклинивающиеся ловушки, образовавшиеся за счет вторичного заполнения пустот в частях природных резервуаров, примыкающих к поверхности углового несогласия (рис. 20, б).

Весьма специфичны, хотя и очень немногочисленны, известные к настоящему времени месторождения участков распространения трещин и каверн под поверхностью размыва (класс 15). В качестве примера

можно привести месторождение Халдиманд (рис. 21) на северном берегу оз. Эри, в канадской провинции Онтарио. Продуктивные известняки среднего ордовика, отделенные от вышележащих пород поверхностью размыва, здесь участвуют в строении круп-

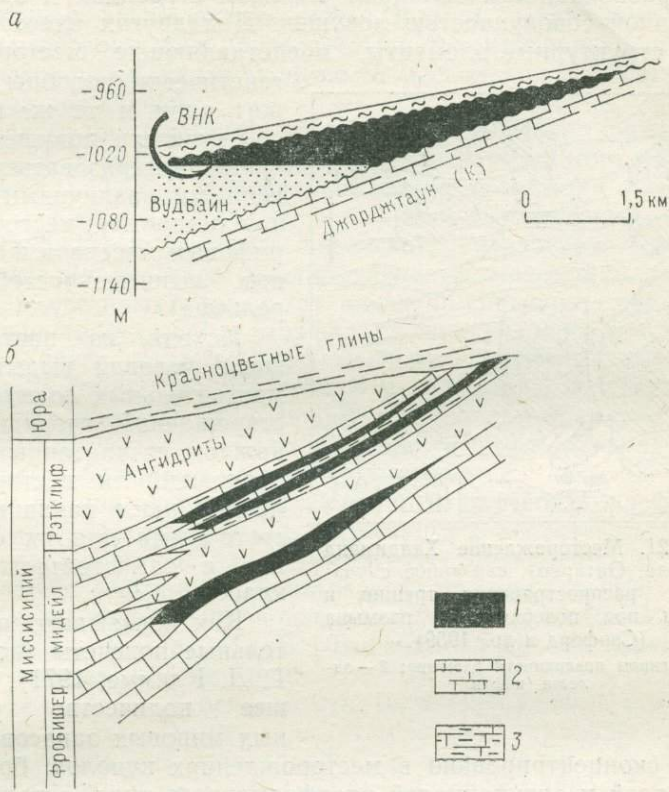


Рис. 20. Геологические разрезы месторождений, приуроченных к моноклиналям, срезанным поверхностью углового несогласия:

а — Ист-Тексас (Майнор и Ханна, 1941); б — Стилмэн, Канада, Саскачеван.

В разрезе отчетливо видны своеобразные выклинивающиеся ловушки.

1 — нефть; 2 — мергели; 3 — известняки

ной, очень пологой моноклинали. Последняя, однако, никоим образом не определяет морфологию месторождения и не контролировала образование заключенных в нем ловушек. Месторождение представляет собой довольно крупный участок распространения линз выветривания под поверхностью размыва, возникших в результате выщелачивания карбонатного комплекса среднего ордовика при осушении этого участка земной коры в послесреднеордовикское время.

Все классы месторождений, за исключением третьего и седьмого, на подклассы не разделяются. Некоторые из них объеди-

няют разновидности с определенными различиями генезиса их структурных форм. Так, месторождения участков выклинивания на моноклинали могут возникать за счет собственно выклинивания или в результате фациального замещения. Однако все эти разновидности обладают сходным строением и одинаковой типичной совокупностью ловушек. Для других классов, наоборот, структурные элементы, представляющие месторождения,

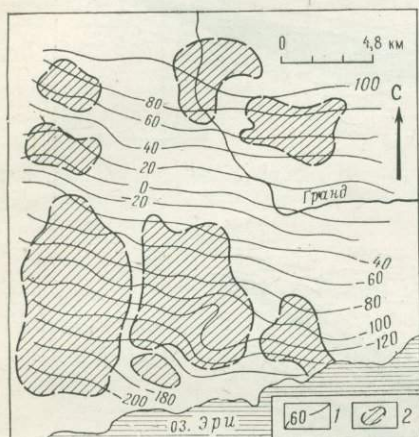


Рис. 21. Месторождение Халдиманд (Канада, Онтарио), связанное с участком распространения трещин и каверн под поверхностью размыва (Сэнфорд и др., 1959).

1 — изогипсы поверхности размыва; 2 — залежи нефти

генетически подобны и содержат одни и те же типичные совокупности ловушек, но могут характеризоваться существенными различиями в строении (например, месторождения рифовых массивов и погребенных возвышенностей палеорельефа).

Исходя из поставленных выше условий выделения самостоятельных подклассов месторождений, очевидно, что в каждом из указанных случаев разновидности месторождений не обладают различиями, достаточными для их обособления в самостоятельные подклассы.

Как показывают приближительные подсчеты (по данным Г. Д. Клемме, 1971), наибольшее количество разведанных мировых запасов нефти и

газа сконцентрировано в месторождениях куполов, брахиантиклиналей и антиклиналей платформенного типа, а также в месторождениях линейных антиклиналей и брахиантиклиналей. На долю месторождений всех остальных классов приходится очень незначительная часть выявленных ресурсов нефти и газа. Среди них основную роль играют месторождения соляных куполов и рифовых массивов.

Приведенная классификация месторождений нефти и/или газа составлена на базе соответствующих классификаций, разработанных советскими исследователями, в первую очередь А. А. Бакировым, И. О. Бродом, Н. А. Еременко, В. Е. Хаиным, но отличается от них (не касаясь терминологического аспекта) главным образом более дробным делением месторождений по генезису представляющих их структурных форм, установлением критерия обособления класса месторождений и определением типичной совокупности ловушек для каждого класса статистическим путем.

§ 5. ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Одиночные, изолированные месторождения нефти и/или газа на земном шаре довольно редки. При этом изоляция их в большинстве случаев является, скорее всего, мнимой, обусловленной недостаточной изученностью недр. Обычно нефтяные и/или газовые месторождения располагаются территориально объединенными группами, включающими от нескольких до многих десятков месторождений.

Иногда рядом находятся месторождения, весьма различные по генезису и морфологии структурных форм, которыми они представлены. Так, в центральной части провинции Альберта (Западная Канада) «соседями» являются газонефтяные месторождения рифовых массивов девонского возраста и нефтяные месторождения участков выклинивания на моноклинали с залежами в песчаных горизонтах меловой системы. Совместное нахождение генетически и морфологически разнородных месторождений здесь незакономерно и носит случайный характер. Подобные соотношения известны и в целом ряде других районов земного шара. Однако гораздо чаще территориально объединенными оказываются месторождения нефти и газа, характеризующиеся общностью условий формирования.

Части земной коры, объединяющие однотипные нефтяные и/или газовые месторождения, выделяются в качестве самостоятельной категории элементов, именуемых большинством советских геологов-нефтяников зонами нефтегазонакопления. Определение «зоны нефтегазонакопления» дается в работах А. А. Бакирова, И. О. Брода, И. В. Высоцкого, Н. А. Еременко, Н. Ю. Успенской и В. Е. Хаина.

В 1962 г. Н. Ю. Успенская отметила совокупность основных элементов нефтегазонакопления, выделяемых при районировании нефтегазоносных территорий. Эта совокупность объединяет месторождения нефти и газа, нефтегазоносные районы, области, провинции и более крупные элементы. Зоны нефтегазонакопления в эту совокупность не включены. Как отмечает Н. Ю. Успенская, они могут распространяться как в нефтегазоносных провинциях, так и в областях и районах. Однако, если принять довод Н. Ю. Успенской, следует вычеркнуть из приводимой ею совокупности и месторождения нефти и газа. Последние также не подчинены в своем распространении другим категориям нефтегазоносных территорий и могут находиться в пределах как нефтегазоносных районов, так и областей и провинций.

Обязательными признаками зоны нефтегазонакопления некоторые исследователи считают общность нефтегазоносных свит (Н. Ю. Успенская, В. Е. Хаин) и сходство геологического строения заключенных в этой зоне месторождений (А. А. Бакиров, В. Е. Хаин). Месторождения, присутствующие в зоне нефтегазонакопления, обычно действительно характеризуются достаточно

сходным строением и одинаковым или близким возрастом главных нефтегазодержащих комплексов. Однако в ряде случаев территориальной и генетической общностью в зонах нефтегазонакопления бывают связаны месторождения существенно или резко различного строения (например, месторождения непрорванных соляных куполов, открытых и закрытых диапиров в областях солянокупольной тектоники). Иногда возраст основных нефтегазоносных комплексов в группе смежных, характеризующихся общностью условий формирования месторождений подвержен значительным изменениям. Поскольку два упомянутых признака не свойственны некоторым зонам нефтегазонакопления, видимо, их не требуется вводить в определение рассматриваемого понятия.

Части земной коры, обеспечивающие своим строением и развитием общность условий формирования заключенных в них месторождений, бывают как линейными, так и изометричными в плане. В связи с этим, Б. А. Соколов, отметив, что значение слова «зона» позволяет использовать его только применительно к объектам, обладающим отчетливой линейностью в плане, предложил заменить термин «зона нефтегазонакопления» понятием «площадь нефтегазонакопления» и выделять зональные (линейные) и азональные (изометричные) площади нефтегазонакопления. И. О. Брод и М. Ф. Мирчинк именовали две указанные разновидности соответственно зонами нефтегазонакопления и группами месторождений (Брод, Васильев и др., 1965).

Очевидно, для указанных усложнений нет достаточных оснований. Слово «зона» далеко не всегда используется для обозначения линейного объекта. В разных отраслях науки говорят об этнографических, биологических зонах, зонах молчания и прочих, для которых линейность не является обязательным признаком. Поэтому в данной работе (вслед за В. Е. Хаиным, Г. Е. Рябухиным, М. С. Бурштаром и др.) допускается, что зона нефтегазонакопления может обладать любыми очертаниями в плане, в зависимости от контура элемента земной коры, к которому приурочена группа месторождений, связанных общностью условий формирования.

Для обозначения «зоны нефтегазонакопления» в американской нефтяной литературе используется термин «trend», приобретающий за последние годы все более широкое распространение. Однако этот термин применяется далеко не равнозначно. Иногда им определяют совокупность однотипных смежных месторождений, но чаще характеризуют площадь распространения месторождений, заключающих разновозрастные нефтегазоносные комплексы.

С учетом всего изложенного выше зона нефтегазонакопления может быть определена следующим образом.

Зона нефтегазонакопления — это часть земной коры в пределах структурно обособленного

элемента последней, обеспечивающая своим генезисом и строением общность условий формирования заключенных в ней месторождений нефти и/или газа.

Отмеченная в формулировке общность формирования проявляется в том, что возникновение структурных элементов, которыми представлены в зоне месторождения нефти и/или газа, обусловлено единой чертой строения, образующей эту зону части земной коры (формирование совокупности месторождений антиклиналей в крупной антиклинальной зоне, ряда месторождений рифовых массивов в протяженной цепи рифов и пр.).

Поскольку большинство зон нефтегазонакопления обладает отчетливой линейностью в плане, самым показательным параметром, характеризующим размерность элементов этой категории, является их длина, обычно равная десяткам — сотням километров. Следует также добавить, что в большинстве случаев зона нефтегазонакопления содержит месторождения, характеризующиеся сходным строением и одинаковым или близким возрастом главных нефтегазоносных комплексов.

Выделение зон нефтегазонакопления имеет большое практическое значение. В результате его устанавливаются контуры крупных элементов, аккумулирующих нефть и газ, положение этих элементов в пределах исследуемых территорий и их соотношение с примыкающими областями питания углеводородами.



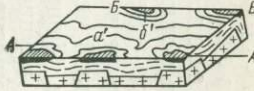
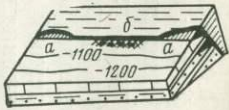
§ 6. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ





При прогнозировании нефтегазоносности и планировании нефтегазописковых работ в качестве главных, опорных признаков зон нефтегазонакопления используются генезис и строение структурных форм, которыми они представлены. По указанным признакам (или одному из них) распределение зон нефтегазонакопления производили А. А. Бакиров, И. О. Брод, И. В. Высоцкий, Н. А. Еременко, Н. Ю. Успенская, В. Е. Хаин. По таким же признакам построена классификация зон, используемая в данной работе.

Структурные формы, которыми представлены месторождения нефти и/или газа, и зоны нефтегазонакопления, обладают количественными различиями, но, поскольку они как элементы нефтегеологического районирования являются качественно подобными и разделяются по одним и тем же признакам, конструкция классификаций обеих категорий одинакова. Как и месторождения нефти и/или газа, зоны нефтегазонакопления подразделяются по генезису их структурных элементов на семь типов (табл. 6).

Зоны разделены на классы по строению частей земной коры, которыми выражены зоны нефтегазонакопления. Количество таких классов устанавливается совершенно конкретно. Согласно данному выше определению, обязательной чертой зоны нефте-

Классификация зон нефтегазоаккумуляции

Тип (по генезису структурных элементов, представляющих зоны)	Класс (по строению структурных элементов, представляющих зоны)	Типичные месторождения	Схематический разрез
I. Голоморфного складкообразования	1. Антиклинальные	а) линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, не нарушенных разрывами; б) линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, осложненных разрывами	
II. Диapiroзма	2. Солянокупольные	а) непрорванных соляных куполов; б) закрытых соляных диапиров; в) открытых соляных диапиров	
III. Отраженного складкообразования	3. Платформенных поднятий; А — валов и вершин сводов, Б — флексурных валов	а) куполов, брахиантиклиналей, антиклиналей платформенного типа; а' — пологих складок, б' — флексур	
IV. Разрывообразования	4. Региональных разрывов	а) приразрывных моноклиальных участков и складок; б) приразрывных трещиноватых участков	

Тип (по генезису структурных элементов, представляющих зоны)	Класс (по строению структурных элементов, представляющих зоны)	Типичные месторождения	Схематический разрез
V. Биогенные	5. Рифовые	Рифовых массивов	
VI. Седиментогенные	6. Регионального выклинивания	Участков выклинивания на моноклинали	
VI. Седиментогенные	7. Систем песчаных локальных скоплений: А — прибрежных Б — речных	а) локальных песчаных скоплений: а' — баров, б' — русловых тел	
VII. Денудационные	8. Регионального несогласия	а) моноклиналей, срезанных поверхностью углового несогласия; б) погребенных возвышенностей палеорельефа; в) трещиноватых и кавернозных участков под поверхностью размыва	

газонакопления является общность условий формирования заключенных в ней месторождений. Между тем, имеются зоны, в которых указанной общностью обладают месторождения не одного класса, а нескольких.

Сказанное относится к следующим конкретным случаям.

1. В антиклинальной зоне нефтегазонакопления возможно возникновение как месторождений линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, не нарушенных разрывами, так и месторождений линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, осложненных разрывами.

2. В зоне нефтегазонакопления, характеризующейся соляной тектоникой, обеспечивается возможность совместного присутствия генетически взаимосвязанных месторождений, принадлежащих к трем классам: непрорванных соляных куполов, открытых соляных диапиров и закрытых соляных диапиров.

3. В зоне нефтегазонакопления, связанной с региональным разрывом, развитие последнего может обусловить возникновение месторождений двух классов: а) приразрывных моноклинальных участков и складок, б) приразрывных трещиноватых участков.

4. Месторождения погребенных возвышенностей палеорельефа, месторождения участков распространения трещин и каверн под поверхностью размыва, а также месторождения моноклиналей, срезанных поверхностью углового несогласия, могут быть закономерно объединены в зоне нефтегазонакопления, связанной с региональным несогласием.

Таким образом, десять классов месторождений «укладываются» в четырех классах зон нефтегазонакопления. Кроме того, не выделяется класс зон нефтегазонакопления, соответствующий классу месторождений платформенных синклиналей. Аккумуляция и консервация нефти и газа в условиях синклиналей, если и происходят, то на весьма ограниченных площадях, которые не могут достигать размеров, свойственных таким крупным элементам земной коры, как зоны нефтегазонакопления. В итоге количество выделяемых классов зон нефтегазонакопления оказывается равным восьми, в то время как количество установленных по такому же признаку классов месторождений нефти и/или газа достигает пятнадцати.

Деление класса зон на подклассы производится лишь в тех случаях, когда он объединяет зоны, представленные несколькими группами, отличающимися друг от друга некоторыми существенными чертами как генезиса, так и строения структурных элементов, представляющих зоны и заключенные в них месторождения. Такие группы зон и рассматриваются в качестве их подклассов.

Генетические и структурные особенности каждого подкласса зон, несомненно, не столь отчетливы, как дающие основание для выделения их типов и классов, но достаточно значительны

в том отношении, что их нельзя не учитывать при оценке перспектив нефтегазоносности и планировании нефтегазопроисловых работ.

Ниже кратко охарактеризованы все типы, классы и подклассы предлагаемой классификации зон нефтегазонакопления. Типичные месторождения каждого класса указаны в табл. 6.

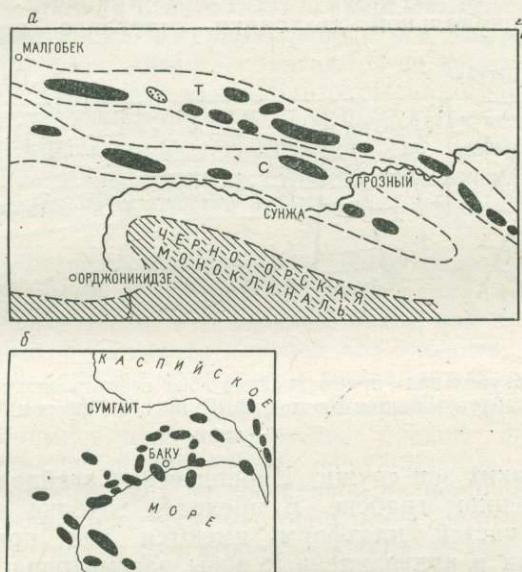


Рис. 22. Антиклинальные зоны нефтегазонакопления:

а — Терская и Сунженская прямолинейные зоны (Северный Кавказ); б — изогнутые в плане зоны на погружении Кавказского мегантиклинория (Апшеронский полуостров)

Тип I — зоны нефтегазонакопления структурных элементов гомоморфного складкообразования. Класс I — антиклинальные зоны нефтегазонакопления.

Такие зоны распространены очень широко. Они присутствуют на внутренних бортах краевых прогибов, в синклиниях, тыльных прогибах и в периферических частях впадин эпиплатформенных орогенов. Антиклинальные зоны нефтегазонакопления обладают различной формой в плане. На внутренних бортах краевых прогибов они обычно отчетливо прямолинейны, протягиваясь соответственно господствующему простиранию складчатых сооружений (рис. 22, а). В тыльных прогибах, на погружениях мегантиклинориев и в периферических частях впадин эпиплатформенных орогенов антиклинальные зоны нефтегазонакопления часто изогнуты (рис. 22, б).

Тип II — зоны нефтегазонакопления структурных элементов диапиризма. Класс 2 — солянокупольные зоны нефтегазонакопления.

Зоны данного класса всегда находятся в областях земной коры, испытавших очень значительное прогибание. Они известны в глубоко погруженных окраинных частях платформ (Прикаспий, Мексиканский залив, Персидский залив, прогиб Гифгорн и др.) и во внутриплатформенных грабенах. В последних зоны солянокупольной тектоники отчетливо прямолинейны.

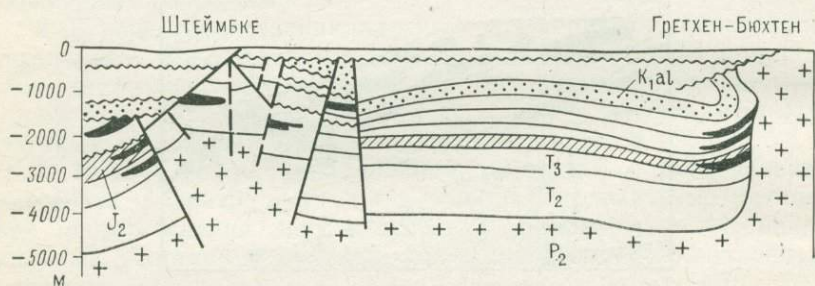


Рис. 23. Солянокупольная прямолинейная зона нефтегазонакопления Штеймбе — Гретхен-Бютхен, ФРГ, прогиб Гифгорн.

l — нефть

Примером таких зон служит Кибинцевско-Сагайдакская в Днепровско-Донецком грабене. В пределах глубоко погруженных окраинных частей платформ имеются как прямолинейные (рис. 23), так и криволинейные зоны рассматриваемого класса (зоны прогиба Гифгорн в ФРГ, зоны прогиба Тайлер в штате Техас и пр.). Однако гораздо чаще в упомянутых частях платформ группы территориально объединенных солянокупольных месторождений располагаются в пределах площадей неправильной или изометричной формы в плане (в южной прибрежной зоне Прикаспийской впадины, в прогибе Рио-Гранде, в Техасе и др.). Можно предполагать, что беспорядочность расположения месторождений упомянутых и многих подобных им групп является только кажущейся. Это обстоятельство отметили Ю. А. Косыгин, Н. А. Швембергер, Ю. П. Никитина (1948), показавшие на примере ряда прогибов Прикаспийской впадины теснейшую связь расположения соляных куполов со вмещающими их крупными структурными элементами. Так, для характеризующейся сложными очертаниями площади распространения месторождений соляных куполов в юго-западной части Эмбенской тектонической зоны (Байчунасский меловой прогиб) указанные исследователи установили наличие ряда самостоятельных линейных зон нефтегазонакопления, простирающие которых совпадает с простираем оси Байчунасского прогиба (см. рис. 29).

Тип III — зоны нефтегазонакопления структурных элементов отраженного складкообразования. Класс 3 — зоны нефтегазонакопления, представленные платформенными поднятиями, подразделяется на два подкласса: подкласс А — зоны нефтегазонакопления, представленные симметричными валами и вершинами сводов, и подкласс Б — зоны нефтегазонакопления, представленные флексурными валами.

Зоны нефтегазонакопления, представленные платформенными поднятиями, наряду с антиклинальными являются наиболее многочисленными среди всех выявленных зон нефтегазонакопления на земном шаре. Они располагаются во внутренних и окраинных частях платформ, на внешних крыльях краевых прогибов и на срединных массивах. В этом классе объединены две разновидности зон, в определенной степени различных как по строению, так и по генезису структурных элементов, которыми представлены эти зоны и находящиеся в них месторождения.

К первой разновидности относятся зоны, выраженные пологими, симметричными в поперечном разрезе валами и вершинами сводов, возникшими в осадочном чехле над эрозионными возвышенностями фундамента или над его блоками, поднятыми по разломам. Второй разновидности принадлежат зоны, представленные резко асимметричными в поперечном разрезе валами, образовавшимися над сочленением блоков фундамента, испытавших дифференцированные вертикальные подвижки значительной амплитуды. Для зон первой разновидности типичны представители подкласса месторождений пологих складок платформенного типа, а для второй — подкласса месторождений флексур.

Кратко охарактеризованные выше две разновидности зон обладают всеми признаками, позволяющими рассматривать их в качестве двух самостоятельных подклассов зон нефтегазонакопления: А — валов и вершин сводов, Б — флексурных валов. Термин «вершина свода» в последнее время широко применяется. В частности его используют С. П. Максимов, В. А. Киров и др. (1970). Под вершинами сводов эти исследователи понимают повышенные части сводов — платформенных поднятий, имеющих до 300—400 км в длину и 100—200 км в ширину.

Среди зон первого подкласса имеются как отчетливо линейные (рис. 24, а), так и более или менее изометричные в плане (рис. 24, б). Целый ряд примеров зон нефтегазонакопления второго подкласса можно привести в СССР (рис. 24, в).

Тип IV — зоны нефтегазонакопления структурных элементов разрывообразования. Класс 4 — зоны нефтегазонакопления, связанные с региональными разрывами.

Зоны этого класса известны на погруженных окраинных частях платформ, в грабенах (рис. 25, а) и синеклизах (рис. 25, б).

Тип V — зоны нефтегазонакопления биогенных структурных

элементов. Класс 5 — зоны нефтегазонакопления, выраженные рифовыми сооружениями.

Рифовые зоны нефтегазонакопления присутствуют на склонах платформ и в крупных внутриплатформенных впадинах. Преобладают зоны, отчетливо линейные в плане (рис. 26, а).

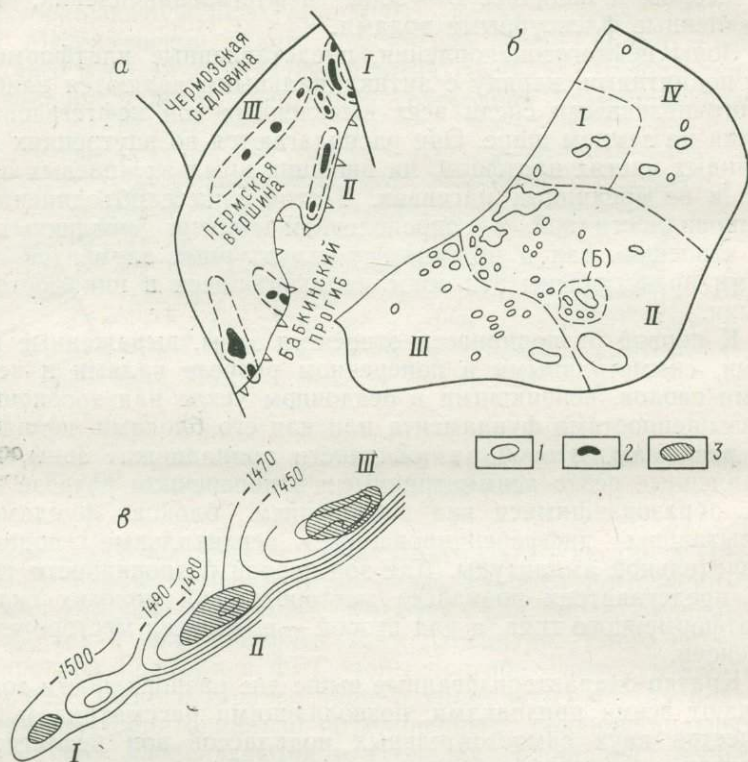


Рис. 24. Зоны нефтегазонакопления, структурно представленные платформенными поднятиями (С. П. Максимов, В. А. Киров и др., 1970):

а — прямолинейные и изогнутые зоны, связанные с валами в пределах Пермской вершины Пермско-Башкирского свода: I — Каменнолозская, II — Лобановская, III — Краснокамско-Полазненская; б — зоны на вершине Белебеевского свода: I — Субханкулово-Кандринская, II — центральная часть вершины, III — западный склон, IV — восточный склон; Б — изометричная в плане Белебеевская зона нефтегазонакопления; в — Елабужская зона нефтегазонакопления, структурно представленная флексурным валом (Нижекамский район, Тат. АССР); месторождения: I — Усть-Зайское, II — Афанасовское, III — Соболевское.

1, 2, 3 — месторождения нефти и газа

Некоторые зоны этого класса резко извилисты (рис. 26, б) или овалообразны (см. рис. 34). Известны также зоны, приуроченные к древним атоллам (рис. 26, в).

Тип VI — зона нефтегазонакопления седиментогенных структурных элементов, включает два класса: класс б — зоны нефтегазонакопления, связанные с региональным выклиниванием, класс 7 — зоны нефтегазонакопления, связанные с системами

локальных песчаных скоплений. Последний класс подразделяется на подкласс А — зоны, связанные с системами прибрежных песчаных скоплений, и подкласс В — зоны, связанные с системами речных песчаных скоплений.

Зоны нефтегазонакопления, связанные с региональным выклиниванием (класс б), находятся в пределах крупных моноклиналей и известны главным образом во внутриплатформенных впадинах, на склонах платформ (см. рис. 35) и во впадинах эпиплатформенных орогенов. Зоны нефтегазонакопления, связанные с системами локальных песчаных скоплений (класс 7),

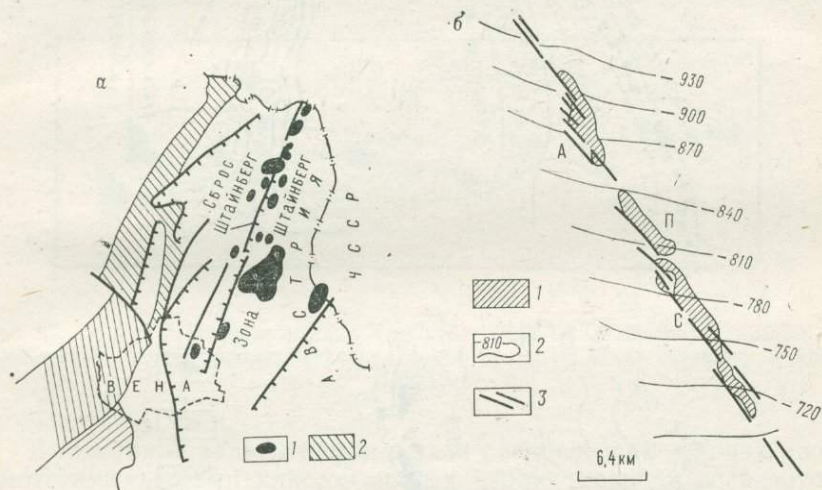


Рис. 25. Зоны нефтегазонакопления, связанные с региональными разрывами:

а — зона Штайнберг (Венский бассейн), объединяющая месторождения приразрывных складок; 1 — месторождения нефти; 2 — элементы обрамления бассейна; б — зона Альбион-Сципио (США, Мичиганский бассейн), объединяющая месторождения приразрывных трещиноватых участков (А. Леворсен, 1970); 1 — месторождения нефти; 2 — изогипсы кровли известняков Трентон (ордовик); 3 — разрывы. Месторождения: А — Альбион, П — Пуласки, С — Сципио

распространены главным образом в платформенных областях. Впервые их выделил и описал И. М. Губкин на Северном Кавказе. В дальнейшем американские исследователи Н. В. Басс, К. Р. Феттке, М. В. Болл, Т. Д. Уивер и другие отметили, что части земной коры, которыми представлены такие зоны, различны по генезису и строению: в одних развиты песчаные скопления типа баров, возникшие в прибрежной обстановке, в других — песчаные скопления являются шнурковыми телами, образовавшимися в руслах рек. Системы прибрежных песчаных скоплений прямолинейны и характеризуются кулисообразным расположением баров друг относительно друга (рис. 27). Системы речных песчаных скоплений в плане извилисты, иногда представлены сложно разветвленной сетью русловых тел.

Указанные генетические и структурные различия двух охарактеризованных разновидностей зон, отличающихся друг от друга также типичными месторождениями, позволяют рассматривать их в качестве самостоятельных подклассов. Первый из

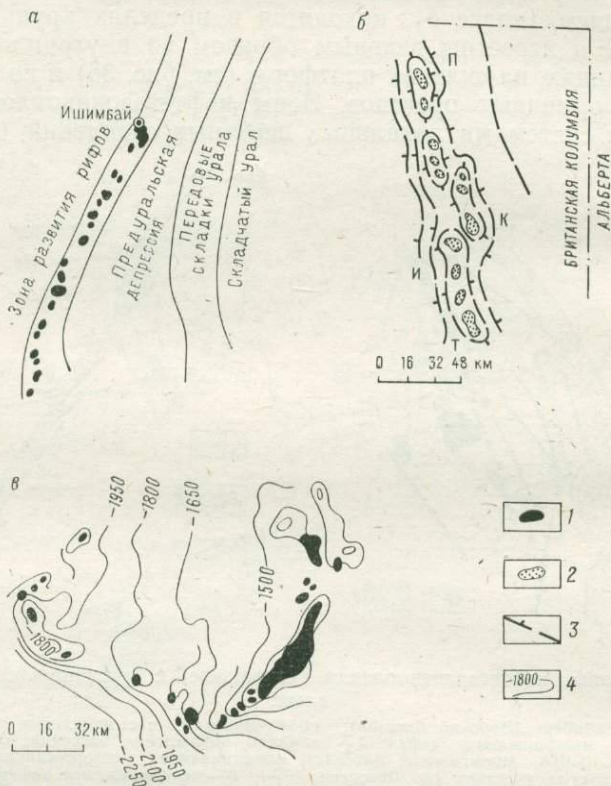


Рис. 26. Рифовые зоны нефтегазонакопления:

a — прямолинейная Ишимбайская зона, Приуралье (С. П. Максимов, В. А. Киров и др., 1970); *б* — извилистая зона Котчо-Лейк (Канада, Британская Колумбия). Месторождения: *П* — Петито-Ривер, *К* — Котчо-Лейк, *И* — Йо-Йо, *Т* — Тэсс; *в* — зона Хоршу, приуроченная к древнему атоллу (США, Пермский бассейн). Месторождения: 1 — нефти, 2 — газа; изогипсы кровли известняков; 3 — рифовых; 4 — пенсильванских

них объединяет зоны, связанные с системами прибрежных скоплений (типичны месторождения баров), а второй — зоны, связанные с системами речных скоплений (типичны месторождения русловых тел). Указанные разновидности зон ранее были выделены А. А. Бакировым.

Тип VII — зоны нефтегазонакопления денудационных структурных элементов. Класс 8 — зоны нефтегазонакопления, связанные с региональным несогласием.

Такие зоны нефтегазонакопления известны пока в незначи-

тельном количестве, в основном на Северо-Американской платформе. Формирование большинства из них обусловлено срезанием поверхностью углового несогласия моноклинально залегающей толщи (см. рис. 37). Своеобразные по строению зоны рассматриваемого класса, связанные с параллельным несогласием, обнаружены в центральных районах штата Огайо (см. рис. 38). Они обладают неправильной или изометричной формой в плане и объединяют месторождения погребенных возвышенностей палеорельефа.

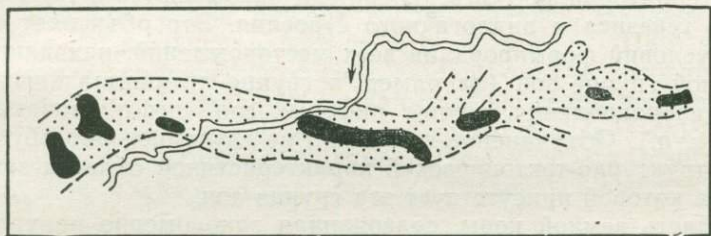


Рис. 27. Зона нефтегазонакопления Хогшутер (США, Оклахома), связанная с системой баров пенсильванского возраста (по А. А. Бакирову и др., 1968)

Выявленные запасы нефти и газа распределены в зонах рассмотренных восьми классов весьма неравномерно и сосредоточены главным образом в зонах, представленных платформенными поднятиями. Существенно уступая в этом показателе, за ними следуют антиклинальные зоны. Доля мировых разведанных ресурсов нефти и газа в зонах всех остальных шести классов невелика. Среди них относительно наибольшее значение в рассматриваемом аспекте имеют рифовые и солянокупольные зоны нефтегазонакопления. Резко преобладающая часть современной мировой добычи нефти и газа также приходится на долю зон платформенных поднятий и антиклинальных зон нефтегазонакопления при ведущей роли первых из них.

Рассмотренная классификация зон нефтегазонакопления очень близка соответствующим классификациям, составленным А. А. Бакировым, Н. Ю. Успенской и В. Е. Хаиным, но отличается несколько иным содержанием, в связи с различным определением зоны нефтегазонакопления упомянутыми исследователями и автором данной работы. Кроме того, в предлагаемой классификации увеличено количество генетических типов зон, обосновано количество их классов, установленных по строению представляющих зон структурных элементов, и введены подклассы зон с указанием конкретных признаков этой категории.

§ 7. АРЕАЛЫ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Анализируя расположение зон нефтегазонакопления в хорошо изученных бурением нефтегазоносных областях земного шара, можно отчетливо видеть значительное преобладание зон, входящих в состав их территориально объединенных групп, над изолированными, одиночными зонами. Иногда в такой группе зоны резко отличаются друг от друга строением, генезисом и соответственно структурными элементами, которыми в них представлены месторождения нефти и/или газа. Однако гораздо чаще территориально объединенными оказываются зоны одинакового генезиса и аналогичного строения. Это объясняет общность условий формирования всех месторождений, находящихся в данной группе зон (например, в группе антиклинальных зон нефтегазонакопления, группе рифовых зон нефтегазонакопления и т. п.). Объединение таких зон не случайно. Оно обусловлено структурно-тектонической характеристикой области земной коры, в которой присутствует эта группа зон.

Область земной коры, содержащая закономерно приуроченную к ней группу подобных (принадлежащих одному и тому же классу) зон нефтегазонакопления, обладает всеми обязательными чертами, свойственными элементу нефтегеологического районирования. Такие области были выделены в качестве самостоятельной категории элементов нефтегеологического районирования под названием ареалов зон нефтегазонакопления (Оленин, 1970)¹.

Ареал зон нефтегазонакопления представляет область земной коры, заключающую пространственно обособленную совокупность зон нефтегазонакопления, выраженных структурными элементами, генезис и строение которых обеспечивают общность условий формирования находящихся в данной области месторождений нефти и/или газа.

Общность формирования всех месторождений в пределах ареала проявляется в том, что возникновение структурных элементов, которыми представлены эти месторождения, обусловлено одной и той же чертой строения, присущей всем зонам данного ареала. Обширный фактический материал показывает, что в большинстве случаев в ареалах заключены отчетливо линейные в плане зоны нефтегазонакопления, параллельные или субпараллельные друг другу. Поэтому наиболее показательным параметром, характеризующим размерность ареалов, обычно является их длина, измеряемая чаще всего сотнями километров.

¹ Совершенно иное значение имеют «ареалы регионально нефтегазоносных комплексов» (Бакиров, 1973), «ареалы нефтегазоносности» и «ареалы промышленной нефтегазоносности» (Вассоевич и др., 1970). — *Прим. авт.*

Выделение ареалов зон нефтегазонакопления представляется весьма целесообразным. Установив и ограничив все ареалы той или иной нефтегазонасыщенной территории, можно определить суммарную площадь и объем всех наиболее крупных элементов данной территории, в которых происходит аккумуляция рассеянных углеводородов, и оценить масштабы этого процесса.

Некоторые (крупнейшие) из автономных нефтегазонасыщенных территорий и акваторий земного шара, заключают по десяти ареалов зон нефтегазонакопления и более, которые образуют отчетливо разграниченные группы. Последние отличаются друг от друга классом присутствующих в них зон нефтегазонакопления. В то же время каждая группа ареалов включает зоны нефтегазонакопления одного и того же класса. При наличии указанных соотношений область земной коры, в которой расположена одна из охарактеризованных выше групп ареалов, можно расценивать в качестве используемого в редких случаях дополнительного обширного элемента нефтегеологического районирования — м е г а р е а л а зон нефтегазонакопления.

§ 8. КЛАССИФИКАЦИЯ АРЕАЛОВ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Приведенные ранее определения, а также развернутая характеристика зон и ареалов зон нефтегазонакопления показывают, что отличия этих элементов нефтегеологического районирования носят количественный характер. Распределение элементов обеих категорий производится по одним и тем же признакам, в одной и той же последовательности. Следствием этого является одинаковая конструкция классификаций обеих категорий. Ареалы зон нефтегазонакопления известны для каждого из рассмотренных классов зон нефтегазонакопления.


Ниже перечислены и кратко охарактеризованы типы ареалов зон нефтегазонакопления, выделенные по генезису структурных элементов, которыми представлены зоны в данном ареале, и классы ареалов зон нефтегазонакопления, обособленные по строению структурных элементов, которыми выражены зоны, входящие в ареал (табл. 7).

Тип I — ареалы зон нефтегазонакопления, представленных структурными элементами голоморфного складкообразования. Класс I — ареалы антиклинальных зон нефтегазонакопления (рис. 28, а, б).

Тектоническая приуроченность: складчатые области и периферические части впадин в эпиплатформенных орогенах. Типичные месторождения: линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, не нарушенных или (гораздо чаще) осложненных разрывами. Среди всех открытых на земном шаре ареалов зон нефтегазонакопления представители этого класса составляют значительную часть.

Классификация ареалов зон нефтегазоаккумуляции

Тип ареалов зон нефтегазоаккумуляции (по генезису структурных элементов, которыми в ареалах представлены зоны нефтегазоаккумуляции)	Класс ареалов зон нефтегазоаккумуляции (по строению структурных элементов, которыми в ареалах представлены зоны нефтегазоаккумуляции)	Схема строения
I. Голоморфного складкообразования	1. Антиклинальных зон	
II. Диapiroзма	2. Солянокупольных зон	
III. Отраженного складкообразования	3. Зон платформенных поднятий	
IV. Разрывообразования	4. Зон региональных разрывов	
V. Биогенные	5. Рифовых зон	
VI. Седиментогенные	6. Зон регионального выклинивания	
	7. Зон, связанных с системами локальных песчаных скоплений	

Тип ареалов зон нефтегазо-накопления (по генезису структурных элементов, которыми в ареалах представлены зоны нефтегазо-накопления)	Класс ареалов зон нефтегазо-накопления (по строению структурных элементов, которыми в ареалах представлены зоны нефтегазо-накопления)	Схема строения
VII. Денудационные	8. Зон регионального несогласия	

Тип II — ареалы зон нефтегазо-накопления, выраженных структурными элементами диапиризма. Класс 2 — ареалы солянокупольных зон нефтегазо-накопления (рис. 29).

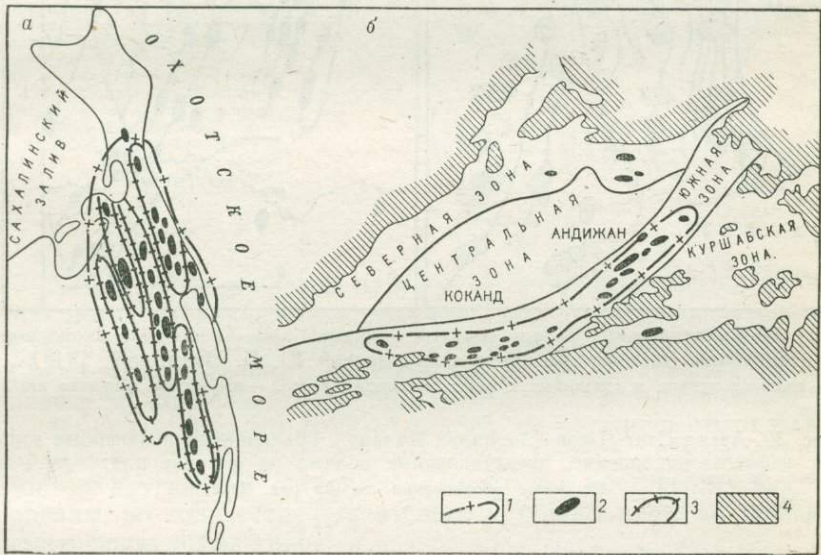


Рис. 28. Ареалы антиклинальных зон нефтегазо-накопления

а — ареал северо-восточного Сахалина; б — Южно-Ферганский ареал (выделен на карте, составленной В. Г. Клейнбергом и С. Н. Симаковым). 1 — граница ареала, 2 — месторождения нефти и газа; 3 — границы зон нефтегазо-накопления; 4 — обрaмление впадины

Тектоническая приуроченность: глубоко погруженные части склонов платформ, глубокие платформенные грабены (Прикаспий, юг США, Ближний Восток, Мексика, ФРГ и др.). Типичные месторождения: непрорванных соляных куполов, закрытых соляных диапиров, открытых соляных диапиров.

Тип III — ареалы зон нефтегазо-накопления, представленных структурными элементами отраженного складкообразования.

Класс 3 — ареалы зон нефтегазонакопления, выраженных платформенными поднятиями.

Тектоническая приуроченность: внутренние и окраинные части платформ, срединные массивы. Типичные месторождения: куполов, брахиантиклиналей и антиклиналей платформенного типа.

Этот класс по количеству открытых ареалов наиболее представителен. Ареалы зон нефтегазонакопления, выраженных

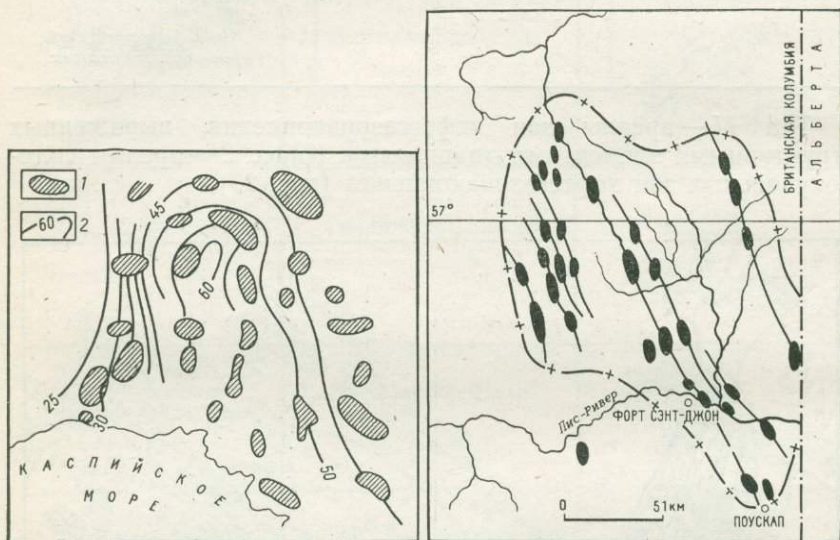


Рис. 29. Байчунасский ареал солянокупольных зон нефтегазонакопления, Прикаспий (выделен на карте, составленной Ю. П. Никитиной, 1948).

1 — соляные купола и связанные с ними месторождения; 2 — изопахиты нижнего альба

Рис. 30. Ареал Сэнт-Джон (Западная Канада), объединяющий линейные зоны нефтегазонакопления, представленные валами на окраине платформ.

Условные обозначения см. на рис. 28

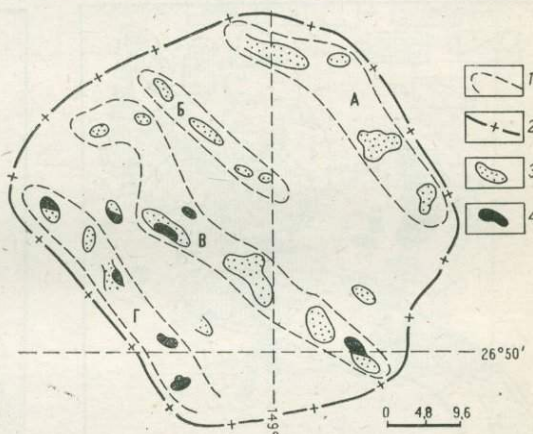
платформенными поднятиями, выявлены в Западной Сибири, Урало-Поволжье, центральных и южных районах США, Канаде (рис. 30), на Ближнем Востоке, в Северной Африке, на севере Южной Америки и в Австралии (рис. 31).

В пределах Волго-Уральской нефтегазонаосной территории находится целый ряд ареалов, в каждом из которых все зоны нефтегазонакопления принадлежат одному классу и структурно выражены платформенными поднятиями (валами, вершинами сводов, флексурными валами). Таковыми являются ареалы Приволжской моноклинали, Рязано-Саратовского прогиба, Средневожский (структурно приуроченный к Жигулевско-Оренбургскому своду и Серноводско-Абдулинской впадине),

Татарского свода, Бирской седловины, Пермской вершины, Башкирской вершины и Верхнекамской впадины (рис. 32). Поскольку ареалы этой группы включают зоны нефтегазонакопления одного и того же класса и четко обособлены от группы ареалов Прикаспийской впадины, также содержащих зоны нефтегазонакопления одного, но иного класса (солянокупольные), крупные области земной коры, в которых находятся две указанные группы ареалов, можно рассматривать в качестве мегареалов зон нефтегазонакопления — Волжского и Прикаспийского.

Рис. 31. Ареал зон нефтегазонакопления на выступе Рома (Квинсленд).

1 — границы зон нефтегазонакопления; 2 — границы ареала зон нефтегазонакопления; месторождения: 3 — газовые, 4 — нефтяные; зоны нефтегазонакопления: А — Пайн-Ридж-Вольюмбилла, Б — Янала-Ламен, В — Рома-Тэрравонга, Г — Прингл-Даунс—Тринидад



В Западно-Сибирской платформе четко выделяются ареалы зон нефтегазонакопления Кондинского, Северо-Сосьвинского, Сургутского, Нижнеартвовского, Александровского сводов и др. Среди многочисленных зарубежных типичных ареалов данного класса можно назвать Басра-Кувейтский и Газа, расположенные на Ближнем Востоке. В США к ареалам рассмотренного класса принадлежит Центральномичиганский, Центральноканзасский и многие другие. Все остальные, открытые к настоящему времени ареалы, по количеству значительно уступают ареалам трех рассмотренных выше типов.

Тип IV — ареалы зон нефтегазонакопления, представленных структурными элементами разрывообразования. Класс 4 — ареалы зон нефтегазонакопления, связанных с региональными разрывами (рис. 33).

Тектоническая приуроченность: платформенные и внутрискладчатые грабены, склоны платформ (Рейнский, Венский грабены, южная эпигерцинская плита Северной Америки и пр.). Типичные месторождения: приразрывных моноклинальных участков и складок; приразрывных трещиноватых участков.

Тип V — ареалы зон нефтегазонакопления, представленных биогенными структурными элементами. Класс 5 — ареалы рифовых зон нефтегазонакопления (рис. 34).

Тектоническая приуроченность: склоны платформ и внутриплатформенные впадины (перикратон Великих Равнин в Канаде, Пермский бассейн в США и пр.). Типичные месторождения: рифовых массивов.

Тип VI — ареалы зон нефтегазонакопления, представленных седиментогенными структурными элементами. Класс 6 — ареалы зон нефтегазонакопления, связанных с региональным выклиниванием.

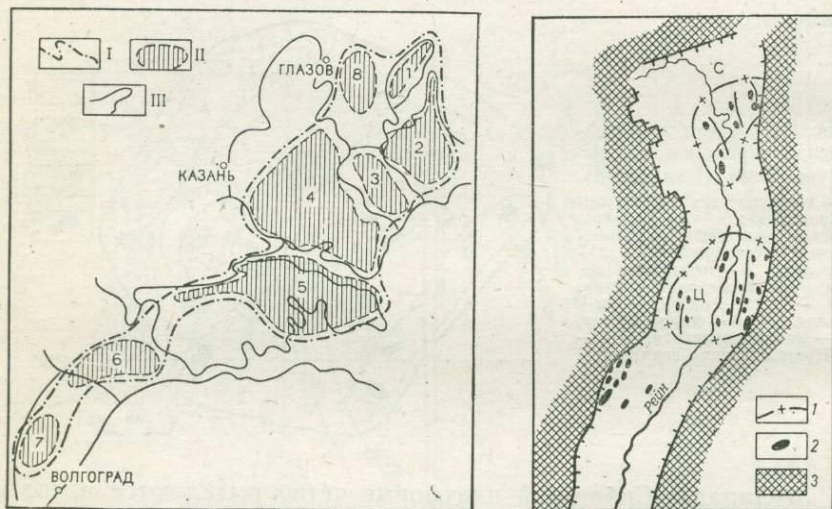


Рис. 32. Волжский мегареал зон нефтегазонакопления (границы структурных элементов по В. А. Клубову, С. К. Нечитайло и др., 1970).

I — граница мегареала; II — ареалы зон нефтегазонакопления; III — границы структурных элементов. Ареалы зон нефтегазонакопления: 1 — Пермской вершины, 2 — Башкирской вершины, 3 — Бирской седловины, 4 — Татарского свода, 5 — Средневожский, 6 — Рязано-Саратовского прогиба; 7 — Приволжской моноклинали, 8 — Верхнекамской впадины

Рис. 33. Ареалы зон нефтегазонакопления, связанных с региональными разрывами (Рейнский грабен).

1 — границы ареалов; 2 — месторождения нефти и газа; 3 — обрамление грабена. Ареалы: С — Северный, Ц — Центральный

Тектоническая приуроченность: склоны платформ, борта крупных внутриплатформенных впадин. Типичные месторождения: участков выклинивания на моноклинали.

Примеры таких ареалов можно указать как в СССР, так и за рубежом. В Советском Союзе к данному классу относится Хадыженский ареал в Краснодарском крае. В нем находятся параллельные друг другу линейные зоны нефтегазонакопления, связанные с выклиниванием в южном направлении песчаных горизонтов майкопской свиты. Типичным примером рассматриваемых ареалов является также их представитель в южном

Техасе (провинция Голф). Этот ареал включает две линейные зоны нефтегазонакопления (рис. 35), одна из которых связана с зоной выклинивания на северо-запад эоценовых песчаников, а другая — с зоной выклинивания в том же направлении песчаников олигоцена.

Класс 7 — ареалы зон нефтегазонакопления, связанных с системами локальных песчаных скоплений.

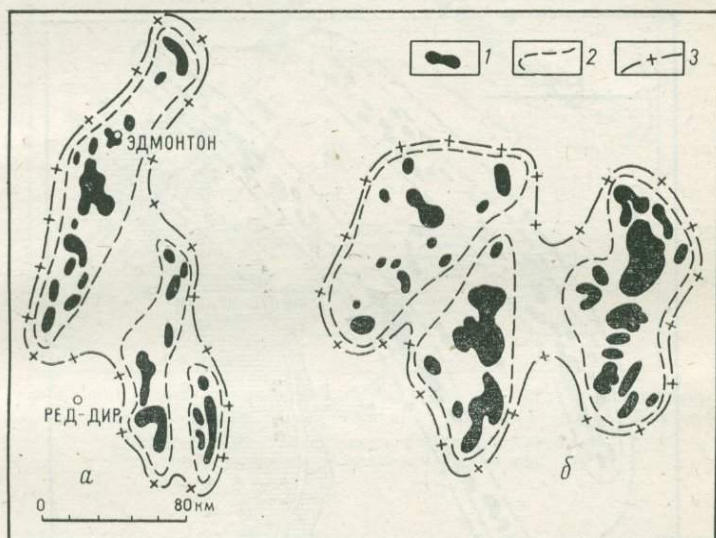


Рис. 34. Ареалы рифовых зон нефтегазонакопления (Канада, провинция Альберта).

Ареалы рифовых зон: *а* — Юго-Восточный, *б* — Центральный.
 1 — месторождения нефти и газа; 2 — границы зон нефтегазонакопления; 3 — границы ареалов зон нефтегазонакопления

Тектоническая приуроченность: внутренние части платформ. Типичные месторождения: локальных песчаных скоплений (баров и русловых тел).

Количество открытых к настоящему времени ареалов этого класса очень невелико, что связано со сложностью их поисков. Один из таких ареалов находится в Западном Внутреннем бассейне, в штате Канзас (рис. 36). Входящие в него зоны нефтегазонакопления приурочены к прямолинейным или слабо изогнутым прерывистым цепочкам песчаных тел — баров.

Тип VII — ареалы зон нефтегазонакопления, представленных денудационными структурными элементами. Класс 8 — ареалы зон нефтегазонакопления, связанных с региональным несогласием.

Тектоническая приуроченность: платформенные области. Типичные месторождения: погребенных возвышенностей палеорель-

ефа и моноклиналей, срезанных поверхностью углового несогласия.

Такие ареалы обнаружены пока только на Северо-Американской платформе. В Западной Канаде к рассматриваемому классу принадлежит ареал Соурис-Вэлли. Он расположен на северном борту бассейна Виллистон (рис. 37). Зоны нефтегазонакопления в нем возникли за счет срезания поверхностью углового несогласия моноклиналино залегаящей толщи каменноугольно-

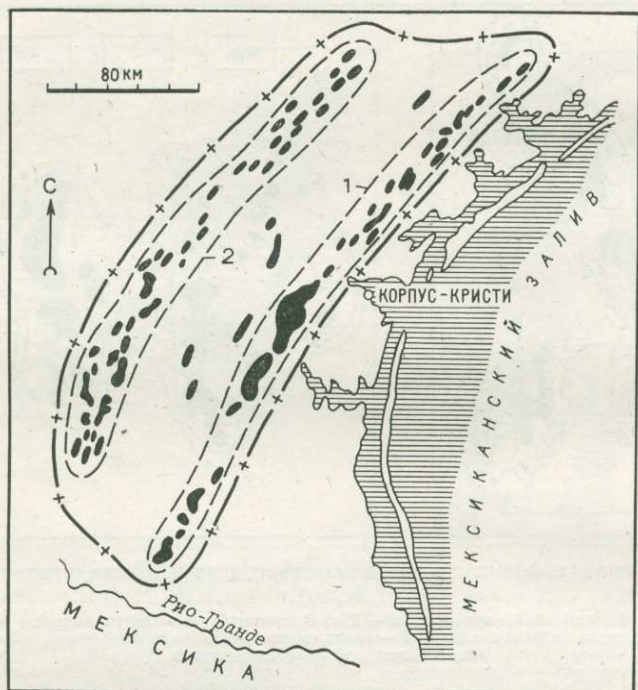


Рис. 35. Корпус-Кристи — ареал зон нефтегазонакопления, связанных с региональным выклиниванием (США, Техас)

Зоны выклинивания на северо-запад песчаников: 1 — Иегуа-Джексон (эоцен); 2 — Фрио-Виксберг (олигоцен).

Остальные условные обозначения см. на рис. 34

го возраста, которая содержит три горизонта проницаемых карбонатных пород, разделенных плохопроницаемыми отложениями.

Иным строением характеризуется принадлежащий к этому же классу ареал Морро на внешнем борту Преаппалачского прогиба (рис. 38). В ареале выявлены две зоны нефтегазонакопления (Северная и Южная), связанные с региональным параллельным несогласием. Обе они изометричны в плане и содержат месторождения погребенных возвышенностей палеорельефа.

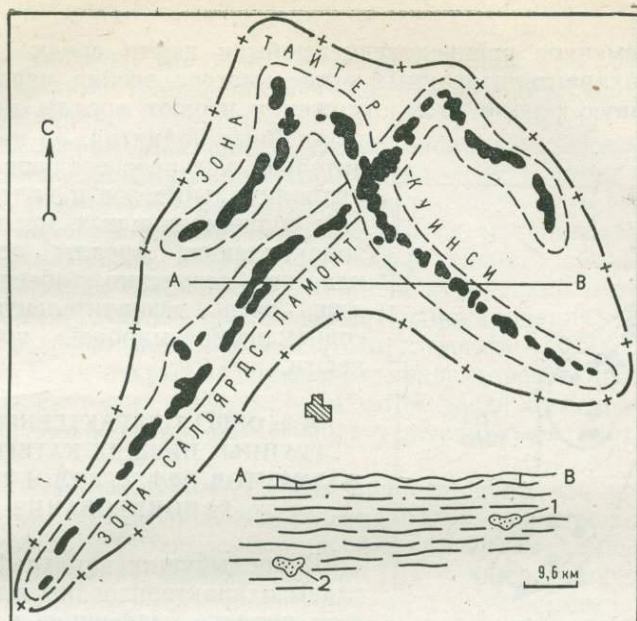


Рис. 36. Ареал зон нефтегазонакопления, связанных с системой локальных песчаных скоплений — баров пенсильванского возраста (США, Канзас):

Зоны: 1 — Сальярдс-Ламонт, 2 — Тайтер-Кунси.
Остальные условные обозначения см. на рис. 34

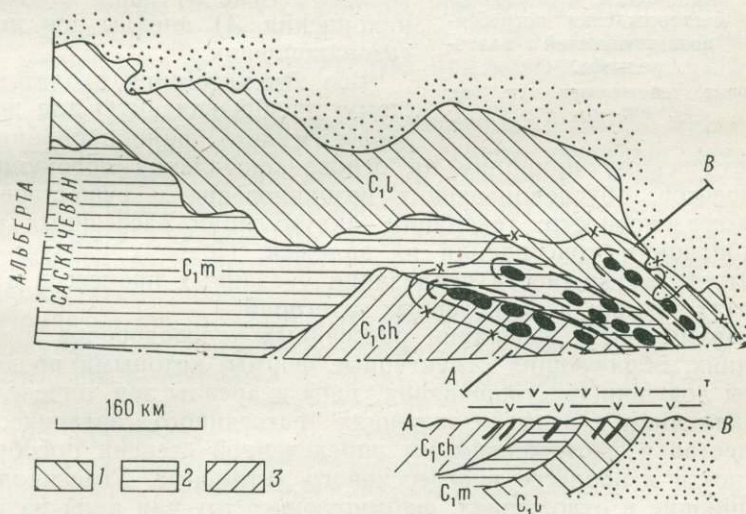


Рис. 37. Ареал зон нефтегазонакопления, связанных с региональным угловым несогласием.

Ареал Соурис-Вэлли (Канада, провинция Саскачеван), объединяющий месторождения моноклинали, срезанной поверхностью углового несогласия.

Свиты нижнего карбона: 1 — Лоджпоул, 2 — Мишен-Кэньон, 3 — Чарльз.

Остальные условные обозначения см. на рис. 34

Современное распределение добычи нефти среди ареалов восьми охарактеризованных выше классов весьма неравномерно. Главную роль в этом отношении играют ареалы зон платформенных поднятий. За ними, значительно уступая, следуют ареалы антиклинальных зон и далее — ареалы солянокупольных зон нефтегазонакопления. Ареалы остальных классов совместно обеспечивают лишь очень незначительную часть современной мировой продукции нефти.

§ 9. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГРУППЫ НИЗШИХ КАТЕГОРИЙ ЭЛЕМЕНТОВ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

В предыдущих параграфах этой главы охарактеризованы в восходящем порядке следующие категории элементов нефтегеологического районирования; 1) ловушки с нефтью и/или газом, 2) месторождения нефти и/или газа, 3) зоны нефтегазонакопления, 4) ареалы зон нефтегазонакопления.

Все эти категории входят в систему, предназначенную для нефтегеологического районирования по

генетическому принципу на основе проявления совокупности процессов, обуславливающих возникновение и существование нефтегазоносности: генерации, аккумуляции рассеянных углеводородов и консервации их залежей. Поэтому следует рассмотреть возможности реализации указанных процессов в элементах четырех перечисленных категорий.

Возможность генерации рассеянных углеводородов в отложениях, образующих структурные формы, которыми представлены ловушки, месторождения, зоны и ареалы зон, определяется наличием в этих отложениях рассеянного органического вещества и достижением им определенной степени преобразованности в процессе прогрессивного литогенеза. Углеводороды, возникшие в отложениях, формирующих тот или иной из перечисленных элементов, способны участвовать в заполнении эффективного объема этого элемента. Однако, как показывают простые расчеты, даже при самых оптимальных условиях, возможность полного насыщения эффективного объема элемента низших категорий только за счет углеводородов, образовавшихся



Рис. 38. Ареал Морро (США, Огайо), объединяющий зоны нефтегазонакопления, связанные с региональным параллельным несогласием и заключающие месторождения погребенных возвышенностей палеорельефа.

Условные обозначения см. на рис. 34

ся в этом элементе, является, очевидно, лишь теоретической. Для обоснования такого заключения можно привести следующие рассуждения.

Примем кларк рассеянных углеводородов, образовавшихся в отложениях, формирующих данный элемент группы низших категорий, равным 300 г/м^3 . Допустим, что 50% этих углеводородов имели возможность эмигрировать из материнских отложений и участвовать в заполнении эффективного объема данного элемента. В таком случае каждый кубический метр отложений, формирующих данный элемент районирования, способен выделить в эффективный объем этого элемента $150\,000 \text{ т}$ углеводородов. Если открытая пористость коллекторской части данного элемента равна 10%, в 1 км^3 этой части при полном ее насыщении заключается $80\,000\,000 \text{ т}$ углеводородов плотностью $0,8 \text{ г/см}^3$.

Из сопоставления приведенных цифр следует, что при принятых параметрах количество углеводородов, выделившихся из определенного объема отложений, формирующих данный элемент районирования, примерно в 530 раз меньше емкости такого же по величине эффективного объема этого элемента.

Таким образом, при рассмотренных условиях полное насыщение эффективного объема данного элемента районирования за счет углеводородов, возникших в его пределах, возможно лишь в том случае, если эффективный объем этого элемента составляет не более $1/530$ его общего объема и этот элемент сформирован отложениями со средним содержанием рассеянных углеводородов не менее 300 г/м^3 при коэффициенте их аккумуляции не менее 50%.

Теоретически указанные соотношения допустимы. Однако для каждого из специально рассмотренных многочисленных конкретных элементов районирования (ловушек, месторождений, зон и ареалов зон нефтегазонакопления) доля его эффективного объема в общем объеме оказалась намного больше $1/530$. Кроме того, необходимо иметь в виду следующие два обстоятельства.

1. Принятое при приведенных расчетах значение коэффициента аккумуляции рассеянных углеводородов по сравнению с реальными его величинами, очевидно, завышено. П. Д. Траск и Д. М. Хант считают, что аккумуляции подвергаются в среднем около 10% образовавшихся рассеянных углеводородов.

2. Генерация рассеянных углеводородов, а также их эмиграция из материнских толщ приобретают значительные масштабы на стадии среднего катагенеза. Между тем, далеко не всегда породы, или хотя бы часть пород, формирующих ловушки, месторождения, зоны и ареалы зон, достигают указанного уровня катагенетического преобразования.

Если учесть приведенные обстоятельства, возможность полного «самонасыщения» элементов низших категорий нефтию

или газом становится еще менее реальной. Даже принимая во внимание тот факт, что в большинстве конкретных ловушек с нефтью и/или газом залежи занимают не весь их эффективный объем (как отмечает И. В. Высоцкий (1971), обычно не более 70%), можно считать, что формирование этих залежей или, во всяком случае, полного объема этих залежей, как правило, предусматривает поступление в заключающие их структурные элементы тех или иных количеств углеводородов из окружающих пространств. Из сказанного следует, что элементы низших категорий не автономны в генерации углеводородов, обеспечивающей формирование в них залежей (или, во всяком случае, полного объема их залежей).

Главное генетическое свойство всех ловушек, месторождений, зон и ареалов зон заключается в том, что каждый из этих элементов обладает способностью аккумулировать поступающие в него рассеянные углеводороды, формирующие залежи нефти и/или газа. Все элементы низших категорий способны также консервировать возникшие в них нефтяные и/или газовые залежи. Таким образом, в ловушках, месторождениях, зонах и ареалах зон, как правило (при наличии в формирующих их отложениях рассеянного органического вещества и достаточной степени его эволюции), реализуются все три процесса, которые в своей совокупности обуславливают возникновение и существование нефтегазоносности: генерация, аккумуляция углеводородов, консервация залежей нефти и/или газа. Однако нефтегеологическая автономность элементов перечисленных категорий проявляется только в двух из названных процессов (аккумуляция углеводородов, оказавшихся в этих элементах, и консервация залежей нефти и/или газа), на которых и следует основываться при выделении и ограничении в пространстве элементов низших категорий.

Поскольку все ловушки, месторождения, зоны и ареалы зон нефтегазонакопления обладают названным выше общим главным генетическим свойством, эти категории могут быть включены в единую генетическую группу низших категорий нефтегеологического районирования. Качественное подобие указанных категорий является причиной сходства приведенных ранее их определений.

С совокупностью всех элементов низших категорий в любой конкретной области земной коры связаны и ею ограничены возможности обнаружения залежей нефти и/или газа. Каждый элемент низших категорий может быть охарактеризован присущими ему аккумулирующей способностью и плотностью нефтегазонасыщения. Аккумулирующая способность элемента районирования низших категорий определяется его эффективным объемом, который может быть заполнен нефтью или газом. Степень реализации этой способности зависит от многих причин и может быть резко различной. Плотность нефтегазонасыщения

представляет собой отношение заполненной нефтью и газом части эффективного объема к объему данного элемента районирования. В едином конкретном ряду с переходом от ловушки к месторождению и далее к зоне и ареалу зон аккумулирующая способность возрастает. В том же направлении значение плотности нефтегазонасыщения сокращается.

Рассмотренные выше классификации элементов низших категорий построены на основании главного генетического свойства, которым обладают все элементы этих категорий,— способности аккумулировать рассеянные углеводороды. Деление каждой низшей категории проведено по генезису и строению структурных форм, которыми представлены элементы этой категории. Поскольку все четыре упомянутые классификации составлены для качественно подобных элементов и по одним и тем же признакам, они являются конструктивно подобными, взаимосвязанными и сопоставимыми.

Возможности сохранения залежей нефти и/или газа во всех ловушках, месторождениях, зонах и ареалах зон при их классифицировании были приняты однозначными — достаточными для современного существования в этих элементах нефтяных и/или газовых залежей. При таком допущении элементы каждой категории характеризуемой группы не подлежали разделению по условиям консервирования залежей.

Месторождения, зоны и ареалы зон нефтегазонакопления разделены по условиям образования структурных форм, которыми они выражены, на типы, а затем по современному строению этих форм — на классы. По таким же признакам построена классификация ловушек. Однако, учитывая практическое значение указанных признаков, ловушки подразделены сначала по их форме (на группы и подгруппы), а затем по генезису их структурных форм (на виды).

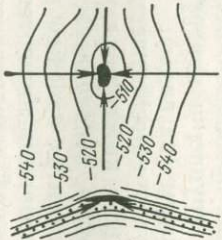
Кроме структурно-генетических классификаций для всех элементов низших категорий предлагается единая классификация по признакам, непосредственно определяющим формирование в этих элементах залежей нефти и/или газа (табл. 8).

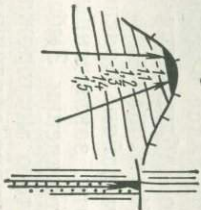
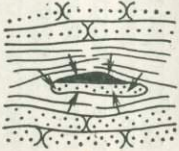
Таковыми признаками являются характерное соотношение площади элемента нефтегеологического районирования с площадью сбора в него рассеянных углеводородов и преобладающее направление поступления в этот элемент рассеянных углеводородов.

По первому из указанных признаков все элементы низших категорий делятся на два типа: *I* — элементы, площадь которых во много раз меньше площади сбора в них рассеянных углеводородов; *II* — элементы, площадь которых соизмерима с площадью сбора в них рассеянных углеводородов.

По второму признаку в первом типе выделяются два класса элементов: *1* — латерального всестороннего питания; *2* — латерального одностороннего питания.

Классификация элементов низших категорий по признакам, непосредственно определяющим условия формирования залежей нефти и/или газа

Типы элементов (по характерному соотношению их площади с площадью сбора в эти элементы рассеянных УВ)	Классы элементов (по преобладающему направлению поступления в эти элементы рассеянных УВ)	Принципиальная схема строения	Представители низших категорий			
			Ловушки	Месторождения	Зоны нефтегазонакопления	Ареалы зон нефтегазонакопления
I. Элементы, площадь которых во много раз меньше площади сбора рассеянных УВ	I. Латерального всестороннего питания		Изгибы	Линейных антиклиналей	Антиклинальные	Антиклинальных зон
			Выступы	Диapiroв	Солянокупольные	Солянокупольных зон
			Ловушки экранирования ядром диапира или жерлом грязевого вулкана	Куполов и брахиантиклиналей платформенного типа	Платформенных поднятий	Зон платформенных поднятий
			Рифовых массивов	Рифовые	Рифовых зон	
			Погребенных возвышенностей палеорельефа	Регионального параллельного несогласия	Зон регионального параллельного несогласия	

Типы элементов (по характерному соотношению их площади с площадью сбора в эти элементы рассеянных УВ)	Классы элементов (по преобладающему направлению поступления в эти элементы рассеянных УВ)	Принципиальная схема строения	Представители низших категорий			
			Ловушки	Месторождения	Зоны нефтегазоаккумуляции	Ареалы зон нефтегазоаккумуляции
I. Элементы, площадь которых во много раз меньше площади сбора рассеянных УВ	2. Латерального одностороннего питания		Ловушки экранирования по разрыву или по поверхности несогласия	Приразрывных моноклиналильных участков	Региональных разрывов на моноклинали	Зон региональных разрывов на моноклинали
			Выклинивающиеся ловушки	Участков выклинивания на моноклинали	Регионального выклинивания	Зон регионального выклинивания
II. Элементы, площадь которых соизмерима с площадью сбора рассеянных УВ	3. Всестороннего питания из облегающих отложений		Линзы выветривания, тектонической трещиноватости и седиментационные	Приразрывных трещиноватых участков	Систем локальных песчаных скоплений	Зон, связанных с системами локальных песчаных скоплений
				Локальных песчаных скоплений		

Второй тип представлен одним классом — элементов всестороннего питания из облекающих отложений¹.

Указанные признаки позволяют судить о масштабах питания данного элемента районирования рассеянными углеводородами и наметить конкретные нефтегазопроизводящие комплексы, которые могут участвовать в этом процессе. Нет сомнения, что со временем, по мере развития представлений о генезисе углеводородов, их эмиграции и вторичной миграции, упомянутые признаки будут находить все более широкое применение.

Среди названных выше двух типов и трех классов легко и однозначно распределяются все подразделения, обособленные в структурно-генетических классификациях элементов низших категорий (табл. 8).

При определении ловушек, месторождений, зон и ареалов зон нефтегазонакопления была указана их размерность, характеризующая количественные различия элементов этих категорий. Следует подчеркнуть, что размерность элементов каждой категории нижней группы меняется в достаточно широких пределах, которые для смежных категорий частично перекрывают друг друга. Указанное перекрытие конкретно выражается, например, в том, что некоторые месторождения-гиганты (Слохтерен, Ист-Тексас, Джавар, Хьюгтон-Панхендл и др.) крупнее многих зон нефтегазонакопления, а некоторые зоны (Ромашкинская, Шкаповская и др.) более значительны по размерам, чем целый ряд ареалов зон нефтегазонакопления.

Элементы низших категорий одного ранга могут располагаться в земной коре один над другим на том или ином расстоянии по вертикали. Проекция таких элементов на горизонтальную плоскость частично или полностью совмещены. Для ловушек в одном месторождении такое взаиморасположение весьма обычно. Однако иногда оно наблюдается и для элементов, принадлежащих категориям более высокого ранга.

Так, в Ильско-Абинском районе Краснодарского края разведана группа залежей нефти, заключенных, по общепринятому мнению, в едином месторождении Зыбза (рис. 39). Анализ геологического строения этого месторождения показывает, что оно состоит из двух структурно различных элементов, расположенных один над другим. Верхний является моноклиной, а нижний — антиклинальной складкой, осложненной разрывами. Верхний элемент содержит залежи в самостоятельной совокупности выклинивающихся ловушек, возникновение и местоположение которых определены условиями седиментации и не контролируются нижним структурным элементом. Расположение верхней группы выклинивающихся ловушек непосредствен-

¹ Три перечисленных класса ловушек соответствуют выделенным Н. Б. Вассоевичем (1954) трем типам ловушек различной формы: незамкнутых, полузамкнутых и замкнутых.

но над сводом находящейся ниже антиклинали не определяется влиянием последней. При иной интенсивности сноса обломочного материала в осадочный бассейн выклинивание песчаных горизонтов могло произойти как южнее, так и севернее свода находящейся ниже складки. Тем более очевидно отсутствие влияния верхнего структурного элемента на полностью обусловленные складкообразовательными процессами формирование и расположение ловушек в нижнем структурном элементе.

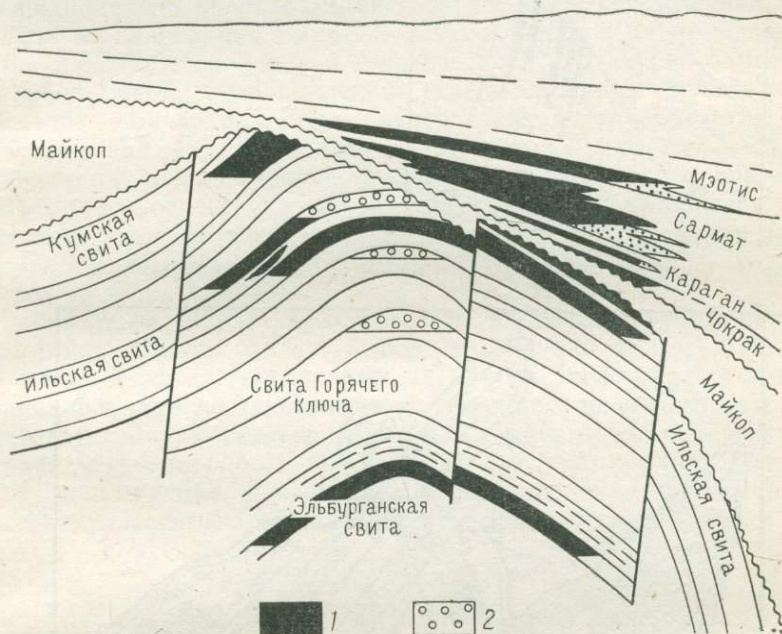


Рис. 39. Верхнезыбзинское и Нижнезыбзинское месторождения, Краснодарский край (разрез по С. Т. Короткову, 1968).

1 — нефть; 2 — газ

Поскольку каждый из охарактеризованных выше элементов содержит залежи в совокупностях ловушек, независимых и различных по генезису и строению, оба эти элемента следует рассматривать в качестве самостоятельных месторождений — Верхнезыбзинского, представленного участком выклинивания, и Нижнезыбзинского, выраженного антиклиналью, осложненной разрывами.

Случай расположения одного месторождения над другим был рассмотрен И. О. Бродом и Н. А. Еременко (1957) для Старогрозненского нефтеносного района. Здесь обособляются два месторождения. Верхнее — «Взброшенное» структурно выражено антиклиналью, осложненной разрывом, и содержит залежи в сводовых ловушках. Нижнее — «Поднадвиговое» явля-

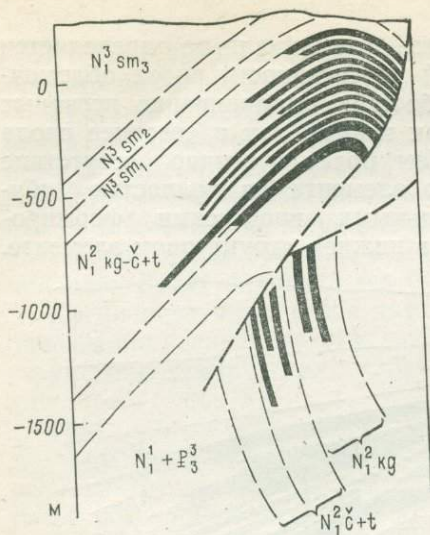


Рис. 40. Верхнее и Нижнее нефтяные месторождения на Старогрозненской площади (разрез по А. Г. Алексину, И. О. Броду, В. А. Тилопо, 1968)

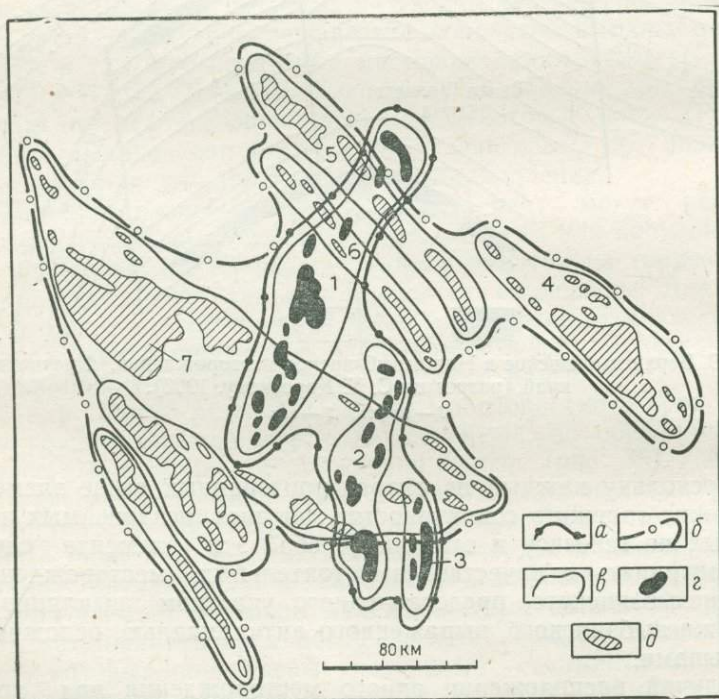


Рис. 41. Наложение ареалов и зон нефтегазонакопления.

Границы ареалов зон нефтегазонакопления: *a* — Юго-Восточного рифового; *b* — Эдмонтонского, *v* — границы зон нефтегазонакопления; месторождения нефти и газа: *z* — Юго-Восточного ареала, *d* — Эдмонтонского ареала.
 Зоны нефтегазонакопления: 1 — Римбей — Сэнт-Альберт; 2 — Клайв, 3 — Стеттлер — Фенн-Биг-Вэлли, 4 — Викинг — Кинселла, 5 — Вестлок — Биверхилл-Лейк, 6 — Александер — Джоаркам, 7 — Пембина — Жофр

ется месторождением моноклинали с залежами в ловушках экранирования по разрыву весьма значительной амплитуды (около 500 м), протягивающемуся далеко за пределы антиклинали, к которой приурочены залежи в верхнем месторождении (рис. 40).

Иногда один над другим оказываются расположенными элементы более высокого ранга — зоны и ареалы зон нефтегазонакопления. Так, в Западной Канаде (провинция Альберта) меридионально простирающаяся верхнедевонская рифовая зона нефтегазонакопления Римбей — Сэнт-Альберт в плане пересекается находящейся над ней генетически и структурно самостоятельной зоной газонакопления северо-западного простираения Вестлок — Биверхилл-Лейк, представленной валообразным поднятием (рис. 41). Поскольку названные зоны входят в состав различных ареалов (соответственно Эдмонтонского и Юго-Восточного рифового), рассмотренный случай характеризует также частичное наложение элементов наиболее высокого ранга в группе низших категорий нефтегеологического районирования.

Завершая общую характеристику элементов группы низших категорий, можно сделать вывод, что все они не могут использоваться в качестве основных элементов нефтегеологического районирования по генетическому принципу, поскольку эти элементы полностью независимы только в двух процессах (аккумуляция углеводородов и консервация залежей) из трех (генерация, аккумуляция, консервация углеводородов), определяющих в совокупности нефтегазоносность указанных элементов.

**ВЫСШИЕ КАТЕГОРИИ ЭЛЕМЕНТОВ
НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ****§ 1. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ
НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ —
НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ**

Основной элемент районирования по рассматриваемому принципу должен быть независим во всех трех процессах (генерация, аккумуляция рассеянных углеводородов и консервация залежей нефти и/или газа), определяющих возникновение и существование его нефтегазоносности. Для того чтобы он легко и однозначно обособлялся при нефтегеологическом районировании, этот элемент должен находиться в части земной коры, обладающей достаточно отчетливой современной структурной автономностью.

Реализация главных генетических свойств основного элемента районирования требует конкретных условий, определяемых некоторыми обязательными чертами его строения и развития.

На основании сведений, приведенных в главе II, эти черты могут быть кратко охарактеризованы следующим образом.

1. С позиций органической теории происхождения нефти и газа основной элемент нефтегеологического районирования должен быть сформирован субаквальными осадочными отложениями, содержащими достаточное количество рассеянного органического вещества. В строении такого элемента возможно некоторое участие не являющихся нефтегазоматеринскими субаэральных осадков и изверженных пород.

2. Эволюция органического вещества и эмиграция рассеянных углеводородов из материнских пород происходит в данной части земной коры лишь на фоне ее определенно направленного тектонического развития — погружения, сопровождаемого осадконакоплением. Возникновение основного количества жидких углеводородов и их широко развитая эмиграция осуществляются в течение главной фазы нефтеобразования в нефтегазогенерирующей термokatалитической зоне на стадии среднего катагенеза (т. е. на глубинах стратиферы более 1,5—2 км).

Поэтому основной элемент районирования, автономный в процессе генерации как газообразных, так и жидких углеводородов, должен в своем развитии хотя бы однократно испытать погружение, причем до глубин с термokatалитическими условиями, обеспечивающими возможность не только газо-, но и нефтеобразования.

3. Для обеспечения аккумуляции рассеянных углеводородов основной элемент нефтегеологического районирования должен включать участки-ловушки, в которых происходит формирование залежей нефти и/или газа.

4. Сохранность залежей в характеризуемом элементе возможна лишь в том случае, если он не подвергся процессам метаморфизма и не испытал воздымания в таких масштабах, которые привели бы к полному разрушению ранее образовавшихся скоплений нефти и газа.

Неразрывную связь возникновения и существования нефтегазоносности с погружением земной коры отмечали многие отечественные исследователи, начиная с И. М. Губкина и Н. С. Шатского, а также некоторые зарубежные ученые (В. Э. Пратт, 1944; В. К. Линк, 1949, и др.).

И. М. Губкин писал о чрезвычайно наглядной приуроченности многочисленных месторождений к крупным депрессиям, расположенным между большими горными областями (1937).

Связь генерации углеводородов с движениями земной коры была охарактеризована И. О. Бродом в весьма отчетливо сформулированном им основном условии, определяющем образование нефти и ее скоплений в недрах земли. Таким условием является длительное и устойчивое погружение данного участка земной коры, при котором тенденция опускания, тенденция погружения и захоронения осадков преобладает в процессе как малых, так и крупных колебательных движений земной коры.

В качестве одной из важнейших закономерностей распространения скоплений нефти и газа в разрезе литосферы А. А. Бакиров (1971) рассматривает генетическую тесную зависимость региональной нефтегазоносности отдельных литолого-стратиграфических комплексов от палеогеографической, палеогеохимической и палеотектонической обстановки накопления и последующего диагенеза осадков. Эта тесная генетическая зависимость проявляется в том, что регионально нефтегазоносные комплексы, к которым приурочена абсолютно большая часть выявленных запасов нефти и газа, отлагались в субаквальных условиях, с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации в каждый рассматриваемый отрезок геологической истории.

Из всего изложенного следует, что основной элемент нефтегеологического районирования по генетическому принципу должен представлять собой крупную область земной коры, которая не только испытала в своем развитии один или несколько этапов значительного прогибания, но и остается в настоящее время структурно погруженной в целом относительно своего обрамления.

Площадь таких областей весьма различна. У наиболее крупных их представителей она достигает $n \cdot 10^6$ км².

Роль обрамления этих областей играют горные глыбовые и складчатые системы, крупные выступы фундамента или складчатого основания. Все они испытали, а иногда и продолжают испытывать существенное воздымание. Поэтому структурное обрамление основных элементов нефтегеологического районирования обычно в той или иной степени выражено в виде положительных форм современного рельефа. Чем позже и энергичнее в геологической истории произошло последнее воздымание структурного обрамления, тем в общем более отчетливо оно выражено в современном рельефе.

В первом приближении основной элемент нефтегеологического районирования по генетическому принципу можно охарактеризовать как приуроченное к впадине, выраженной в современной структуре земной коры, крупное геологическое тело, в котором обеспечиваются генерация, аккумуляция углеводородов и консервация залежей нефти и/или газа.

Как уже отмечалось, наиболее часто используемыми в СССР и за рубежом названиями основного элемента нефтегеологического районирования служат «нефтегазоносная область», «нефтегазоносная провинция» и «нефтегазоносный бассейн».

Одним из принятых к употреблению значений слова «бассейн» является область залегания определенных полезных ископаемых (МСЭ, изд. третье, т. I). С другой стороны, в геологической литературе термин «бассейн» широко используется для обозначения структурно погруженных элементов земной коры, сформированных осадочными отложениями. Поэтому вполне целесообразно именовать, вслед за В. В. Вебером (1947), В. Е. Хаиным (1951) и И. О. Бродом (1953), основной элемент нефтегеологического районирования нефтегазоносным бассейном — крупным элементом земной коры, приуроченным к ее структурно погруженной в целом области, являющейся в то же время областью залегания конкретных полезных ископаемых — нефти и газа. Термин «нефтегазоносный бассейн» является ориентирующим, так как смысл его соответствует сущности обозначенного им объекта.

В свое время И. О. Брод, определяя нефтегазоносный бассейн, рассматривал его как впадину (1964) и как область крупного и длительного погружения в современной структуре земной коры (1957).

В связи с этим А. А. Бакиров (1962, 1971, 1973) сделал следующие замечания: 1) использование впадины как основного подразделения нефтегазоносных территорий не отражает многообразия крупных нефтегазоносных геоструктурных элементов, которые могут быть представлены как впадинами, так и сводовыми поднятиями; 2) крупные нефтегазоносные территории приурочены не только к областям длительного погружения в

современной структуре земной коры, но и к областям палеовпадин и палеосводов, которые испытали инверсию и в верхнем структурном плане выражены в обратном соотношении.

А. А. Бакиров отметил, что данное И. О. Бродом (И. О. Брод, Н. А. Еременко, 1957, с. 429) определение понятия о крупных нефтегазоносных территориях (бассейнах) «...не приемлемо еще и потому, что оно в сущности неправильно ориентирует исследователей, логически ограничивая поиски указанных крупных нефтегазоносных территорий только областями «длительного погружения в современной структуре» (Бакиров, 1962, с. 23).

Учитывая указанные замечания, необходимо подчеркнуть при характеристике нефтегазоносного бассейна следующие его черты.

1. Нефтегазоносный бассейн, располагаясь в области, структурно погруженной в целом относительно обрамляющих его элементов земной коры, может характеризоваться как простым (классическая синеклиза), так и значительно более сложным строением, включая в своих пределах целый ряд крупных внутренних прогибов и поднятий (В. Б. Оленин, 1966, 1970, и др.). Типичным примером просто построенного нефтегазоносного бассейна является Мичиганский, связанный с крупной синеклизой докембрийской Северо-Американской платформы, ограниченной склонами Канадского щита, сводами Висконсин, Файндлей, Кэнкекки и Альгонкским (см. рис. 74). Осадочные отложения, формирующие Мичиганский нефтегазоносный бассейн, очень полого и равномерно погружаются от его периферии к центру (рис. 42).

В то же время нефтегазоносным бассейном (исходя из приведенного содержания этого понятия) может быть назван такой элемент земной коры, как Западно-Сибирская плита. Она представляет обширную область, отчетливо погруженную в целом относительно своего структурного ограничения, но состоит из ряда крупных внутренних прогибов и поднятий (рис. 43).

Внутренние поднятия содержат целый ряд высокопродуктивных зон нефтегазонакопления. Однако образование залежей нефти и/или газа в этих зонах происходило при участии (возможно, решающей роли) углеводородов, мигрировавших из смежных прогибов. Следовательно, внутренние поднятия самостоятельно аккумулируют оказавшиеся в них углеводороды

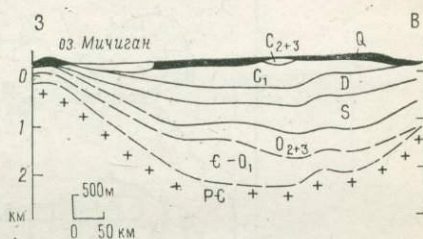


Рис. 42. Геологический разрез (по Д. Кохи) нефтегазоносного бассейна, расположенного в просто построенной погруженной области — Мичиганской синеклизе (США)

и консервируют залежи в своих пределах, но зависят от примыкающих погруженных элементов Западно-Сибирской плиты в генерации углеводородов, обеспечивающей формирование этих залежей или, во всяком случае, их полного объема.

Таким образом, при нефтегеологическом районировании по применяемому принципу следует рассматривать внутренние поднятия как элементы низших категорий (зоны или ареалы

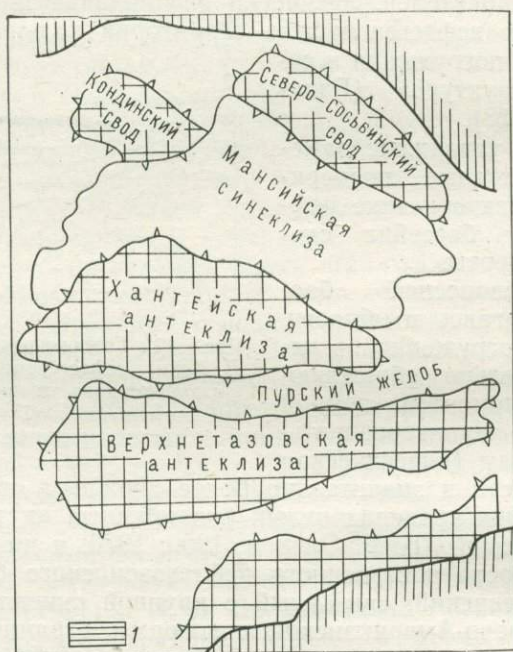


Рис. 43. Структурная схема средней части Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна в сложно построенной погруженной области, состоящей из ряда внутренних прогибов и поднятий.

1 — западное и восточное обрамление бассейна

зон нефтегазонакопления). Они уступают по рангу заключающему их элементу земной коры — Западно-Сибирскому бассейну, автономному во всех трех процессах, определяющих возникновение и существование его нефтегазонасности: генерации, аккумуляции углеводородов и консервации залежей нефти и/или газа.

Нефтегазонасные бассейны могут характеризоваться сложным строением не только по площади, но и в разрезе. Имеются их представители, каждый из которых объединяет в своем объеме несколько структурных этажей, наложенных друг на друга и разделенных поверхностями несогласия. Таков, например, Внутренний Восточно-Австралийский бассейн (рис. 44). Он со-

держит два структурных этажа. Верхний этаж представляет обширную синеклизу с пологими внутренними поднятиями, а нижний — несколько погребенных грабенов, в которых выполняющие их породы значительно дислоцированы, разбиты разрывами. Во Внутреннем Восточно-Австралийском бассейне погребенные грабены (Купер, Эйдавейл, Драммонд) и покрывающую их синеклизу местные геологи (Д. Таннер, 1966; А. Кэйпл, 1966, и многие другие) рассматривают как отдельные седиментационные бассейны.



Рис. 44. Геологический разрез Внутреннего Восточно-Австралийского бассейна (по Д. Таннеру, 1966).

Седиментационные бассейны: 1 — пермский—меловой, 2 — девонский—каменноугольный

В. Г. Васильев, С. П. Максимов и А. Ал. Трофимук (1964) предлагали выделять структурные этажи осадочного бассейна в качестве самостоятельных нефтегазоносных бассейнов, поскольку эти этажи отличаются условиями нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Согласиться с ними нельзя по следующим соображениям.

Седиментационный бассейн, в котором имеется несколько структурных этажей, как область распространения осадочных отложений представляет единое тело. В этом теле на фиксированном этапе развития границы нефтегазогенерирующей и газогенерирующих зон могут пересекать поверхности несогласия, разделяющие структурные этажи. В таком случае условия нефтегазообразования для частей разных структурных этажей, находящихся в одинаковой термобарической обстановке, будут не различными, а одинаковыми.

Структурные этажи объединены процессом формирования залежей, поскольку образование последних в расположенном выше этаже происходит при участии углеводородов, возникших в подстилающем этаже и пронизывающих при миграции поверхность несогласия между структурными этажами.

Таким образом, структурные этажи нефтегазоносного бассейна, а также заключенные в нем внутренние поднятия и прогибы представляют составные части этого бассейна, неразрывно связанные процессом формирования залежей.

2. Область, к которой приурочен нефтегазоносный бассейн, будучи выражена в современной структуре земной коры как погруженная в целом, не обязательно должна испытывать прогибание в настоящее время.

Наряду с нефтегазоносными бассейнами, связанными с областями отчетливого современного погружения (Центрально-европейский, Адриатический и пр.), значительная часть бассейнов располагается в стабильных частях земной коры, где основные этапы прогибания давно завершились (Мичиганский, Иллинойсский, реки Св. Лаврентия и пр.), а также в пределах крупных регионов, ныне испытывающих воздымание.

Все структурно погруженные области земной коры, с которыми связаны современные нефтегазоносные бассейны, могли изначально существовать в качестве областей прогибания, сохранивших или частично изменивших свои площадные границы к настоящему времени; они могли также стать областями, испытывающими погружение лишь на последних этапах развития, представляя до этого отчетливо поднятые элементы.

В 1962 г. Н. Ю. Успенская, оценивая критерии, использованные И. О. Бродом, Н. А. Еременко (1957) и В. Е. Хаиним (1954) при выделении ими нефтегазоносных бассейнов, отметила, что указанные ученые подразумевают ограничение образования углеводородов, присутствующих в данном нефтегазоносном бассейне, современными контурами последнего. Тем самым, по ее мнению, ограничивается влияние миграции как основного фактора нефтегазонакопления. «Естественно допустить, — пишет Н. Ю. Успенская, — что тектоническая впадина, с которой связан нефтегазоносный бассейн, могла возникнуть на фоне какой-то части ранее существовавшего бассейна, где происходило нефтеобразование (в местах расположения нефтесборных площадей), и нефть в нее могла попасть в результате региональной миграции» (Успенская, 1962, с. 35).

Говоря об иммиграции нефти и газа в палеоэлемент земной коры, занимавший в ней на минувших этапах место современного нефтегазоносного бассейна, следует сразу исключить ее возможности для нефтегазоносных бассейнов, которые в течение всего своего развития были связаны с областями, представлявшими впадины. Естественно, что указанное их строение на любой стадии обуславливало региональную миграцию углеводородов из впадины в структурно поднятые обрамляющие элементы, а не наоборот. Вместе с тем Н. Ю. Успенская, безусловно, права в том отношении, что многие нефтегазоносные бассейны в их современных контурах ранее являлись частями более обширных впадин, в которых происходило нефтегазообразование. Вполне возможно, что в пределы этих частей мигрировали углеводороды из некоторых смежных, относительно опущенных элементов палеобассейна, впоследствии превратившихся в области развития интенсивно дислоцированных пород, обрамляющих современный нефтегазоносный бассейн. Кстати, такую возможность всегда допускали И. О. Брод, Н. А. Еременко и В. Е. Хаин. Однако становление указанных внутренних частей палеовпадин в качестве нефтегазоносных бассейнов не

определялось миграцией углеводородов извне. Такая миграция могла лишь обусловить поступление в эти части палеовпадин некоторых дополнительных количеств нефти и газа.

В пределах каждого нефтегазоносного бассейна главные его свойства выражены неравномерно: в одних частях наиболее ярко проявляется генерация углеводородов, в других — аккумуляция углеводородов и консервация залежей нефти и/или газа. Эти свойства реализуются в объеме нефтегазоносного бассейна не только неравномерно, но и прерывисто. Генерация углеводородов присуща основной массе отложений, формирующих нефтегазоносный бассейн, но не происходит в горизонтах субаэральных осадков, эвапоритах, покровах лав и интрузивных телах. Неразрывно связанные процессы — миграция углеводородов и их последующая аккумуляция — пронизывают все тело бассейна, но не захватывают его отдельные участки. Консервация рассеянных углеводородов или залежей нефти и/или газа свойственна всему объему нефтегазоносного бассейна, за исключением некоторых его элементов. Например, при возникновении внутренних разрывов растяжения в участках, ими затронутых, происходит разрушение залежей.

Нефтегазоносный бассейн состоит из элементов, которые заключают залежи нефти и/или газа, и которые принимают непосредственное участие в формировании или консервации этих залежей.

Если тот или иной элемент удовлетворяет хотя бы одному из указанных условий, он входит в состав нефтегазоносного бассейна, даже не обладая всеми обязательными свойствами последнего. Так, отложения, образующие покрышки, не могут аккумулировать углеводороды и содержать залежи нефти и газа, но включаются в состав нефтегазоносного бассейна, поскольку принимают непосредственное участие в консервации залежей. С тех же позиций в состав нефтегазоносных бассейнов следует включать примыкающие к образующему эти бассейны осадочному чехлу участки выступов фундамента, заключающие залежи нефти, хотя слагающие эти участки метаморфические или изверженные породы не обладают свойствами генерировать углеводороды.

Таким образом, главные свойства нефтегазоносного бассейна присущи ему в целом, но проявляются в нем прерывисто — не выражены совместно в каждом его элементарном объеме.

§ 2. ГРАНИЦЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА. ХАРАКТЕРИСТИКА ВНЕБАСЕЙНОВЫХ ПРОСТРАНСТВ

При нефтегеологическом районировании по генетическому принципу земная кора может быть разграничена на нефтегазо-

носные бассейны и внебассейновые пространства. Все современные внебассейновые пространства характеризуются следующими обязательными признаками. Эти пространства: 1) лишены в настоящее время условий, необходимых для возникновения и существования залежей нефти и/или газа;

2) не принимают непосредственного участия в формировании и сохранении залежей нефти и/или газа, заключенных в нефтегазоносных бассейнах.

Среди внебассейновых пространств, примыкающих к нефтегазоносному бассейну, обычно различают подстилающие его и ограничивающие латерально (соответственно фундамент и обрамление бассейна).

В составе фундамента и обрамления нефтегазоносного бассейна здесь рассматриваются только такие породы, которые не содержат залежей нефти или газа, а также изначально не обладали свойствами генерировать углеводороды или полностью утратили это свойство к настоящему времени. В подавляющем большинстве случаев границы кристаллического фундамента и фундамента нефтегазоносного бассейна полностью совпадают. Однако, как указывалось выше, небольшие участки кристаллического фундамента, содержащие залежи нефти или газа и примыкающие к осадочному чехлу нефтегазоносного бассейна, следует включать в состав последнего. С другой стороны, иногда к фундаменту нефтегазоносного бассейна относятся, помимо изверженных и метаморфических пород кристаллического фундамента, самые нижние горизонты осадочного чехла, в которых не возможны ни генерация углеводородов, ни формирование их залежей. Это базальные комплексы осадочного чехла, сложенные грубообломочными континентальными фациями, накапливавшимися в субэриальных условиях, и практически лишенные слоев, могущих играть роль покровов.

Так, в грабене Перт, к которому приурочен одноименный нефтегазоносный бассейн на крайнем западе Австралии, разрез осадочного чехла, перекрывающий докембрийский кристаллический фундамент, начинается мощной толщей красноцветных грубообломочных слоев ордовикского — силурийского возраста. Эта толща не служила генератором углеводородов для формирования их залежей в вышележащих горизонтах осадочного чехла. Возможность возникновения залежей в этой толще за счет миграции углеводородов из более молодых пород также исключается в связи с отсутствием в ней флюидоупоров. Следовательно, красноцветный комплекс силура — ордовика не может содержать залежи нефти и газа и не принимает непосредственного участия в их формировании, т. е. не обладает ни одним из обязательных признаков элементов нефтегазоносного бассейна, а потому должен быть исключен из его состава.

Если осадочный чехол подстилается не кристаллическим фундаментом, а складчатым основанием, образованным интен-

сивно дислоцированными, но неметаморфизованными осадочными толщами, сохранившими способность генерировать, аккумулировать углеводороды и консервировать залежи нефти и/или газа, эти толщи должны быть включены в состав соответствующего нефтегазоносного бассейна (например, складчатое основание палеогенового — мезозойского возраста в Венском бассейне или юрский — меловой складчатый структурный этаж в бассейне Кук-Инлет).

Таким образом, понятие «фундамент» в его геологическом значении и «фундамент нефтегазоносного бассейна» далеко не всегда являются синонимами.

Внебассейновые пространства, примыкающие к нефтегазоносному бассейну, не ограничиваются охарактеризованными выше их разновидностями — фундаментом и обрамлением. Структурная впадина, выполненная осадочными отложениями, именуется различными исследователями по-разному: «бассейном», «осадочным бассейном», «осадочно-породным бассейном», «седиментационным бассейном» (см. главу I). Осадочным бассейном, в широком его понимании, является любая область развития осадочных отложений, характеризующаяся простым или достаточно сложным строением и структурно погруженная в целом относительно ограничивающих ее элементов земной коры.

Если понимать осадочный бассейн в широком смысле, можно сказать, что каждый нефтегазоносный бассейн возникает, развивается и существует в пределах соответствующего единого осадочного бассейна, который, как отмечал целый ряд ученых (И. О. Брод, Н. Б. Вассоевич, Г. П. Якобсон и многие другие), в то же время является единым водонапорным или артезианским бассейном.

Соотношение осадочного водонапорного бассейна с нефтегазоносным расценивается различно. Одна группа исследователей считает, что эти элементы обладают общими границами. Так, по представлениям Н. Б. Вассоевича (1970), границы любого нефтегазоносного бассейна в точности совпадают с границами соответствующего осадочно-породного, водонапорного бассейна. Такого же взгляда на соотношение водонапорных и нефтегазоносных бассейнов придерживается Г. П. Якобсон (1970). Другое мнение отчетливо сформулировал И. О. Брод (1964), указавший, что нефтегазоносный бассейн является частью осадочного артезианского бассейна. И. О. Брод не включал в состав нефтегазоносного бассейна области питания соответствующего артезианского бассейна и периферийные элементы последнего. полвергнутые дренажу.

В 1968 г. И. В. Высоцкий совместно с автором данной работы вслед за И. О. Бродом исключили из состава нефтегазоносных бассейнов маломощный периферийный чехол седиментационных впадин на платформенных склонах. Такие участки седиментационных бассейнов в 1969 г. автор выделял под

названием зон деструкции. Дальнейшее изучение осадочных водонапорных бассейнов, заключающих залежи нефти и газа, привело его к выводу, что в каждом из этих бассейнов часть, не входящая в нефтегазоносный бассейн, является более обширной.

В разрезе осадочных водонапорных бассейнов присутствуют горизонты плохопроницаемых отложений. Если под плохопроницаемым горизонтом (в силу его достаточных изолирующих свойств, а также благоприятных гидрохимических и гидродинамических условий в непосредственно подстилающих коллекторах) возможно формирование и существование залежей нефти и/или газа, такой горизонт можно назвать эффективной крышкой.

В осадочных водонапорных бассейнах земного шара при наличии эффективных крышек верхняя из них распространена на всей площади бассейна или на резко преобладающей ее части на некоторых глубинах от его поверхности. Эти глубины существенно различны для разных осадочных водонапорных бассейнов и могут значительно изменяться в пределах единого осадочного водонапорного бассейна.

Отложения кровельной части осадочного водонапорного бассейна над верхней эффективной крышкой подвержены энергичному влиянию агентов гипергенеза и характеризуются окислительной средой. Периферийная часть осадочного водонапорного бассейна обычно сформирована грубообломочными отложениями, которые не могут играть роли крышек. Если же плохопроницаемые породы здесь и развиты, то они не являются эффективными крышками в условиях интенсивного промыва водами, богатыми окислителями. Дренируемая периферия осадочного водонапорного бассейна, где отсутствуют эффективные крышки, вместе с развитой на остальной его площади в основном грубообломочной кровельной частью осадочного чехла над верхней эффективной крышкой была выделена под названием аконсервационной зоны. (В. Б. Оленин, 1970).

В этой зоне отсутствуют условия, необходимые для возникновения и существования залежей нефти или газа; она также не принимает непосредственного участия в формировании и сохранении залежей в примыкающем к ней нефтегазоносном бассейне. Таким образом, аконсервационная зона обладает обоими обязательными признаками внебассейновых пространств и должна рассматриваться в качестве их разновидности, перекрывающей нефтегазоносный бассейн. Характеризуясь достаточно конкретными чертами, аконсервационная зона может быть обособлена в любом осадочном водонапорном бассейне, содержащем залежи нефти и/или газа.

При проведении границы между аконсервационной зоной и нефтегазоносным бассейном встречаются определенные затруднения и в зависимости от состояния изученности допускается

большая или меньшая схематизация этой границы. Однако то же самое можно сказать в отношении границ любого геологического или нефтегеологического объекта, например, границ подавляющего большинства осадочных бассейнов.

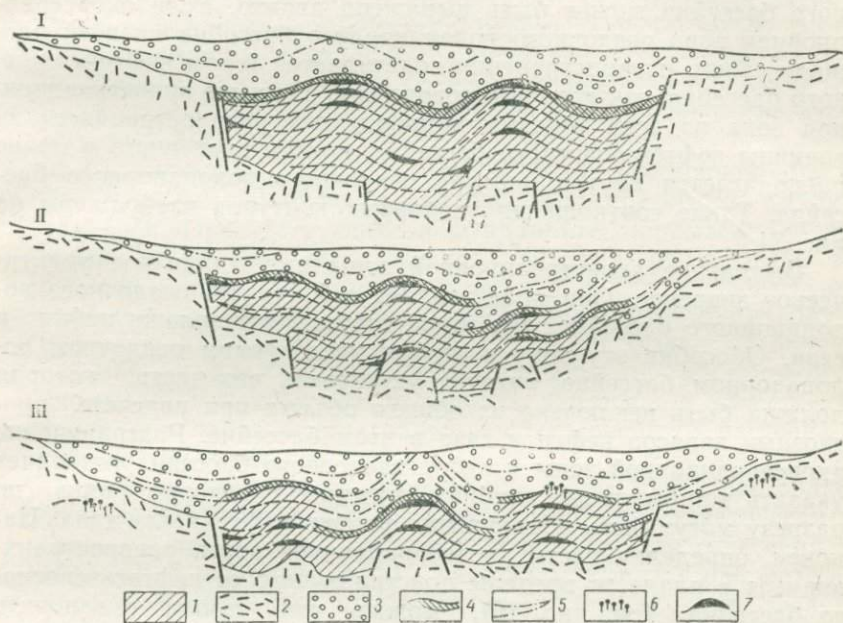


Рис. 45. Соотношение нефтегазоносного бассейна и аконсервационной зоны. 1 — нефтегазоносный бассейн; 2 — фундамент и обрамление нефтегазоносного бассейна; 3 — аконсервационная зона; 4 — верхняя эффективная покрывка; 5 — горизонты плохопроницаемых отложений, не являющихся эффективными покрывками; 6 — скопления твердых нафтидов; 7 — залежи нефти и газа

На рис. 45 показаны различные соотношения аконсервационной зоны и нефтегазоносного бассейна. Их граница в разрезе проходит между нефтегазоносным бассейном и периферийной областью отсутствия эффективных покрывок, а на остальной части осадочного водонапорного бассейна — непосредственно над верхней эффективной покрывкой. Последняя в идеальном случае может быть выражена единым горизонтом плохопроницаемых отложений (рис. 45, I). Однако практически во всех осадочных водонапорных бассейнах, содержащих залежи нефти и/или газа, верхняя эффективная покрывка является комплексной, образованной несколькими горизонтами плохопроницаемых отложений (рис. 45, II). В образовании верхней эффективной покрывки могут принимать участие асфальтовые

пробки, возникшие за счет разрушения нефтяных залежей при воздымании данной области земной коры и попадании этих залежей в аконсервационную зону (рис. 45, III).

Плановое соотношение контуров осадочного водонапорного бассейна и заключенного в нем нефтегазоносного одноименного бассейна может быть выражено двояко. Если аконсервационная зона осадочного водонапорного бассейна на всей площади своего распространения подстилается телом нефтегазоносного бассейна, эти контуры совпадают. Если же аконсервационная зона во всех боковых направлениях распространяется за границы нефтегазоносного бассейна, контур последнего в плане располагается внутри контура осадочного водонапорного бассейна. Такие соотношения указанных контуров изображены на рис. 74.

Выделение аконсервационной зоны имеет большое практическое значение. Она представляет собой часть осадочного водонапорного бассейна, в которой отсутствуют залежи нефти и газа. Обособив эту зону в любом исследуемом осадочном водонапорном бассейне, удастся установить его часть, которая должна быть исключена из общего объема при подсчете прогнозных запасов нефти и газа в этом бассейне. Разграничение аконсервационной зоны и нефтегазоносного бассейна позволяет указать минимальные глубины, начиная с которых вниз по разрезу могут быть обнаружены залежи нефти и/или газа. Наконец, определив части аконсервационной зоны, распространяющиеся в плане за пределы подстилающего ее нефтегазоносного бассейна (см. рис. 45), можно тем самым установить периферийные, иногда очень обширные площади осадочного водонапорного бассейна, заведомо бесперспективные для нефтегазопроисковых работ.

Охарактеризовав все три разновидности внебассейновых пространств, примыкающих к нефтегазоносному бассейну, следует отметить два обстоятельства, связанных с обязательными признаками этих пространств, указанными в начале данного параграфа.

1. Во всех внебассейновых пространствах в настоящее время отсутствуют условия для возникновения и существования залежей нефти и/или газа. Однако такие условия могли иметь место в современном фундаменте и обрамлении нефтегазоносного бассейна на минувших этапах геологической истории, когда эти элементы представляли области развития осадочных толщ, еще не испытавших глубокого метаморфизма. Существование в прошлом указанных условий подтверждается частым присутствием в обрамлении или фундаменте современных нефтегазоносных бассейнов следов некогда образовавшихся, а затем разрушенных нефтяных залежей в виде самых различных по размерам скоплений полутвердых и твердых нафтидов (асфальтов, асфальтитов, керитов).

В аконсервационной зоне также находятся следы ранее сформировавшихся и затем разрушенных нефтяных залежей. Наличие этих следов, представленных скоплениями малът и асфальтов, объясняется тем, что при воздымании в аконсервационную зону могут перемещаться (и перемещаются) залежи, возникшие и существовавшие на более значительных глубинах. Однако в процессе указанного перемещения газовые залежи рассеиваются, а нефтяные — превращаются в скопления высоковязких и полутвердых нафтидов, подобные таковым в метаморфических породах фундамента и обрамления нефтегазоносных бассейнов.

Скопления малът и асфальтов в аконсервационной зоне различны по величине; некоторые из них достигают огромных размеров. Присутствующие в фундаменте, обрамлении и аконсервационной зоне высоковязкие или твердые нафтиды, безусловно, генетически связаны с нефтью и при соответствующей сложной и глубокой переработке из них может быть получена синтетическая «нефть». Однако указанные факты не являются основанием для использования наличия и местоположения скоплений высоковязких и твердых нафтидов в качестве критерия при определении границ нефтегазоносного бассейна по следующим соображениям.

а. Если расценивать присутствие в тех или иных областях скоплений высоковязких и твердых нафтидов, генетически связанных с нефтью, как достаточный признак для отнесения этих областей к нефтегазоносным бассейнам, следует рассматривать в составе последних примыкающие к ним области развития метаморфических толщ только из-за того, что в этих областях имеются скопления твердых нафтидов. Совершенно очевидно, что при таком «генетическом» подходе нефтегеологическое районирование потеряет всякий смысл.

б. Возможность получения синтетической «нефти» из твердых и высоковязких нафтидов также не является доводом для отнесения областей со скоплениями таких нафтидов к нефтегазоносным бассейнам. В этом случае границы последних определялись бы как границы распространения природных соединений, из которых благодаря достигнутому уровню развития науки и техники удается получить соединения, обладающее свойствами природной нефти. Такое районирование является районированием по уровню технических возможностей, и не имеет ничего общего с нефтегеологическим районированием по генетическому принципу.

в. Нефтегазоносный бассейн выделяется как область распространения совершенно конкретных полезных ископаемых — нефти и природного газа. Высоковязкие и твердые нафтиды резко отличаются от них основными физическими свойствами, методикой добычи и последующей переработки. Поэтому высоковязкие и твердые нафтиды являются самостоятельной кате-

горней полезных ископаемых, мелкие скопления или месторождения которых могут располагаться как внутри, так и вне нефтегазоносных бассейнов, не определяя своим присутствием и местонахождением положения границ этих бассейнов.

2. Внебассейновые пространства, примыкающие к нефтегазоносному бассейну, не принимают непосредственного участия в формировании и консервации залежей, заключенных в этом бассейне. Вместе с тем фундамент, обрамление нефтегазоносного бассейна и аконсервационная зона, несомненно, влияют на указанные процессы. Это можно показать на следующих примерах.

Обрамление является областью создания напора в инфильтрационных водонапорных системах, а величина этого напора определяет размеры площади дренируемой периферии осадочного бассейна, входящей в состав его аконсервационной зоны.

Подвижки блоков фундамента по разделяющим их разломам обуславливают возникновение в вышележащих слоях осадочного чехла структурных изгибов, которые в дальнейшем могут стать ловушками, заполненными нефтью или газом.

Аконсервационная зона, располагаясь между нефтегазоносным бассейном и атмосферой или гидросферой, способствует сохранению залежей в этом бассейне. Возрастание мощности аконсервационной зоны приводит к последовательному погружению каждого конкретного слоя нефтегазоносного бассейна и заключенного в этом слое органического вещества, а тем самым к воздействию на последнее все более высоких температур.

Число подобных примеров можно значительно приумножить.

Несомненное влияние внебассейновых пространств на главные генетические свойства нефтегазоносного бассейна не может, однако, служить достаточным признаком для включения этих пространств (или некоторых из них) в состав нефтегазоносного бассейна. Указанный признак слишком широк, расплывчат и использование его при установлении границ нефтегазоносного бассейна привело бы к полной неопределенности ограничения последнего. Так, например, если отмеченное выше влияние аконсервационной зоны на генерацию углеводородов и сохранение залежей в нижележащем нефтегазоносном бассейне принять как достаточное условие для введения ее в состав последнего, в него следовало бы включить и расположенные выше элементы гидросферы и атмосферы только потому, что они, безусловно, воздействуют на формирование данного нефтегазоносного бассейна и его главные генетические свойства. Таким образом, точно на тех же основаниях, что для фундамента и обрамления нефтегазоносного бассейна, аконсервационная зона исключается из состава последнего, хотя она может заключать крупные скопления высоковязких или твердых нефти-

дов и влияет на онтогенез нефти и газа в примыкающем нефтегазоносном бассейне.

Изложенное выше позволяет сделать следующие выводы о соотношении осадочного водонапорного и нефтегазоносного бассейнов.

Из приуроченности каждого нефтегазоносного бассейна к единому осадочному водонапорному бассейну не следует, что каждый осадочный водонапорный бассейн является нефтегазоносным и что между этими понятиями можно ставить знак равенства. Отсутствие хотя бы одного из главных свойств, присущих нефтегазоносному бассейну (генерация, аккумуляция рассеянных углеводородов, консервация залежей нефти и/или газа), во всем объеме данного осадочного водонапорного бассейна исключает возможность наличия в нем нефтяных и газовых залежей.

Осадочный водонапорный бассейн, содержащий залежи нефти и/или газа, характеризуется более или менее широко развитой аконсервационной зоной. Поэтому нефтегазоносный бассейн не достигает объема заключающего его осадочного водонапорного бассейна.

В развитие взглядов И. О. Брода можно сказать, что нефтегазоносный бассейн является частью соответствующего осадочного водонапорного бассейна и представляет геологическое тело, всесторонне ограниченное в земной коре фундаментом, обрамлением и аконсервационной зоной. Ограничение нефтегазоносных бассейнов указанным образом — это ограничение в земной коре всех ее элементов, в которых можно обнаружить залежи нефти и газа. Практически оно достигается оконтуриванием на изучаемой территории всех осадочных водонапорных бассейнов с последующим исключением из них аконсервационной зоны.

Указывая на необходимость внедрения и широкого использования в геологии понятия «целостная система», Н. Б. Вассоевич (1970) рассматривает в качестве целостной и достаточно автономной системы осадочно-породный бассейн (ОПБ). При этом он подчеркивает, что если водоносность присуща всему ОПБ с момента его возникновения, то нефтегазоносность зарождается в нем значительно позже и может распространяться не на весь бассейн.

Поскольку осадочный водонапорный бассейн представляет собой материальную систему, обладающую целостностью и на тех стадиях развития, когда он еще не стал нефтегазоносным, автор считает, что целостность этой системы не нарушается отсутствием нефти и газа и обусловлена лишь общностью формирующих указанную систему осадочных пород и насыщающих их вод. Следовательно, нефть и газ не являются обязательными элементами материальной системы «осадочный водонапорный бассейн». Появление нового качества данной области земной

коры — нефтегазоносности, связано с рождением в пределах этой области новой системы — нефтегазоносного бассейна.

Е. А. Куражковская (1970) определяет целостность системы как общность элементов, ее составляющих, образующих структурно-функциональное единство. Можно полагать, что такой целостностью обладает система «нефтегазоносный бассейн», включающая следующие элементы: 1) скопления нефти и газа; 2) породы и осадки, заключающие эти скопления или принимающие непосредственное участие в их формировании и сохранении; 3) содержащиеся в этих породах и осадках воды, с которыми неразрывно связано образование и существование залежей нефти и/или газа.

Система «нефтегазоносный бассейн» возникает и существует как часть системы «осадочный водонапорный бассейн». Поэтому первая система является зависимой, точно так же, как зависима система «осадочный водонапорный бассейн», представляющая часть системы «литосфера».

Нефтегазоносный бассейн — это открытая динамическая система, в которой происходит обмен веществом и энергией с внешней средой, система, которой свойственна определенная степень подвижности ее связей. Считая необходимым отметить в определении основного элемента нефтегеологического районирования по генетическому принципу все три его главных свойства, а также указать, что он является частью осадочного водонапорного бассейна и, исходя из ранее данных автором определений (1966, 1970), можно предложить следующую формулировку.

Нефтегазоносный бассейн — это геологическое тело в пределах крупного элемента стратисферы, структурно погруженного в целом относительно ограничивающих его элементов. Мощность, строение и состав отложений, формирующих это тело, а также его гидрогеологическая характеристика обеспечивают в нем генерацию, аккумуляцию углеводородов и консервацию залежей нефти и/или газа.

Наиболее показательной мерой нефтегазоносного бассейна является его объем, который для всех многочисленных рассмотренных бассейнов находится в пределах $n \cdot 10^4$ — $n \cdot 10^6$ км³.

§ 3. КЛАССИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

За два последних десятилетия советскими учеными внесен огромный вклад в разработку теоретической базы классифицирования основных элементов нефтегеологического районирования. Рассмотрим сначала идеи ученых, считающих основными

элементами нефтегеологического районирования нефтегазоносные бассейны, а затем взгляды исследователей, использующих в этом качестве нефтегазоносные провинции и нефтегазоносные области.

В 1953 г. И. О. Брод и Н. А. Еременко опубликовали свою первую классификацию нефтегазоносных бассейнов, где группы бассейнов выделены по геотектонической характеристике впадин, к которым они приурочены, а подгруппы — по возрасту фундамента или обрамления этих впадин. В дальнейшем И. О. Брод предложил использовать в качестве главного признака при классифицировании нефтегазоносных бассейнов геоморфологическую характеристику их обрамления, определяющего, как указывал И. О. Брод, напор и направление движения подземных вод, которые являются обязательным агентом формирования и разрушения залежей нефти и газа.

Все нефтегазоносные бассейны И. О. Брод разделил (1964) на три типа: 1) платформенные, равнинные; 2) предгорные, односторонне ограниченные горным сооружением, обуславливающим односторонний напор подземных вод; 3) междугорные со всесторонним напором артезианских вод.

Деление этих типов бассейнов на подтипы проводилось по возрасту фундамента бассейнов (для первого типа), по возрасту обрамляющего бассейн складчатого сооружения (для второго типа), по возрасту складчатости горного обрамления и тектонической характеристике бассейна (для третьего типа). Кроме того, каждый подтип был разделен на гомогенные (относительно просто построенные) и гетерогенные (сложно построенные) бассейны. Внутри подтипов были также установлены категории нефтегазоносных бассейнов с различным положением обрамления относительно суши и моря: бассейны с наземным (обнаженным или погребенным) обрамлением и бассейны с подводным обрамлением.

По соображениям, высказанным в главе I, в данной работе не разделяется идея И. О. Брода о возможности использования геоморфологической характеристики обрамления нефтегазоносных бассейнов в качестве главного признака их классификации. Представляется, что возраст фундамента нефтегазоносных бассейнов является их сугубо второстепенным признаком, на котором не следует основываться в генеральной классификации бассейнов. Необходимо подчеркнуть также, что в своей последней работе И. О. Брод (1964) под гетерогенными понимал бассейны, состоящие из нескольких частей, резко отличающихся строением, а главное условиями нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

В. Е. Хаин (1954) разделял все нефтеносные бассейны на платформенные и геосинклинальные. В этих типах он выделял подтипы по тектоническому принципу с указанием для бассейнов каждого подтипа свойственных им условий аккумуляции

углеводородов (основные нефтеносные формации и характерные зоны нефтегазонакопления).

В 1964 г. В. Г. Васильев, С. П. Максимов и А. Ал. Трофимук разграничили все нефтегазоносные бассейны на внутриплатформенные, пригеосинклинальные и межгорные.

Ю. Я. Кузнецов, Л. Э. Левин и др. (1970) опубликовали классификацию нефтегазоносных бассейнов континентов и океанов, которая разработана по историко-тектоническому принципу. Как и многие их предшественники, эти исследователи устанавливают в зависимости от главенствующего характера развития два основных класса бассейнов: геосинклинальные и платформенные. Первый представлен подклассом бассейнов внутренних впадин и разделяется на группы, расположенные в пределах кайнозойской, альпийской, мезозойской и палеозойской складчатостей. Второй класс делится на подклассы, отвечающие, как считают Ю. Я. Кузнецов, Л. Э. Левин и другие, последовательным стадиям развития платформенных областей: орогенных впадин, внутриплатформенных синеклиз, перикратонных мегабассейнов, приокеанических мегабассейнов, внутриокеанических мегабассейнов. Наиболее дробные категории классификации — типы бассейнов устанавливаются по самым различным признакам: характеру замыкания бассейнов, сложности их строения, возрасту фундамента бассейнов и по возрастному диапазону горных сооружений обрамления бассейнов.

И. В. Высоцкий (1971) составил классификацию нефтегазоносных бассейнов, в которой распределил их на классы в зависимости от однородности или разнородности онтогенеза нефти и газа в пределах бассейна, а затем на типы — по тектонической характеристике впадины, к которой приурочен нефтегазоносный бассейн.

За последние годы предложено несколько классификаций нефтегазоносных бассейнов, в которых в качестве главного признака принята вертикальная зональность залежей различного состава (К. Н. Кравченко, В. Ф. Раабен). В. Ф. Раабен разделяет бассейны также по типу преобладающего исходного органического вещества. Несколько ранее классифицирование нефтегазоносных бассейнов по вертикальной зональности залежей было проведено И. В. Высоцким и автором данной работы (1972).

Детальные классификации основных элементов районирования крупных нефтегазоносных территорий — нефтегазоносных провинций и областей созданы А. А. Бакировым (1959, 1962, 1968, 1971, 1973). При разработке этих классификаций А. А. Бакиров исходит из следующих соображений «при выделении и классификации крупных нефтегазоносных территорий должны тщательно учитываться тектонические, литолого-фациальные и гидрогеологические факторы с учетом, однако, ведущей роли

тектонического фактора во времени и пространстве, т. е. палеотектоники» (Бакиров и др. 1968, с. 111).

Основным признаком классификации нефтегазоносных областей А. А. Бакиров считает характеристику крупных геоструктурных элементов, к которым приурочены нефтегазоносные области. Этим элементам свойственно единство геологического строения и геологической истории развития, сходство региональных условий литогенеза, включая условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение длительных отрезков геологической истории — эры, периода и т. д. А. А. Бакиров рассматривает в качестве нефтегазоносных областей самые разнообразные структурные формы различного ранга с разными условиями нефтегазообразования и нефтегазонакопления: крупные впадины, внутренние поднятия и прогибы крупных впадин, обширные поднятия, разделяющие крупные впадины и пр.

Определяя нефтегазоносную провинцию А. А. Бакиров включает в нее смежные нефтегазоносные области, сходные по условиям нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Однако при обособлении конкретных нефтегазоносных провинций А. А. Бакиров, очевидно, основывается прежде всего на характеристике региональной геологии и возрасте регионально нефтегазоносных крупных стратиграфических комплексов, поскольку в приводимом им перечне провинций (1971) некоторые из них заключают нефтегазоносные области, существенно различные по условиям нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Н. Ю. Успенская (1962, 1966) классифицирует основные элементы нефтегеологического районирования — нефтегазоносные провинции по тектоническим признакам, определяющим особенности условий нефтегазонакопления. По Н. Ю. Успенской, все нефтегазоносные провинции характеризуются общим главным структурно-тектоническим признаком: они связаны со впадинами различного строения и происхождения. Однако в ряде случаев Н. Ю. Успенская (так же, как А. А. Бакиров и Г. Е. Рябухин) выделяет в качестве самостоятельных провинций не крупные впадины, а их части. Так, единую погруженную область в сочленении платформы и складчатого сооружения она разделяет на три нефтегазоносные провинции: окраинной впадины склона платформы, платформенного (внешнего) крыла передового прогиба, передовой складчатости и внутреннего крыла передового прогиба.

Составными элементами крупных, в целом погруженных областей являются также выделенные Н. Ю. Успенской в самостоятельный тип провинции поперечных погружений внешних поднятий складчатых систем (поперечных и периклинальных прогибов).

Классификации нефтегазоносных впадин по тектоническому принципу были предложены М. И. Варенцовым и К. Н. Крав-

ченко (1962), М. К. Калинин (1964) и М. И. Варенцовым (1967).

Тектонические классификации основных элементов нефтегеологического районирования приводятся также в работах ряда зарубежных исследователей (Г. Ф. Кауфман, 1951; Л. Г. Уикс, 1952; М. Хэлбаути, Р. Кинг, Г. Клемме, Р. Дотт, А. Мейерхофф, 1973).

Краткий обзор представлений различных исследователей показывает, что подавляющее большинство из них классифицирует основные элементы нефтегеологического районирования по тектоническому принципу.

Нефтегазоносные бассейны обладают огромным количеством самых разнообразных признаков, каждый из которых может служить основанием классификации этих элементов. Однако не вызывает сомнений, что среди множества возможных классификаций нефтегазоносных бассейнов основное значение имеет та, которая построена по признакам, позволяющим дать каждой выделенной категории бассейнов наиболее глубокую, обширную и практически важную характеристику их главного качества — нефтегазоносности.

Возникновение и существование обладающих таким качеством областей земного шара, в общем, несомненно, обусловлено их тектоническим развитием. Именно потому совершенно правомочно широкое распространение классификаций основных элементов нефтегеологического районирования по тектоническим и структурным признакам. Однако при таком классифицировании в разные тектонические категории часто попадают бассейны с почти одинаковой или достаточно близкой характеристикой нефтегазоносности. И наоборот, в одной тектонической категории иногда оказываются бассейны, значительно отличающиеся друг от друга выражением своего главного качества. Причина указанных несоответствий заключается в том, что характеристика нефтегазоносности данной области земной коры определяется не только присущими ей структурно-тектоническими признаками, но и обусловленными развитием этой области ее литолого-фациальными и гидрогеологическими признаками. Поскольку все они совместно определяют характеристику нефтегазоносности, классификация бассейнов, полностью отвечающая предъявленным выше требованиям, не может строиться на основании лишь одного из этих признаков.

Несмотря на зависимость от указанных факторов, непосредственно определяющими возникновение и существование нефтегазоносности являются генерация рассеянных углеводородов, их аккумуляция и консервация залежей нефти и газа. Временем, местом и масштабом проявления перечисленные процессы обуславливают специфику нефтегазоносности данной области земной коры. Поэтому анализ условий реализации указанных процессов необходим при выяснении закономерностей

распространения нефтяных и газовых залежей, при оценке перспектив нефтегазоносности и выборе основных направлений и методики поисковых работ.

Таким образом, как с научной, так и с практической точки зрения главная задача при классифицировании нефтегазоносных бассейнов сводится к разделению их на группы, каждая из которых отличается от остальных условиями генерации, аккумуляции и консервации нефти и газа.

Избрав основанием классификации нефтегазоносных бассейнов онтогенез нефти и газа, очевидно, следует провести разделение этих элементов на высшем уровне классифицирования (при разделении на категории самого высокого ранга) по наиболее глубоким и наглядным отличиям указанного признака. Таковые, безусловно, имеют место между онтогенезом нефти и газа на платформах, с одной стороны, и в геосинклинальных складчатых поясах, с другой. Это вызвано тем, что геосинклинальные складчатые пояса в целом значительно превосходят платформы по следующим признакам: 1) скорости осадконакопления, 2) геотермическому градиенту и максимальной температуре в осадочном чехле, 3) градиенту мощности осадочного чехла, 4) отношению объема терригенных пород к объему карбонатных пород, 5) степени дислоцированности осадочного чехла, 6) амплитуде вертикальных движений, 7) масштабам магматизма, 8) напору инфильтрационных вод и площади инфильтрации поверхностных вод, богатых окислителями.

Следует указать еще на одно, очень важное в рассматриваемом аспекте различие платформ и складчатых поясов. В первых из них структура осадочного чехла формируется в процессе его накопления постепенно, в течение очень длительного времени и не подвергается глубокой перестройке. В складчатых поясах строение осадочных толщ в окончательном виде возникает после их накопления, в результате коренной перестройки ранее существовавшего структурного плана.

В связи с перечисленными отличиями платформам, с одной стороны, геосинклинальным складчатым поясам, с другой, присущи резко различные: 1) скорость и степень эволюции органического вещества; 2) темпы и преобладающие направления миграции углеводородов; 3) литологический состав наиболее характерных и широко распространенных коллекторов; 4) типичные совокупности зон нефтегазонакопления, месторождений нефти и газа, ловушек с нефтью и/или газом; 5) вертикальная зональность в распределении скоплений углеводородов различного состава и фазового состояния; 6) условия сохранения нефти и газа; 7) время формирования сводовых ловушек.

Таким образом, различаются два основных типа онтогенеза нефти и газа. Однако, как показывает фактический материал, первый из этих типов иногда отмечается за пределами платформ, а второй в некоторых случаях вне складчатых поясов.

Иными словами, онтогенезом первого типа характеризуются не только платформы, а онтогенезом второго типа — не исключительно геосинклинальные складчатые пояса¹.

Исходя из сказанного выше, было предложено (В. Б. Оленин, 1966) разделить все нефтегазоносные бассейны по характеристике условий образования и накопления углеводородов на три основных категории: 1) каждый из бассейнов во всем его объеме характеризуется онтогенезом нефти и газа, свойственным платформенным областям; 2) каждый из бассейнов во всем его объеме характеризуется онтогенезом нефти и газа свойственным геосинклинальным складчатым поясам; 3) каждый из бассейнов в одних своих крупных частях характеризуется онтогенезом нефти и газа, свойственным платформенным областям, а в других — геосинклинальным складчатым поясам.

На основании условий реализации онтогенеза нефти и газа бассейны первых двух категорий были названы гомогенными (однородными), а третьей — гетерогенными (разнородными). Следует подчеркнуть, что отнесение того или иного бассейна к гетерогенным бассейнам возможно лишь в том случае, если в нем совместно присутствуют как области (область) с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, так и области (область) с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам.

В рассматриваемой классификации (рис. 46, табл. 9) в первую очередь выделяются два типа нефтегазоносных бассейнов: гомогенные по онтогенезу нефти и газа и гетерогенные по онтогенезу нефти и газа.

Бассейны первого типа в свою очередь делятся на два подтипа: с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, и с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам.

Сравнение бассейнов, принадлежащих этим подтипам, позволяет установить в них следующие основные различия онтогенеза нефти и газа.

Нефтегазоносным бассейнам первого подтипа, по сравнению с бассейнами второго подтипа, свойственна меньшая скорость эволюции органического вещества и, в общем, менее значительная степень его максимального преобразования. В бассейнах первого подтипа наряду с обломочными, гранулярными коллекторами широко развиты карбонатные трещинные коллекторы, а в бассейнах второго подтипа резко преобладают гранулярные коллекторы песчано-алевритового состава. Для бассейнов первого подтипа наиболее характерны зоны нефтега-

¹ Именно поэтому всюду в дальнейшем приходится говорить не о платформенном онтогенезе нефти и газа, а об онтогенезе нефти и газа, свойственном платформам, и не об онтогенезе этих полезных ископаемых в складчатом поясе, а об онтогенезе, присущем складчатым поясам. — *Прим. авт.*

зонакопления, представленные валами, вершинами сводов, а также зоны, связанные с региональным выклиниванием или несогласием, а для нефтегазоносных бассейнов второго подтипа — антиклинальные зоны нефтегазонакопления. В бассейнах первого подтипа имеется больше возможностей для сохранения первичной вертикальной зональности распределения залежей углеводородов различного состава и фазового состояния.

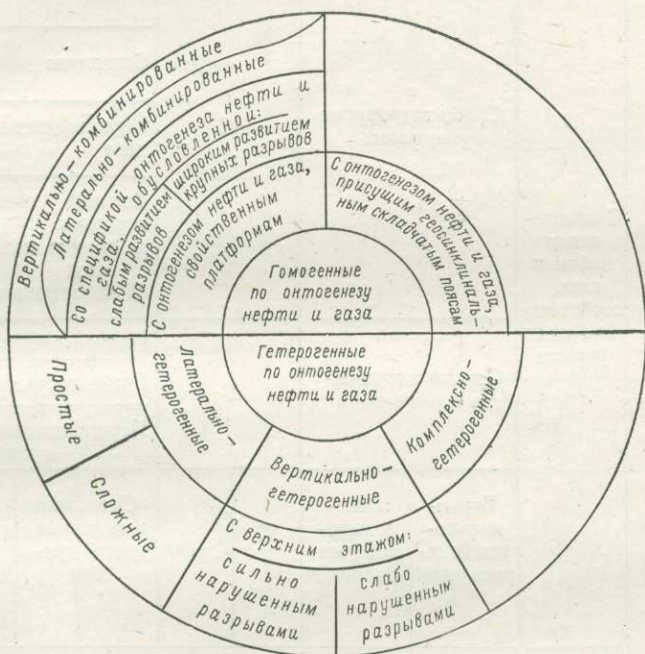


Рис. 46. Классификация нефтегазоносных бассейнов по онтогенезу нефти и газа.

Подтип гомогенных бассейнов с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, разделяется на два класса: нефтегазоносные бассейны со спецификой онтогенеза нефти и газа, обусловленной слабым развитием разрывов, и нефтегазоносные бассейны со спецификой онтогенеза нефти и газа, обусловленной широким развитием разрывов значительной амплитуды.



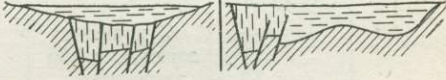

В дальнейшем эти классы для краткости (хотя и с определенным искажением смысла названий) именуются: нефтегазоносными бассейнами, слабо затронутыми разрывами, и нефтегазоносными бассейнами, сильно нарушенными разрывами.

Степень развития разрывов была принята за основание при делении бассейнов первого подтипа по следующим соображениям.

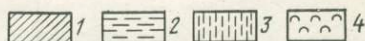
Классификация нефтегазоносных бассейнов

Нефтегазоносные бассейны		Символ бассейна	Структурная характеристика бассейнов		
Гомогенные	С онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам	Слабо затронутые разрывами	С		Плита <hr/> Синеклиза <hr/> Периконтинентальная впадина <hr/> Впадина синклинального строения: а) внутри складчатой системы б) на срединном массиве
		Сильно нарушенные разрывами	Г		Платформенный грабен <hr/> Грабенообразная впадина <hr/> Периконтинентальной полуграбен
		Вертикально-комбинированные*	Латерально-комбинированные*	$\frac{С}{Г}$	С-Г**
	С онтогенезом нефти и газа, присутствующим геосинклинальным складчатым поясам	—	С _р		Синклиний или грабен-синклиний
Гетерогенные	Латерально-гетерогенные	Простые	С — С _р		Впадины в сочленении: а) платформы со складчатой системой

нов современной суши и шельфа

Типичные бассейны (доказанные и возможные —НГБ и ВНГБ)	Схематический разрез бассейнов
Западно-Сибирский	
Мичиганский, Иллинойский	
Новошотландский, Блейк (ВНГБ)	
Восточно-Канадский, Шотландский Игл-Плейн (ВНГБ)	
Рейнский, Каспийский, Байя	
Долины р. Св. Лаврентия Перт, Карнарвон	
Днепровско-Донецкий. Сунляо, Гипсленд	
Сахаро-При-средиземноморский, Ордос	
Центральнокарпатский, Ирравадийско-Андаманский	
Азово-Кубанский, Персидского залива, Северо-Предкарпатский	

Нефтегазоносные бассейны		Символ бассейна	Структурная характеристика бассейнов
Гетерогенные	Латерально-гетерогенные	Простые	$C - C_p$ б) платформы с эпи- платформенным орогеном
		Сложные	$C_p - C - C_p$ Синеклиза и смежный прогиб перед внутриплат- форменной подвижной зо- ной
	Вертикально-гетерогенные	С верхним этажом, сильно нарушенным разрывами	$\frac{\Gamma}{C_p}$ Впадина со срединным массивом
		С верхним этажом, слабо затронутым разрывами	$\frac{C}{C_p}$ Внутренняя впадина эпи- платформенного орогена
		Комплексно-гетерогенные	$C - C_p^{***}$ C_p Авлакоген
			$\frac{\Gamma}{C_p}$ Внутрискладчатый грабен
		$\frac{C}{C_p}$ Синклиний с наложен- ной впадиной синклиналь- ного строения	

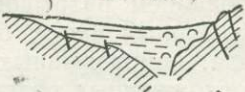



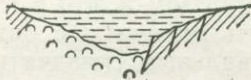


1 — внебассейновые пространства; бассейны и элементы бассейнов с онтогенезом нефти и газа, менным областям, сильно нарушенным разрывами (Г), 4 — геосинклинальным складчатым поясам

* В целях сокращения объема в таблице изменено действительное положение комбиниро разрывами.

** или $\Gamma - C - \Gamma$.

*** или $\frac{C_p - C - C_p}{C_p}$.

Типичные бассейны (доказанные и возможные — НГБ и ВНГБ)	Схематический разрез бассейнов
Денвер, Паудер-Ривер	
Западный Внутренний	
Адриатический, Ассамский, Маракаибский	
Ферганский. Биг-Хорн, Грин-Ривер	
Амадиес	
Венский, Кук-Инлет	
Бристоль Бэй-Нушагак (ВНГБ)	
Волго-Уральский, Мексиканского залива	

свойственным: 2 — платформенным областям, слабо затронутым разрывами (С); 3 — платфор-

ванных бассейнов, являющихся производными бассейнов, в различной степени нарушенных

С возрастанием количества открытых разрывов и их амплитуды в данном нефтегазоносном бассейне увеличиваются: градиент мощности осадочного чехла, перепады давления и количество возможных путей для перемещения флюидов. Соответственно становятся более значительными масштабы и темпы миграции углеводородов, особенно межформационной или вне-резервуарной.

С образованием разрывов связано возникновение специфических структурных форм, благоприятных для аккумуляции нефти и газа: приразрывных и надразрывных поднятий, моноклиналей, осложненных разрывами, приразрывных трещиноватых участков. При наличии глубоко погруженных по разрывам блоков, содержащих соленосные толщи, перекрытые очень мощным осадочным чехлом, развивается соляная тектоника. Формируются солянокупольные зоны нефтегазонакопления.

Широкое развитие крупных открытых разрывов, достигающих кровли бассейна, в значительной степени ухудшает в нем условия сохранения залежей нефти и газа.

Таким образом, степень развития разрывов является очень важным показателем, оказывающим значительное влияние на миграцию и аккумуляцию углеводородов, а также на консервацию залежей нефти и газа.

Деление второго типа — гетерогенных нефтегазоносных бассейнов производится по их наиболее характерному признаку — взаимоположению в бассейне его гетерогенных областей, резко отличающихся условиями генерации, аккумуляции углеводородов и консервации залежей нефти и/или газа, т. е. теми условиями, которые необходимо учитывать при оценке перспектив нефтегазоносности и при нефтегазопроисловых работах.

Указанные области обладают конкретной структурно-тектонической характеристикой, позволяющей отчетливо отделить их друг от друга.

В пределах гетерогенного нефтегазоносного бассейна части его с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, могут сменять элементы с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам, по горизонтали, по вертикали или как в том, так и в другом направлении. Соответственно можно выделить три группы гетерогенных нефтегазоносных бассейнов: латерально-гетерогенные, вертикально-гетерогенные, комплексно-гетерогенные.

По видоизменению признака, использованного при установлении групп гетерогенных нефтегазоносных бассейнов, первая из них разделяется на две подгруппы: простые латерально-гетерогенные нефтегазоносные бассейны и сложные латерально-гетерогенные нефтегазоносные бассейны.

В каждом нефтегазоносном бассейне первой подгруппы граница гетерогенных областей может быть почти прямолинейной в плане или представлять изогнутую, но всегда далекую от

замыкания линию. В нефтегазоносных бассейнах второй подгруппы область с платформенным онтогенезом нефти и газа занимает в плане среднюю часть бассейна, а область (или области) с онтогенезом нефти и газа геосинклинальных складчатых поясов располагается вокруг средней части бассейна в виде сплошного кольца, прерывистого пояса или с двух противоположных сторон.

По некоторым отчетливым различиям онтогенеза нефти и газа в своем верхнем элементе вертикально-гетерогенные бассейны распределены на два вида: с верхним этажом, сильно нарушенным разрывами, и с верхним этажом, слабо затронутым разрывами.

Охарактеризовав предлагаемую классификацию нефтегазоносных бассейнов в целом, перейдем к подробному рассмотрению отдельных ее подразделений.

Тип нефтегазоносных бассейнов, гомогенных по онтогенезу нефти и газа

Подтип бассейнов с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам

Класс бассейнов, слабо затронутых разрывами

В бассейнах, слабо затронутых разрывами, наиболее ярко выражены все ранее упомянутые типичные черты онтогенеза нефти и газа в платформенных областях.

Основное количество бассейнов рассматриваемой категории приурочено к синеклизам и плитам. Примерами нефтегазоносных бассейнов, связанных с простыми синеклизмами, являются Мичиганский (см. рис. 42), Иллинойский (рис. 47, а), Виллстон (рис. 47, б), Англо-Парижский и др. К нефтегазоносным бассейнам сложно построенных синеклиз принадлежит Пермский (рис. 48). Из нефтегазоносных бассейнов плит можно указать на Западно-Сибирский. Некоторые доказанные и возможные нефтегазоносные бассейны этого класса располагаются во впадинах синклинального строения внутри складчатых областей (Шотландский, Восточно-Канадский, рис. 49) и на срединных массивах (Юкон-Плейн внутри Юконского срединного массива), а также в периконтинентальных впадинах (Новошотландский и Блэйк на Приатлантической эпигерцинской плите в Северной Америке).

Из приведенных примеров видно, что структурная характеристика бассейнов данного класса достаточно разнообразна. Они находятся во впадинах, принадлежащих самым различным тектоническим областям. Однако по избранному признаку классификации — онтогенезу нефти и газа все эти бассейны, как будет показано ниже, подобны и могут быть включены в единую классификационную категорию.

Слабо затронутые разрывами бассейны с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, характеризуются невысокими темпами миграции углеводородов. При этом господствующей ее формой является внутриформационная, латеральная миграция. Среди зон нефтегазонакопления, выявленных в бассейнах этого класса, резко преобладают зоны, структурно

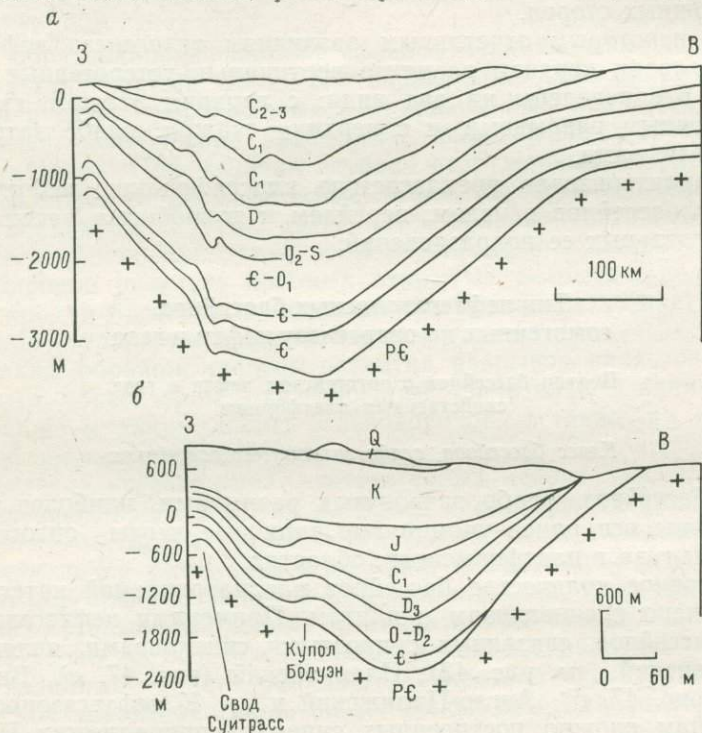


Рис. 47. Геологические разрезы (Д. Свэн, А. Белл, 1958; Г. Дарлинг, П. Вуд, 1958) гомогенных слабо затронутых разрывами бассейнов с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам.

Бассейны синеклиз: а — Иллинойский, б — Виллистон

выраженные платформенными поднятиями — валами и вершинами сводов. Строение и развитие рассматриваемых бассейнов позволяют предполагать в них широкое распространение зон с региональным выклиниванием или несогласием. Однако искать такие зоны гораздо сложнее, чем зоны нефтегазонакопления, представленные структурными поднятиями, и поэтому к настоящему времени их обнаружено сравнительно немного. Кроме того, в некоторых нефтегазонасыщенных бассейнах, слабо нарушенных разрывами, открыты рифовые зоны нефтегазонакопления.

Бассейны данного класса характеризуются спокойным тектоническим развитием — отсутствием резкого значительного

воздымания и интенсивного складкообразования. В них не проявляется разрушительное действие слишком высоких температур, невелики степень раскрытости недр, глубина эрозионного

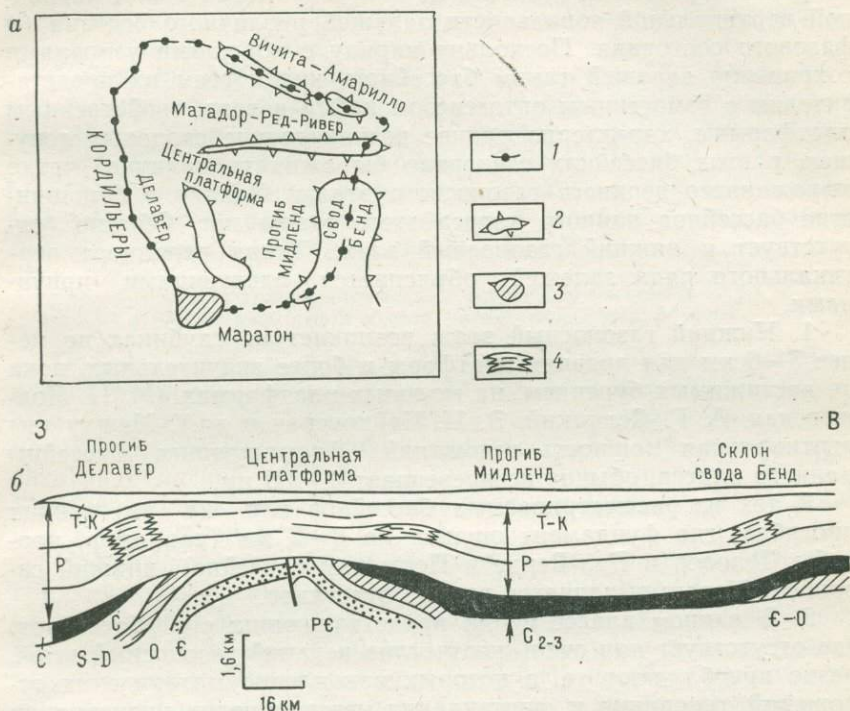


Рис. 48. Карта (а) и геологический разрез (б) (Ф. Б. Кинг др., 1942) Пермского нефтегазового бассейна в сложно построенной синеклизе.

1 — граница бассейна; 2 — поднятие; 4 — герциниды; 4 — риф

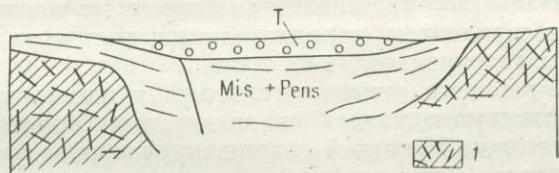


Рис. 49. Схематический геологический разрез (У. А. Белл, Э. Н. Белт) гоменного слабо затронутого разрывами бассейна в межгорной впадине синклинального строения.

1 — докаменноугольный метаморфический складчатый комплекс

вреза, напор инфильтрационных вод и площадь их проникновения в осадочный чехол. Разрывы очень немногочисленны и обычно обладают небольшой амплитудой. Это обуславливает широкое распространение покровшек, не разбитых дизъюнктив-

ными дислокациями. Все отмеченные обстоятельства указывают на хорошие условия сохранения залежей.

Тектоническое развитие бассейнов рассматриваемого класса является хорошей предпосылкой для сохранения в них первичной вертикальной зональности залежей различного состава и фазового состояния. Поскольку наряду с хорошими условиями сохранения залежей таким бассейнам, как и всем их представителям с гомогенным онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, характерно раннее возникновение сводовых ловушек, в этих бассейнах следовало бы ожидать наличие четко выраженного верхнего газоносного этажа. Однако в большинстве бассейнов данного класса этого этажа нет. Обычно отсутствует и нижний газоносный этаж. Такая неполнота вертикального ряда залежей объясняется следующими причинами.

1. Нижний газоносный этаж возникает на глубинах не менее 5—6 км для древних платформ и более значительных, пока не достижимых бурением, на молодых платформах (М. И. Лоджеская, А. Г. Селицкий, Э. И. Чайковская и др.). Между тем вертикальная мощность отложений, формирующих бассейны данного класса, обычно не превышает 4—4,5 км.

В тех из рассматриваемых бассейнов или их внутренних прогибах, где фундамент опущен на 6—7 км (например, прогибы Делавер и Вал-Верде в Пермском бассейне), нижний газоносный этаж выделяется вполне отчетливо.

2. В данном классе среди представляющих его бассейнов, где отсутствует или очень неотчетлив верхний газоносный этаж, резко преобладают те, в которых накопление материнских отложений, генерация и аккумуляция углеводородов происходили полностью или главным образом в палеозое (Пермский, Иллинойский, Мичиганский, Виллистон и др.). Газовые залежи, возникшие в верхней газогенерирующей зоне, подвергались чрезвычайно длительному рассеиванию, которое не могло компенсироваться поступлением дополнительных количеств газа из нижележащих газопроизводящих толщ.

Отсутствие верхнего газоносного этажа в некоторых бассейнах рассматриваемого класса со значительно более молодым возрастом отложений верхней газогенерирующей зоны, очевидно, определяется недостаточно высокими изолирующими свойствами покрышек верхней части разреза этих бассейнов (например, Англо-Парижского, Ливийской области Присредиземноморского бассейна и др.).

Для тех слабо нарушенных разрывами бассейнов, где формирование газовых залежей под надежными газопорами в верхней части разреза происходило достаточно поздно, имеются все основания рассчитывать на присутствие верхнего газоносного этажа с крупными и даже гигантскими залежами свободного газа. Убедительным подтверждением сказанного служит

верхний газоносный интервал Западно-Сибирского бассейна.

Таким образом, в большинстве слабо нарушенных разрывами бассейнов с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, весь разрез слагающих их пород или наибольшая его часть характеризуется распространением газонефтяных, нефтяных и газоконденсатных залежей.

Современный вертикальный ряд залежей в бассейнах этого класса обычно представлен этажом газонефтяных и нефтяных залежей, а также подстилающим этажом с залежами газоконденсата. При достаточной мощности бассейна этот ряд наращивается вниз нижним газоносным этажом, а при благоприятных условиях сохранения скоплений в верхней части разреза бассейна — верхним этажом газовых залежей.

Класс сильно нарушенных разрывами бассейнов с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам

Подавляющее большинство бассейнов рассматриваемого класса приурочено к грабенам платформ и периконтинентальным полуграбенам. Среди нефтегазоносных бассейнов этого класса, связанных с платформенными грабенами, можно указать на Рейнский (рис. 50, а) и Ронский в Западной Европе, Камбейский в Индии, Байя в Бразилии (рис. 50, б), Суэцкий или Красноморский (рис. 50, в).

Нефтегазоносные бассейны данного класса, находящиеся в периконтинентальных полуграбенах, располагаются на окраинах континентов, занимают сравнительно узкую полосу побережья, смежную зону шельфа и распространяются на континентальный склон. Фундамент этих бассейнов по сбросам погружается в сторону моря. Погружение может быть ступенчатым или осложняться наличием горстов. В указанном направлении увеличивается мощность осадочных отложений, формирующих бассейн, а в их составе возрастает содержание морских фаций. Типичными представителями этих бассейнов являются Перт и Карнарвон в Западной Австралии, Кванза-Камерунский (рис. 51) на западе Африки и др.

Некоторые бассейны рассматриваемого класса обладают существенно отличной от упомянутых структурной характеристикой. Таков, например, газоносный бассейн долины р. Св. Лаврентия, расположенный на востоке Канады, в сочленении древней Северо-Американской платформы и каледонской складчатой системы (рис. 52). Он приурочен к грабенообразной впадине, которая в своей юго-восточной части перекрыта покровами каледонид — метаморфическими, сложно дислоцированными толщами, принадлежащими внебассейновым пространствам.

Основные различия свойственного платформам онтогенеза нефти и газа в бассейнах, сильно нарушенных и слабо затронутых разрывами, заключаются в следующем.

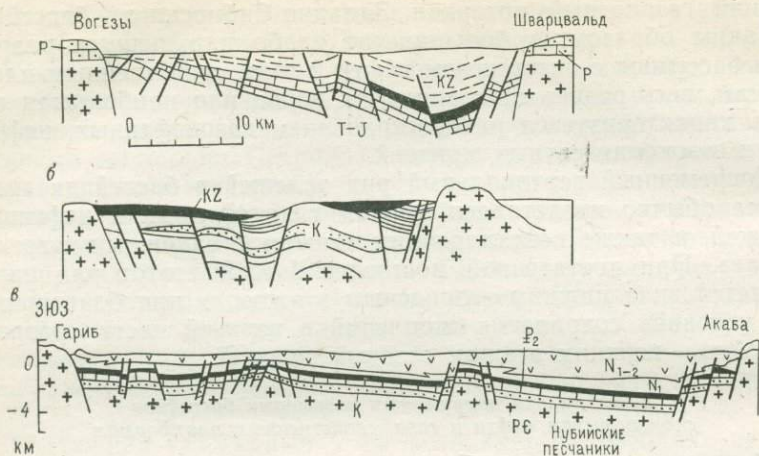


Рис. 50. Геологические разрезы гомогенных сильно нарушенных разрывами бассейнов с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам (В. Брундер, 1958; Г. Путцер, 1956; Хейброк, 1965).

Бассейны, расположенные в платформенных грабенах: а — Рейнский, б — Байя, в — Красноморский



Рис. 51. Геологический разрез (Буйо, 1971) Кванза-Камерунского нефтегазозносного бассейна в периконтинентальном полуграбене

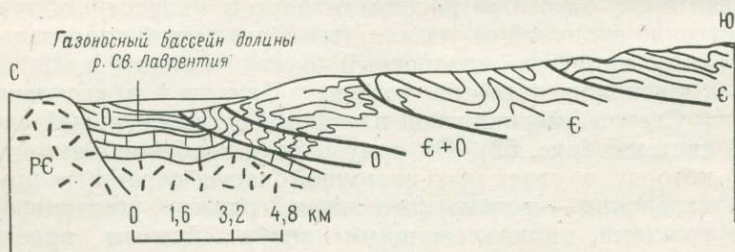


Рис. 52. Геологический разрез области сочленения каледонид и древней Северо-Американской платформы (М. Кэй, Э. Колберт, 1965), где расположен газоносный бассейн долины р. Св. Лаврентия

1. В первых из них выше темпы миграции углеводов; кроме латеральной, широко развита вертикальная, внерезервуарная миграция.

2. Если для нефтегазоносных бассейнов, слабо нарушенных разрывами, типичны зоны нефтегазонакопления, структурно представленные валами и вершинами сводов, то для бассейнов, сильно нарушенных разрывами, наиболее характерны зоны нефтегазонакопления, связанные с региональными разрывами, объединяющие группы месторождений приразрывных и надразрывных складок, а также приразрывных трещиноватых участков.

Значительная мощность отложений, формирующих некоторые нефтегазоносные бассейны рассматриваемого класса, обуславливает развитие в них соляной тектоники и появление в связи с этим солянокупольных зон нефтегазонакопления (например, Кванза-Камерунский бассейн).

3. По сравнению с бассейнами первого класса, в бассейнах сильно нарушенных разрывами, намного хуже консервация залежей, значительно быстрее и интенсивнее происходит их разрушение.

В определенной степени это подтверждается следующими фактами:

а) нефтегазоносные бассейны, сильно нарушенные разрывами, и бассейны, слабо нарушенные разрывами, при прочих равных условиях по времени образования ловушек одинаковы, как в тех, так и в других являются конседиментационными;

б) по сравнению с нефтегазоносными бассейнами, слабо нарушенными разрывами, в бассейнах, сильно нарушенных разрывами, гораздо шире возможность поступления газа в верхнюю часть разреза из залегающих ниже толщ благодаря наличию дополнительных путей миграции — многочисленных разрывов и часто намного большей мощности отложений, формирующих бассейн;

в) среди бассейнов, слабо нарушенных разрывами, преобладают полностью или в основном сформированные породами палеозоя, тогда как большинство бассейнов рассматриваемого класса складается только мезозойскими или мезозойскими и кайнозойскими отложениями (Байя, Камбейский, Ронский, Кванза-Камерунский и другие), а в остальных бассейнах этого класса в их объеме, достигшем или прошедшем стадию среднего катагенеза, породы мезозоя — кайнозоя резко преобладают или пользуются широким распространением (Рейнский, Суэцкий, или Красноморский, Перт, Карнарвон и другие бассейны).

Таким образом, по сравнению с бассейнами первого класса бассейны, сильно нарушенные разрывами, характеризуются в целом значительно более молодым возрастом нефтегазопроизводящих или нефтегазопроизводивших пород и намного более

поздним формированием залежей, в том числе газовых, в верхней части осадочного чехла.

Приведенные факты, казалось бы, позволяют гораздо больше рассчитывать на наличие верхнего газоносного этажа в бассейнах, сильно нарушенных разрывами, чем в бассейнах, слабо затронутых ими. Однако верхний газоносный этаж в бассейнах рассматриваемого класса почти всегда отсутствует, что можно объяснить лишь значительно худшей в них консервацией залежей.

Наиболее же убедительным доказательством резких различий условий сохранения залежей (особенно газовых) в бассейнах двух охарактеризованных классов является плотность разведенных в них нефтяных и газовых запасов. В слабо нарушенных разрывами бассейнах с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, она намного выше (особенно наглядно для газовых ресурсов), чем в бассейнах рассматриваемого класса.

Во вскрытой бурением части разреза бассейнов платформенных грабен, грабенообразных впадин и полуграбен ныне существующая вертикальная зональность в распределении скоплений углеводородов различного состава и фазового состояния выражается наличием двух этажей: верхнего, содержащего нефтяные и газонефтяные залежи при очень ограниченной роли газа, и нижнего с газоконденсатными залежами.

Многие из таких бассейнов обладают очень значительной мощностью формирующих их отложений. Глубокие их части (более 5—6 км) почти не вскрыты бурением. Однако, исходя из имеющихся теоретических представлений, можно смело предположить, что в этих частях температура достигает высоких значений, характерных для нижней термокаталитической зоны газогенерации на стадии позднего катагенеза. В таком случае при наличии ловушек и покрышек в указанных частях бассейнов платформенных грабен и полуграбен должен выделяться нижний газоносный интервал, заключающий залежи «высокотемпературного» метана.

Включая в один класс нефтегазоносные бассейны, приуроченные к грабенам и полуграбенам, необходимо указать на некоторые возможные различия онтогенеза нефти и газа в этих структурных разновидностях. Строение и развитие нефтегазоносных бассейнов полуграбен позволяет рассчитывать на присутствие в них несвойственных бассейнам грабен зон нефтегазонакопления, связанных с региональным выклиниванием отдельных стратиграфических комплексов в сторону современной суши. Можно также полагать, что нефтегазоносные бассейны полуграбен окажутся более богатыми нефтью и газом за счет миграции углеводородов из осадочного чехла обширной области шельфа и континентального склона. Бассейны

грабенов такими возможными источниками поступления углеводородов не располагают.

Весьма своеобразным в рассматриваемом классе является бассейн долины р. Св. Лаврентия. В нем развиты отложения кембрия — ордовика, перекрывающие кристаллический фундамент. Изначальная максимальная мощность осадочного чехла, по мнению канадских геологов, здесь не превышала 1500—2000 м. Процесс литогенеза в данном бассейне не выходил за

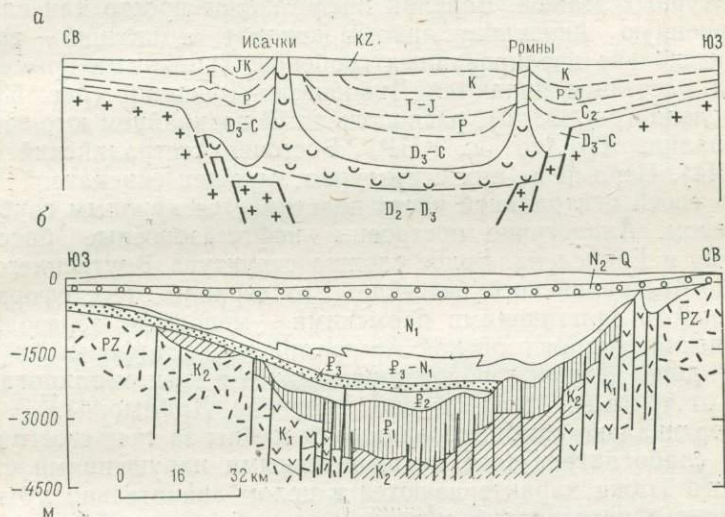


Рис. 53. Геологические разрезы (И. О. Брод, 1965; Э. Джеймс, П. Эванс, 1970) вертикально-комбинированных нефтегазоносных бассейнов в синеклизах и подстилающих их грабенах.

Бассейны: а — Днепровско-Донецкий, б — Гипсленд

границы раннего катагенеза и потому, согласно ранее изложенным теоретическим представлениям, сколько-нибудь значительное нефтеобразование в нем не должно было иметь места. Это подтверждается результатами длительных поисковых работ. В бассейне долины р. Св. Лаврентия открыты лишь небольшие газовые месторождения. Поиски нефти в нем оказались безуспешными.

Так же, как и при описании бассейнов, слабо затронутых разрывами, заканчивая характеристику бассейнов второго класса, необходимо подчеркнуть, что, хотя среди них имеются представители нескольких самостоятельных категорий тектонических элементов, эти бассейны объединены как достаточно близкие по главному признаку предлагаемой классификации — онтогенезу нефти и газа.

Помимо двух описанных выше классов, в первом подтипе гомогенных бассейнов выделяются их комбинированные разно-

видности. Каждый комбинированный бассейн в целом характеризуется онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам. Однако в одних крупных частях комбинированного бассейна специфика этого онтогенеза обусловлена слабым развитием разрывов, а в других широким развитием разрывов значительной амплитуды. Если такие части располагаются одна над другой, бассейн является вертикально-комбинированным, а если размещаются рядом — латерально-комбинированным.

Вертикально-комбинированный бассейн состоит из двух структурных этажей. Верхний представляет просто или сложно построенную синеклизу либо моноклизу, а нижний — грабен или несколько изолированных грабенов. Типичными примерами таких бассейнов являются Днепровско-Донецкий (рис. 53, а), Гиппсленд (рис. 53, б), расположенный на крайнем юго-востоке Австралии, Сунляо в КНР, Восточно-Австралийский (см. рис. 44). Первый из них структурно выражен синеклизой, которая в своей центральной части подстилается крупным глубоким грабеном. Аналогично построены нефтегазоносные бассейны Сунляо и Гиппсленд. Более сложна структура Внутреннего Восточно-Австралийского бассейна. Его верхний этаж сформирован полого залегающими пермскими — меловыми образованиями чехла эпипалеозойской Австралийской платформы, а нижний — допермскими породами, развитыми в трех, изолированных друг от друга грабенах (Купер, Эйдавейл, Драммонд).

Вертикально-комбинированные бассейны за счет своего верхнего, слабо затронутого дизъюнктивными нарушениями структурного этажа характеризуются в целом значительно лучшими условиями консервации углеводородных скоплений по сравнению с бассейнами, сильно нарушенными разрывами. Это подтверждается присутствием в вертикально-комбинированных бассейнах крупных месторождений, среди которых наряду с нефтяными имеются и газовые (Шебелинское в Днепровско-Донецком бассейне; Муумба, Гиджелпа во Внутреннем Восточно-Австралийском; Марлин, Барракута в бассейне Гиппсленд и др.).

Латерально-комбинированные бассейны структурно представлены синеклизой или плитой с примыкающим в плане к этому элементу грабеном (иногда несколькими грабенами) или полуграбеном. Между структурно различными частями латерально-комбинированного бассейна отсутствуют какие-либо сквозные разделы в виде поднятий. Представителями таких бассейнов являются Сахаро-Присредиземноморский и Ордосский. Первый из них в своей северо-восточной части (на западе Аравийского полуострова) представляет типичный периконтинентальный полуграбен (рис. 54, а). Другая часть этого бассейна расположена в пределах Сахарской плиты, состоящей из обширных синеклиз, разделенных пологими поднятиями (рис. 54, б).

Резко различные условия консервации залежей нефти и газа в этих частях выражаются в том, что вторая из них содер-

жит многочисленными (включая гигантские) нефтяные и газовые месторождения, а в первой, несмотря на большой объем поисковых работ, разведанные запасы нефти и газа очень невелики.

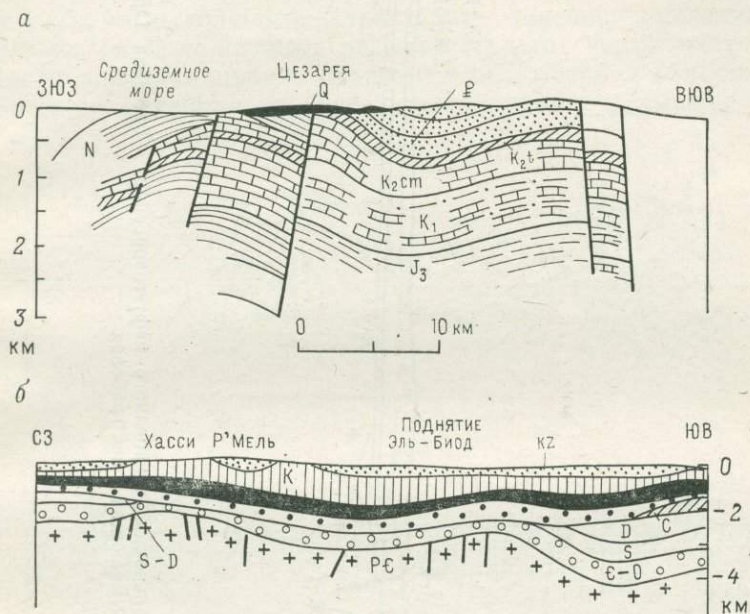


Рис. 54. Геологические разрезы (Л. Пикар, 1959; Перродон и Темпере) латерально-комбинированного Сахаро-Присредиземноморского нефтегазоносного бассейна:

а — северо-восточная часть бассейна, сильно нарушенная разрывами; б — основная часть бассейна (Сахарская плита), слабо затронутая разрывами

Ордосский бассейн, находящийся в КНР, приурочен к обширной впадине внутри эпиплатформенного орогенного пояса. Наибольшая часть этой впадины представляет типичную синеклизу с очень слабо дислоцированным осадочным чехлом (рис. 55). Западная, южная и северная окраины впадины в местах сочленения ее с горным обрамлением являются крупными грабенами (Вэйхэ, Иньчуань, Баоту), где мощность осадочного чехла существенно возрастает; широко развиты разрывы, приразрывные и надразрывные складки.

Подтип гомогенных нефтегазоносных бассейнов с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам

Бассейны рассматриваемого подтипа довольно многочисленны. Их представителями являются бассейны Суматры и Явы, калифорнийские бассейны Санта-Мария, Вентура

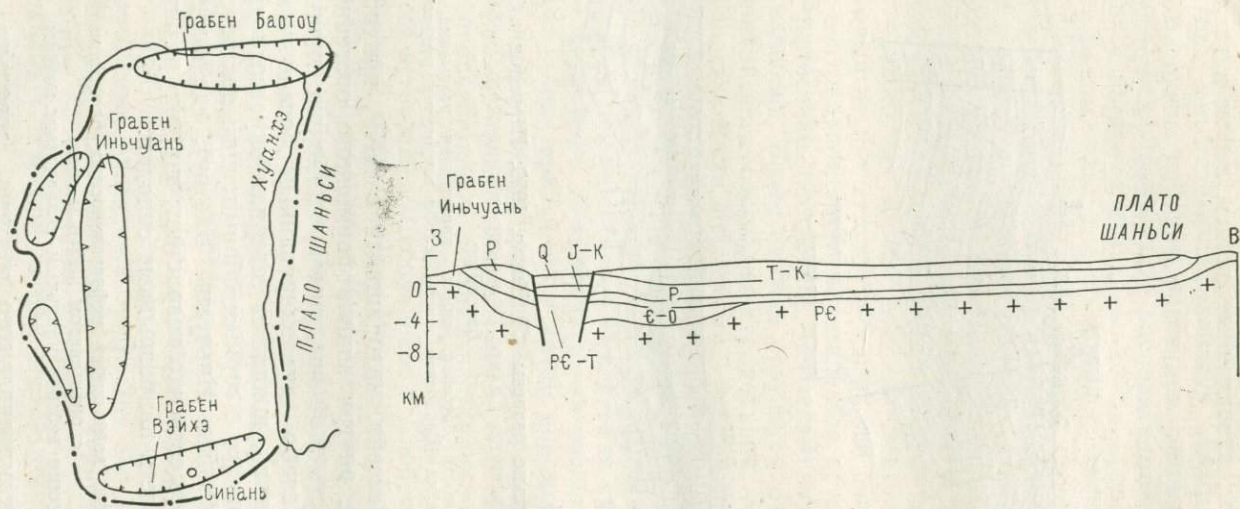


Рис. 55. Карта и геологический разрез латерально-комбинированого нефтегазоносного бассейна Ордос в синеклизе и примыкающих к ней грабенах

(рис. 56, а), Лос-Анджелес, группа бассейнов Японских островов, Центральнокарпатский (рис. 56, б), Ирравадийско-Андаманский, Колумбийский бассейны и целый ряд других. Все они приурочены к синклинориям или грабен-синклинориям, которые сформированы интенсивно дислоцированными, в основном терригенными толщами. Характерна линейная складчатость: широко развиты крупные разрывы, часто надвигового типа. Вертикальная мощность осадочных отложений в наиболее глубоких синклинориях и грабен-синклинориях превышает 10 км.

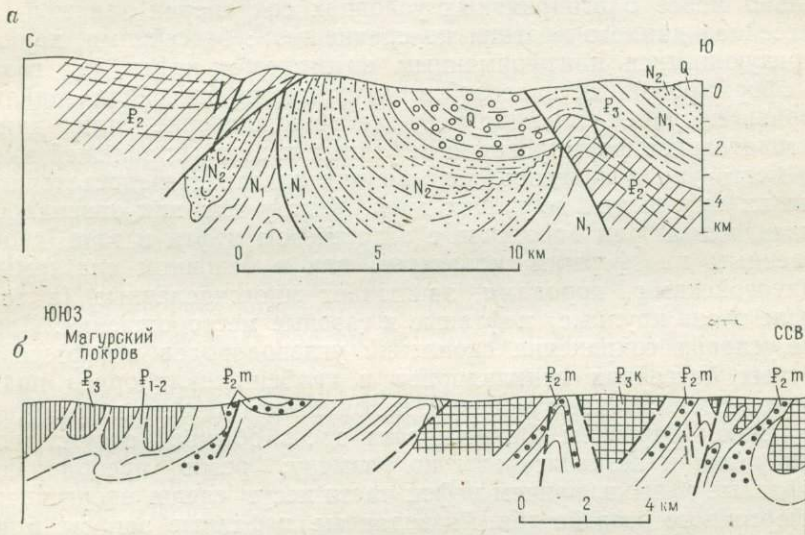


Рис. 56. Геологические разрезы (Т. Л. Бейли, Р. Г. Джонс, 1954; С. Вдовяж, 1968) расположенных в синклинориях гомогенных нефтегазоносных бассейнов с онтогенезом нефти и газа, присутствием геосинклинальным складчатым поясам: а — Вентура, б — Центральнокарпатский

Бассейны рассматриваемого подтипа обычно обладают восторонним, отчетливо выраженным в рельефе горным обрамлением и характеризуются высокими напорами инфильтрационных вод.

Учитывая повышенные значения геотермического градиента в областях, где расположены эти бассейны, и огромную мощность формирующих их отложений, можно предполагать в еще не вскрытых бурением, наиболее погруженных частях таких бассейнов очень высокую степень преобразованности органического вещества.

Наиболее типичными и широко распространенными зонами нефтегазонакопления в рассматриваемых бассейнах являются антиклинальные. Они расположены как во внутренней частях, так и по периферии нефтегазоносных бассейнов, обычно про-

стираясь во втором случае параллельно границе последних с обрамлением. В подавляющем большинстве ловушек с нефтью и/или газом коллекторами служат отложения песчано-алевритового состава.

Все известные в настоящее время нефтегазоносные бассейны синклиналиев и грабен-синклиналиев расположены в областях кайнозойской и мезозойской складчатостей. На земном шаре не обнаружено ни одного их представителя в пределах каледонид и герцинид. Уже этот факт свидетельствует о значительно менее благоприятных условиях сохранения залежей в бассейнах данного подтипа по сравнению с бассейнами, характеризующимися платформенным онтогенезом нефти и газа. В сформированных палеозойскими толщами бассейнах синклиналиев и грабен-синклиналиев, где возникновение или даже окончательное формирование нефтяных и газовых залежей имело место уже в палеозое, консервация оказалась недостаточной для их сохранения до наших дней. Между тем, как отмечалось ранее, целый ряд бассейнов с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, полностью или в основном слагаемых палеозойскими породами, включает многочисленные (в том числе очень крупные) нефтяные и газовые месторождения. Плохие условия сохранения скоплений углеводородов в нефтегазоносных бассейнах синклиналиев и грабен-синклиналиев подтверждаются составом залежей, находящихся в части их разреза, изученной бурением. Залежи газа здесь обычно отсутствуют или редки и незначительны по размеру; резко преобладают нефтяные залежи, причем нефти часто несут следы энергичного гипергенного воздействия. Разведанные нефтяные запасы в подавляющем большинстве бассейнов синклиналиев и грабен-синклиналиев также очень невелики. Исключение в этом отношении составляют несколько бассейнов (на Суматре и в Калифорнии), в которых более значительные размеры ресурсов нефти, очевидно, объясняются современным прогибанием этих бассейнов, не испытавших чрезмерно интенсивной складчатости.

В бассейнах рассмотренного подтипа от их кровли до максимальных глубин, достигнутых бурением (около 5 км), выделяется мощный нефтеносный этаж, ниже которого расположен этаж с газоконденсатными залежами. В наиболее погруженных частях таких бассейнов (ориентировочно более 7 км) вероятно присутствие нижнего газоносного этажа, заключающего залежи метана, образовавшиеся в нижней газогенерирующей термокаталитической зоне на стадии позднего катагенеза. Верхний газоносный этаж, как правило, отсутствует ввиду позднего формирования сводовых ловушек и плохих условий сохранения залежей.

Среди бассейнов с гомогенным онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам, верхний газоносный этаж намечается более или менее отчетливо только в

бассейнах Японских островов, в отложениях верхнего плиоцена — плейстоцена. В этом этаже находятся небольшие залежи водорастворенного газа, возникшие в условиях современного энергичного прогибания, сопровождаемого осадконакоплением, и еще не успевшие разрушиться.

Тип нефтегазоносных бассейнов, гетерогенных по онтогенезу нефти и газа

Группа латерально-гетерогенных бассейнов

Подгруппа простых латерально-гетерогенных бассейнов

В подгруппе объединены бассейны с весьма различной структурной характеристикой. Каждый такой бассейн состоит из более или менее обширной платформенной области и примыкающего к ней прогиба, сформировавшегося перед складчатой системой, эпиплатформенным орогеном или внутripлатформенной подвижной зоной (авлакогеном). И. В. Высоцкий предложил именовать все эти бассейны пограничными.

Каждый бассейн данной подгруппы в поперечном разрезе асимметричен. Это определяется наличием в нем двух противоположно наклоненных бортов: крутого и пологого, обычно более обширного.

Во всех простых латерально-гетерогенных нефтегазоносных бассейнах пологий борт характеризуется онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам. На этом внешнем борту мощность слабо дислоцированного терригенно-карбонатного чехла постепенно возрастает по падению к продольной оси нефтегазоносного бассейна. Складчатость здесь прерывистая. Складки по своему генезису являются конседиментационными. Ограниченно развитые разрывы представлены сбросами и взбросами. Моноклиналиная в целом структура осадочного чехла осложнена сводами и преимущественно продольными валами, развившимися за счет подвижек блоков фундамента по разломам. Характерно выклинивание отдельных стратиграфических комплексов по восстанию и наличие поверхностей регионального несогласия. Иногда на платформенном борту присутствуют зоны рифовых массивов. Обрамление пологого внешнего борта, как правило, слабо выражено в рельефе и является областью создания слабого напора инфильтрационных вод.

Крутые внутренние борта простых латерально-гетерогенных нефтегазоносных бассейнов резко различны по своей тектонической характеристике. В бассейнах погруженных областей в сочленении платформы и складчатой системы эти борта полностью или в значительной части являются элементами эпигеосинклинальной складчатости. В нефтегазоносных бассейнах погруженных областей в сочленении платформы с эпиплатформенным орогенным поясом или внутripлатформенной подвижной зоной

внутренние борта возникают в результате эпиплатформенного орогенеза или воздымания внутриплатформенной подвижной зоны. Они представляют сооружения глыбовой структуры, созданные в результате энергичного переформирования краевых частей платформ.

Несмотря на указанные тектонические различия, внутренние борта всех простых латерально-гетерогенных нефтегазоносных бассейнов обладают большим сходством строения, рельефа и гилрогеологической обстановки. В их пределах развиты осадочные отложения очень значительной мощности, интенсивно дислоцированные. Они смяты в линейные и коробчатые складки, часто нарушенные разрывами. Внутренние борта характеризуются сильно расчлененным рельефом и высоким напором инфильтрационных вод.

Указанные общие для всех внутренних бортов простых латерально-гетерогенных бассейнов черты определяют в них значительное сходство онтогенеза нефти и газа, которое выражается в характерных для геосинклинальных складчатых поясов степени эволюции органического вещества, масштабах и направлениях миграции углеводородов, типах ловушек и условиях сохранения залежей. Поэтому можно заключить, что во внутренних бортах всех простых латерально-гетерогенных нефтегазоносных бассейнов условия онтогенеза нефти и газа присущи геосинклинальным складчатым поясам несмотря на то, что не во всех бассейнах этой подгруппы внутренние борта принадлежат эпигеосинклинальной складчатости: в некоторых пограничных бассейнах их внутренние борта, как уже было сказано, представляют собой подвергшиеся значительному переформированию окраинные элементы платформ.

Из сказанного следует, что, несмотря на резко различную тектоническую характеристику, все рассмотренные разновидности бассейнов являются подобными по выраженности главного признака предлагаемой классификации — онтогенеза нефти и газа, и на этом основании могут быть включены в единую ее категорию.

Включая все три тектонические разновидности пограничных бассейнов в состав единой подгруппы, следует тем не менее отметить, что в их внутренних бортах наряду со значительным сходством онтогенеза нефти и газа имеются некоторые его различия:

а) на внутренних бортах бассейнов, приуроченных к погруженным областям в сочленении платформы с эпиплатформенным орогенным поясом или внутриплатформенной подвижной зоной, складки являются конседиментационными, в дальнейшем подвергшимися переформированию; разрывы представлены сбросами и взбросами;

б) для внутренних бортов бассейнов в сочленении платформ и складчатых поясов характерно наличие преимуществен-

но постседиментационных складок и более широкое развитие разрывов, в том числе надвигового типа.

Поэтому на внутренних бортах бассейнов, приуроченных к двум первым тектоническим типам погруженных областей, лучше условия консервации залежей; имеются возможности для возникновения залежей газа, образовавшегося в верхней газогенерирующей зоне.

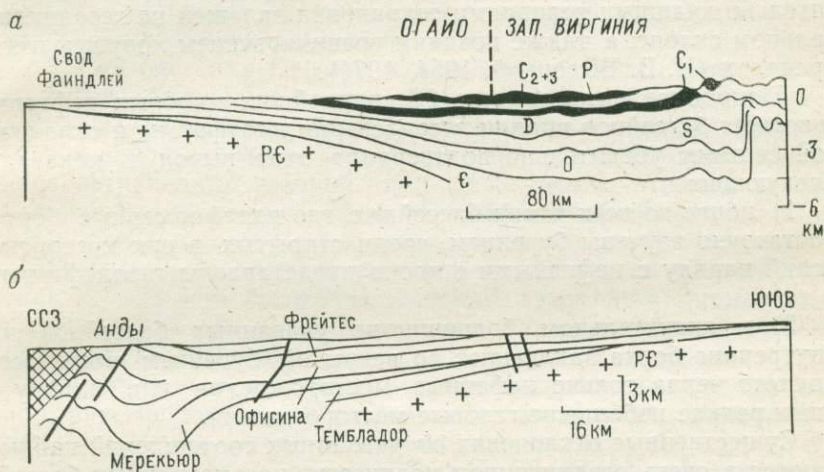


Рис. 57. Геологические разрезы (А. Леворсен, 1970; Функхаузер, Засс, Хедберг, 1970) простых латерально-гетерогенных нефтегазоносных бассейнов, расположенных во впадинах при сочленении платформ и складчатой системы Бассейны: а — Преаппалачский, б — Ориновский

Среди простых латерально-гетерогенных нефтегазоносных бассейнов резко преобладают их представители, приуроченные к погруженным областям в сочленении платформ и складчатых, преимущественно кайнозойских, поясов. Среди немногочисленных простых латерально-гетерогенных бассейнов, односторонне ограниченных палеозойскими (герцинскими) горно-складчатыми сооружениями, можно указать на Тимано-Печорский, Преаппалачский и Боуэн-Сурат в Австралии (рис. 57 а, б).

Основные черты строения латерально-гетерогенных бассейнов, приуроченных к погруженным областям в сочленении платформы и складчатого пояса, показаны на рис. 57. В большинстве таких бассейнов выделяются два тектонических элемента: платформенный склон и краевой прогиб. Иногда внутренний борт включает фронтальную зону горного складчатого сооружения. В наиболее крупных и глубоких из рассматриваемых бассейнов платформенный склон переходит в перикратонный прогиб. Последний представляет элемент внешнего борта, где фундамент погружен на очень значительную глубину (до 10—

15 км и более). Поэтому здесь следует ожидать наличия мощной нижней газогенерирующей зоны, а с глубины примерно 7 км и глубже — очень значительного нижнего газоносного этажа с залежами сухого газа.

И. В. Высоцкий отметил, что на платформенных склонах предгорных прогибов вертикальный ряд залежей начинается преимущественно с чисто газовых, а на геосинклинальных — с нефтяных, реже газонефтяных. Он объяснил такое соотношение значительно худшими условиями сохранения залежей на геосинклинальном склоне, а также поздним возникновением ловушек в его пределах (И. В. Высоцкий, 1954, 1971).

Подробное рассмотрение 26 крупнейших мировых нефтегазоносных бассейнов впадин в сочленении платформы и складчатой системы убедительно подтвердило этот вывод и показало следующее:

1) почти во всех таких бассейнах, где платформенные борта достаточно изучены бурением, среди открытых в них месторождений наряду с нефтяными широко представлены газонефтяные и газовые;

2) в значительном большинстве указанных бассейнов их внутренние борта заключают во вскрытой бурением части осадочного чехла только нефтяные месторождения или наряду с ними редкие небольшие газовые месторождения.

Существенные отклонения от указанных соотношений наблюдаются в очень ограниченном количестве рассмотренных бассейнов. В каждом случае эти отклонения находят объективное объяснение и являются далеко не типичными.

В одном из таких бассейнов с нетипичной моделью нефтегазоносности, а именно, в содержащем огромные запасы нефти бассейне Персидского залива, на его внешнем борту отсутствует верхний газоносный этаж и выявленные ресурсы газа резко уступают нефтяным, а на внутреннем борту в верхнем этаже залежей установлены очень значительные количества аккумулярованного свободного газа в виде газовых шапок.

Отсутствие верхнего газоносного этажа на платформенном борту и относительная бедность платформенного борта газом в бассейне Персидского залива объясняются следующими причинами:

1) резким преобладанием сапропелевого исходного органического вещества, определяющим при соответствующих термобарических условиях формирование преимущественно жидких углеводородов;

2) ранним образованием сводовых ловушек, обеспечившим возможность столь же раннего возникновения в них газовых залежей верхнего этажа и чрезвычайно длительного последующего рассеивания газа, особенно интенсивного в условиях воздымания внешнего борта на заключительном этапе развития бассейна;

3) как предполагает О. В. Зверева (1974), на фоне очень значительного прогибания в кембрии — раннем миоцене и одно-временного весьма солидного увеличения объема ловушек большие количества газа могли быть растворены в нефти.

Нехарактерное присутствие крупных скоплений свободного газа в верхнем этаже залежей внутреннего борта бассейна Персидского залива объясняется наличием здесь столь же нетипичной для внутренних бортов рассматриваемых бассейнов, широко распространенной мощной эвапоритовой крыши с прекрасными изолирующими качествами.

Кроме бассейна Персидского залива, известны еще несколько бассейнов впадин в сочленении платформы и складчатого пояса, на внутренних бортах которых во вскрытой бурением части осадочного чехла выявлены наряду с нефтяными широко распространенные газовые, или даже исключительно газовые залежи. Возникновение таких залежей можно объяснить, скорее всего, одной из следующих причин:

1) резким преобладанием или господством во всех материнских толщах этих бассейнов исходного гумусового органического вещества, способного продуцировать главным образом газообразные углеводороды;

2) интенсивным подтоком газа из глубоких генерирующих зон, превышающим его рассеивание из ловушек, расположенных в условиях слабой консервации;

3) «молодостью» данного бассейна — начальной стадией его развития, на которой образуются газообразные углеводороды, а формирования значительных количеств жидких углеводородов еще не происходит и осадочные отложения на внутреннем борту еще не испытали воздействия основных наиболее эффективных фаз тектогенеза, приводящих к резкому ухудшению консервирующих свойств.

Кроме того, в некоторых случаях присутствие газовых залежей на внутренних бортах бассейнов впадин в сочленении платформы со складчатой системой может быть связано с вертикальной миграцией из глубоких генерирующих зон значительных количеств газа, поступающего в ловушки, первично занятые нефтью, и постепенно вытесняющего ее.

По сравнению с охарактеризованными выше бассейнами в значительно меньшем количестве известны нефтегазоносные бассейны, приуроченные к погруженным областям в сочленении платформы и эпиплатформенного орогенного пояса. Такими бассейнами, например, являются Паудер-Ривер и Денвер (рис. 58). Близок к ним Джунгарский бассейн (рис. 59). С юга его ограничивает высокогорная область эпиплатформенного орогена (Восточный Тянь-Шань), а с севера — в значительной степени выровненная зона эпиплатформенного орогенного пояса. В бассейне имеется широкий северный борт, характеризующийся платформенным строением, и узкий южный, в пределах которого

осадочный чехол интенсивно дислоцирован процессами эпиплатформенного орогенеза. Приведенная структурная характеристика строения Джунгарской впадины позволяет рассматривать ее в качестве элемента, близкого к предгорным прогибам (по К. Н. Кравченко, 1968, к типичным краевым прогибам), а заключенный в ней нефтегазоносный бассейн — как простой латерально-гетерогенный.

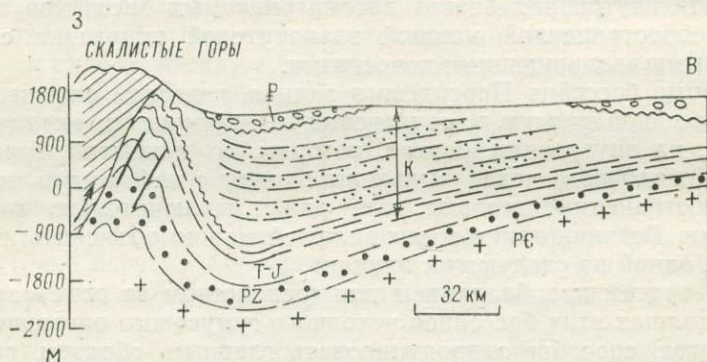


Рис. 58. Геологический разрез простого латерально-гетерогенного нефтегазоносного бассейна Денвер во впадине при сочленении платформы и эпиплатформенного орогенного пояса

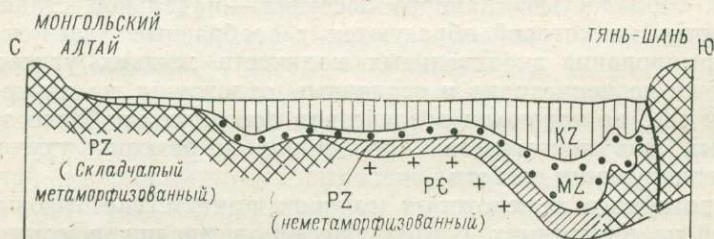


Рис. 59. Геологический разрез Джунгарского нефтегазоносного бассейна (М. И. Саидов, К. Н. Кравченко, 1961)

В более изученных из трех упомянутых бассейнов — Паудер-Ривер и Денвер на их внешних бортах, так же как в предскладчатых бассейнах, наряду с нефтяными присутствуют газовые месторождения. На внутренних бортах здесь обнаружены только месторождения нефти. В Джунгарском бассейне к настоящему времени на обоих бортах выявлены только нефтяные месторождения.

Единственным известным в настоящее время нефтегазоносным бассейном, связанным с крупной синеклизой и примыкающим к ней прогибом перед внутриплатформенной подвижной зоной, является Западный Внутренний в США. Он состоит из об-

ширной, сложно построенной Западной Внутренней синеклизы и гораздо меньшего по площади северного прогиба (Анадарко) перед авлакогеном Вичита (рис. 60, а, б). Сколько-нибудь заметный структурный раздел между этими элементами отсутствует, что не позволяет обособить их в качестве двух самостоятельных нефтегазоносных бассейнов.

Резко преобладающая часть Западного Внутреннего бассейна характеризуется типичным платформенным строением с соответствующими условиями онтогенеза нефти и газа (рис. 60, в). Онтогенез нефти и газа, свойственный геосинклинальным складчатым поясам, имеет место в очень небольшом элементе этого бассейна — узком внутреннем борту прогиба Анадарко, представляющем зону развития крутых линейно ориентированных складок, осложненных взбросами и взбросо-надвигами (рис. 60, г). Однако присутствие этого элемента обязывает рассматривать весь Западный Внутренний бассейн как гетерогенный. В этом бассейне открыты многочисленные месторождения нефти и газа. Причем как те, так и другие распространены не только в Западной Внутренней синеклизе и внешнем борту прогиба Анадарко, но и на его внутреннем борту. Присутствие в последнем наряду с нефтяными месторождениями газовых месторождений подтверждает высказанное ранее предположение о лучшей сохранности залежей на внутренних бортах рассматриваемой разновидности бассейнов по сравнению с внутренними бортами бассейнов впадин в сочленении платформы и складчатой системы.

Среди зон нефтегазонакопления, обнаруженных на внешних бортах всех простых латерально-гетерогенных бассейнов, резко преобладают структурно представленные валами и вершинами сводов. В значительно меньшем количестве известны зоны нефтегазонакопления, связанные с региональным выклиниванием (бассейны Денвер, Преаппалачский, Западно-Канадский и др.), региональными разрывами (Предальпийский, или Моласовый, Восточно-Венесуэльский бассейны и др.), региональным несогласием (Западно-Канадский бассейн). В некоторых простых латерально-гетерогенных бассейнах выявлены рифовые (Западно-Канадский бассейн) и солянокупольные (перикратонный прогиб бассейна Персидского залива) зоны нефтегазонакопления.

Необходимо отметить, что зоны нефтегазонакопления, связанные с региональным выклиниванием или несогласием, обнаружены только в хорошо изученных бурением простых латерально-гетерогенных бассейнах. Это позволяет предположить возможность открытия таких зон на платформенных бортах многих менее исследованных бассейнов рассматриваемой подгруппы. На внутренних бортах бассейнов этой подгруппы наиболее типичны и широко распространены антиклинальные зоны нефтегазонакопления. В двух простых латерально-гетерогенных бассейнах

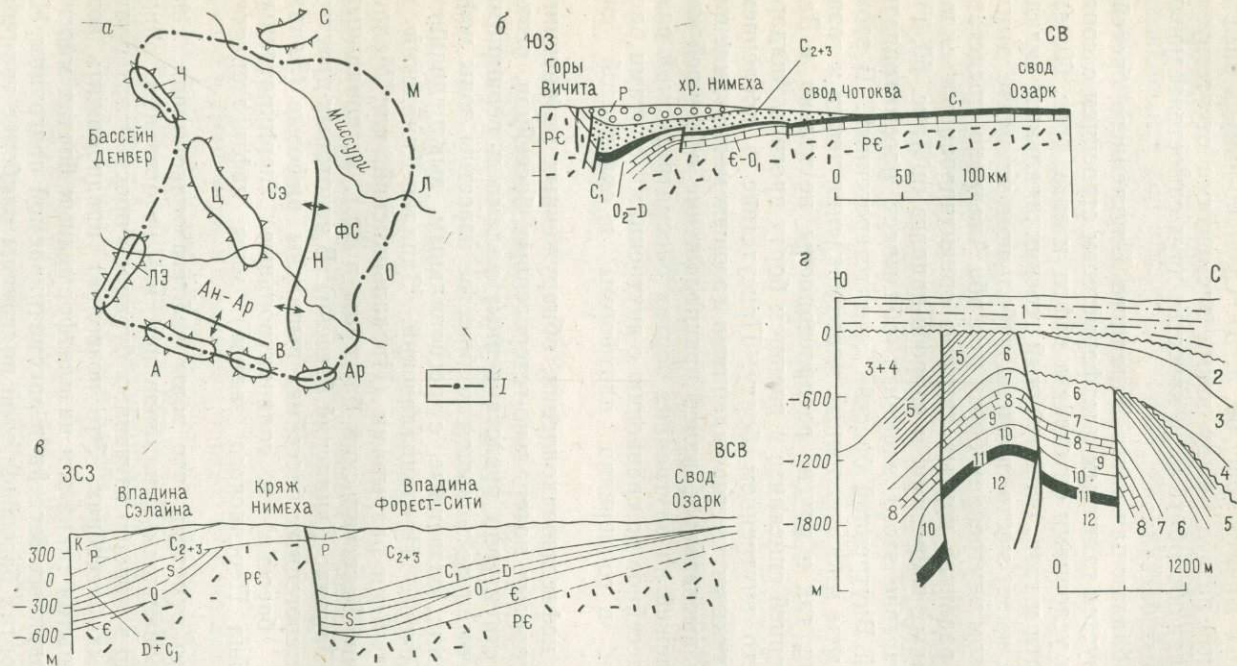


Рис. 60. Простой латерально-гетерогенный Западный Внутренний нефтегазоносный бассейн в обширной синеклизе и смежном прогибе перед внутриплатформенной подвижной зоной

— структурная схема бассейна: *I* — граница бассейна, *Ч* — свод Чэдрон, *ЛЭ* — свод Лас-Энимас, *А*, *В* — внутриплатформенная подвижная зона Вичита—Амарилло, *Ар* — горы Арбокл, *О* — свод Озарк; *М* — Миссисипский свод, *Л* — свод Линкольн. *С* — поднятие Сну, *Ц* — Центральноканзасский свод, *Сэ*, *ФС* — впадины Сэлайна и Форест-Сити, *Н* — кряж Нимеха; *б* — геологический разрез от свода Озарк к горам Вичита (Ф. Б. Кинг, 1959); *в* — геологический разрез Западной Внутренней синеклизы (У. Ли, 1951); *г* — характер складчатости на внутреннем борту прогиба Анадарко (Харлтон, 1964)
 1 — P; 2—4 — C₂₊₃; 5—9 — C₁; 10 — D; 11 — S; 12 — C—O

(Азово-Кубанском и Восточно-Венесуэльском) на их внутренних бортах выявлены зоны нефтегазоаккумуляции, связанные с региональным выклиниванием.

Вертикальная зональность залежей различного состава в простых латерально-гетерогенных бассейнах выглядит следующим образом. На внутренних бортах верхний газоносный этаж обычно отсутствует. В предскладчатых бассейнах это обусловлено поздним формированием сводовых ловушек, а в бассейнах, примыкающих к эпиplatformенным орогенам, — разрушением залежей верхнего газоносного этажа после возникновения, при значительном переформировании содержащих их структурных элементов. Отчетливо выделяется этаж нефтяных (иногда и газонефтяных) залежей, который с глубиной сменяется вскрытым скважинами в некоторых бассейнах этажом газоконденсатных залежей. Еще глубже должен располагаться нижний газоносный этаж. Однако ни в одном простом латерально-гетерогенном бассейне он пока не достигнут бурением.

На внешних бортах при достаточной мощности осадочного чехла имеются все предпосылки для возникновения полного вертикального ряда залежей. Три верхних этажа этого ряда (газоносный, газонефтеносный и этаж газоконденсатных залежей) пройдены или вскрыты скважинами во внешних бортах целого ряда бассейнов данной подгруппы.

*Подгруппа сложных латерально-гетерогенных
нефтегазоносных бассейнов*

Бассейны рассматриваемой подгруппы приурочены к впадинам со срединным массивом, внутренним впадинам эпиplatformенных орогенных поясов и некоторым авлакогенам.

Первые из них располагаются внутри складчатых поясов и характеризуются наличием в своих центральных частях устойчивых элементов — срединных массивов. По структуре и характеру тектонических движений области срединных массивов близки к платформам, отличаясь от них значительно меньшими размерами. Осадочный чехол над срединным массивом представлен формациями платформенного типа и характеризуется прерывистой складчатостью. Складки здесь по своему генезису являются конседиментационными. Это пологие куполовидные или брахиантиклинальные поднятия, иногда слабо осложненные разрывами. Мощность осадочного чехла над срединным массивом обусловлена степенью погружения последнего. Внутренняя часть рассматриваемых нефтегазоносных бассейнов окружена тыльными прогибами, которые выполнены осадочными толщами. Эти толщи смяты в постседиментационные линейные складки, протягивающиеся по простиранию обрамляющих бассейн складчатых горных сооружений. Складки обычно нарушены разрывами, в том числе надвигового типа. В некоторых бассейнах, приуроченных к впадинам со срединными массивами, тыльные прогибы не об-

разуют вокруг средней части сплошного пояса, а представлены рядом изолированных звеньев.

Во внутренних частях нефтегазоносных бассейнов впадин со срединными массивами имеет место онтогенез нефти и газа,

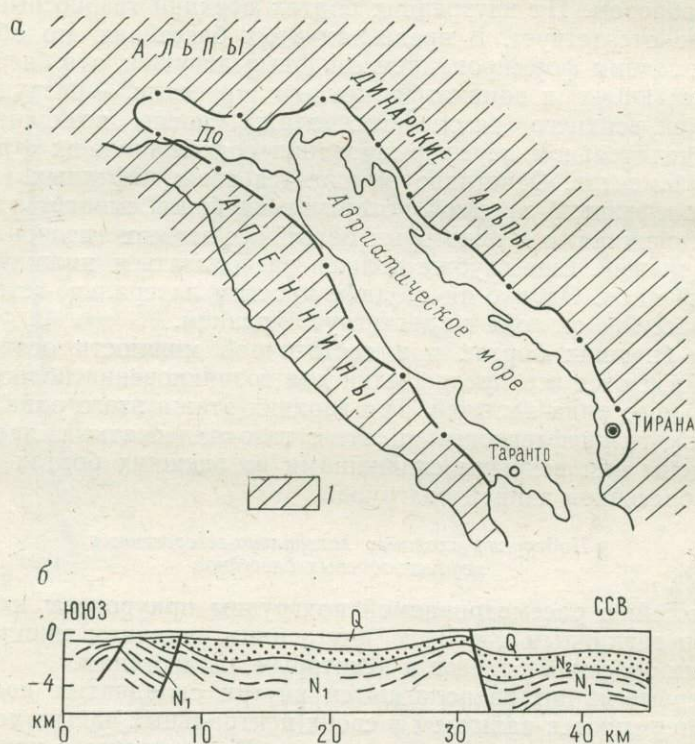


Рис. 61. Адриатический нефтегазоносный бассейн:

а — карта бассейна (Б. А. Соколов, 1965); б — геологический разрез внутренней части бассейна Паданской равнины (Т. Рокко, Д. Джабели, 1958)
I — обрaмление бассейна

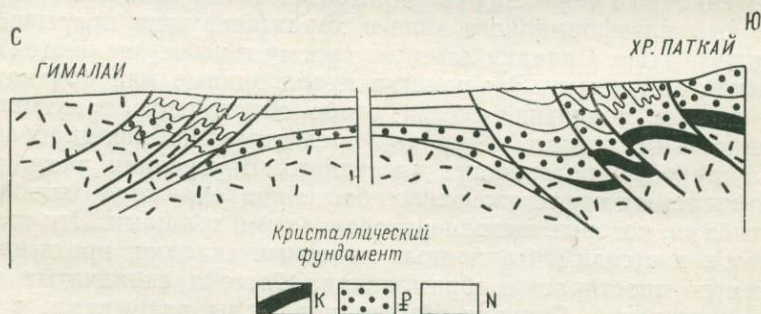


Рис. 62. Геологический разрез (Г. Лис, 1952) Ассамского нефтегазоносного бассейна.

свойственный платформам. Максимальный уровень преобразования органического вещества в этих частях определяется, в первую очередь, мощностью осадочного чехла над срединным массивом, который в одних бассейнах залегает сравнительно неглубоко, а в других — на очень значительных глубинах. Во внешней зоне онтогенез нефти и газа присущ геосинклинальным складчатым поясам.

К нефтегазоносным бассейнам впадин со срединным массивом относятся Адриатический (рис. 61), Маракаибский, Ассамский (рис. 62), Восточно-Черноморский и Южно-Каспийский (если придерживаться мнения ряда исследователей о наличии срединного массива в Южном Каспии).

Строение и развитие внутренних и внешних частей рассматриваемых нефтегазоносных бассейнов предопределяет значительно лучшие условия сохранения залежей нефти и газа в первых из них. В этих же частях имеется гораздо больше возможностей формирования верхнего газоносного этажа с залежами газа, образовавшегося преимущественно в верхней газогенерирующей зоне особенно тех бассейнов, внутренняя часть которых на последнем этапе своего развития испытывала устойчивое погружение, сопровождавшееся осадконакоплением. Таким развитием характеризуется, например, Паданская равнина — элемент внутренней части Адриатического бассейна (рис. 61, а, б). Здесь имеется отчетливо выраженный верхний газоносный этаж с большим количеством крупных газовых залежей. Диапазон промышленной газоносности простирается вверх по разрезу до антропогенных отложений. Внутренней части Адриатического бассейна принадлежит также приморская северо-восточная окраина Апеннинского полуострова. В ее пределах («бассейн» Брандо или Апулийская «платформа») открыт целый ряд газовых месторождений. Во внешней зоне Адриатического нефтегазоносного бассейна (внутренние районы Апеннинского полуострова, Албания) известны только залежи тяжелой нефти.

Маракаибский нефтегазоносный бассейн приурочен к впадине, заключающей срединный массив палеозойского возраста. Прерывистая внешняя зона выражена передовыми складками ограничивающих бассейн горных складчатых сооружений. Звенья внешней зоны выделяются в западной, восточной и северо-восточной окраинах Маракаибского бассейна. Определенным указанием на худшие условия сохранения скоплений углеводородов в этих окраинных районах по сравнению с внутренней частью является присутствие в них только нефтяных залежей, тогда как во внутренней части бассейна наряду с нефтяными известны газонефтяные месторождения и крупные выходы газа (площадь Ла-Роса).

Имеющийся фактический материал по нефтегазоносности Ассамского, Восточно-Черноморского и Южно-Каспийского

бассейнов не противоречит различию условий консервирования залежей во внутренних и внешних частях бассейнов впадин со срединным массивом. В обеих указанных частях Ассамского и Восточно-Черноморского бассейнов пока обнаружены только нефтяные месторождения. В Южно-Каспийском бассейне внутренняя его часть с онтогенезом нефти и газа, предположительно свойственным платформенным областям, еще не затронута бурением. Периферия этого бассейна в пределах Азербайджанской ССР и Западной Туркмении представляет собой область развития линейной складчатости, заключающую многочисленные, главным образом нефтяные, месторождения.

Характеристика онтогенеза нефти и газа в бассейнах внутренних впадин эпиплатформенных орогенных поясов определяется строением и развитием этих впадин. В течение очень длительной стадии последние являлись частями обширных платформенных областей, испытывавших погружение, сопровождавшееся накоплением мощных осадочных толщ и формированием конседиментационных складок. В дальнейшем упомянутые платформенные области подверглись эпиплатформенному орогенезу и превратились в глыбовые горы, внутри которых обособились межгорные впадины. При этом в последних, главным образом в сочленении с ограничивающими их по крупным разрывам элементами, ранее возникшие конседиментационные складки подверглись переформированию: приобрели значительную амплитуду и отчетливую линейность, были нарушены разрывами. Развитие этих складок продолжалось, хотя и гораздо менее энергично, после завершения основной фазы эпиплатформенного орогенеза за счет периодически возобновлявшихся тектонических подвижек. Такие подвижки происходили в процессе заполнения межгорных впадин грубообломочным материалом, который поступал с окружающих глыбовых гор.

В средних частях бассейнов внутренних впадин эпиплатформенных орогенов онтогенез нефти и газа свойствен платформам. В краевых частях таких бассейнов он обладает рядом важных признаков, присущих ему в геосинклинальных складчатых поясах. Сходство онтогенеза нефти и газа в краевых частях рассматриваемых нефтегазоносных бассейнов и в геосинклинальных складчатых поясах наиболее наглядно выражено в процессе аккумуляции углеводородов благодаря одинаковой или близкой структурной характеристике ловушек, месторождений и зон нефтегазоаккумуляции.

В краевых частях нефтегазоносных бассейнов внутренних впадин эпиплатформенных орогенных поясов условия сохранения залежей нефти и газа значительно ближе к этим условиям в складчатых поясах, чем на платформах. Для некоторых из характеризующей разновидности нефтегазоносных бассейнов, имеющих глубокие окраинные прогибы с мощной толщей осадочных пород (до 12 км), видимо, можно говорить об опреде-

ленном подобии процесса генерации углеводородов в этих прогибах и геосинклинальных складчатых поясах, обусловленном глубоким конечным преобразованием органического вещества.

Изложенное выше позволяет расценивать бассейны, приуроченные к внутренним впадинам эпиплатформенных орогенных поясов, как гетерогенные (хотя в них и отсутствуют элементы складчатых поясов), а по взаимоположению гетерогенных частей относить их к сложным латерально-гетерогенным бассейнам.

Среди типичных представителей этих бассейнов можно назвать Биг-Хорн (рис. 63), Грин-Ривер (рис. 64), Уинта-Пайсенс (Скалистые горы, США), Сычуаньский, Цайдамский (КНР), Ферганский и др. В краевых частях всех перечисленных бассейнов осадочные отложения дислоцированы гораздо более интенсивно, чем во внутренних.

В Ферганском бассейне это выражено наличием северной и южной зон развития крутых, линейно ориентированных складок, обычно нарушенных разрывами, и значительно более спокойным залеганием слоев в средней части бассейна.

В Сычуаньском бассейне внутренняя часть — Центрально-Сычуаньская плита обрамлена Восточно-Сычуаньским и Западно-Сычуаньским прогибами, в которых отчетливо возрастает мощность осадочных отложений и развиты системы линейно ориентированных крутых антиклиналей.

В Цайдамском нефтегазоносном бассейне складчатые толщи наиболее энергично смяты на его юго-западной и северо-восточной окраинах, где складки характеризуются углами наклона крыльев до 80° и разбиты разрывами взбросового типа.

О степени дислоцированности отложений в краевых частях нефтегазоносных бассейнов эпиплатформенного орогена Восточных Скалистых гор США можно судить по геологическому разрезу типичного представителя этих бассейнов — Уинд-Ривер (рис. 65).

Отметив сходство условий сохранения залежей во внешней зоне бассейнов, приуроченных к впадинам со срединным массивом и к внутренним впадинам эпиплатформенных орогенов,

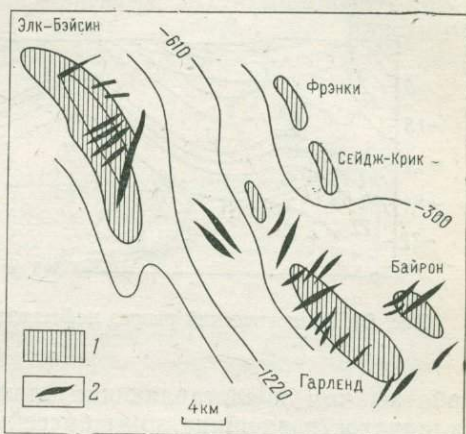


Рис. 63. Крутые, осложненные, разрывами складки, к которым приурочены месторождения нефти в северной периферической части бассейна Биг-Хорн.

1 — месторождения нефти; 2 — разрывы

следует указать, что эти условия все же более благоприятны во внешних зонах второй структурной разновидности, поскольку последние подвергались менее интенсивной тектонической пере-

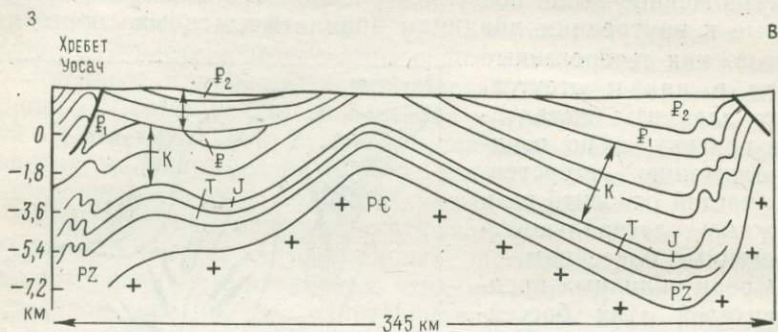


Рис. 64. Геологический разрез нефтегазоносного бассейна Грин-Ривер

работке, чем представляющие элементы эпигеосинклинальной складчатости внешние зоны бассейнов со срединным массивом.

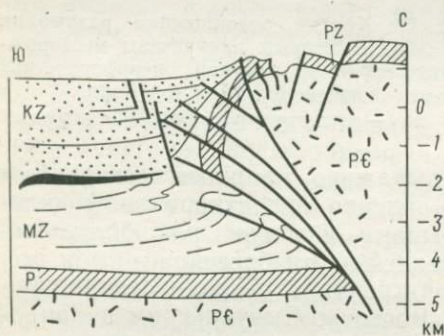


Рис. 65. Геологический разрез северной периферии и обрамления бассейна Уинд-Ривер (Д. Уайз, 1963)

Сказанное подтверждается заметно более широким распространением газовых месторождений во внешней зоне бассейнов внутренних впадин эпиплатформенного орогена (восточная окраина Сычуаньского бассейна, периферия бассейнов Грин-Ривер, Уинд-Ривер и пр.) по сравнению с внешними зонами бассейнов впадин со срединным массивом.

Кроме упомянутых структурных разновидностей, некоторые сложные латерально-гетерогенные бассейны

могут быть представлены авлакогенами.

Доказанным нефтегазоносным бассейном, поименованным по названию заключающего его авлакогена, является Амадиес в Центральной Австралии (рис. 66). Бассейн отчетливо вытянут в субширотном направлении. С севера и юга он обрамлен выступами докембрийского кристаллического фундамента, а с запада и востока — погребенными поднятиями. Мощность формирующих его отложений значительно возрастает (до 9 км) на северной окраине бассейна. По данным гравиметрических исследований можно предполагать также наличие южного окра-

инного прогиба. На этих окраинах осадочные толщи интенсивно дислоцированы. Здесь широко развиты лежачие и опрокинутые складки, нарушенные многочисленными разрывами в основном надвигового типа. По мере удаления от северной и южной окраин к средней части бассейна опрокинутые и лежачие складки сменяются наклонными или прямыми антиклиналями с круто падающими крыльями, а затем сравнительно пологими антиклиналями, разделенными широкими синклиналями. Сред-

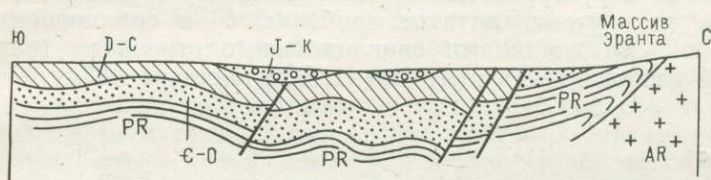


Рис. 66. Схематический геологический разрез сложного латерально-гетерогенного нефтегазоносного бассейна Амадиес, приуроченного к авлакогену

няя часть бассейна Амадиес со значительно меньшей, чем в северной части, мощностью осадочных отложений и гораздо более слабой их дислоцированностью по сравнению с окраинами бассейна, характеризуется онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам. Южная и северная окраины, где развиты сложно построенные складки, разбитые разрывами, обладают главными чертами онтогенеза нефти и газа складчатых поясов, хотя и не являются областями эпигеосинклинальной складчатости. Поэтому бассейн Амадиес является гетерогенным, латеральным и сложным по расположению его гетерогенных элементов в плане.

Для внешних частей сложных латерально-гетерогенных бассейнов типичны антиклинальные зоны нефтегазоаккумуляции, а для внутренних — зоны, представленные пологими поднятиями платформенного типа, отчетливо удлиненными, изометричными или неправильной формы в плане.

Вертикальная зональность залежей в сложных латерально-гетерогенных бассейнах может быть охарактеризована следующим образом. Для их внешней части выделяется верхний, преимущественно нефтеносный, реже газонефтеносный этаж. Он подстилается этажом газоконденсатных залежей. Ниже следует предполагать наличие газоносного этажа, который находится на очень значительных глубинах. Во внутренней части при достаточной мощности осадочного чехла может присутствовать полный вертикальный ряд залежей. При ограниченной мощности осадочных отложений этот ряд сокращается за счет своих нижних членов. В случае, если внутренняя часть рассматриваемых бассейнов на последних этапах развития и в настоящее время

испытывает воздымание, верхний газоносный этаж может оказаться разрушенным. Видимо, этим объясняется отсутствие указанного этажа в содержащем очень значительные количества нефти Маракаибском бассейне.

Группа вертикально-гетерогенных нефтегазоносных бассейнов

Известные к настоящему времени доказанные и возможные нефтегазоносные бассейны рассматриваемой группы немногочисленны. Структурно, они представлены двумя разновидностями: а) во внутрискладчатых грабенах; б) в синклиналиях с наложенными впадинами синклинального строения (наличие второй разновидности отмечено И. В. Высоцким, 1974).

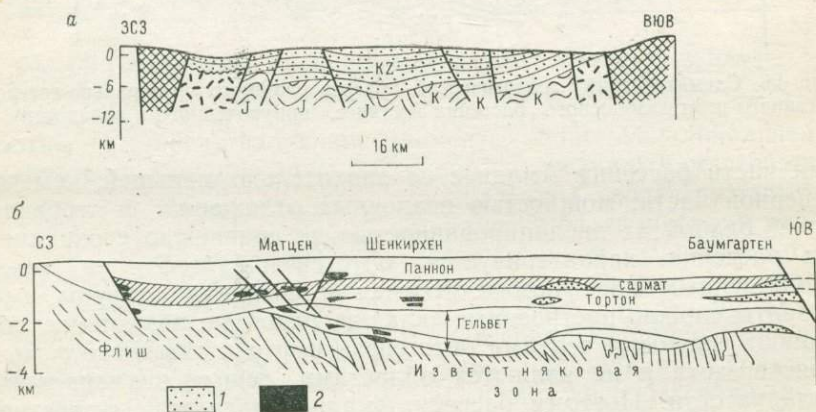


Рис. 67. Геологические разрезы вертикально-гетерогенных нефтегазоносных бассейнов во внутрискладчатых грабенах:
 а — бассейн Кук-Инлет (К. Кишнер, К. Лайон, 1971); б — Венский бассейн. 1 — газовые и 2 — нефтяные залежи

Типичными представителями первой структурной разновидности нефтегазоносных бассейнов являются Кук-Инлет, или Залива Кука, на Южной Аляске (рис. 67, а) и Венский (рис. 67, б). Среди бассейнов, приуроченных к синклиналиям и наложенным на них впадинам синклинального строения, можно указать на Бристоль Бэй — Нушагак в юго-западной части Аляски, занимающий низменность Нушагак и распространяющийся под воды Бристольского залива. Нефть или газ в этом бассейне пока не обнаружены, но перспективы нефтегазоносности его морской части оцениваются очень высоко. Каждый бассейн этой группы состоит из двух структурных этажей. Нижний складывается мощными многосинклинальными неметаморфизованными формациями, смятыми в резкие, разбитые разрывами

линейные постседиментационные складки. До перекрытия верхним этажом, этот этаж характеризовался онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам. Для нижнего этажа типичны антиклинальные зоны нефтегазонакопления.

Верхний этаж в двух указанных выше структурных разновидностях вертикально-гетерогенных бассейнов представлен различно. В бассейнах внутрискладчатых грабен он сформирован сравнительно полого залегающими, главным образом терригенными, отложениями. Последние рассечены широко распространенными крупными сбросами и взбросами, многие из которых достигают дневной поверхности. В осадочных толщах, формирующих верхний этаж, развиты конседиментационные, преимущественно приразрывные и надразрывные складки. Онтогенез нефти и газа в этом этаже свойствен платформенным областям, сильно нарушенным разрывами. Наиболее обычны в нем зоны нефтегазонакопления, связанные с региональными разрывами. В бассейнах, выраженных синклиниорием с наложенной впадиной синклинального строения, верхний этаж образован полого залегающими отложениями, в которых дизъюнктивные нарушения отсутствуют или мало развиты. Онтогенез нефти и газа здесь свойствен платформенным областям, слабо затронутым разрывами. Характерными зонами нефтегазонакопления являются зоны, связанные со сравнительно пологими поднятиями платформенного типа. Условия сохранения залежей более благоприятны, чем в верхнем этаже бассейнов внутрискладчатых грабен.

Все сказанное дает основание рассматривать охарактеризованные структурные разновидности вертикально-гетерогенных бассейнов в качестве обособленных по видоизменению основного признака предлагаемой классификации двух самостоятельных видов бассейнов: с верхним этажом, сильно нарушенным разрывами и с верхним этажом, слабо затронутым разрывами.

Вертикальная зональность залежей в бассейнах первого вида выражена следующим образом. Верхний структурный этаж содержит газовые, газонефтяные и нефтяные залежи. Присутствие относительно значительных количеств газа при плохой консервации объясняется, очевидно, существенным «молодым» газообразованием в материнских породах верхнего этажа, содержащих преимущественно или главным образом гумусовое органическое вещество, а также подтоком газа из глубоких газогенерирующих зон нижнего структурного этажа. В последнем состав залежей зависит от целого ряда причин, в первую очередь от длительности перерыва и характера тектонических движений данной области земной коры до накопления верхнего этажа, а также от степени реализации органическим веществом в нижнем этаже его генерирующих возможностей к началу формирования верхнего этажа.

Если указанный перерыв был длительным и сопровождался энергичным воздыманием, а органическое вещество нижнего этажа уже истощило к этому времени свой генерирующий потенциал, нижний этаж, в лучшем случае, может заключать лишь «остаточные» залежи нефти, причем в той или иной степени измененной гипергенными процессами. При противоположных условиях в нижнем этаже могут присутствовать как нефтяные, так и газовые залежи. Именно такой случай имеет место в Венском бассейне.

Все известные к настоящему времени вертикально-гетерогенные бассейны второго вида являются возможно нефтегазонасными; фактические данные о присущей им вертикальной зональности залежей пока отсутствуют.

Группа комплексно-гетерогенных нефтегазонасных бассейнов

От всех остальных гетерогенных бассейнов представители данной группы отличаются тем, что в каждом из них гетерогенные (по онтогенезу нефти и газа) элементы сменяют друг друга как в боковом, так и в вертикальном направлении.

Нефтегазонасные бассейны данной группы характеризуются наиболее сложным по сравнению со всеми остальными бассейнами геологическим строением и развитием. Каждый комплексно-гетерогенный бассейн состоит из весьма разнородных и разновозрастных частей, объединенных принадлежностью к обширной области земной коры, структурно погруженной в целом относительно своего ограничения. В этой области отсутствуют сквозные структурные поднятия, позволяющие разделить ее на автономные впадины, которые можно было бы рассматривать в качестве самостоятельных нефтегазонасных бассейнов.

В своем типичном виде комплексно-гетерогенный бассейн состоит из узловой синеклизы или батисинеклизы и примыкающих к ней элементов складчатых сооружений, сформированных неметаморфизованными отложениями и частично перекрытых платформенным чехлом.

По В. Е. Хаину (1971), узловые синеклизы или батисинеклизы располагаются на выступающих углах платформ, где сходятся две зоны перикратонных опусканий. От обычных синеклиз континентальных платформ узловые синеклизы отличаются субокеаническим типом коры в своих центральных частях. Особенности развития узловых синеклиз обуславливают огромную мощность осадочного чехла в их пределах (до 12—15 км) и широкое проявление соляной тектоники.

К комплексно-гетерогенным бассейнам принадлежат Волго-Уральский, Мексиканского залива (Галф-Кост), Северо-Европейский и Западно-Арктический.

Волго-Уральский нефтегазонасный бассейн (рис. 68) расположен в обширной погруженной области земной коры. Он

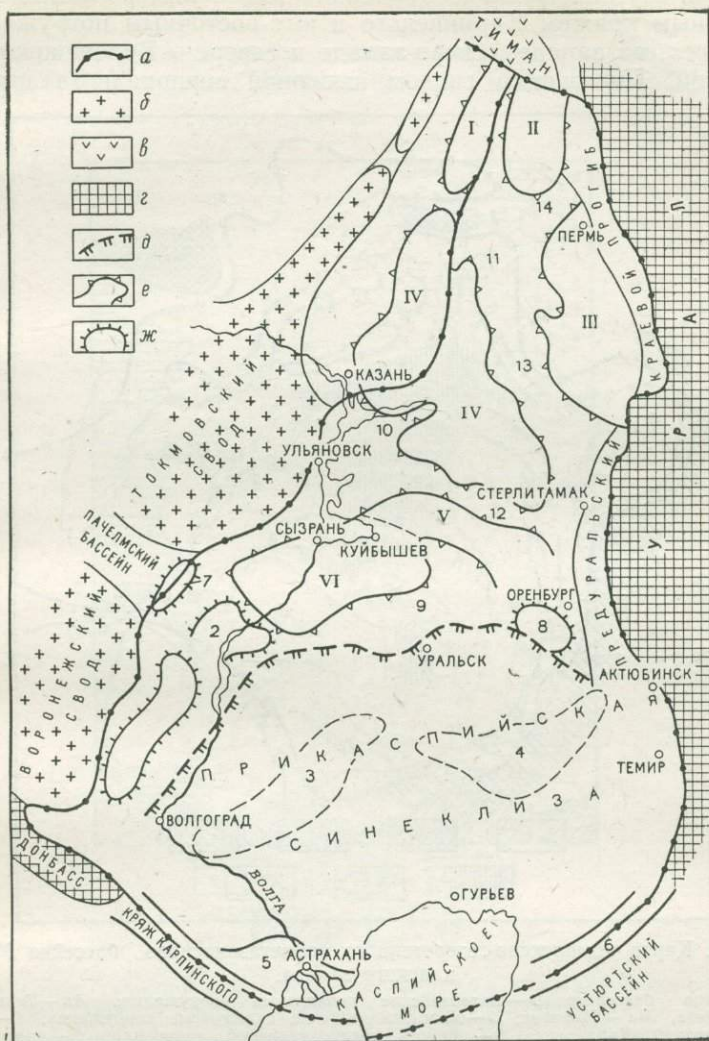


Рис. 68. Схематическая карта Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (А. М. Сергин, 1975):

a — граница бассейна; *б* — области неглубокого залегания докембрийского фундамента; *в* — рифейская складчатость; *г* — герцинская складчатость; *д* — система разломов (флексур) на границе с Прикаспийской синеклизой; *е* — своды; *ж* — поднятия, выступы, кражи, зоны дислокаций.

Структурные элементы: своды: I — Коми-Пермяцкий, II — Камский, III — Пермско-Башкирский, IV — Татарский, V — Оренбургский, VI — Жигулевско-Пугачевский; зоны дислокаций: 1 — Доно-Медведицкая, 2 — Саратовская; гравитационные максимумы: 3 — Аральский, 4 — Хобдинский; поднятия: 5 — Астраханское, 6 — Южно-Эмбенское; выступы: 7 — Аткарский, 8 — Соль-Илецкий; впадины: 9 — Бузулукская, 10 — Мелекесская, 11 — Верхнекамская; 12 — Серноводский прогиб; седловины: 13 — Бирская, 14 — Чермозская

структурно ограничен со всех сторон на востоке — герцинидами Урала и Мугоджар, на юге — Южно-Эмбенским поднятием, погребенным краем Карпинского и юго-восточным погружением Донбасса, на западе, северо-западе и севере — Воронежской антеклизой, Токмовским сводом, северной вершиной Татарского

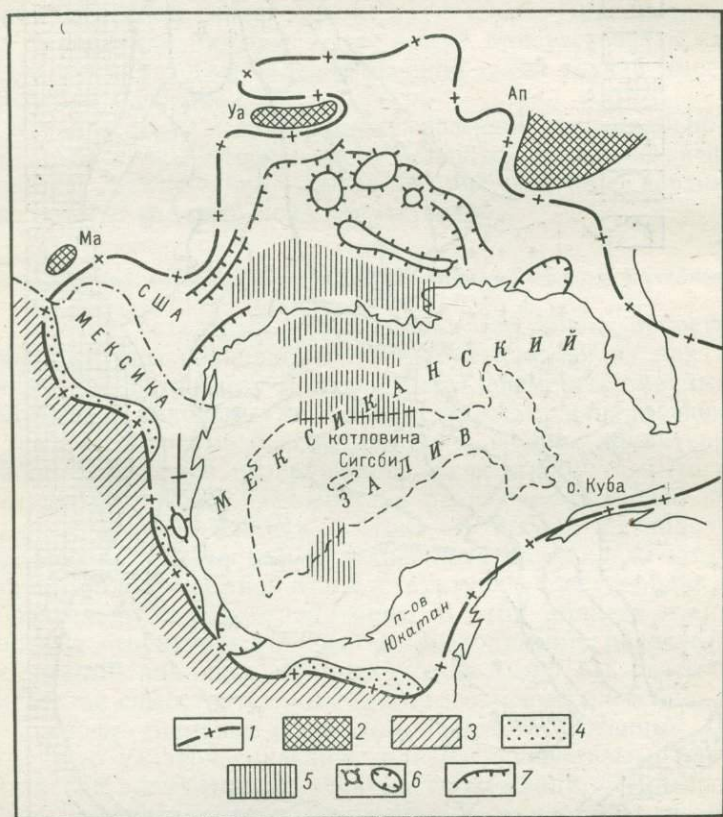


Рис. 69. Карта комплексно-гетерогенного нефтегазоносного бассейна Мексиканского залива.

1 — граница бассейна; 2 — палеозойские складчатые сооружения; Ап — Аппалачи, Уа — Уачита, Ма — Маратон; 3 — мезо-кайнозойские складчатые сооружения; 4 — передовой прогиб Кордильер; 5 — область солянокупольной тектоники; 6 — поднятия и прогибы; 7 — зоны разрывов

свода, Коми-Пермяцким сводом и юго-восточным окончанием Тимана. Принадлежность Волго-Уральского бассейна к группе комплексно-гетерогенных бассейнов определяется тем, что его области с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, и области с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам, как примыкают друг к другу в плане (восточный склон Русской платформы и складчатый борт Предуральяского краевого прогиба), так и располагаются

одна на другой (перекрытый мощным платформенным чехлом краевой прогиб герцинской системы, обрамляющей бассейн с юга).

Всестороннее структурное ограничение очень крупного нефтегазоносного бассейна Мексиканского залива (Галф-Кост)

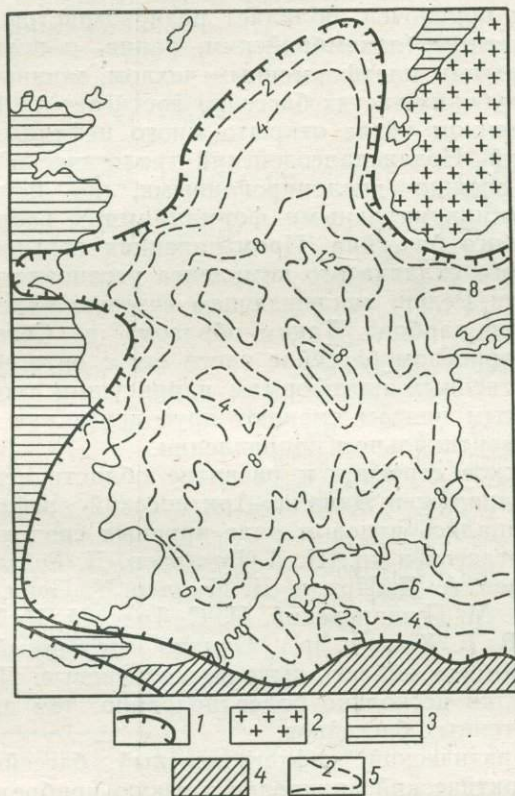


Рис. 70. Схема строения комплексно-гетерогенного Северо-Европейского нефтегазоносного бассейна (схема по Д. В. Несмеянову, 1973).

1 — граница нефтегазоносного бассейна; 2 — Балтийский щит; 3 — каледониды; 4 — герциниды; 5 — изогипсы поверхности фундамента бассейна

показано на рис. 69. Основная часть этого бассейна расположена в пределах эпигерцинской платформы. На своих северной и северо-восточной окраинах бассейн включает краевые прогибы герцинид, частично перекрытые платформенным чехлом мезозойско-кайнозойского возраста, а на южной и западной окраинах — передовые прогибы мезозойско-кайнозойских складчатых сооружений. Даже столь краткая характеристика строе-

ния бассейна Мексиканского залива определяет правомочность отнесения его к комплексно-гетерогенным бассейнам.

Северо-Европейский нефтегазоносный бассейн в основном расположен на территории ФРГ, ГДР, Нидерландов и ПНР. Окраины его распространяются в СССР, Данию и Великобританию. Значительная часть бассейна покрыта водами Северного моря (рис. 70). Обширная погруженная область земной коры, к которой он приурочен, обладает разновозрастным геологическим фундаментом (докембрийским, ранне- и позднепалеозойским), перекрытым платформенным чехлом, мощность которого в наиболее глубоких частях бассейна достигает примерно 10 км. В платформенном чехле открыто много нефтяных и газовых месторождений. Позднепалеозойский геологический фундамент представлен сложно дислоцированными, но неметаморфизованными геосинклинальными формациями и входит в состав нефтегазоносного бассейна. Промышленная газоносность верхнепалеозойского складчатого комплекса установлена в ФРГ на месторождении Реден, заключающем газовую залежь в песчаниках верхнего карбона. Таким образом, в Северо-Европейском нефтегазоносном бассейне части его с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам и присущим геосинклинальным складчатым поясам сменяют друг друга как в латеральном, так и в вертикальном направлении.

Геологическое строение и развитие области земной коры, в которой расположен Западно-Арктический нефтегазоносный бассейн, освещались в целом ряде крупных сводок и монографий (И. П. Атласов и др., Н. А. Богданов, Д. Гейтс и Д. Грик, Б. Х. Егизаров, А. Д. Ирдли, Д. Миллер, Т. Пейн, М. Ш. Моделевский, Ю. М. Пушаровский, Н. С. Толстой, Р. Торстейнсон, Е. Т. Тозер, В. Е. Хаин и др.). Однако как единый нефтегазоносный бассейн эта область выделяется впервые. Поэтому описание его дается несколько более подробно, чем других комплексно-гетерогенных бассейнов.

Западно-Арктический нефтегазоносный бассейн занимает Канадский Арктический архипелаг и узкую прибрежную равнину на крайнем северо-западе Северо-Американского континента. Значительная часть бассейна находится под водами морей (рис. 71).

Северная граница бассейна предположительно проходит по подножию континентального склона. В пределах моря Бофорта подводным северным и северо-западным ограничением бассейна, возможно, является протяженная зона поднятий в основном повторяющих своим простираанием контур береговой линии. Д. Спраул (1970) рассматривает эту зону как переходную (с субокеаническим типом коры), разделяющую области распространения коры континентального (материковая окраина в море Бофорта) и океанического (Канадская котловина) типа. Не установлена пока также западная подводная граница бас-

сейна. Есть основания полагать, что он замыкается в пределах шельфа. Элементами, ограничивающими бассейн на юго-западе, являются поднятия Геральда и Тигара. Последнее достигает западного побережья Аляски. Оба поднятия, преимущественно покрытые водами моря, представляют области развития слабо метаморфизованных пород палеозоя, над которыми местами залегает маломощный чехол более молодых, слабо уплотненных осадочных образований.

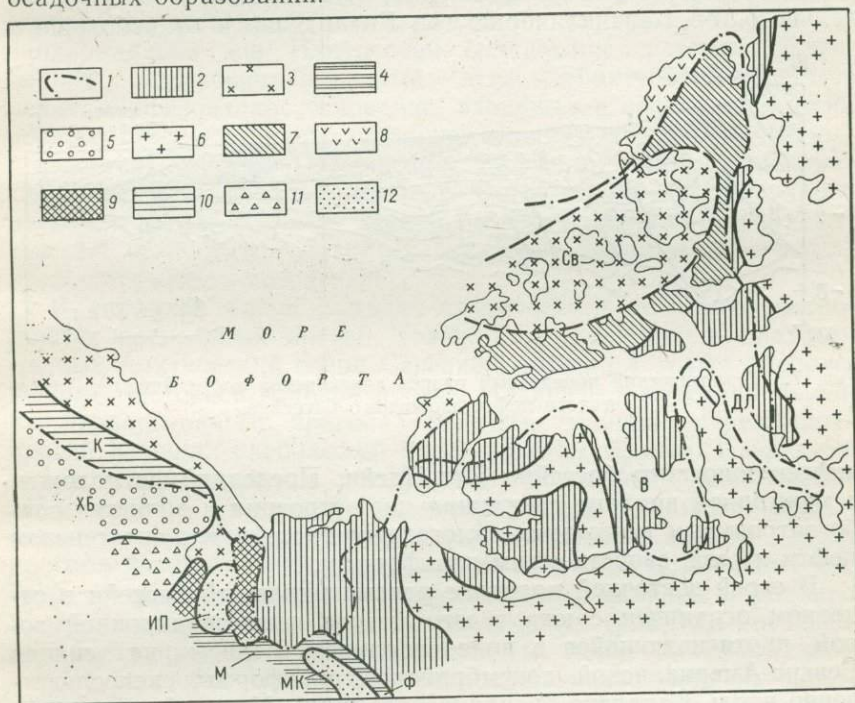


Рис. 71. Карта комплексно-гетерогенного Западно-Арктического нефтегазонального бассейна.

1 — граница Западно-Арктического бассейна; 2, 3 — платформенный осадочный чехол; области эпиплатформенного орогенеза: 4 — на докембрийском основании, 5 — на палеозойском основании; складчатость: 6 — докембрийская, 7, 8 — каледоно-раннегерцинская (многочисленная и загерцинская зона Иннуитского пояса); 9 — герцинская, 10 — предгорный прогиб Коввилл (К); 11 — Юконский срединный массив; 12 — нефтегазональные бассейны: ИП — Игл-Плейн, МК — Маккензи; ХБ — хребет Брукса, М, Ф — горы Маккензи и Франклина; В, ДЛ, Св — синеклизы Виктория, Джонс-Ланкастер и Свердруп

В южном обрамлении бассейна с запада на восток выделяются: 1) эпиплатформенный ороген хребта Брукса на Аляске, представляющий эпигерцинскую платформенную область, которая испытала энергичный орогенез в меловое время, 2) горст-антиклинорий гор Ричардсона, подвергшийся складчатости и воздыманию в среднем карбоне, 3) области эпиплатформенного ларамийского орогенеза на докембрийском основании — хребты Маккензи и Франклина, 4) поперечное поднятие внутри пери-

кратонного прогиба Великих Равнин, на широте оз. Большое Медвежье. Это поднятие представляет структурный раздел между Западно-Канадским и Западно-Арктическим бассейнами.

На сравнительно небольшом участке между хребтом Брукса и горами Ричардсона бассейн ограничен аконсервационной зоной, отделяющей его от самой восточной окраины Юконского срединного массива, от северного замыкания зоны герцинской складчатости — горст-антиклинория, аналогичного и параллельного горст-антиклинорию гор Ричардсона и от небольшого

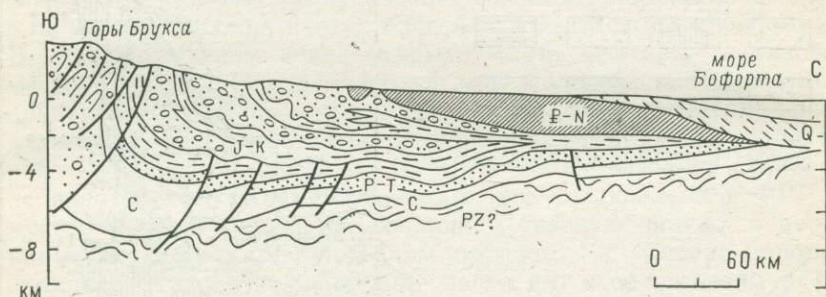


Рис. 72. Геологический поперечный разрез аляскинской части Западно-Арктического нефтегазоносного бассейна

нефтегазоносного бассейна Игл-Плейн. Последний расположен в межгорной впадине синклинального строения и является слабо затронутым разрывами гомогенным бассейном с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам.

В своей восточной половине рассматриваемый бассейн в основном ограничен с юга и юго-востока аконсервационной зоной, протягивающейся в виде извилистой полосы на склоне Северо-Американской докембрийской платформы непосредственно вдоль Канадско-Гренландского щита. На крайнем северо-западе (северные окраины о. Аксель-Хейберг и о. Элсмira) обрамлением бассейна служат часть эвгеосинклинальной зоны Иннуитской каледоно-раннегерцинской складчатой системы. Зона представляет область развития палеозойских метаморфических толщ, прорванных интрузиями.

Западно-Арктический бассейн состоит из целого ряда разнородных тектонических элементов обширной структурно погруженной в целом области земной коры. В восточной половине бассейна, с юга на север и северо-запад выделяются (по В. Е. Хаину, 1971): а) пологий склон Северо-Американской платформы, включающий синеклизы Виктория, Джонс-Ланкастер и Арктический перикратонный прогиб, б) внешняя миогеосинклинальная зона Иннуитской складчатой системы (архипелаг Парри и юго-восточная часть о. Элсмira), в) синеклиза Свердруп.

На северном склоне Северо-Американской платформы осадочный чехол кембрия — девона (до 4—5 км) образует пологую моноклиаль (рис. 73). Во внешней зоне Иннуитской системы развиты неметаморфизованные породы кембрия — девона (6—7 км), смятые в протяженные параллельные складки. Длина отдельных антиклиналей достигает 160 км, высота — 600 м. Наложённая синеклиза Свердруп простирается от о. Принс-Патрика до северной части о. Элмира. Она перекрывает юго-восточную часть эвгеосинклинальной и северную часть миогеосинклинальной зон Иннуитской складчатой системы. Погребенный миогеосинклинальный этаж образует складчатое неметаморфизованное основание, входящее в состав нефтегазозносного бассейна и подстилающее мощную толщу (до 10 км) отложений карбона — кайнозоя, формирующих синеклизу Свердруп. В ее средней, наиболее погруженной части широко распространены соляные купола, представляющие как закрытые, так и открытые диапиры с соляным ядром каменноугольного — пермского возраста.

В западной части Западно-Арктического бассейна обособляется предгорный прогиб Колвилл, переходящий в платформенный Арктический склон Северной Аляски, а также расположенные восточнее краевой прогиб Маккензи и северная окраина перикратонного прогиба Великих Равнин. Предгорный прогиб Колвилл расположен перед хребтом Брукса. Геофизическими исследованиями установлено подводное продолжение этого прогиба на шельфе на северо-запад. В данном направлении он постепенно сужается. На внутреннем южном борту прогиба Колвилл осадочные толщи мелового — позднепалеозойского возраста смяты в систему линейных складок и разбиты надвигами на крупные тектонические чешуи (рис. 72). На внешнем борту прогиба и примыкающем к нему платформенном склоне Северной Аляски слои осадочного чехла (карбон — мел) залегают моноклиально и полого погружаются к осевой части прогиба, где их мощность достигает 7—8 км. На платформенном склоне находится крупный свод Барроу-Мид субмеридионального простирания, проходящий через м. Барроу на крайнем севере Аляски. Западнее и восточнее этого свода находятся обширные впадины, в которых мощность осадочного чехла (карбон — мел) на метаморфическом палеозойском (возможно, докембрийском) фундаменте составляет около 5 км. На своде Барроу-Мид она сокращается примерно до 1 км.

Краевой компенсационный прогиб Маккензи восточнее гор Ричардсона обладает пологим платформенным восточным крылом и более крутым, осложненным складками, западным. Он выполнен породами палеозоя, мела и кайнозоя общей мощностью (в западной части прогиба) до 4—5 км.

По периферии впадины моря Бофорта располагается погружающаяся в эту впадину Арктическая прибрежная равнина. Она

представляет наложенную моноклираль, сформированную терригенными осадками кайнозойского возраста. Часть этой моноклинали на крайнем севере Аляски наклонена на север, а вдоль узкой северо-западной окраины Канадского архипелага на северо-запад.

Как уже упоминалось, западная часть бассейна распространяется под воды моря, а также в область шельфа вдоль берегов Аляски, Северной Канады и западнее Канадского Арктического архипелага. У о. Бэнкс и севернее дельты р. Маккензи ширина подводной области бассейна составляет не менее

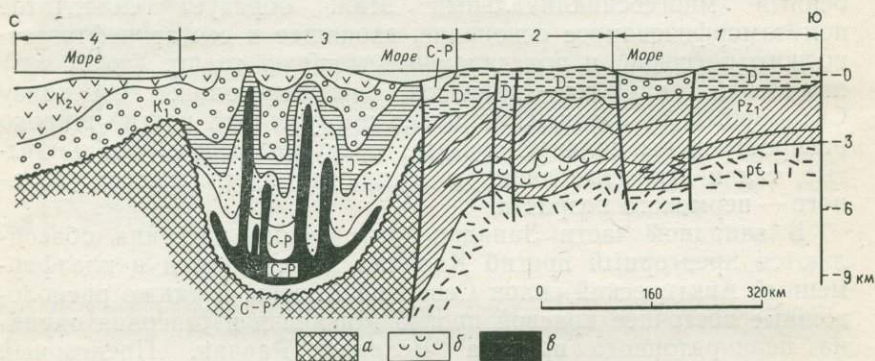


Рис. 73. Геологический разрез (по Р. Рудкину, 1974) восточной части Западно-Арктического нефтегазоносного бассейна:

а — докаменноугольный комплекс Иннуитского складчатого пояса; *б* — рифы; *в* — эвапориты.
 1 — склон Северо-Американской платформы; 2 — Иннуитский складчатый пояс; 3 — синеклиза Свердруп; 4 — моноклираль Арктической Прибрежной равнины

150 км. Вдоль берегов Аляски эта область значительно сужается. Мощность осадочных отложений (кайнозой — мел, вероятно, юра, триас и палеозой), формирующих Западно-Арктический бассейн, в море Бофорта, севернее п-ова Тук достигает 6 км.

К настоящему времени весьма значительные запасы нефти и газа в пределах бассейна выявлены на Северной Аляске, в дельте р. Маккензи, на п-ове Тук и в синеклизе Свердруп. В миогеосинклинальной зоне Иннуитской складчатой системы нефтяные или газовые залежи пока не обнаружены, но перспективы ее нефтегазоносности оцениваются положительно. Здесь имеются все предпосылки для нефтегазообразования и нефтегазонакопления и, несмотря на очень высокую стоимость, проводится поисковое бурение.

Таким образом, в Западно-Арктическом бассейне имеются как элементы с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам (Северная Аляска, склоны Северо-Американской платформы, синеклиза Свердруп), так и элементы с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам

(внутренние борта прогибов Колвилл и Маккензи, мигеоосинклинальная зона Иннуитской складчатой системы). Поскольку в пределах бассейна гетерогенные элементы сменяют друг друга как латерально, так и вертикально (в районе синеклизы Свердруп), он представляет комплексно-гетерогенный нефтегазоносный бассейн.

Некоторые исследователи (М. Ш. Моделевский, А. М. Серегин, Б. А. Соколов, Н. С. Толстой и др.) выделяют в области, занятой Западно-Арктическим бассейном, несколько самостоятельных нефтегазоносных бассейнов: Свердруп, Северо-Аляскинский, Бофорт-Маккензи, Бутия-Ланкастер, Мелвилл-Виктория (наименования по Б. А. Соколову и А. М. Серегину, 1973), разграниченных внебассейновыми пространствами. Однако элементы, обособляемые упомянутыми исследователями в качестве внебассейновых пространств, либо не обладают обязательными свойствами последних и, следовательно, не являются таковыми (например, мигеоосинклинальная зона Иннуитской системы между впадинами Свердруп и Мелвилл-Виктория), или же устанавливаются сугубо предположительно (например, раздел между Северной Аляской и впадиной Бофорт-Маккензи). Поэтому представляется более обоснованным выделять единый Западно-Арктический нефтегазоносный бассейн как обширную область, хотя и разнородную тектонически, но не разделенную «сквозными» поднятиями и характеризующуюся непрерывным распространением осадочного чехла, в котором обеспечивается онтогенез нефти и газа.

Сложное строение и развитие комплексно-гетерогенных бассейнов обуславливает закономерное многообразие типичной совокупности приуроченных к ним зон нефтегазонакопления. Наиболее погруженным платформенным элементам этих бассейнов присущи солянокупольные зоны нефтегазонакопления. Кроме них, в платформенной части комплексно-гетерогенных бассейнов распространены зоны, представленные валами и сводами, а также зоны, связанные с региональными разрывами, региональным выклиниванием и несогласием. В складчатых элементах комплексно-гетерогенных бассейнов развиты антиклинальные зоны нефтегазонакопления.

После подробного описания всех подразделений предлагаемой классификации, рассматривая ее в целом, надо отметить следующее.

1. В пределах каждой, даже наиболее дробной, категории данной классификации бассейны могут в той или иной степени отличаться друг от друга качественной и/или количественной характеристикой онтогенеза нефти и газа (составом залежей, условиями их сохранения, вертикальной зональностью залежей разного состава, масштабами нефтегазоносности и пр.). Причина этого заключается в различии у этих бассейнов тех или иных из перечисленных ниже показателей.

а. Стадия развития. Выделяются три такие стадии: начальная, основная и завершающая¹. На первой из них бассейн имеет ограниченную мощность, не содержит отложений, достигших уровня среднего катагенеза; газообразование доминирует над возникновением жидких углеводородов. В течение основной стадии генерация нефти и газа получает наиболее широкое развитие, а формирование залежей резко преобладает над их разрушением. На завершающей стадии господствуют процессы, приводящие к уничтожению скоплений жидких и газообразных углеводородов.

б. Наличие, объем и состав отложений, достигших зон раннего, среднего и позднего катагенеза. Этот признак положен в основу историко-геолого-геохимического метода, предложенного и разработанного Н. Б. Вассоевичем, И. В. Высоцким, Ю. И. Корчагиной, Б. А. Соколовым (1971).

в. Тип основного исходного органического вещества.

г. Время формирования залежей и соответственно длительность возможного последующего влияния разрушающих их агентов.

д. Емкость основных природных резервуаров, их расположение относительно главных нефтегазопроизводящих и/или нефтегазопроизводивших комплексов и флюидоупоров, а также качество последних.

Эти показатели, безусловно, должны учитываться в любом изучаемом бассейне при подсчете запасов нефти и газа, оценке перспектив нефтегазоносности и планировании нефтегазопроисковых работ.

Каждая наиболее дробная категория рассматриваемой классификации нефтегазоносных бассейнов может быть подвергнута дальнейшему делению по тем или иным из показателей, перечисленных выше. Однако при этом следует иметь в виду, что с использованием все более частных, менее важных признаков нефтегазоносных бассейнов дополнительно выделенные категории этих элементов с понижением их ранга все менее четко отличаются друг от друга. Соответственно возрастает количество случаев, в которых отнесение данного бассейна к той или иной из дополнительных одноранговых категорий является сугубо дискуссионным. Поэтому при построении генеральной классификации нефтегазоносных бассейнов, видимо, следует (как это и пытался сделать автор) ограничиться употреблением лишь главных отличительных черт выбранного основания деления (в данной классификации онтогенеза нефти и газа), а показатели, перечисленные в пункте первом, использовать для разделения нефтегазоносных бассейнов лишь в частных классификациях этих элементов.

¹ Основные этапы (инициальный, главный, реликтовый) развития нефтегазоносного бассейна были впервые выделены и охарактеризованы Б. А. Соколовым (1968).

2. При описании каждой категории бассейнов, выделенной в предлагаемой классификации, приведены данные о всех элементах типовой модели нефтегазоносности бассейнов этой категории.

Такая модель определяется сочетанием наиболее характерных для бассейнов данной категории совокупности структурных форм, аккумулирующих нефть и/или газ, расположения этих форм в пределах бассейна, а также вертикальной зональности залежей различного состава.

Отнесение исследуемого бассейна к той или иной категории классификации означает в то же время предположение для этого бассейна соответствующей типовой модели нефтегазоносности. Будучи достаточно обоснованными, типовые модели могут служить хорошими ориентирами при оценке перспектив нефтегазоносности слабо изученных и неизученных бассейнов, а также при планировании в них нефтегазопроисковых работ. Знание типовой модели нефтегазоносности позволяет в каждом конкретном случае установить имеющиеся отклонения от нее и найти им объективное объяснение при помощи анализа тех или иных показателей, перечисленных в пункте первом.

3. В предлагаемой классификации нефтегазоносных бассейнов основанием для их деления служит онтогенез нефти и газа, обусловленный совместно структурным, литолого-фациальным и гидрогеологическим факторами. Онтогенез нефти и газа часто оказывается подобным для бассейнов с весьма различной тектонической характеристикой. Поэтому почти в каждой из выделенных категорий данной классификации присутствуют бассейны, приуроченные к достаточно разнообразным структурным формам, которые как тектонические элементы следовало бы обособить в качестве самостоятельных категорий. Однако по избранному признаку деления бассейны, связанные с этими разнообразными структурными формами, обладают принципиальным сходством и включение их в соответствующую единую категорию охарактеризованной классификации вполне обоснованно.

Таким образом, эта классификация построена с тщательным учетом тектонического фактора, но не по тектоническому принципу.

4. Рассмотрение всех выделенных гомогенных нефтегазоносных бассейнов, а также элементов комбинированных и гетерогенных бассейнов показывает, что каждый такой бассейн или элемент характеризуется одним из следующих типов онтогенеза нефти и газа, свойственного: а) платформенным областям, слабо затронутым разрывами, б) платформенным областям, сильно нарушенным разрывами, в) геосинклинальным складчатым поясам.

Структурными формами, в которых наиболее наглядно реализуется онтогенез нефти и газа этих трех типов, соответствен-

но являются: синеклиза, платформенный грабен и синклиорий.

Взяв начальные буквы указанных структурных форм (С — синеклиза, Г — грабен, Ср — синклиорий) как условные индексы, характеризующие тип онтогенеза нефти и газа в гомогенном бассейне, элементе гетерогенного или комбинированного бассейна, и используя эти индексы либо их сочетания, можно дать символ каждой категории нефтегазоносных бассейнов в рассмотренной выше их классификации. Если элементы с разным (из трех упомянутых) типом онтогенеза примыкают друг к другу в плане, это отражается в символе знаком тире, а если они располагаются один над другим — «дробью», в «числителе» которой указан онтогенез нефти и газа верхнего элемента бассейна, а в «знаменателе» — нижнего.

Так, например, символ каждого гомогенного бассейна с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам, имеет вид Ср, символ вертикально-комбинированного бассейна, представленного синеклизой и подстилающим ее грабеном, — $\frac{С}{Г}$.

Символ любого простого латерально-гетерогенного бассейна определяется как С—Ср, поскольку на его внешнем борту онтогенез нефти и газа подобен таковому в синеклизах, а на внутреннем борту — в синклиориях. В латерально-комбинированных и комплексно-гетерогенных бассейнах их элементы с разными типами онтогенеза нефти и газа могут располагаться различным образом. Соответственно каждая такая разновидность бассейнов наделяется собственным символом. Например, латерально-комбинированный бассейн, представленный синеклизой и примыкающим грабеном, имеет символ С—Г, а бассейн этой категории, выраженный синеклизой, в плане двусторонне ограниченной грабенами, характеризуется символом Г—С—Г (см. табл. 9).

Как в практическом, так и в теоретическом отношении очень важным признаком нефтегазоносных бассейнов является вертикальная зональность залежей различного состава и фазового состояния. Поэтому, хотя указанный признак и подчинен онтогенезу нефти и газа, он может быть использован в качестве основания самостоятельной параллельной классификации всех нефтегазоносных бассейнов земного шара.

В 1972 г. было предложено (И. В. Высоцкий, В. Б. Оленин) разделять нефтегазоносные бассейны по вертикальной зональности залежей различного состава на две группы: 1) бассейны с полным вертикальным рядом залежей, кончая залежами сухого газа, образовавшимися в нижней термokatалитической газогенерирующей зоне на стадии позднего катагенеза; 2) бассейны с неполным рядом залежей.

Нефтегазоносные бассейны первой группы сформировались в областях земной коры, испытавших значительное (не менее

5—7 км) прогибание (без длительных перерывов в осадконакоплении) и не подвергшихся в дальнейшем энергичному воздыманию. В некоторых бассейнах первой группы в составе залежей на протяжении всего вертикального разреза существенно увеличена роль газа. Это обусловлено значительными масштабами газообразования за счет огромного объема осадочных пород, достигших и прошедших нефтегазогенерирующую и нижнюю газогенерирующую зоны при прогибании до глубин, иногда превышающих 15 км.

Нефтегазоносные бассейны второй группы представлены двумя подгруппами: а) бассейны с первично неполным вертикальным рядом залежей; б) бассейны с рядом залежей, редуцированным после его возникновения.

Бассейны первой подгруппы обладают изначальной вертикальной мощностью слагающих их пород, недостаточной для возникновения в этих бассейнах нижних членов полного вертикального ряда залежей.

В бассейнах второй подгруппы залежи, сформировавшиеся в верхней газогенерирующей зоне, а иногда частично и в нефтегазогенерирующей зоне, затем подверглись разрушению в результате значительного воздымания и интенсивной эрозии.

§ 4. ОГРАНИЧЕНИЕ И РАЗГРАНИЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ НА КАРТАХ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

Нефтегазоносные бассейны перекрыты аконсервационной зоной. Поэтому показать их на карте или схеме можно только сняв с нее части аконсервационной зоны, залегающие непосредственно на нефтегазоносных бассейнах. Такое снятие осуществляется на всех картах нефтегеологического районирования и подразумевается для каждого из рассматриваемых в этой главе случаев взаиморасположения элементов районирования. После указанной операции в зависимости от соотношения площадей аконсервационной зоны и нефтегазоносного бассейна его ограничение на карте нефтегеологического районирования может выглядеть следующим образом.

1. Если границы аконсервационной зоны и нефтегазоносного бассейна совпадают, он изображается как всесторонне ограниченный обрамлением.

2. Если аконсервационная зона во всех направлениях распространяется за границы нефтегазоносного бассейна, он оказывается всесторонне ограниченным аконсервационной зоной.

3. Если границы аконсервационной зоны и нефтегазоносного бассейна в некоторых своих отрезках совпадают, а местами эта зона распространяется в плане за пределы бассейна, элементами его всестороннего ограничения в одних частях служит обрамление, а в других — аконсервационная зона.

Эти случаи ограничения нефтегазоносного бассейна в плане показаны на рис. 74.

Всесторонне ограниченными обрамлением на картах нефтегеологического районирования обычно изображаются следующие бассейны: гомогенные, сильно нарушенные разрывами с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам (во внутриплатформенных грабенах), гомогенные с онтогенезом нефти

и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам (в синклинориях и грабен-синклинориях), вертикально-гетерогенные (во внутрискладчатых грабенах) и сложные латерально-гетерогенные (во впадинах эпиплатформенных орогенов и во впадинах со срединным массивом, а также в авлакогенах). Границы этих бассейнов могут быть выражены разрывами (рис. 74, а, I) или не являться тектоническими контактами (рис. 74, а, II).

Всесторонне ограниченными аконсервационной зоной изображаются бассейны в платформенных впадинах, обладающих пологими склонами. Это слабо затронутые разрывами гомогенные бассейны с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам (в плитах и синеклизах), а также вертикально-комбинированные бассейны (в синеклизах и подстилающих их грабенах) (рис. 74, б).

Гомогенные нефтегазоносные бассейны с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, распространяющиеся под воды морей и

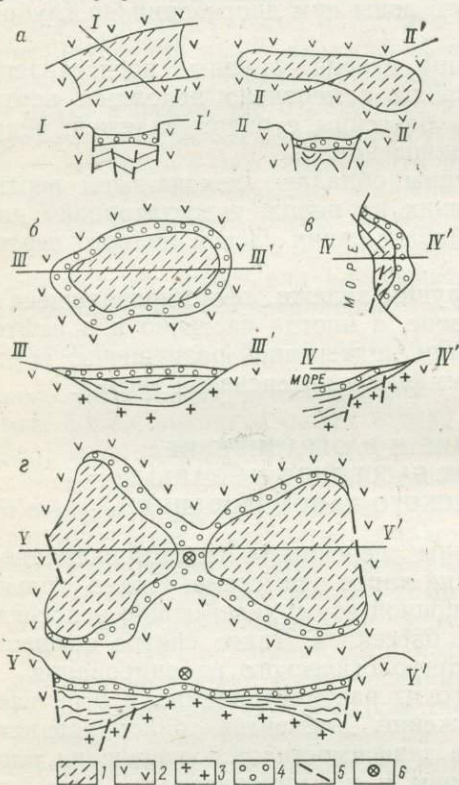


Рис. 74. Типы ограничения нефтегазоносных бассейнов на картах нефтегеологического районирования (с карт сняты части аконсервационной зоны, залегающие непосредственно на нефтегазоносном бассейне):

а — нефтегазоносные бассейны, всесторонне ограниченные обрамлением; границы бассейна: I — выражены разрывами, II — не являются тектоническими контактами; б — нефтегазоносный бассейн, всесторонне ограниченный аконсервационной зоной; в — нефтегазоносный бассейн, ограниченный аконсервационной зоной в своей осушенной части; г — нефтегазоносные бассейны, ограниченные обрамлением и аконсервационной зоной.

1 — нефтегазоносный бассейн; 2 — обрамление бассейна; 3 — фундамент бассейна; 4 — аконсервационная зона; 5 — разрыв; 6 — часть аконсервационной зоны, разделяющая на карте два нефтегазоносных бассейна

океанов, изображаются как ограниченные аконсервационной зоной только в своей осушенной части (рис. 74, в). Таковы, например, бассейны периконтинентальных полуграбенов (Кванза-Камерунский), некоторые плитные (Западно-Сибирский) и латерально-комбинированные бассейны (Сахаро-Присредиземноморский).

Широко распространены нефтегазоносные бассейны, обладающие третьим из указанных выше типов ограничения. Это все простые латерально-гетерогенные и комплексно-гетерогенные бассейны (рис. 74, г). Степень относительного участия обрамления и аконсервационной зоны в ограничении каждого из них может быть самой различной.

Довольно часто соседние бассейны разделяются поднятием геологического фундамента или складчатого основания, перекрытым осадочным чехлом. Если последний на таком поднятии полностью входит в состав аконсервационной зоны, она является элементом, разграничивающим на карте соседние бассейны (рис. 74, г). Так разграничены, например, нефтегазоносные бассейны Внутренний Восточно-Австралийский и Карпентария-Папуа (рис. 75). Если же аконсервационная зона составляет лишь верхнюю часть осадочного чехла на таком разделяющем поднятии, соседние бассейны имеют общую границу, которая проходит по оси этого поднятия.

Поднятия, разделяющие несколько (два, иногда три) смежных нефтегазоносных бассейнов, обладают различной величиной, формой, тектонической характеристикой (своды, валы и др.) и входят в состав всех этих бассейнов. Такие поднятия являются элементами, весьма благоприятными для нефтегазонакопления, в связи со следующими обстоятельствами: 1) они снабжаются углеводородами за счет двусторонней (или даже трехсторонней) встречной миграции последних из смежных неф-

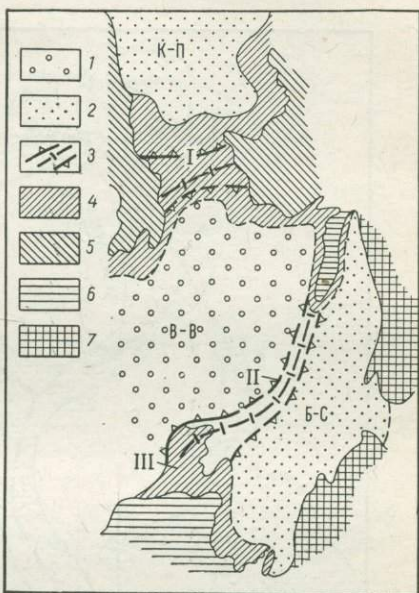


Рис. 75. Разграничение нефтегазоносных бассейнов Восточной Австралии.

1 — однородный вертикально-комбинированный Внутренний Восточно-Австралийский бассейн (В-В); 2 — латерально-гетерогенные бассейны в пограничных впадинах: К-П — Карпентария-Папуа, Б-С — Боуэн-Сурат; 3 — поднятие и граница бассейнов; 4 — аконсервационная зона; 5 — докембрийская складчатость, 6 — каледонская складчатость, 7 — герцинская складчатость; элементы, структурно разделяющие нефтегазоносные бассейны: I — поднятие Юрока; II — вал Нибайн, III — поднятие Юло

тегазоносных бассейнов; 2) в их пределах широко распространены различные ловушки, в первую очередь, сводовые, а также выкливающиеся и экранированные по поверхности несогласия.

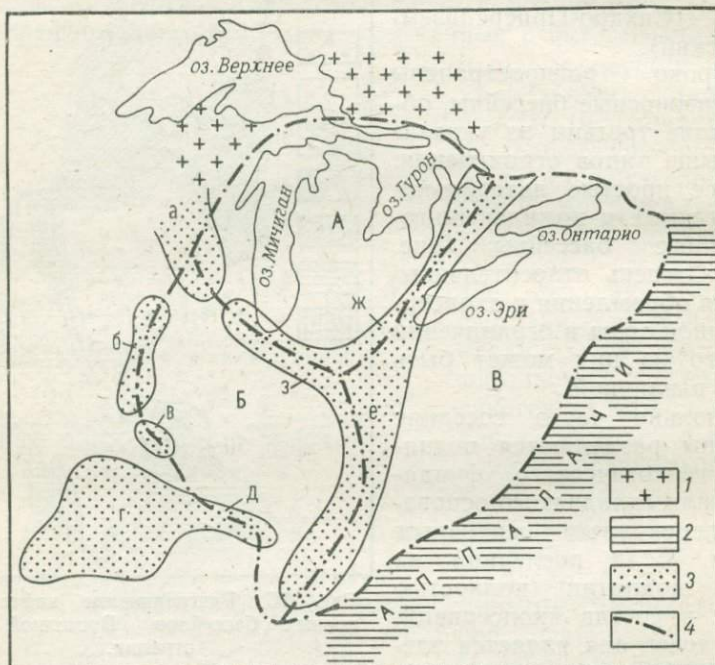


Рис. 76. Разграничение нефтегазоносных бассейнов северо-восточной части плиты Северо-Американской платформы.

Нефтегазоносные бассейны: А — Мичиганский, Б — Иллинойский, В — Преаппалачский. Складчатость: 1 — докембрийская, 2 — палеозойская; 3 — своды, ограничивающие и разграничивающие вышеуказанные бассейны: а — Висконсин, б — Миссисиппийский, в — Линкольн, г — Озарк, д — Паскола, е — Цинциннатский, ж — Файндлей, з — Кэнкекки; 4 — границы нефтегазоносных бассейнов

Примерами элементов, разделяющих два смежных нефтегазоносных бассейна и заключающих крупные месторождения нефти и/или газа, служат: Ставропольский свод (между Азово-Кубанским и Среднекаспийским бассейнами), свод Суитграсс (между бассейнами Западно-Канадскими и Виллистон), Цинциннатский свод (между Преаппалачским и Иллинойским бассейнами) и др. (рис. 76).

Погруженная область непрерывного распространения осадочного чехла, в котором обеспечивается онтогенез нефти и газа, может быть дифференцирована на прогибы и поднятия. В зависимости от положения в данной области и степени протяженности внутренние поднятия разделяются на «полуостров-

ные», «островные» и «сквозные» (рис. 77). Размеры и расположение первых двух разновидностей исключают возможность разделения содержащей их области на самостоятельные, структурно автономные впадины. Поэтому, если погруженная область распространения осадочного чехла, в котором пространственно непрерывно обеспечивается онтогенез нефти и газа, содержит только «полуостровные» и «островные» внутренние поднятия, она представляет единый нефтегазоносный бассейн (рис. 77, а).

«Островные», «полуостровные» поднятия и прогибы между ними являются составными элементами данной области, неразрывно связанными друг с другом процессами формирования залежей нефти и/или газа. Внутренние поднятия представляют собой главные участки аккумуляции углеводородов, а примыкающие и/или окружающие прогибы служат, в первую очередь, областями питания углеводородами. Степень нефтегазонасыщенности внутренних поднятий определяется как емкостью имеющихся в них ловушек, так и масштабами миграции углеводородов из смежных прогибов. Типичными

примерами бассейнов, отчетливо дифференцированных на внутренние поднятия и прогибы, служат: Иллинойский, Западный Внутренний, Пермский, Западно-Сибирский, Присредиземноморский и многие другие. Крупными «островными» внутренними поднятиями этих бассейнов являются Тазовское, Сургутское (Западно-Сибирский бассейн), Матадор, Центральная платформа (Пермский бассейн), Центральноканзасское (Западный Внутренний бассейн) и пр.

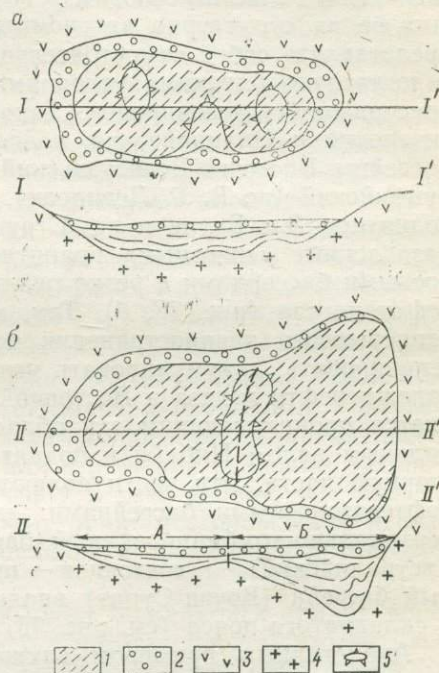


Рис. 77. Внутренние поднятия нефтегазоносных бассейнов и разделяющие их поднятия (на картах сняты части аконсервационной зоны, залегающие непосредственно на нефтегазоносных бассейнах):

а — единый нефтегазоносный бассейн с внутренними «островными» и «полуостровными» поднятиями; б — бассейны (А — гомогенный с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, Б — простой латерально-гетерогенный), разграниченные «сквозным» разделяющим поднятием.

1 — нефтегазоносный бассейн; 2 — аконсервационная зона; 3 — обрамление бассейна; 4 — фундамент бассейна; 5 — поднятие

Обязательным условием для разграничения погруженной области распространения осадочного чехла, в котором пространственно непрерывно обеспечивается онтогенез нефти и газа, на самостоятельные нефтегазоносные бассейны является наличие в этой области «сквозных» внутренних поднятий, разделяющих ее на структурно автономные впадины. Последние могут представлять собой самостоятельные нефтегазоносные бассейны с достаточно близкими условиями генерации, аккумуляции и консервации углеводородов. Таковы, например, бассейны Мичиганский и Иллинойский, разделенные поднятием Кэнкекки, бассейны Восточно-Венесуэльский и Западно-Венесуэльско-Колумбийский (по В. Г. Левинсону, 1965), которые разграничены поднятием Эль-Бауль и пр. Структурно автономные впадины, разделенные «сквозным» поднятием, могут быть и нефтегазоносными бассейнами с резко различными условиями онтогенеза нефти и газа (рис. 77, б). Так, например, обширная область непрерывного распространения осадочного чехла, способного генерировать, аккумулировать углеводороды и консервировать залежи нефти и газа в Восточной Австралии, отчетливо разделяется пронизывающим эту область погребенным субмеридиональным валом Нибайн и поднятием Юло на западную и восточную части. Эти части являются двумя самостоятельными нефтегазоносными бассейнами: западная представляет собой вертикально-комбинированный бассейн (Внутренний Восточно-Австралийский), а восточная — простой латерально-гетерогенный бассейн (Боуэн-Сурат) впадины в сочленении платформы и складчатого пояса (см. рис. 75).

Аналогичным примером служит обширная область непрерывного распространения осадочного чехла в центре восточной части Северной Америки. В этой области крупный протяженный Цинциннатский свод отделяет Мичиганский и Иллинойский гомогенные бассейны с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, от простого латерально-гетерогенного Преаппалачского бассейна (см. рис. 76).

§ 5. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ РЕГИОНЫ И ОБЛАСТИ ГРУППИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

При оценке перспектив нефтегазоносности и выборе главных направлений нефтегазопромысловых работ необходимо учитывать резкие различия онтогенеза нефти и газа, свойственного платформам и присущего геосинклинальным складчатым поясам. Это определяет целесообразность разграничения находящихся в едином нефтегазоносном бассейне элементов, которые обладают указанными различиями.

Было предложено (В. Б. Оленин, 1970) рассматривать такие элементы в составе самостоятельной категории элементов неф-

тегеологического районирования и именовать их нефтегазоносными регионами.

Под нефтегазоносными регионами понимаются крупные части единого нефтегазоносного бассейна, столь же резко отличающиеся друг от друга условиями генерации, аккумуляции углеводородов и консервации залежей нефти и/или газа, как платформенные области от геосинклинальных складчатых поясов.

Значение, которое вкладывается в понятие «нефтегазоносные регионы», обуславливает возможность их выделения во всех латерально- и комплексно-гетерогенных бассейнах.

Нефтегазоносными регионами являются: 1) внутренние и внешние борта простых латерально-гетерогенных бассейнов; 2) внутренние и внешние зоны сложных латерально-гетерогенных бассейнов; 3) платформенные и складчатые элементы комплексно-гетерогенных бассейнов.

Приведенное выше определение нефтегазоносных регионов исключает возможность присутствия их в гомогенных бассейнах. При нефтегеологическом районировании подавляющего большинства таких бассейнов для отражения основных закономерностей размещения в них нефти и газа вполне достаточен следующий комплекс низших категорий: месторождения нефти и/или газа, зоны нефтегазонакопления и ареалы зон нефтегазонакопления.

Размещение всех нефтегазоносных бассейнов в земной коре показывает, что очень часто в непосредственной близости располагается несколько или целый ряд бассейнов, однотипных по онтогенезу нефти и газа. Такое их расположение отражает очевидную закономерность, которую следует учесть и показать при нефтегеологическом районировании по генетическому принципу. С этой целью вводится еще одна самостоятельная категория элементов районирования — области группирования нефтегазоносных бассейнов. Каждая из них представляет обширную часть земной коры, заключающую совокупность территориально объединенных нефтегазоносных бассейнов, подобных по онтогенезу нефти и газа.

Подобие онтогенеза нефти и газа в области группирования нефтегазоносных бассейнов выражается их принадлежностью к единой наиболее дробной категории в каждом горизонтальном ряду последовательного деления бассейнов согласно рассмотренной выше классификации этих элементов.

Ранее автор выделял элементы районирования, соответствующие областям группирования нефтегазоносных бассейнов, именуя такие элементы системами нефтегазоносных бассейнов, (термин Н. Б. Вассоевича), а позже (вслед за А. А. Бакировым,

Н. Ю. Успенской и В. Е. Хаиним) — нефтегазоносными поясами. От обоих этих терминов пришлось отказаться.

Система нефтегазоносных бассейнов определялась как совокупность территориально объединенных бассейнов, аналогичных по условиям генерации, аккумуляции и консервации углеводородов. Однако элементы нефтегеологического районирования рассматриваемого ранга являются не совокупностями бассейнов, а крупными областями земной коры, заключающими эти совокупности. Термин «нефтегазоносный пояс» применим лишь к элементам, отчетливо линейным в плане. Между тем, области, обладающие общей определяющей чертой — наличием в них территориально объединенных бассейнов, подобных по онтогенезу нефти и газа, характеризуются в плане самой разнообразной формой, вплоть до изометричной.

Области группирования нефтегазоносных бассейнов выделяются на платформах, в эпиплатформенных орогенах и в геосинклинальных складчатых поясах. Такие элементы устанавливаются для бассейнов всех описанных выше классов, подгрупп и групп, за исключением комплексно-гетерогенных бассейнов в силу особенностей их формирования и расположения.

Примером области группирования гомогенных, слабо затронутых разрывами бассейнов с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, является Восточная область Северо-Американской платформы, в которую входят Мичиганский и Иллинойский бассейны. Среди областей группирования гомогенных бассейнов, сильно нарушенных разрывами (связанных с периконтинентальными полуграбенами), можно назвать Западно-Австралийскую (бассейны Перт и Карнарвон). К областям группирования гомогенных нефтегазоносных бассейнов с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам (в синклиниях и грабен-синклиниях), принадлежат Калифорнийская (нефтегазоносные бассейны Салинас-Каяма, Лос-Анджелес, Вентура, Санта-Мария), Японская и др.

Наиболее многочисленны области группирования латерально-гетерогенных бассейнов. Очень крупными и протяженными областями группирования простых латерально-гетерогенных бассейнов впадин в сочленении платформы и складчатой системы являются Предандийская (Восточно-Венесуэльский, Западно-Венесуэльско-Колумбийский, Верхнеамазонский, Центральнопредандийский, Неукен, Патагонский, Южно-Предандийский, или Магелланов, бассейны), альпид Европы (Предальпийский, Северо-Предкарпатский, Предкарпатско-Балканский, Северо-Черноморский, Азово-Кубанский, Среднекаспийский бассейны), азиатская Альпийско-Гималайская (бассейны Персидского залива, Нижнеиндский, Пенджабский, Гангский, Бенгальский). Примером области группирования

простых латерально-гетерогенных бассейнов, у которых роль одностороннего обрамления полностью или частично играет эпиплатформенный ороген, служит область, примыкающая к Скалистым горам (бассейны Западно-Канадский, Паудер-Ривер и Денвер). В качестве области группирования сложных латерально-гетерогенных бассейнов можно указать на Внутреннюю область Скалистых гор (бассейны Уинд-Ривер, Биг-Хорн, Уинта-Пайсенс и пр., приуроченные к внутренним впадинам эпиплатформенного орогена). Примером области группирования вертикально-гетерогенных бассейнов с верхним этажом, сильно нарушенным разрывами (во внутрискладчатых грабенах), является Южно-Аляскинская, заключающая нефтегазоносный бассейн Кук-Инлет и возможный нефтегазоносный бассейн Коппер-Ривер.

В предлагаемой системе элементов нефтегеологического районирования по генетическому принципу области группирования нефтегазоносных бассейнов представляют категорию самого высокого ранга. Выделение элементов нефтегеологического районирования более крупных, чем области группирования нефтегазоносных бассейнов (И. О. Брод, 1964; В. Е. Хаин, 1954, и некоторые другие), явно нецелесообразно. Эти элементы настолько велики и «индивидуальны», что не имеют аналогов для сравнения на земном шаре.

Нефтегазоносные регионы, нефтегазоносные бассейны и области группирования нефтегазоносных бассейнов образуют группу высших категорий элементов нефтегеологического районирования, которые выделяются и типизируются на основании всех трех компонентов онтогенеза нефти и газа.

§ 6. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДЛАГАЕМОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕМЕНТОВ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

Предлагаемая система включает две группы категорий: низшие и высшие (рис. 78).

К низшим категориям принадлежат ловушки с нефтью и/или газом, месторождения нефти и/или газа, зоны нефтегазонакопления и ареалы зон нефтегазонакопления. Сравнительно редко при районировании нескольких крупнейших нефтегазоносных бассейнов, помимо перечисленных, целесообразно использовать дополнительную категорию, представленную мегареалами зон нефтегазонакопления.

Все элементы низших категорий полностью автономны при аккумуляции оказавшихся в них углеводородов и консервации залежей, но зависят от окружающих частей земной коры в генерации углеводородов, обеспечивающей возникновение этих залежей или, во всяком случае, формирование полного объема

последних. Элементы низших категорий выделяются на основании обоих их свойств, в которых они полностью автономны, и типизируются по свойству аккумулировать рассеянные углеводороды.

Высшие категории представлены нефтегазоносными регионами, нефтегазоносными бассейнами и областями группирования нефтегазоносных бассейнов. Нефтегазоносный бассейн является основным элементом нефтегеологического районирования по генетическому принципу. Каждый элемент высших категорий выделяется и типизируется на основании всех трех компонентов онтогенеза нефти и газа.

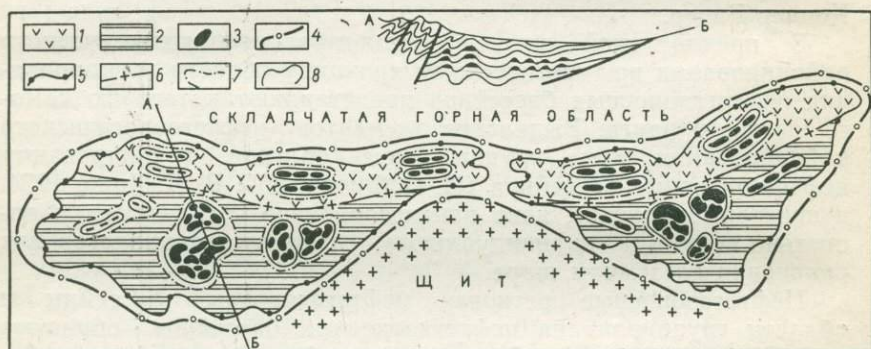


Рис. 78. Система категорий элементов нефтегеологического районирования.

1 — внутренний борт; 2 — внешний борт; 3 — месторождения нефти и газа; границы: 4 — области группирования нефтегазоносных бассейнов, 5 — нефтегазоносных бассейнов, 6 — нефтегазоносных регионов, 7 — ареалов зон нефтегазоаккумуляции, 8 — зон нефтегазоаккумуляции

Наряду с доказанно нефтегазоносными элементами, при районировании по предлагаемой методике выделяются элементы, в которых, исходя из имеющихся представлений о возникновении и существовании нефтегазоносности, залежи нефти или газа могут быть открыты, но пока не обнаружены. Такие элементы обособляются в качестве возможных зон нефтегазоаккумуляции, возможных месторождений нефти и/или газа, возможных нефтегазоносных бассейнов и т. п.

В зависимости от масштаба нефтегеологического районирования в каждом его конкретном случае может быть использован различный рациональный набор характеризующихся более или менее высокими рангами элементов рассмотренной системы.

Объем и состав этой системы обоснованы, исходя из реализации онтогенеза нефти и газа в земной коре. В нее введены новые категории элементов районирования: области группиро-

вания нефтегазоносных бассейнов, нефтегазоносные регионы, ареалы зон нефтегазонакопления и фактически не использовавшиеся ранее как элементы районирования ловушки с нефтью и/или газом. Для остальных категорий данной системы (месторождений нефти и/или газа, зон нефтегазонакопления и нефте-

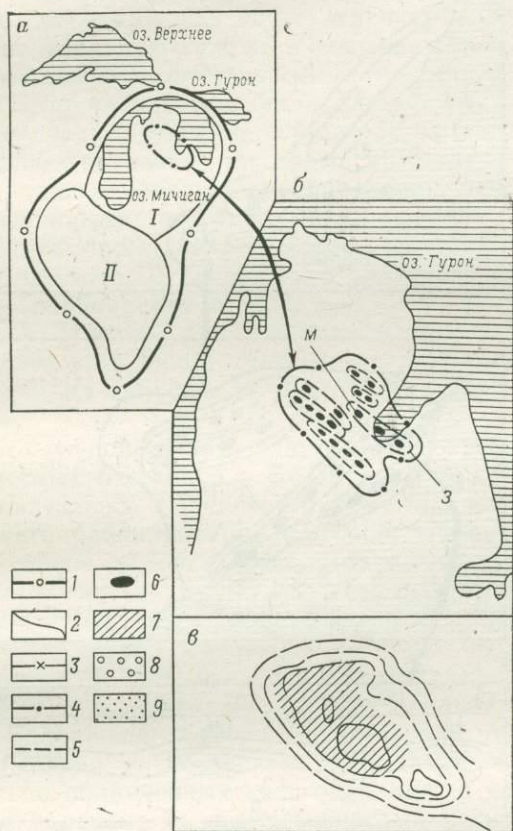


Рис. 79. Северо-восток Северной Америки.

a — Восточная область группирования нефтегазоносных бассейнов Северо-Американской платформы; нефтегазоносные бассейны: *I* — Мичиганский, *II* — Иллинойский; *б* — Центральный ареал зон нефтегазонакопления; *з* — зона Бакай, *м* — месторождение Бакай; *в* — структурная карта месторождения Бакай (по Эдисону) и контур нефтяной залежи в ловушке свиты Данди.

Общие условные обозначения для рис. 79—84.

Границы: *1* — области группирования нефтегазоносных бассейнов; *2* — нефтегазоносного бассейна, *3* — нефтегазоносного региона, *4* — ареалы зон нефтегазонакопления, *5* — зоны нефтегазонакопления, *6* — месторождение нефти и/или газа; *7* — залежь нефти и/или газа; нефтегазоносные регионы; *8* — внутренний; *9* — внешний

газоносных бассейнов) предложены новые определения, поскольку автор вкладывает в эти категории более или менее иное содержание, чем другие исследователи.

С целью уточнения объема и соотношения элементов различных категорий предлагаемой системы ниже приводятся примеры их последовательного подчинения (см. рис. 79—84). В этих примерах для каждого класса, группы или подгруппы бассейнов

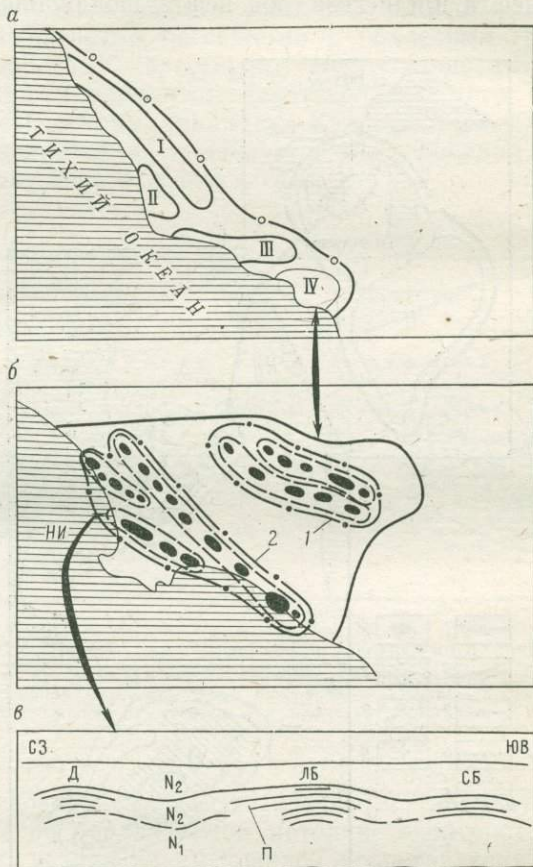


Рис. 80. Запад Северной Америки.

а — Калифорнийская область группирования нефтегазоносных бассейнов; нефтегазоносные бассейны: I — Салинас-Каяма, II — Санта-Мария, III — Вентура, IV — Лос-Анджелес; б — бассейн Лос-Анджелес; ареалы зон нефтегазоаккумуляции: 1 — Северо-Восточный, 2 — Юго-Западный; НИ — зона нефтегазоаккумуляции Ньюпорт-Инглвуд; в — разрез зоны Ньюпорт-Инглвуд (по Вер-Виле); месторождения: Д — Домингес, ЛБ — Лонг-Бич, СБ — Сил-Бич; П — ловушка с нефтью в свите Пуэнт.
Остальные условные обозначения см. на рис. 79

указывается конкретный ряд элементов, от областей группирования (если таковые имеются) до ловушек с нефтью и/или газом включительно.

В Северной Америке слабо нарушенные разрывами гомогенные бассейны с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, — Мичиганский и Иллинойский входят в состав

Восточной области группирования бассейнов Северо-Американской платформы (рис. 79). Одним из ареалов зон нефтегазо-накопления в Мичиганском бассейне является Центральный, объединяющий ряд зон (в том числе Бакай), структурно представленных валами северо-западного простираения. Зона Бакай включает месторождения платформенных брахиантиклиналей, из которых самое крупное, также именуемое Бакай, содержит наиболее значительную залежь в ловушке свиты Данди.

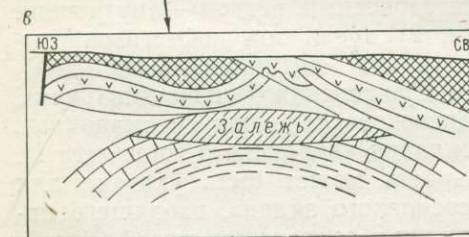
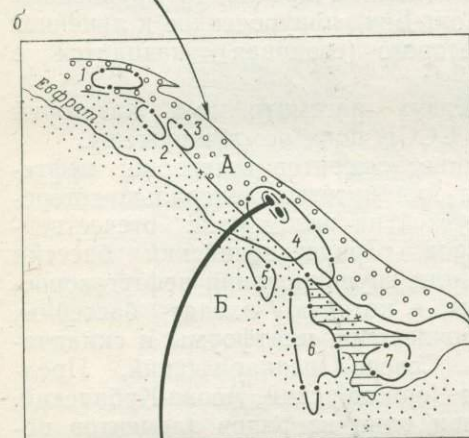
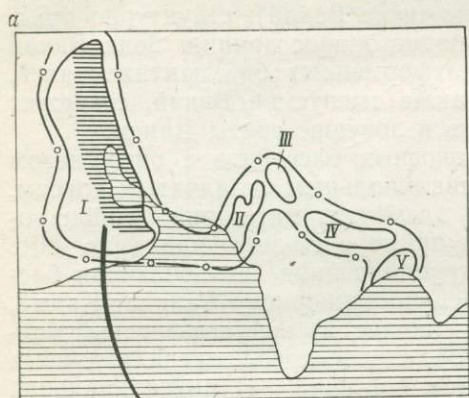
Для гомогенных нефтегазоносных бассейнов с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам, последовательное подчинение элементов категорий районирования можно показать на примере Калифорнии (рис. 80): 1) Калифорнийская область группирования, заключающая бассейны синклиориев и грабен-синклиориев Салинас-Каяма, Вентура, Санта-Мария, Лос-Анджелес, 2) нефтегазоносный бассейн Лос-Анджелес, 3) Юго-Западный ареал антиклинальных зон нефтегазонакопления в этом бассейне, 4) антиклинальная зона Ньюпорт-Инглвуд в юго-западном ареале, 5) крупнейшее месторождение этой зоны — Лонг-Бич, приуроченное к линейной складке, одна из ловушек которого (сводовая) находится в свите Пуэнт.

Области группирования двух рассмотренных категорий нефтегазоносных бассейнов в СССР пока не обнаружены.

Последовательное подчинение элементов категорий нефте-геологического районирования для простых латерально-гетерогенных бассейнов демонстрируется на целом ряде отечественных и зарубежных примеров. Среднекаспийский бассейн представляет собой часть области группирования нефтегазоносных бассейнов альпид Европы, в которую входят бассейны, приуроченные к впадинам в сочленении платформы и складчатого пояса: Предальпийский, Северо-Предкарпатский, Предкарпатско-Балканский, Северо-Черноморский, Азово-Кубанский, Среднекаспийский. В последнем один из рядов элементов последовательно подчиненных категорий можно конкретизировать следующим образом: 1) нефтегазоносный регион — внутренний борт Предкавказского прогиба, 2) ареал зон нефтегазонакопления — Терско-Сунженский (группа антиклинальных зон), 3) зона нефтегазонакопления — Сунженская (антиклинальная), 4) месторождение — Старогрозненское (линейная антиклиналь), 5) ловушка с нефтью — свод складки чокракского горизонта II.

Аналогичная последовательность может быть указана для нефтегазоносного бассейна Персидского залива, входящего наряду с другими бассейнами впадин в сочленении платформы и складчатого пояса (Нижеиндским, Пенджабским, Бенгальским) в азиатскую Альпийско-Гималайскую область их группирования (рис. 81). В бассейне Персидского залива одним из нефтегазоносных регионов служит Месопотамский (внутренний борт бассейна), заключающий три ареала антиклинальных зон

нефтегазонакопления и среди них ареал Юго-Западного Ирана. В последнем Месджид-и-Сулейманская зона нефтегазонакопления объединяет несколько месторождений линейных антиклиналей. К ним принадлежит



старейшее месторождение страны — Месджид-и-Сулейман со сводовой ловушкой нефти и газа, коллекторская часть которой сложена известняками свиты Асмари.

Конкретный ряд последовательно подчиненных элементов нефтегеологического районирования для простых латерально-гетерогенных бассейнов, односторонним горным обрамлением которых полностью или частично служит эпиплатформенная орогенная область, может быть показан на следующем примере.

Рис. 81. Ближний Восток и Южная Азия:

a — Альпийско-Гималайская область группирования нефтегазонасыщенных бассейнов; *I* — Персидского залива, *II* — Нижнеиндийского, *III* — Пенджабского, *IV* — Предгималайского (возможный нефтегазонасыщенный бассейн); *V* — Бенгальского; горизонтальной штриховкой показана территория, детализированная на рис. *б*; *б* — северо-восточная часть бассейна Персидского залива; ареалы зон нефтегазонакопления: *1* — Предтаврский, *2* — Иракско-Сирийский, *3* — Киркукский, *4* — Юго-Западного Ирана, *5* — Басра-Кувейтский, *6* — Газа, *7* — юго-восточной части Персидского залива. *М-С* — одна из зон нефтегазонакопления (Месджид-и-Сулейманская) с месторождениями Лали и Месджид-и-Сулейман; *в* — разрез месторождения Месджид-и-Сулейман с нефтеносной ловушкой в свите Асмари (по материалам XX Международ. геол. конгресса).

Группа таких бассейнов (Западно-Канадский, Денвер, Паудер-Ривер) входит в область их группирования у Скалистых гор (рис. 82). В Западно-Канадском бассейне последовательно подчиненными элементами являются: 1) нефтегазонасыщенный ре-

гион внешнего борта бассейна; 2) юго-восточный ареал рифовых зон нефтегазонакопления, 3) рифовая зона нефтегазонакопления Римбей — Сэнт-Альберт, 4) месторождение рифового

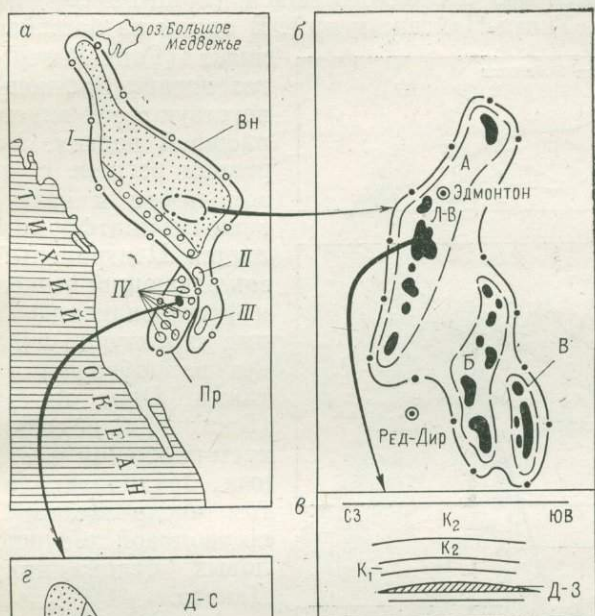


Рис. 82. Запад Северной Америки:

a — области группирования нефтегазоносных бассейнов; *Пр* — внутренняя Скалистых гор, *Вн* — примыкающая к Скалистым горам; нефтегазоносные бассейны: *I* — Западно-Канадский; *II* — Паудер-Ривер, *III* — Денвер, *IV* — бассейны Внутренней области; *b* — юго-восточный ареал рифовых зон нефтегазонакопления. Зоны нефтегазонакопления: *A* — Римбей — Сэнт-Альберт, *Б* — Клайв, *В* — Стеттлер — Фенн-Биг-Вэлли; *Л-В* — месторождение Ледюк-Вудбенд; *в* — разрез месторождения Ледюк-Вудбенд с ловушкой в горизонте Д-3; *г* — нефтегазоносный бассейн Грин-Ривер: *A* — Восточная антиклинальная зона; *Д-С* — месторождение Дезерт-Спрингс; *д* — разрез месторождения Дезерт-Спрингс (по В. Форбу). Стрелкой указана ловушка с газом в меловом горизонте Дакота. Остальные условные обозначения см. на рис. 79

массива Ледюк-Вудбенд, 5) ловушка с нефтью — биогенный выступ, слагаемый известняками зоны Д-3.

Области группирования сложных латерально-гетерогенных нефтегазоносных бассейнов известны как в СССР, так и за-

рубежом. В одной из них — Внутренней области группирования бассейнов Скалистых гор (рис. 82) заключена довольно многочисленная группа таких бассейнов, приуроченных к впадинам эпиплатформенного орогенного пояса (Грин-Ривер, Биг-Хорн, Уинд-Ривер, Уинта-Пайсенс и др.). В одном из бассейнов этого пояса (Грин-Ривер) нефтегазоносные регионы соответствуют его внутренней и внешней частям. Во Внутреннем регионе с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, выделяется Центральный ареал, заключающий несколько зон нефтегазонакопления, которые структурно представлены валлообразными поднятиями. Одна из этих зон (Восточная) объединяет ряд месторождений платформенных брахиантиклиналей, в том числе Дезерт-Спрингс, со сводовой ловушкой в меловых отложениях свиты Дакота.

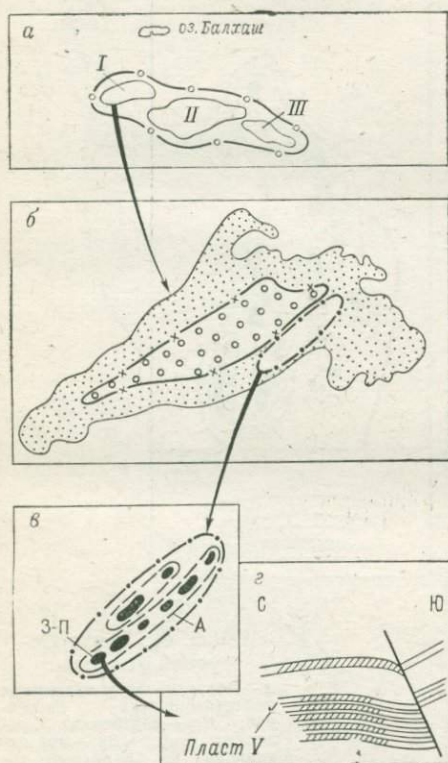


Рис. 83. Средняя Азия:

а — Среднеазиатский нефтегазоносный пояс. Нефтегазоносные бассейны: I — Ферганский, II — Таримский, III — Цайдамский; б — Ферганский нефтегазоносный бассейн; в — Андижанский ареал; заключенные в нем зоны и месторождения: А — Аламышикско-Палванташская зона; ЗП — месторождение Западный Палванташ; г — разрез месторождения Западный Палванташ (по И. П. Соколову, Э. Л. Рожкову); стрелкой указана ловушка с нефтью в пласте V. Остальные условные обозначения см. на рис. 79

пределах — две антиклинальные зоны нефтегазонакопления, в том числе Аламышикско-Палванташская. Одно из месторождений этой зоны — Западный Палванташ, выражено линейной складкой и включает несколько ловушек (своды складок), в том числе связанную с горизонтом V палеогенового возраста.

Примером областей группирования вертикально-гетероген-

Аналогичная область группирования нефтегазоносных бассейнов — Среднеазиатская (рис. 83) включает Ферганский, Таримский и Цайдамский бассейны. В Ферганском бассейне нефтегазоносным регионом с онтогенезом нефти и газа, присущим складчатому поясам, является Внешняя область развития линейных складок. В последней наряду с другими ареалами обособляется Андижанский (антиклинальных зон нефтегазонакопления), а в его

ных бассейнов является Южно-Аляскинская, в которой находятся бассейны внутрискладчатых грабенов: нефтегазоносный Кук-Инлет и возможно нефтегазоносный Коппер-Ривер. Все месторождения, открытые в бассейне Кук-Инлет (рис. 84), принадлежат двум ареалам антиклинальных зон нефтегазонакопления — Западному и Восточному. В первом из них выявлены зоны нефтегазонакопления, объединяющие месторождения бра-

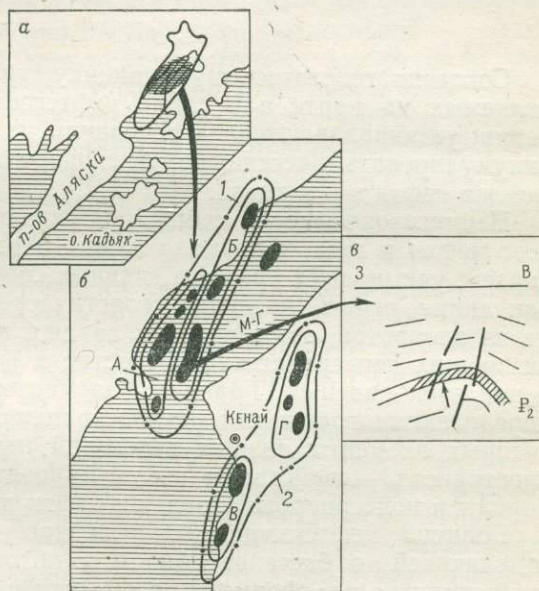


Рис. 84. Южная Аляска: а — нефтегазоносный бассейн Кук-Инлет; горизонтальной штриховкой показана территория, детализированная на рис. б; б — ареалы зон нефтегазонакопления; 1 — западный, 2 — Восточный; зоны: А — Трейдинг-Бей, Б — Граунд-Шоал—Белуга-Ривер, В — Кенай, Г — Суонсон-Ривер, М-Г — месторождение Мидл-Граунд-Шоал; в — разрез месторождения Мидл-Граунд-Шоал; стрелкой указана ловушка с нефтью в горизонте Хемлок. Остальные условные обозначения см. на рис. 79

хиантиклиналей. Одна из этих зон (Граунд-Шоал-Белуга-Ривер) содержит несколько месторождений, в том числе Мидл-Граунд-Шоал с залежью в сводовой ловушке, коллекторская часть которой сформирована зоценовыми песчаниками Хемлок.

Пояса комплексно-гетерогенных нефтегазоносных бассейнов на земном шаре отсутствуют. К бассейнам этой группы относится Волго-Уральский. В качестве одного из нефтегазоносных регионов в нем рассматривается вся его резко преобладающая платформенная часть. В этом регионе, где открыты тысячи залежей нефти и/или газа, обособляется Волжский мегареал зон нефтегазонакопления. Среди присутствующих здесь ареалов можно указать на ареал зон нефтегазонакопления Татарского свода. В одной из этих зон — Первомайско-Бондюжской, приуроченной к Нижнекамским дислокациям, — наиболее крупным месторождением является Первомайское (платформенная брахиантиклиналь), где находятся несколько залежей, в том числе в сводовой ловушке, коллекторская часть которой сложена верхнедевонскими песчаниками пласта Д-0.

ПРОВЕДЕНИЕ ГРАНИЦ ЭЛЕМЕНТОВ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ ПО ГЕНЕТИЧЕСКОМУ ПРИНЦИПУ

Согласно генетическому принципу, границы элементов, выделяемых на карте или схеме нефтегеологического районирования, устанавливаются на основании их свойств генерировать, аккумулировать рассеянные углеводороды и консервировать залежи нефти и/или газа.

Нефтегазонасыщенные бассейны полностью автономны в онтогенезе нефти и газа, и граница каждого из них проводится на карте с учетом всех трех его главных свойств, указанных выше, как линия, ограничивающая геологическое тело, которое состоит из элементов, заключающих залежи нефти и газа или принимающих непосредственное участие в формировании и сохранении этих залежей. Границы элементов низших категорий определяются границами распространения двух их свойств, в которых элементы низших категорий независимы от смежных пространств, — свойствами аккумулировать рассеянные углеводороды и консервировать залежи нефти и/или газа.

Граница нефтегазонасыщенных регионов выражается линией, отделяющей в бассейне область с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, от области с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам. Граница области группирования нефтегазонасыщенных бассейнов представляет линию оконтуривающую обширную часть земной коры, где расположены территориально объединенные бассейны, подобные по онтогенезу нефти и газа.

На начальных стадиях районирования недостаточно изученных территорий, нефтегазонасыщенность которых еще не установлена, выделяются лишь возможно нефтегазонасыщенные элементы (возможные зоны нефтегазонакопления, возможные нефтегазонасыщенные бассейны и пр.) в границах соответствующих по рангу структурных форм, к которым приурочены эти элементы. Так, например, границы возможного нефтегазонасыщенного бассейна проводятся как границы заключающей его синеклизы; границы возможного ареала зон нефтегазонакопления устанавливаются как границы свода, к которому приурочен этот ареал и т. п.

Однако при дальнейшем изучении во многих случаях оказывается, что границы возможно нефтегазонасыщенных элементов (т. е. структурных форм, с которыми они связаны), значительно не совпадают с действительными пределами распростране-

ния в них процессов, являющихся основанием для проведения границ этих элементов при районировании по генетическому принципу. Так, например, может выясниться, что в значительной окраинной части возможного ареала зон нефтегазоаккумуляции (выделенного в границах свода, к которому он приурочен) не могут реализоваться обязательные для ареала аккумуляция углеводородов и консервация залежей. Или же по периферии возможного нефтегазоносного бассейна, обособленного в границах заключающей его синеклизы, нет необходимых условий для возникновения и существования залежей.

Такое несовпадение границ тектонических элементов и приуроченных к ним соответствующих по рангу элементов нефтегеологического районирования в каждом конкретном случае закономерно, поскольку реализация онтогенеза нефти и газа в данной области земной коры обусловлена, помимо ее структуры, также литолого-фациальной и гидрогеологической характеристиками. Поэтому, может оказаться, например, что элемент, который по своим структурным качествам во всем объеме благоприятен для аккумуляции углеводородов, в значительной своей части не обладает этим свойством в силу ее литолого-фациальной или гидрогеологической характеристики (отсутствие в этой части коллекторов или покрышек, чрезмерный напор инфильтрационных вод и пр.).

Существенное несовпадение границ тектонического элемента и связанного с ним соответствующего по рангу элемента нефтегеологического районирования должно находить отражение на картах такого районирования по генетическому принципу. Оно фиксируется на карте следующим образом. Установленная действительная граница элемента нефтегеологического районирования проводится с отсечением некоторых периферийных частей содержащей этот элемент соответствующей по рангу структурной формы, а именно, частей, не обладающих признаками, на основании которых выделяется и ограничивается данный элемент районирования по генетическому принципу. Возможность и целесообразность такой фиксации определяются масштабами нефтегеологического районирования и основными поставленными при этом конкретными задачами.

Отразить на карте существенное несовпадение границ тектонических элементов и связанных с ними соответствующих по рангу элементов нефтегеологического районирования можно только после значительного объема исследований, которыми установлены и обоснованы реальные границы распространения компонентов онтогенеза нефти и газа. Однако из этого не следует, что отражение такого несовпадения не имеет практического смысла. Установив рассматриваемое расхождение границ и выяснив закономерно вызвавшие его причины, можно значительно конкретизировать сравнительную оценку перспектив нефтегазоносности областей и районов, обладающих сходным

строением и развитием, а тем самым избежать иногда очень значительного объема безуспешных нефтегазопонсковых работ. Все сказанное выше можно иллюстрировать следующими примерами.

На Северо-Американской платформе, в Западном Внутреннем бассейне расположено крупное поднятие, в котором выделяются разграниченные пологим структурным седлом вершины, именуемые в американской литературе сводом Кэмбридж и Центральноканзасским сводом. Это поднятие изучено очень значительными по объему геологическими, геофизическими и буровыми работами, проводившимися здесь в течение многих десятилетий. На Центральноканзасском своде и в южной части свода Кэмбридж обнаружено большое количество нефтяных и газовых месторождений, объединенных в ареал, заключающий совокупность однотипных зон нефтегазонакопления. В средней и северной частях свода Кэмбридж длительные поиски нефти и газа оказались безрезультатными ввиду резкого сокращения мощности осадочного чехла и интенсивного напора инфильтрационных вод. Уже давно геологи-нефтяники США оценили указанные части свода Кэмбридж как бесперспективные, и поисковые работы в их пределах были прекращены.

Поскольку средняя и северная части свода Кэмбридж не обладают главными свойствами ареала зон нефтегазонакопления, — аккумуляровать углеводороды и консервировать залежи нефти и газа, — эти части не могут быть включены в состав ареала, приуроченного к Кэмбриджско-Центральноканзасскому поднятию. Соответственно площадь последнего значительно больше площади упомянутого ареала (рис. 85, а, А).

На Татарском своде Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна выявлено более двухсот месторождений нефти и газа. Все они расположены в центральной и южной частях свода. На его северной вершине (Немский выступ) залежи нефти и газа не обнаружены. Для нее характерно резкое сокращение мощности осадочного чехла (до 600—700 м). При этом главный продуктивный комплекс — терригенная толща девона, заключающая более 80% выявленных промышленных запасов нефти Татарского свода, здесь отсутствует, а терригенные отложения нижнего карбона, содержащие около 10% указанных запасов, характеризуются крайне незначительной мощностью (Клубов, Петропавловский, Поповин, 1970). Если к сказанному добавить, что северная вершина Татарского свода является областью создания повышенных напоров подземных вод (Якобсон, 1970, и др.), напрашивается вывод о крайне малых шансах на обнаружение здесь залежей нефти и/или газа.

Основываясь на имеющихся данных о составе и строении осадочного чехла, а также на гидрогеологической характеристике, видимо, следует поставить вопрос о возможности и целесообразности выделения в качестве крупного элемента нефтегео-

логического районирования — ареала зон нефтегазоаккумуляции не всего Татарского свода, а лишь его центральной и южной частей (рис. 85, а, б).

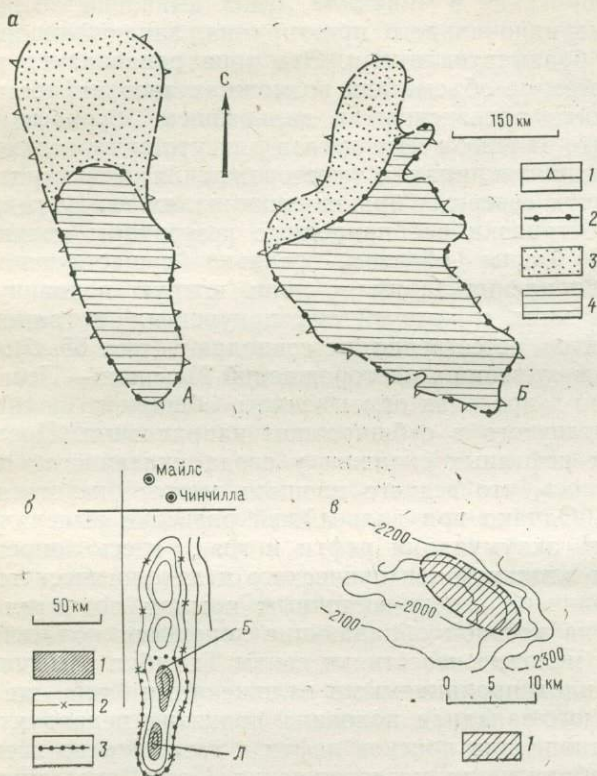


Рис. 85. Примеры несовпадения границ элементов нефтегеологического районирования и заключающих их соответствующих по рангу тектонических элементов:

а — Кэмбриджско-Центральноканзасское поднятие (А) и Татарский свод (Б): 1 — границы поднятия и свода, 2 — границы приуроченных к ним ареалов зон нефтегазоаккумуляции, 3 — площадь, где месторождения нефти и газа отсутствуют; 4 — площадь распространения нефтяных и газовых месторождений; б — безымянная антиклинальная зона в бассейне Боуэн-Сурат (Австралия) и приуроченная к ней зона нефтегазоаккумуляции: 1 — месторождения; Б — Беннет, Л — Лейчхардт; 2 — граница антиклинальной зоны; 3 — граница зоны нефтегазоаккумуляции; в — структурная карта поднятия Поса-Рика и приуроченного к нему одноименного месторождения (А. Акунья, О. Бернетч).
Изогипсы (в м) проведены по кровле сенманских отложений.
1 — месторождение Поса-Рика

Примеры несовпадения границ тектонического элемента и приуроченного к нему соответствующего по рангу элемента нефтегеологического районирования можно указать не только для ареалов зон нефтегазоаккумуляции, но и для представителей низших категорий: зон нефтегазоаккумуляции и месторождений нефти и/или газа.

В простом латерально-гетерогенном бассейне Боуэн-Сурат (Восточная Австралия), приуроченном к пограничной впадине, на его внутреннем борту, примерно в 50 км к югу от населенных пунктов Майлс и Чинчилла, была выявлена антиклинальная зона меридионального простираия, заключающая четыре локальные брахиантиклинали. Эта зона справедливо расценивалась во всем ее объеме как возможная зона нефтегазоаккумуляции. Однако проведенные в дальнейшем буровые работы показали, что залежи нефти и газа присутствуют только в двух южных брахиантиклиналях (месторождения Лейчхардт и Беннет), а в двух северных брахиантиклиналях ввиду гидрогеологической обстановки все природные резервуары являются водоносными. Таким образом, реально существующая зона нефтегазоаккумуляции занимает лишь южную половину антиклинальной зоны, к которой она приурочена, и границы этих двух элементов, естественно, не совпадают (рис. 85, б).

Одно из крупнейших месторождений Мексики — Поса-Рика — расположено в пределах одноименного обширного поднятия, отчетливо вытянутого в субширотном направлении. После бурения первых нефтяных скважин у свода указанного поднятия предполагалось, что вся его площадь может оказаться нефтегазоносной. Однако при дальнейшей разведке выяснилось, что возможность аккумуляции нефти и газа здесь определяется совместным влиянием тектонического и литологического факторов и ограничена северо-восточным крылом поднятия — моноклиналию, на которой обладающие хорошими коллекторскими свойствами меловые известняки свиты Тамабра замещаются по восстанию плохопроницаемыми отложениями той же свиты. Поскольку юго-западная половина поднятия непродуктивна и бесперспективна для поисков нефти и газа, она во всех описаниях и изображениях месторождения Поса-Рика исключается из его состава (рис. 85, в).

Несовпадение (иногда очень значительное) границ нефтегазоносного бассейна и заключающей его впадины уже было подробно рассмотрено ранее при характеристике аконсервационной зоны.

В прямой связи с изложенным следует отметить допускаемую иногда излишнюю нецелесообразную «тектонизацию» карт нефтегеологического районирования, которая не дополняет представления о закономерностях пространственного распространения нефтегазоносности и о специфике последней в выделяемых элементах районирования, а иногда даже затушевывает эти закономерности. Так, например, И. О. Брод (1964) использовал в качестве одного из важных признаков нефтегеологического районирования возраст фундамента бассейнов. Эта характеристика, весьма важная в региональной геологии, могла бы представлять значительный интерес при нефтегеологическом районировании, если бы позволяла более или менее кон-

кретно судить о возрастном объеме отложений, формирующих нефтегазоносный бассейн, а тем самым о длительности в нем эволюции органического вещества, разрушения скоплений нефти и газа, старения глинистых покрышек и пр. Однако оценить возрастной объем осадочного чехла и время накопления его наиболее древних горизонтов по возрасту фундамента или складчатого основания весьма трудно. Соотношения здесь могут быть самыми различными. Так, в Камбейском бассейне (Индия) с докембрийским фундаментом наиболее древними отложениями осадочного чехла являются меловые, во Внутреннем Восточно-Австралийском бассейне раннекаледонское складчатое основание перекрыто породами девона, а позднекаледонское в бассейне Гипсленд — отложениями нижнего мела и т. п.

Многие исследователи объединяют в общую категорию нефтегазоносные области или нефтегазоносные бассейны межгорных впадин. С тектонических позиций подобное объединение, безусловно, правомочно. Однако в этом случае к единой категории оказываются отнесенными такие элементы, как Венский бассейн, приуроченный к внутрискладчатому грабену, внутрискладчатый синклиорий Лос-Анджелес, бассейн Биг-Хорн, расположенный внутри эпиплатформенного орогена Скалистых гор, и т. п. Перечисленные бассейны резко отличаются друг от друга условиями онтогенеза нефти и газа, в силу чего обладают существенно различной характеристикой нефтегазоносности и поэтому, видимо, не должны помещаться в рамки единой классификационной категории элементов нефтегеологического районирования.

Излишней данью тектонике кажется выделение Н. Ю. Успенской (1966) двух самостоятельных групп нефтегазоносных провинций: внутренних частей древних платформ и внутренних частей молодых платформ, поскольку обе эти разновидности подобны по условиям онтогенеза нефти и газа. То же можно сказать и в отношении обособленных Н. Ю. Успенской друг от друга нефтегазоносных провинций склонов древних платформ и провинций склонов молодых платформ.

Число подобных замечаний можно значительно увеличить. Они никоим образом не отрицают ведущей роли тектонического фактора в процессах нефтегазообразования и нефтегазо-накопления, но еще раз подчеркивают самостоятельность нефтегеологического районирования исследуемых территорий, производимого по признакам, отличным от используемых при тектоническом, литолого-фациальном и гидрогеологическом районировании. Поэтому для одной и той же исследованной области карта нефтегеологического районирования может сильно отличаться от карты тектонического, литолого-фациального и гидрогеологического районирования количеством выделенных элементов, конфигурацией и положением их границ.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ И ОБУСЛОВЛИВАЮЩИЕ ЕГО ПРИЧИНЫ

Закономерностям размещения месторождений нефти и газа посвящены работы большого количества отечественных и зарубежных исследователей (А. А. Бакиров, И. О. Брод, М. И. Варенцов, В. Г. Васильев, И. В. Высоцкий, В. С. Вышемирский, Р. Гарднер, Н. А. Еременко, М. К. Калинин, Р. Кинг, Г. Д. Клемме, Г. Кнебел, А. Мейерхоф, И. И. Нестеров, Х. Родригес-Эрасо, Г. Е. Рябухин, А. Ал. Трофимук, Н. Ю. Успенская, М. Хэлбаути, Г. Т. Юдин и др.).

В 1971 г. Г. Д. Клемме опубликовал статью, где приводился перечень всех известных тогда на земном шаре крупных и крупнейших месторождений, с разведанными запасами в каждом не менее 0,5 блн. баррелей нефти (~68,5 млн. т) или эквивалентными количествами газа. Включенные в перечень 232 месторождения содержали, по подсчетам Г. Д. Клемме, около 80% разведанных к середине 1971 г. мировых запасов нефти и газа. Даже если эта цифра несколько завышена, не вызывает сомнений, что Г. Д. Клемме зафиксировал основную, резко преобладающую часть выявленных к тому времени запасов нефти и газа, размещение которых отражает главные закономерности распределения в земной коре всей массы жидких и газообразных углеводородов, подвергшихся аккумуляции.

Проведенный автором всесторонний анализ указанного перечня месторождений показывает следующее.

1. Все рассматриваемые месторождения располагаются в 43 нефтегазоносных бассейнах, причем примерно половина их сосредоточена в четырех бассейнах, в том числе Персидского залива, Мексиканского залива, Сахаро-Присредиземноморском (занимающем северную часть Сахарской плиты и узкую западную окраину Аравийского полуострова).

2. Около 85% разведанных запасов нефти, рассматриваемых 232 месторождений, выявлено в семи нефтегазоносных бассейнах: Персидского залива, Мексиканского залива, Маракаибском, Сахаро-Присредиземноморском, Западно-Арктическом и др. Около 60% запасов нефти, разведанных в 232 крупнейших месторождениях, содержит один нефтегазоносный бассейн — Персидского залива.

3. Приблизительно 70% разведанных запасов газа, заключенных в 232 месторождениях перечня, приведенного

Г. Д. Клемме, находятся в четырех нефтегазоносных бассейнах, в том числе Северо-Европейском, Сахаро-Присредиземноморском и Персидского залива.

4. Все гигантские месторождения с разведанными запасами нефти и газа более 1 млрд. т в каждом открыты только в бассейнах, перечисленных в пунктах 2 и 3, а также в Западном Внутреннем бассейне США (месторождение Панхендл-Хьюгтон).

5. Запасы нефти и газа в рассматриваемых 232 месторождениях неравномерно распределяются по различным тектоническим элементам (табл. 10). Отчетливо выражена концентрация этих запасов (особенно для газа) в областях с платформенным строением.

Таблица 10

Распределение разведанных запасов нефти и газа, заключенных в 232 крупнейших (на 1972 г.) месторождениях земного шара, по различным тектоническим элементам

Тектонический элемент	Разведанные запасы, %	
	нефть	газ
Плиты и синеклизы	11,5	57
Грабены и полуграбены платформ	1,3	1,9
Синклинии и грабен-синклинии	1,0	0
Пограничные впадины:		
а) внешний борт	52,7	18
б) внутренний борт	15,9	7
Впадины со срединным массивом и внутренние впадины эпиплатформенных орогенов:		
а) внутренняя часть	6,4	0,3
б) внешняя зона	2,4	0
Внутрискладчатые грабены	0	0,4
Узловая синеклиза с примыкающими и подстилающими элементами складчатых систем:		
а) платформенная часть	8,6	15,4
б) элементы складчатых систем	0,2	0

6. Резко преобладающая часть разведанных нефтяных и газовых запасов открыта в отложениях мезозоя — кайнозоя. По данным М. Хэлбаути и др. (1973), из суммарных запасов нефти и газа, выявленных в 266 крупнейших месторождениях земного шара, 24% приходится на породы кайнозоя, 63% — на породы мезозоя и только 13% — на породы палеозоя (главным образом на отложения перми, карбона и девона).

Фактический материал, имеющийся в работе Г. К. Клемме, был проанализирован Н. Ю. Успенской (1972). Однако на основании изложенного выше этот анализ можно в значительной степени дополнить и расширить следующими выводами.

1. Убедительно подтверждается общепринятое заключение о крайне неравномерном распределении нефти и газа

в земной коре. Они отчетливо концентрируются в очень ограниченном количестве нефтегазоносных бассейнов. К таковым, в первую очередь, относятся бассейны Персидского залива, Мексиканского залива, Сахаро-Присредиземноморский, Центральноевропейский, Западно-Арктический, Маракаибский и некоторые другие. За исключением Маракаибского, каждый из перечисленных бассейнов характеризуется огромным объемом (судя по имеющимся данным, более 1 млн. км³), значительную часть которого составляют отложения, достигшие уровня литогенеза, отвечающего среднему катагенезу. В таких бассейнах расположены почти все открытые к настоящему времени гигантские месторождения с запасами нефти и газа более 1 млрд. т в каждом. Однако ни объем нефтегазоносного бассейна, ни объем входящих в его состав отложений, достигших упомянутого уровня катагенетической преобразованности, не являются единственными показателями, определяющими размеры современных запасов нефти и газа в этом бассейне. Известны нефтегазоносные бассейны, которые при высоких значениях обоих приведенных показателей содержат небольшие запасы нефти и газа (например, Преаппалачский бассейн). С другой стороны, некоторые нефтегазоносные бассейны гораздо меньшего объема (например, Маракаибский) включают очень крупные запасы углеводородов, подвергшихся аккумуляции.

II. В табл. 11 приведены данные о распределении запасов нефти и газа, разведанных в 232 крупнейших мировых месторождениях, по различным категориям нефтегазоносных бассейнов, согласно их классификации, рассмотренной в главе IV. Как видно из этой таблицы, в нефтегазоносных бассейнах и элементах бассейнов с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, находятся 183 из 232 крупнейших месторождений, а также резко преобладающая часть их нефтяных (около 80%) и газовых (93%) запасов.

По условиям генерации и аккумуляции углеводородов области с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, не обладают какими-либо преимуществами перед областями с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам. Преобразование рассеянного органического вещества в последних протекает даже более энергично. В них, как и в первых, имеются многочисленные ловушки самых разнообразных размеров, а миграция рассеянных углеводородов происходит активнее. Поэтому наблюдаемую ныне отчетливую концентрацию нефтяных и особенно газовых запасов в областях с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, видимо, следует объяснить главным образом значительно лучшими для них в целом условиями консервации рассеянных жидких и газообразных углеводородов, а также залежей нефти и газа. Намного нагляднее это различие сказывается на распределении газовых за-

пасов — гораздо более тонкого показателя условий консервации, чем нефтяные запасы.

III. Среди нефтегазоносных бассейнов и элементов бассейнов с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, запасы рассматриваемых крупнейших месторождений также распределены весьма неравномерно, опять-таки в явной зависимости от условий сохранения залежей нефти и газа. Эти запасы сосредоточены в обладающих наилучшими указанными условиями следующих бассейнах и элементах бассейнов, слабо затронутых разрывами: а) бассейнах плит и синеклиз; б) плитах, входящих в состав латерально-комбинированных бассейнов; в) внешних бортах простых латерально-гетерогенных бассейнов; г) внутренних частях сложных латерально-гетерогенных бассейнов впадин со срединным массивом; д) платформенных элементах комплексно-гетерогенных бассейнов.

В бассейнах, которые хотя и характеризуются онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, но неблагоприятны для консервации залежей этих полезных ископаемых (сильно нарушенные разрывами бассейны грабен и периконтинентальных полуграбен), запасы последних очень невелики.

IV. Зависимость размеров нефтяных и газовых запасов от условий сохранения залежей нефти и газа отчетливо выражена в распределении этих запасов также среди бассейнов и элементов бассейнов с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам. Крайне небольшая доля указанных запасов принадлежит характеризующимся в целом плохими условиями консервации залежей гомогенным бассейнам синклинириев и грабен-синклинириев. Показательно, что нефтяные запасы бассейнов этого подтипа сосредоточены в его представителях (некоторые Калифорнийские и Индонезийские бассейны), продолжающих погружаться в настоящее время, не испытавших чрезмерно интенсивной складчатости и, следовательно, имеющих относительно более благоприятные условия для консервирования залежей.

Резко преобладающая часть нефтяных и газовых запасов областей земной коры с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам, приходится на долю тех из них, которые являются элементами гетерогенных бассейнов и примыкают к частям последних с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам. Это внутренние борта простых латерально-гетерогенных бассейнов (в первую очередь, Персидского залива) и внешние части сложных латерально-гетерогенных бассейнов во впадинах со срединным массивом (главным образом Южно-Каспийского).

Тот факт, что запасы нефти и газа в бассейнах синклинириев и грабен-синклинириев резко уступают их запасам в характеризующихся онтогенезом нефти и газа геосинклинальных складчатых поясов элементах гетерогенных бассейнов вообще, а Пер-

Распределение разведанных запасов нефти и газа, заключенных в 232 крупнейших (на 1972 г.) месторождениях земного шара, по нефтегазоносным бассейнам различных категорий

Категория и элемент бассейна	Характер онтогенеза ¹	Разведанные запасы, %		Количество крупнейших месторождений
		нефти	газа	
Гомогенные с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам:				
1) слабо затронутые разрывами (плит и синеклиз)	+	6,4	49,0	30
2) сильно нарушенные разрывами (грабен и полуграбен)	+	0,9	0	8
Комбинированные:				
1) вертикально-комбинированные (синеклиз и подстилающих их грабен)	+	0,4	2,6	8
2) латерально-комбинированные (синеклиз или плит и примыкающих к ним в плане грабен):				
а) синеклизы и плиты	+	5,1	7,3	15
б) грабены	+	0	0	0
Гомогенные с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам (синклиориев и грабен-синклиориев)	—	1,0	0	6
Гетерогенные				
Латерально-гетерогенные:				
1) простые (пограничных впадин — предскладчатых, перед эпиплатформенным орогеном, перед внутриплатформенной подвижной зоной):				
а) внешние борта	+	52,7	18,0	81
б) внутренние борта	—	15,9	7,0	29
2) сложные (впадин со срединным массивом и внутренних впадин эпиплатформенных орогенов):				
а) внутренняя часть	+	6,4	0,3	9
б) внешняя зона	—	2,4	0	13
Вертикально-гетерогенные (внутрискладчатых грабен):				
а) верхний структурный этаж	+	0	0,4	1
б) нижний структурный этаж	—	0	0	0

Категория и элемент бассейна	Характер онтогенеза ¹	Разведанные запасы, %		Количество крупнейших месторождений
		нефти	газа	
Комплексно-гетерогенные (узловых синеклиз с примыкающими и подстилающими их элементами складчатых систем):				
а) платформенная часть	+	8,6	15,4	31
б) элементы складчатых систем	-	0,2	0	1

¹ Бассейны и элементы бассейнов с онтогенезом нефти и газа, свойственным: (+) платформам, (-) геосинклинальным складчатым поясам.

сидского залива и Южно-Каспийского в частности, можно объяснить следующими причинами.

Указанные элементы гетерогенных бассейнов в своих частях, примыкающих к характеризующимся платформенным онтогенезом нефти и газа областям этих бассейнов, значительно менее дислоцированы, чем (за некоторым исключением) бассейны синклинириев и грабен-синклинириев, и соответственно гораздо более благоприятны для консервации залежей. На внутреннем борту бассейна Персидского залива широко распространена нехарактерная для таких бортов надежная покрывка — мощная соленосная толща среднего — верхнего миоцена. Разрушение залежей в месторождениях внешней складчатой части Южно-Каспийского бассейна может компенсироваться широкомасштабным поступлением углеводородов из обладающей огромным объемом центральной, наиболее погруженной части этого бассейна.

V. Резкое преобладание мировых запасов нефти и газа, выявленных в кайнозойских и мезозойских отложениях, над запасами этих полезных ископаемых, обнаруженных в породах палеозоя, при достаточно высокой степени разведанности последних можно, очевидно, объяснить, в первую очередь, временем формирования залежей. Чем раньше они образовались, тем дольше могли подвергаться влиянию разрушающих агентов и тем значительно (при прочих равных условиях) степень разрушенности залежей нефти и газа.

Невозможность длительного существования газовой залежи без пополнения ее новыми массами газа отмечали И. В. Высоцкий, В. А. Соколов и др.

С учетом изложенного, давность возникновения ловушек представляется не столь благоприятным фактором, как его обычно расценивают. Их возникновение должно быть ранним лишь в той степени, чтобы нефтегазоматеринские отложения к

этому времени не истощили полностью свой генерирующий потенциал, или даже в указанном случае, чтобы прежде образовавшиеся рассеянные углеводороды еще не подверглись разрушению.

Значительное преобладание мировых запасов нефти и газа, разведанных в мезозойских породах, над их запасами, выявленными в отложениях кайнозойского возраста, видимо, определяется тем, что процессы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в мезозойских породах реализовались к настоящему времени гораздо более полно, чем в кайнозойских отложениях, а длительность разрушения залежей в мезозойских породах и степень их разрушенности намного меньше, чем в палеозойских.

VI. При оценке перспектив нефтегазоносности условия сохранения залежей являются одним из важнейших показателей, по степени благоприятности которого все нефтегазоносные бассейны и элементы бассейнов могут быть разделены на следующие группы (в нисходящем порядке):

а) бассейны и элементы бассейнов, слабо затронутые разрывами, с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам (бассейны плит и синеклиз), плитные части латерально-комбинированных бассейнов, платформенные области комплексно-гетерогенных бассейнов, внешние борты простых латерально-гетерогенных бассейнов, внутренние части сложных латерально-гетерогенных бассейнов (во впадинах со срединным массивом);

б) вертикально-комбинированные бассейны (синеклиз и подстилающих их грабен), а также внутренние части сложных латерально-гетерогенных бассейнов во внутренних впадинах эпиплатформенных орогенов;

в) входящие в состав гетерогенных бассейнов следующие их элементы с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам: внутренние борты простых латерально-гетерогенных бассейнов (в пограничных впадинах), внешние части сложных латерально-гетерогенных бассейнов (во впадинах со срединным массивом и эпиплатформенных орогенов), складчатые области комплексно-гетерогенных бассейнов;

г) гомогенные бассейны с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам (синклиналии и грабен-синклиналии), и сильно нарушенные разрывами гомогенные бассейны с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам (грабен и периконтинентальных полуграбен), а также вертикально-гетерогенные бассейны внутрискладчатых грабен.

При прочих равных условиях в каждом случае более высокой оценки перспектив нефтегазоносности среди сравниваемых бассейнов заслуживает тот, в котором больше объем пород — генераторов углеводородов, либо, также при прочих равных условиях, присутствующие скопления нефти и газа сформировались позже.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сущность нефтегеологического районирования заключается в обособлении элементов земной коры, отличающихся от смежных наличием нефтегазоносности или характеристикой последней. Эти элементы на картах и схемах нефтегеологического районирования представляют собой двумерные, плоскостные изображения трехмерных геологических тел — частей и частиц литосферы с различным объемом, строением, составом и взаиморасположением. Выделение указанных элементов районирования производится на основании их положения в современной структуре земной коры и современной характеристики их нефтегазоносности с учетом развития каждого обособляемого элемента и его взаимосвязи со смежными элементами во времени и пространстве.

Самостоятельную категорию объектов, заключенных в элементах нефтегеологического районирования, представляют самые различные по размерам скопления нефти и газа. Любому скоплению нефти и газа свойственна пространственная непрерывность образующей его углеводородной фазы. Данной категории принадлежат залежи нефти и газа — скопления этих полезных ископаемых, возникшие в ловушках при решающей роли гравитационных сил. В качестве нефтегазоносных рассматриваются такие элементы нефтегеологического районирования, которые заключают залежи нефти и/или газа.

Нефтегеологическое районирование можно проводить по любым признакам, позволяющим получить полезную информацию о нефтегазоносности исследуемой территории. Поскольку основной целью нефтегеологического районирования является выяснение закономерностей распространения залежей нефти и газа, главным признаком элементов такого районирования служит их нефтегазоносность. Для приобретения этого качества элемент нефтегеологического районирования должен обладать определенной благоприятной структурно-тектонической, литолого-фациальной и гидрогеологической характеристиками во времени и пространстве.

Однако непосредственно определяющими возникновение и существование нефтегазоносности в данном элементе земной коры служат его свойства генерировать и аккумулировать рассеянные углеводороды, а также консервировать залежи нефти и газа. Поэтому выделение и ограничение элементов исследуемой территории по трем указанным свойствам является ее нефтегеологическим районированием по генетическому принципу. Такое районирование, безусловно, проводится на базе

всестороннего анализа прошлых и современных структурно-тектонических, литолого-фациальных и гидрогеологических признаков.

Предложенный принцип нефтегеологического районирования суши и шельфа находит свое выражение в применяемой при этом методике, которая характеризуется системой подлежащих обособлению элементов и критериями их ограничения. В составленной системе элементов выделяются группы низших и высших категорий. Первая объединяет ловушки с нефтью и/или газом, месторождения нефти и/или газа, зоны нефтегазо-накопления и ареалы зон нефтегазоаккумуляции, а вторая — нефтегазоносные регионы, нефтегазоносные бассейны и области группирования нефтегазоносных бассейнов.

Нижний предел этой системы обусловлен логической необходимостью выбора в качестве простейшего — элемента, заключающего «единицу нефтегазоносности» — залежь нефти и/или газа. Верхний предел установлен по тем соображениям, что элементы более высокого ранга, чем области группирования нефтегазоносных бассейнов, настолько велики и «индивидуальны», что не имеют аналогов для сравнения на земном шаре.

Каждый элемент низших категорий может быть охарактеризован аккумулярующей способностью и плотностью нефтегазо-насыщения. Первая определяется эффективным объемом элемента (суммарным объемом пустот коллекторских частей, находящихся в этом элементе ловушек), а вторая представляет отношение заполненной нефтью и газом части суммарного объема к общему объему данного элемента. В едином конкретном ряду от ловушки с нефтью и/или газом к ареалу зон нефтегазо-накопления аккумулярующая способность возрастает, а плотность нефтегазо-насыщения сокращается.

Все элементы низших категорий полностью автономны при аккумуляции оказавшихся в них углеводородов и консервации своих залежей, но зависимы от окружающих элементов в генерации углеводородов, обеспечивающей возникновение этих залежей или, во всяком случае, формирование полного объема последних. Элементы низших категорий выделяются на основании обоих их свойств, в которых они полностью автономны и типизируются по свойству аккумуляции рассеянных углеводородов. Каждый элемент высших категорий выделяется и типизируется на основании как генерации, так аккумуляции и консервации нефти и газа.

Объем и состав предложенной системы элементов обоснованы, исходя из реализации в земной коре процессов генерации, аккумуляции рассеянных углеводородов и консервации залежей нефти и газа. Совокупность этих процессов именуется онтогенезом нефти и газа (термин введен И. В. Высоцким).

В эту систему включены новые категории элементов райо-

нирования (области группирования нефтегазоносных бассейнов, нефтегазоносные регионы, ареалы зон нефтегазонакопления) и, фактически не использовавшиеся ранее как элементы районирования, ловушки с нефтью и/или газом. Для остальных категорий данной системы (месторождений нефти и/или газа, зон нефтегазонакопления и нефтегазоносных бассейнов) предложены новые определения, поскольку в эти категории автор вкладывает в той или иной степени отличное содержание, чем другие исследователи.

Выделены основные разновидности нефтегазоносных регионов и областей группирования нефтегазоносных бассейнов, а для каждой из остальных категорий предлагаемой системы разработана соответствующая классификация. В основу классификаций элементов низших категорий положено их главное генетическое качество — аккумулялировать углеводороды. Разделение элементов этих категорий проведено в двух направлениях.

1. Разработана единая классификация всех элементов низших категорий по следующим признакам, непосредственно определяющим условия образования в этих элементах залежей нефти и/или газа:

а) характерное соотношение площади элемента с площадью сбора в него рассеянных углеводородов;

б) преобладающее направление поступления в элемент районирования рассеянных углеводородов.

2. Для каждой низшей категории составлена классификация входящих в нее элементов по генезису и строению участков земной коры, которыми выражены эти элементы.

Указанные признаки (кстати, несомненно из числа определяющих условия формирования залежей) в настоящее время имеют наибольшее практическое значение при прогнозировании нефтегазоносности, выборе главных направлений и способов нефтегазопроисковых работ.

Структурно-генетические классификации ловушек, месторождений и зон нефтегазонакопления подготовлены на базе разработанных другими исследователями аналогичных классификаций и, отличаясь от последних в той или иной степени, имеют с ними много общего.

В качестве основного элемента нефтегеологического районирования по генетическому принципу принят нефтегазоносный бассейн, который рассматривается как геологическое тело в пределах крупного элемента стратисферы, структурно погруженного в целом относительно ограничивающих его элементов. Мощность, строение и состав отложений, формирующих это тело, а также его гидрогеологическая характеристика обеспечивают в нем генерацию, аккумуляцию углеводородов и консервацию залежей нефти и/или газа.

Нефтегазоносный бассейн обладает обоими качествами, обя-

зательными для основного элемента нефтегеологического районирования по генетическому принципу:

а) независимостью во всех трех процессах (генерация, аккумуляция рассеянных углеводородов, консервация залежей нефти и газа), обеспечивающих возникновение и существование его нефтегазоносности;

б) приуроченностью к части земной коры с достаточно отчетливой современной структурной автономностью.

Главные свойства нефтегазоносного бассейна — генерировать, аккумулировать углеводороды и консервировать залежи нефти и/или газа, присущи всему бассейну в целом, но проявляются в нем прерывисто — не выражены совместно в каждом его конкретном элементарном объеме. Нефтегазоносные бассейны состоят из элементов, которые заключают залежи нефти и газа, или принимают непосредственное участие в формировании и сохранении этих залежей. Структурно погруженная в целом область, к которой приурочен нефтегазоносный бассейн, не обязательно должна испытывать прогибание в настоящее время и может быть представлена как единой, структурно недифференцированной впадиной, так и состоять из ряда внутренних прогибов и поднятий или включать несколько структурных этажей. Каждый нефтегазоносный бассейн возникает, развивается и существует в пределах соответствующего осадочного водонапорного бассейна (в широком понимании такого бассейна).

При нефтегеологическом районировании земная кора разграничивается на нефтегазоносные бассейны и внебассейновые пространства. Эти пространства характеризуются следующими обязательными признаками:

а) в них в настоящее время отсутствуют условия, необходимые для возникновения и существования нефтегазоносности, хотя могут находиться следы некогда образовавшихся, а затем разрушенных залежей в виде различных по размерам скоплений высоковязких и твердых нафтидов;

б) они не принимают непосредственного участия в формировании и консервации залежей нефтегазоносных бассейнов, хотя влияют на эти процессы.

Нефтегазоносный бассейн выделяется как область распространения совершенно конкретных полезных ископаемых — нефти и природного газа. Высоковязкие и твердые нафтиды резко отличаются от них основными физическими свойствами, методикой добычи и последующей переработки. Поэтому они являются самостоятельной категорией полезных ископаемых, мелкие скопления или месторождения которых могут располагаться как внутри, так и вне нефтегазоносных бассейнов, не определяя своим присутствием и местонахождением положение границ этих бассейнов. Внебассейновые пространства, примыкающие к нефтегазоносному бассейну, представлены его фундаментом и обрамлением, а также аконсервационной зоной.

В составе фундамента и обрамления нефтегазоносного бассейна рассматриваются только такие породы, которые не содержат залежей нефти или газа, а также изначально не обладали свойством генерировать углеводороды или полностью утратили это свойство к настоящему времени. Понятия «фундамент нефтегазоносного бассейна» и «геологический фундамент» (или «складчатое основание») далеко не всегда являются синонимами. Совпадение этих понятий имеет место лишь в том случае, если геологический фундамент (или складчатое основание) сформирован породами, характеризующимися указанными выше качествами.

Аконсервационная зона включает: а) не содержащую эффективных покрышек периферию осадочного водонапорного бассейна, к которому приурочен нефтегазоносный бассейн, б) развитую на остальной площади осадочного бассейна его кровельную часть над верхней эффективной крышкой. В качестве эффективной крышки рассматривается плохопроницаемый горизонт, под которым возможно формирование и существование залежей в силу достаточных изолирующих свойств этого горизонта, а также гидрохимических и гидродинамических условий в непосредственно подстилающих его коллекторах.

Аконсервационная зона обладает всеми обязательными признаками пространств земной коры за пределами нефтегазоносных бассейнов; в ней отсутствует возможность современного возникновения и существования залежей нефти и газа. Выделение аконсервационной зоны в каждом исследуемом осадочном водонапорном бассейне, содержащем залежи нефти и газа позволяет: а) установить его часть, которая должна быть исключена из общего объема при подсчете прогнозных нефтяных и газовых запасов; б) наметить минимальные глубины возможного присутствия залежей; в) «отрезать» его иногда очень крупные части, бесперспективные для нефтегазопроисковых работ.

Нефтегазоносный бассейн является частью заключающего его осадочного водонапорного бассейна и представляет геологическое тело, всесторонне ограниченное в земной коре фундаментом, обрамлением и аконсервационной зоной. Ограничение нефтегазоносных бассейнов указанным образом — это ограничение в земной коре всех ее элементов, в которых можно обнаружить залежи нефти и газа. Практически оно достигается окончательным на изучаемой территории всех осадочных водонапорных бассейнов с последующим исключением из них аконсервационной зоны.

Нефтегазоносный бассейн является системой, целостность которой определяется общностью следующих элементов, образующих структурно-функциональное единство: а) осадочных отложений, которые своей мощностью, составом и строением определяют возможность генерации, аккумуляции рассеянных углеводородов и консервации залежей нефти и/или газа;

б) насыщающих эти отложения вод, с которыми связано формирование залежей нефти и/или газа; в) рассеянных углеводородов и скоплений нефти и/или газа, возникающих и существующих в этих отложениях.

Нефтегазоносный бассейн — это зависимая открытая динамическая система, в которой происходит обмен веществом и энергией с внешней средой, система, которой свойственна определенная степень подвижности ее связей.

В предложенной классификации нефтегазоносных бассейнов они разделены по онтогенезу нефти и газа — совокупности процессов, выражающих главные генетические свойства этих элементов. Выделены два типа бассейнов: гомогенные и гетерогенные по онтогенезу нефти и газа. Каждый бассейн первого типа во всем своем объеме характеризуется онтогенезом нефти и газа, свойственным только платформенным областям или только геосинклинальным складчатым поясам. Соответственно обособлены два подтипа бассейнов. Каждый гетерогенный бассейн в одних своих крупных частях характеризуется онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, а в других — геосинклинальным складчатым поясам. Тип гетерогенных бассейнов разделен на группы в зависимости от взаиморасположения элементов бассейна, гетерогенных по онтогенезу нефти и газа. Более дробное деление некоторых из указанных категорий проведено по видоизменению основного признака данной классификации.

Онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, характеризуются не только платформы, а онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам, — не исключительно эти пояса. В каждом подразделении предложенной классификации присутствуют бассейны, которые обладают различной (иногда в очень значительной степени) структурной характеристикой и как тектонические элементы принадлежат разным категориям. Однако по избранному признаку деления — онтогенезу нефти и газа эти бассейны являются подобными и включение их в единую категорию данной классификации в каждом случае вполне обоснованно.

В пределах каждой, даже наиболее дробной категории этой классификации бассейны могут в той или иной степени отличаться друг от друга характеристикой нефтегазоносности, поскольку в той или иной мере различны следующие показатели этих бассейнов: а) стадия развития, б) наличие, объем и состав отложений, достигших зон раннего, среднего и позднего катагенеза, в) тип основного исходного органического вещества, г) время формирования залежей и соответственно длительность возможного последующего влияния разрушающих их агентов, д) емкость основных природных резервуаров, их расположение относительно главных нефтегазопроизводящих и/или нефтегазопроизводивших комплексов и флюидоупоров, а также качество последних.

Все эти показатели, безусловно, должны учитываться при изучении каждого конкретного бассейна и могут быть использованы как признаки для дальнейшего деления любой наиболее дробной категории предлагаемой классификации. Однако чем более дробно, по менее важным признакам производится деление бассейнов, тем менее четким становится отличие друг от друга дополнительно выделенных категорий. Возрастает количество случаев, когда отнесение данного бассейна к той или иной из дополнительных одноранговых категорий является дискуссионным. Поэтому при построении генеральной классификации нефтегазонасыщенных бассейнов следует ограничиться употреблением лишь главных отличительных черт онтогенеза нефти и газа в классифицируемых объектах.

При описании каждой категории бассейнов, выделенной в предлагаемой их классификации, приведены данные о всех элементах типовой модели нефтегазонасыщенности бассейнов этой категории. Такая модель определяется сочетанием наиболее характерных для бассейнов данной категории совокупности структурных форм, аккумулялирующих нефть и/или газа, расположение этих форм в пределах бассейна, а также вертикальной зональности залежей различного состава. Будучи достаточно обоснованными, типовые модели могут служить хорошими ориентирами при оценке перспектив нефтегазонасыщенности слабо изученных и неизученных бассейнов, а также при планировании в них нефтегазопромысловых работ. Знание типовой модели нефтегазонасыщенности позволяет в каждом конкретном случае установить имеющиеся отклонения от нее и найти им объективное объяснение.

Для каждой выделенной категории нефтегазонасыщенных бассейнов предложен их символ, выведенный на основании реализации в каждом гомогенном бассейне, элементе гетерогенного или комбинированного бассейна одного из следующих трех типов онтогенеза нефти и газа, свойственного: а) платформенным областям, слабо затронутым разрывами, б) платформенным областям, сильно нарушенным разрывами, в) геосинклинальным складчатым поясам.

По современной вертикальной зональности залежей различного состава и фазового состояния все бассейны разделены (автором совместно с И. В. Высоцким) на два типа — с полным и неполным вертикальным рядом залежей; второй тип представлен бассейнами: а) с первично неполным вертикальным рядом залежей, б) с вертикальным рядом залежей, редуцированным после своего возникновения.

При снятии с карты нефтегеологического районирования всех частей аконсервационной зоны, залегающих непосредственно на нефтегазонасыщенных бассейнах, последние изображаются как всесторонне ограниченные в плане обрамлением и/или аконсервационной зоной, или же как имеющие общую границу.

Область непрерывного распространения осадочного чехла, в котором пространственно непрерывно обеспечивается онтогенез нефти и газа, может быть разграничена на самостоятельные нефтегазоносные бассейны — структурно автономные впадины только при наличии в этой области «сквозных» внутренних поднятий. Если в ней нет внутренних поднятий, или они представлены только «островным» или «полуостровным» типами, область является единым нефтегазоносным бассейном.

Всесторонний анализ опубликованных статистических данных о разведанных мировых запасах нефти и газа позволяет сделать следующие выводы.

1. Подтверждается неоднократно отмечавшееся многими исследователями крайне неравномерное распределение этих запасов, отчетливо концентрирующихся в весьма ограниченном количестве бассейнов. Каждый из них обладает огромными размерами и объемом отложений, достигших или достигавших уровня литогенеза, отвечающего среднему катагенезу. Однако ни тот, ни другой показатели не являются единственными, определяющими величину запасов нефти и газа в данном бассейне. В ряде бассейнов указанные объемы очень велики, а нефтяные и газовые запасы незначительны.

2. Запасы нефти и особенно газа в бассейнах и элементах бассейнов с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, резко преобладают над запасами этих полезных ископаемых в бассейнах и элементах бассейнов с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам. По условиям генерации и аккумуляции углеводородов первые из них не обладают какими-либо явными преимуществами перед вторыми. Поэтому указанное резко неравномерное распределение разведанных запасов нефти и газа следует объяснять главным образом значительно лучшими условиями консервации нефтяных и газовых залежей в бассейнах и элементах бассейнов с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам.

В пределах этих бассейнов и элементов бассейнов разведанные запасы нефти и газа также распределяются крайне неравномерно, в тесной зависимости от условий консервирования нефтяных и газовых залежей. Такая же картина наблюдается в распределении разведанных запасов нефти и газа среди бассейнов и элементов бассейнов с онтогенезом этих полезных ископаемых, присущим геосинклинальным складчатым поясам.

При оценке перспектив нефтегазоносности условия сохранения залежей являются одним из важнейших показателей, по степени благоприятности которого все бассейны и элементы бассейнов могут быть разделены на следующие группы (в нисходящем порядке): а) бассейны и элементы бассейнов, слабо затронутые разрывами, с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам; б) вертикально-комбинированные бассейны и внутренние части сложных латерально-гетерогенных

бассейнов во впадинах эпиплатформенных орогенов; в) характеризующиеся онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам, элементы гетерогенных бассейнов; г) гомогенные бассейны с онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам, гомогенные сильно нарушенные разрывами бассейны с онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам, а также вертикально-гетерогенные бассейны.

Резкое преобладание разведанных запасов нефти и газа в мезозойских и кайнозойских отложениях над запасами этих полезных ископаемых, обнаруженных в породах палеозоя, в первую очередь, объясняется временем формирования залежей. Чем раньше они образовались, тем дольше могли подвергаться разрушению и тем значительнее (при прочих равных условиях) степень разрушенности залежей нефти и газа. Поэтому раннее возникновение ловушек представляется не столь благоприятным фактором, как его обычно считают. Оно должно быть ранним лишь настолько, чтобы источник формирования залежей — нефтегазоматеринские отложения — к этому времени не истощили полностью свой генерирующий потенциал или даже в указанном случае, чтобы прежде образовавшиеся рассеянные углеводороды не подверглись разрушению.

Значительное преобладание мировых запасов нефти и газа, разведанных в мезозойских породах, над их запасами, выявленными в отложениях кайнозойского возраста, видимо, определяется тем, что процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления в мезозойских породах реализовались к настоящему времени гораздо более полно, чем в кайнозойских отложениях, а длительность разрушения залежей в мезозойских породах и степень их разрушенности намного меньше, чем в палеозойских.

При прочих равных условиях более высокой оценки перспектив нефтегазоносности среди сравниваемых бассейнов заслуживает тот, в котором больше объем пород-генераторов углеводородов, либо, также при прочих равных условиях тот, в котором присутствующие скопления нефти и газа сформировались позже.

Границы всех выделяемых элементов нефтегеологического районирования по генетическому принципу проводятся на основании их свойств генерировать, аккумулировать углеводороды и консервировать залежи нефти и газа.

Наличие указанных свойств и границы их распространения в данной части земной коры совместно обусловлены ее структурно-тектонической, литолого-фациальной и гидрогеологической характеристиками в прошлом и настоящем. Поэтому для одной и той же исследованной области карта, составленная при нефтегеологическом районировании по генетическому принципу, может сильно отличаться от структурно-тектонической, литолого-фациальной и гидрогеологической карт той же области

количеством выделенных элементов, конфигурацией и положением их границ.

Практически важно отразить на карте часто имеющее место существенное несовпадение границ тектонических элементов и приуроченных к ним, соответствующих по рангу элементов нефтегеологического районирования. Установив причины, закономерно вызвавшие такое несовпадение, можно значительно конкретизировать сравнительную оценку перспектив нефтегазоносности областей и районов со сходным строением и развитием.

Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу представляет собой самостоятельное направление районирования изучаемых территорий. Оно проводится для решения специальных задач и осуществляется по специальным признакам.

При своих исследованиях автор стремился получить теоретически обоснованные результаты, которые могли бы найти соответствующее практическое применение. С этой целью автор составил систему элементов нефтегеологического районирования, каждый представитель которой обладает обязательными, достаточно конкретными и наглядными признаками, обеспечивающими возможность его однозначного выделения и ограничения, а также надежного сопоставления со всеми одноранговыми элементами, независимо от разделяющих расстояний. Автор считал необходимым установить для выделяемых элементов их характерные черты, которые можно наиболее эффективно использовать при оценке перспектив нефтегазоносности, выборе главных направлений и рациональных комплексов нефтегазопоисковых и разведочных работ.

Выделение всех возможных и доказанных нефтегазоносных бассейнов на исследуемой территории определяет для нее совокупность областей, только в пределах которых можно рассчитывать на обнаружение залежей нефти и/или газа. Принадлежность нефтегазоносного бассейна к той или иной классификационной категории позволяет достаточно обоснованно судить о его перспективах нефтегазоносности и типовой модели нефтегазоносности. Обособление нефтегазоносных регионов дает возможность установить крупные части нефтегазоносных бассейнов с резко различными условиями реализации онтогенеза нефти и газа, требующими разного подхода к прогнозированию нефтегазоносности и планированию нефтегазопоисковых работ в этих частях бассейнов. Наконец, выделение всех аккумулирующих нефть и газ элементов низших категорий (от ловушек с нефтью и/или газом до ареалов зон нефтегазонакопления) означает ограничение в исследуемой области совокупности всех ее участков, в которых можно вести поисковое бурение. Каждый такой элемент, соответственно классификационной принадлежности, характеризуется определенными условиями формирова-

ния в нем залежей, а также присущими ему чертами строения и геологической обстановкой, в которой он может присутствовать — т. е. признаками, на которых основываются при выборе главных направлений и способов поисковых и разведочных работ.

Автор попытался всесторонне разработать и обосновать методику нефтегеологического районирования, последовательно проводящуюся во всех своих компонентах по признакам, непосредственно определяющим возникновение и существование залежей нефти и газа. Главная практическая цель выполненных исследований состояла в том, чтобы использование предлагаемой методики нефтегеологического районирования способствовало обоснованной и конкретной оценке перспектив нефтегазоносности и установлению рационального комплекса нефтегазописковых работ в малоизученных областях и районах, а отнесение этих областей и районов к тому или иному классификационному эталону предложенной системы оказало бы помощь при определении в них характерных черт и относительных масштабов нефтегазоносности.

Автор подчеркивает, что, не считая затронутые вопросы полностью разрешенными, будет глубоко удовлетворен, если результаты его исследований помогут в разработке сложной и многогранной проблемы нефтегеологического районирования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Абрамович М. В. Поиски и разведка залежей нефти и газа. Изд. 4, перераб. и доп. Баку, Азнефтеиздат, 1955. 352 с.
- Акрамходжаев А. М., Вассоевич Н. Б. Современное состояние проблемы нефтематеринских отложений терригенного типа. — В кн.: Состояние и задачи советской литологии, т. III. М., «Наука», 1970, с. 87—96.
- Алексин А. Г. К вопросу классификации скоплений нефти и газа. — «Сов. геология», 1957, № 57, с. 48—58.
- Алексин А. Г. Категории скоплений нефти и газа и их типы как основа рациональной методики поисков и разведки. — Докл. по опублик. работам, предст. на соиск. учен. степ. докт. геол.-минер. наук. М., МИНХиГП, 1964. 84 с.
- Анализ влияния различных факторов на формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей). Л., «Недра», 1971, 336 с. (ВНИГНИ. Труды. Вып. 295).
- Бакиров А. А. Классификация и геотектонические закономерности размещения крупных нефтегазоносных территорий (областей, провинций и поясов). — В кн.: Вопросы тектоники нефтегазоносных областей. М., Изд-во АН СССР, 1962, с. 21—34.
- Бакиров А. А. Классификация локальных и региональных скоплений нефти и газа в земной коре. — В кн.: Докл. сов. геол. на XXII сесс. Междунар. геол. конгресса. Проблема I. Геология нефти. М., «Наука», 1964, с. 141—153.
- Бакиров А. А. Гигантские и мегагигантские зоны нефтегазонакопления зарубежных стран и геологические условия их формирования. — В кн.: Губкинские чтения. К 100-летию со дня рождения. М., «Недра», 1972, с. 124—171.
- Бакиров А. А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., «Недра», 1973, 332 с.
- Бакиров А. А., Варенцов М. И., Бакиров Э. А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., «Недра», 1971. 536 с.
- Бакиров Э. А. Принципы выделения и классификации нефтегазоносных комплексов и покрышек. — В кн.: Губкинские чтения. К 100-летию со дня рожд. М., «Недра», 1972, с. 274—281.
- Брод И. О. Залежи нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1951. 340 с.
- Брод И. О. Принципы классификации скоплений нефти и газа. — В кн.: Докл. сов. геол. на XX сесс. Междунар. геол. конгресса. Т. I, М., Гостоптехиздат, 1958, с. 20—28.
- Брод И. О. О районировании и классификации нефтегазоносных территорий. — «Сов. геология», 1962, № 6, с. 155—165.
- Брод И. О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. М., «Недра», 1964. 60 с.
- Брод И. О., Еременко Н. А. Основы геологии нефти и газа. Изд. 3-е перераб. и доп. М., Гостоптехиздат, 1957. 469 с.
- Варенцов М. И. О задачах дальнейшего изучения тектонических закономерностей размещения нефтегазоносных областей. — В кн.: Вопросы тектоники нефтегазоносных областей. М., Изд-во АН СССР, 1962, с. 5—12.
- Варенцов М. И., Кравченко К. Н. Тектонические особенности нефтегазоносных впадин Китая. — В кн.: Вопросы тектоники нефтегазоносных областей. М., Изд-во АН СССР, 1962, с. 240—252.
- Васильев В. Г., Максимов С. П., Трофимук А. Ал. Нефтегазоносные бассейны СССР. — В кн.: Доклады сов. геол. на XXII сесс. Междунар. геол. конгресса. Проблема I. Геология нефти. М., «Наука», 1964, с. 130—140.

Вассоевич Н. Б. Геология нефти. — В кн.: Спутник полевого геолога-нефтяника. Т. II. Л., Гостоптехиздат, 1954, с. 203—223, 243—278, 282—293.

Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1967, № 11, с. 137—142.

Вебер В. В. Проблема нефтеобразования в свете данных палеогеографии нефтеносных бассейнов. — В кн.: Происхождение нефти и природного газа. М., изд-во БТЭИ ЦИМТ, 1947, с. 28—38.

Высоцкий И. В. Основы геологии природного газа. М., Гостоптехиздат, 1954. 383 с.

Высоцкий И. В. Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях. М., «Недра», 1971. 390 с.

Высоцкий И. В., Оленин В. Б. Некоторые особенности в распределении залежей нефти и газа, влияющие на оценку прогнозных запасов. — «Геол. нефти и газа», 1964, № 7, с. 14—16.

Газовые месторождения СССР. Справочник. М., «Недра», 1968. 687 с.

Геологические закономерности распространения крупных месторождений нефти и газа за рубежом. Л., «Недра», 1970, 150 с. (ВНИГНИ. Труды. Вып. 285).

Геология гигантских месторождений нефти и газа. М., «Мир», 1973. Пер. с англ. под ред. С. П. Максимова, 439 с. Авт.: Хэлбаути М., Кинг Р., Клемме Г. и др.

Геология нефти. Справочник (4 тома), т. 2, кн. 1: Нефт. месторожд. СССР. М., «Недра», 1968. 763 с.

Геология нефти. Справочник (4 тома), т. 2, кн. 2: Нефт. месторожд. заруб. стран. М., «Недра», 1968. 802 с.

Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазосной провинции. М., «Недра», 1970, с. 806. Авт.: Максимов С. П., Киров В. А., Клубов В. А. и др.

Главная фаза нефтеобразования. — «Вестн. МГУ. Сер. геол.» 1969, № 6, с. 3—27. Авт.: Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Чернышев В. В.

Губкин И. М. Учение о нефти. М., ГОНТИ, 1934, 601 с.

Дикенштейн Г. Х., Кравченко К. Н. Краткая характеристика крупных структур запада Средней Азии. — В кн.: Геология нефтегазосных областей Средней Азии и Южного Казахстана. М., «Недра», 1969, с. 160—176. (ВНИГНИ, Труды. Вып. LXVI).

Егiazаров Б. Х. Геологическое строение Аляски и Алеутских островов. Л., «Недра», 264 с.

Еременко Н. А. Геология нефти и газа. Изд. 2-е перераб. и доп. М., «Недра», 1968, 385 с.

Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазосности осадочных бассейнов (на примере Среднерусского нефтегазосного бассейна). — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1971, № 11, с. 56—59. Авт.: Вассоевич Н. Б., Высоцкий И. В., Корчагина Ю. И., Соколов Б. А.

Калинко М. К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., «Недра», 1964. 194 с.

Калинко М. К. Нефтегазосность акваторий мира. М., «Недра», 1969. 209 с.

Карцев А. А. Формирование залежей нефти и газа как элементов природных водонапорных систем. — В кн.: Доклады сов. геол. на XXII сесс. Междунар. геол. конгресса. Проблема I. Геология нефти. М., «Наука», 1964, с. 167—173.

Козлов А. Л. Формирование и размещение нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1959. 163 с.

Кравченко К. Н. О принципах нефтегазосного районирования (на примере юга Туранской плиты). — «Изв. Вузов. Геология и разведка», 1973, № 10, с. 96—103.

Кремс А. Я. Вопросы формирования залежей нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1954. 259 с.

- Куражковская Е. А. Диалектическая концепция развития в геологии. М., Изд-во МГУ, 1970. 238 с.
- Леворсен А. И. Геология нефти и газа. Изд. 2-е перераб. и доп. М., «Мир», 1970. Пер. с англ. под ред. Н. Б. Вассоевича и М. К. Калинин. 638 с.
- Лопатин Н. В. Температура и геологическое время как факторы углефикации — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1971, № 3, с. 95—106.
- Марковский Н. И. Палеогеографические условия размещения крупных залежей нефти. М., «Недра», 1965. 399 с.
- Марковский Н. И. Палеогеографическая оценка поясов и узлов нефтегазоаккумуляции. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1968, № 10, с. 130—138.
- Маслов К. С. Научные основы поисков литологических и стратиграфических залежей нефти и газа в терригенных толщах. М., «Недра», 1968. 220 с.
- Мирчинк М. Ф. О принципах классификации залежей нефти и газа. — «Нефт. хоз.», 1955, № 5, с. 49—57.
- Мирчинк М. Ф. О закономерностях размещения нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1963. 122 с.
- Моделевский М. Ш., Парнов Е. И., Польстер Л. А. Раздельное прогнозирование нефтеносности и газоносности. — «Геол. нефти и газа», 1969, № 10, с. 29—33.
- Наливкин В. Д. О классификации тектонических структур. — «Геотектоника», 1965, № 3, с. 14—19.
- Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л., «Недра», 1969. 240 с.
- Нестеров И. И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. М., «Недра», 1969. 336 с. (ЗапСибНИГНИ. Труды. Вып. 15).
- Нефтегазоносность морей и океанов. М., «Недра», 1973. 230 с. Авт.: Соколов Б. А., Гайнанов А. Г., Несмеянов Д. В., Серегин А. М.
- Нефтегазоносные бассейны (регионы) земного шара. — В кн.: Докл. сов. геол. на XXI сесс. Междунар. геол. конгресса. Проблема 11. Региональные и структурные проблемы геологии нефти. М., Изд-во АН СССР, 1960, с. 5—12. Авт.: И. О. Брод, М. И. Варенцов, В. Г. Васильев и др.
- Нефтегазоносные бассейны земного шара. М., «Недра», 1965, 598 с. Авт.: И. О. Брод, В. Г. Васильев, И. В. Высоцкий и др.
- Нефтегазоносный бассейн — основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий. — «Вестн. МГУ. Сер. геол.», 1970, № 5; с. 13—24. Авт.: Н. Б. Вассоевич, А. Я. Архипов, Ю. К. Бурлин и др.
- Нефтегазоносные провинции и области СССР. М., «Недра», 1969. 480 с. Авт.: Г. Е. Рябухин, М. С. Бурштар, Н. М. Музыченко и др.
- Объяснительная записка к тектонической карте нефтегазоносных областей СССР (масштаб 1:2 500 000). Л., Изд. ВНИГРИ, 1970. 148 с.
- О генетической связи нефтегазоносных бассейнов с вмещающими их бассейнами подземных вод. — «Геол. нефти и газа», 1961, № 11, с. 27—34. Е. А. Барс, Г. А. Борщевский, И. О. Брод, А. М. Овчинников.
- Оленин В. Б. Классификация нефтегазоносных бассейнов как основных элементов нефтегеологического районирования. — «Вестн. МГУ. Сер. геол.», 1966, № 4, с. 43—55.
- Оленин В. Б. Категории глобального нефтегеологического районирования. — «Вестн. МГУ. Сер. геол.», 1970, № 5, с. 44—53.
- Оленин В. Б. Районирование нефтегазоносных территорий. — В кн. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых», М., «Наука», 1973, с. 127—135.
- Оленин В. Б. Особенности распространения нефти и газа в земной коре. — «Геол. нефти и газа», 1973, № 10, с. 69—75.
- О номенклатуре залежей и месторождений нефти и газа. — «Геол. нефти и газа», 1966, № 8, с. 36—39. Авт.: В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, С. С. Коробов и др.
- Пушаровский Ю. М. Краевые прогибы, их тектоническое строение

и развитие. М., Изд-во АН СССР, 1959. 154 с. (ГИН АН СССР. Труды. Вып. 28).

Раабен В. Ф. Условия нефтегазоаккумуляции в палеозое Урало-Поволжья. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1965, № 5, с. 3—23.

Розанов Л. Н. Тектоническое районирование и сравнительная тектоника нефтегазоносных областей СССР. Л., «Недра», 1967, с. 39—54. (ВНИГРИ. Труды. Вып. 259).

Семенович В. В., Ерофеев Н. С. Новые нефтяные и газовые районы СССР и их перспективы. — В кн.: «Вопросы геологии нефти и газа на VIII Междунар. нефт. конгрессе». М., «Недра», 1971, с. 293—300.

Соколов В. А. Очерки генезиса нефти. М., Гостоптехиздат, 1948. 460 с.
Соколов В. А. Процессы образования и миграции нефти и газа. М., «Недра», 1965. 276 с.

Соколов В. А. Геохимия природных газов. М., «Недра», 1971. 321 с.
Соколов В. Л. Проблема газоносности Прикаспийской впадины. М., Изд. ВНИИОЭНГ, 1970. 55 с.

Соколов Б. А., Серегин А. М. К проблеме нефтегазоносности морей и океанов. — «Вестн. МГУ. Сер. геол.», 1970, № 5, с. 25—43.

Тектоника и нефтегазоносность окраинных и внутренних морей СССР. Л., «Недра», 1970. 304 с. («Труды Науч.-исслед. лаборатории геологии зарубежных стран». Вып. 20). Авт.: Ю. Я. Кузнецов, Л. Э. Левин, Я. П. Маловицкий и др.

Тектоника нефтегазоносных областей юга СССР. М., «Недра», 1973. 221 с. (ВНИГНИ. Труды. Вып. 141). Авт.: К. Н. Кравченко, М. В. Муратов, Л. Б. Вонгаз и др.

Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М., «Высшая школа», 1968, Авт.: А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев и др.

Углеводороды в осадочной оболочке Земли. — «Вестн. МГУ. Сер. геол.», 1967, № 5, с. 36—48. Авт.: Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий, А. Н. Гусева, В. Б. Оленин.

Ульянов А. В., Хельквист Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1955. 299 с.

Успенская Н. Ю. О принципах классификации нефтегазоносных провинций. М., Гостоптехиздат, 1947, с. 92—95. (МНИ. Труды. Вып. 5).

Успенская Н. Ю. О принципах классификации залежей нефти и газа. — «Нефт. хоз.», 1955, № 6, с. 51—61.

Успенская Н. Ю. Общие принципы районирования нефтегазоносных территорий. — В кн.: Вопросы тектоники нефтегазоносных областей. М., Изд-во АН СССР, 1962, с. 34—38.

Успенская Н. Ю. Месторождения-гиганты, их значение в распределении ресурсов нефти и газа и особенности формирования. — «Геол. нефти и газа», 1972, № 8, с. 1—8.

Успенская Н. Ю., Табасаранский З. А. Нефтегазоносные провинции СССР. М., «Недра», 1966. 482 с.

Хаин В. Е. Вопросы классификации нефтяных залежей и месторождений. — «Изв. АН Азерб. ССР», 1954, № 7, с. 1—24.

Хаин В. Е. Геотектонические основы поисков нефти. Баку, Азнефтеиздат, 1954. 692 с.

Хаин В. Е. Региональная геотектоника. М., «Недра», 1971. 548 с.

Якобсон Г. П. Принципы классификации и гидрогеологического районирования нефтегазоносных территорий. — «Геол. нефти и газа», 1969, № 6, с. 11—16.

Якобсон Г. П. Палеогидрогеологические и современные гидрогеологические закономерности водонапорной системы центральных и восточных областей Русской платформы в связи с формированием нефтегазовых месторождений. — Автореф. дисс. на соиск. учен. степ. докт. геол.-минер. наук. М., ВНИГНИ, 1970. 51 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава I. Развитие и современное состояние представлений о нефтегеологическом районировании	6
Глава II. Теоретические основы методики нефтегеологического районирования по генетическому принципу	25
Глава III. Низшие категории элементов нефтегеологического районирования	38
§ 1. Простейшие элементы нефтегеологического районирования — ловушки с нефтью и/или газом	38
§ 2. Классификация ловушек с нефтью и/или газом	39
§ 3. Месторождения нефти и/или газа	51
§ 4. Классификация месторождений нефти и/или газа	53
§ 5. Зоны нефтегазонакопления	73
§ 6. Классификация зон нефтегазонакопления	75
§ 7. Ареалы зон нефтегазонакопления	86
§ 8. Классификация ареалов зон нефтегазонакопления	87
§ 9. Общая характеристика группы низших категорий элементов нефтегеологического районирования	96
Глава IV. Высшие категории элементов нефтегеологического районирования	106
§ 1. Основные элементы нефтегеологического районирования — нефтегазоносные бассейны	106
§ 2. Границы нефтегазоносного бассейна. Характеристика внебассейновых пространств	113
§ 3. Классификация основных элементов нефтегеологического районирования	122
§ 4. Ограничение и разграничение нефтегазоносных бассейнов на картах нефтегеологического районирования	179
§ 5. Нефтегазоносные регионы и области группирования нефтегазоносных бассейнов	184
§ 6. Общая характеристика предлагаемой системы элементов нефтегеологического районирования	187
Глава V. Проведение границ элементов нефтегеологического районирования по генетическому принципу	196
Глава VI. Распределение нефти и газа в земной коре и обуславливающие его причины	202
Заключение	209
Список литературы	220

Т р. 56 к.

2082

НЕДРА