

М. А. ЖДАНОВ, Е. В. ГОРДИНСКИЙ

# ПОДСЧЕТ ПРОГНОЗНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

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



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»  
Москва 1968

Подсчет прогнозных запасов нефти и газа. Жданов М. А., Гординский Е. В. Издательство «Недра», 1968 г., стр. 3—196.

В книге впервые собран и систематизирован обширный литературный материал, освещающий основные геологические критерии нефтегазоносности, рассеянный в многочисленных изданиях, вышедших как в Советском Союзе, так и за рубежом.

Значительное внимание уделено качественной оценке нефтегазоносности территории. Рассмотрены условия возможного образования и нахождения залежей нефти и газа, значение нефтегазоносных свит и различного типа коллекторов, условия формирования ловушек, условия сохранности и разрушения залежей нефти и газа, влияние метаморфизма пород на нефтеносность и газоносность. Даны рекомендации по составлению карт прогноза нефтегазоносности и качественной классификации территории по степени ее перспективности.

В отношении количественной оценки нефтегазоносности рассмотрены способы расчета по удельным запасам и объемно-статистическим методам. Подробно изложена методика определения и расчета параметров, входящих в указанные формулы.

Предложена классификация залежей и запасов месторождений нефти и газа по фазовым состояниям углеводородов, образующих месторождения нефти и газа, и величине их запасов.

На примере материалов по разведанным площадям Северного Предкавказья, платформенной части Средней Азии и Западной Сибири произведен расчет некоторых эталонных значений показателей, которые должны быть использованы по аналогии для определения запасов на прогнозных территориях.

Таблиц 16, иллюстраций 10, библиографических названий 102.

#### Рецензенты:

1. Кафедра нефтепромысловой геологии Грозненского нефтяного института.
2. Докт. геол.-минер. наук, проф. И. Х. Абрикосов.

*Михаил Алексеевич Жданов,  
Евгений Владимирович Гординский*

### Подсчет прогнозных запасов нефти и газа

Редактор издательства Н. А. Тарусова  
Технические редакторы Л. Д. Азапонова, Э. А. Болдырева  
Корректор Л. В. Сметанина  
Художник А. А. Акимов

Сдано в набор 19/III 1968 г. Подписано к печати 19/VI 1968 г. Формат 60 × 90<sup>1/4</sup>.  
Физ. печ. л. 12. Уч.-изд. л. 12,75. Т-08129. Заказ 1783/986—7. Тираж 4000.  
Цена 63 коп. Бумага № 2. Индекс 1—1—1.

Издательство «Недра». Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.  
Ленинградская типография № 14 «Красный Печатник» Главполиграфпрома  
Комитета по печати при Совете Министров СССР. Московский проспект, 91.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Планомерное развитие нефтяной и газовой промышленности требует знания перспективных (и прогнозных) запасов нефти и газа. Лишь правильный и методически однообразный расчет прогнозных запасов может служить надежной основой для планирования развития нефтяной и газовой промышленности по различным районам нашей огромной территории.

Для подсчета прогнозных запасов нефти и газа, как и любого другого минерального сырья, необходимо всестороннее и полное изучение геологического строения оцениваемой территории и месторождений. В связи с этим в книге уделено большое внимание вопросам методики изучения условий распределения и формирования залежей нефти и газа.

В главе I дан критический обзор литературы по оценке нефтегазоносности и методике подсчета прогнозных запасов нефти и газа. Глава II освещает основные геологические критерии нефтегазоносности. В главе III приведена качественная оценка нефтегазоносности территории и описаны условия, способствующие формированию, сохранению и разрушению залежей нефти и газа. В главе IV изложена методика количественной оценки прогнозных запасов нефти и газа. В главе V дана классификация залежей и запасов месторождений нефти и газа в зависимости от типа залежей и размеров их запасов.

Глава VI посвящена сравнительному распределению количественных эталонных значений разведанных запасов различных типов залежей углеводородов по некоторым регионам. В VII главе применение указанной выше методики расчета запасов рассмотрено на примере вычисления по одному из районов Западной Сибири.

Учебное значение книги определяется последовательным изложением критериев нефтегазоносности и условий, характеризующих нахождение залежей нефти и газа, а также методики комплексного их учета для качественной оценки нефтегазоносности новых (прогнозных) территорий.

В книге впервые дано обобщенное, систематическое и подробное изложение методики количественной оценки прогнозных запасов

нефти и газа. В учебных целях количественная оценка прогнозных запасов нефти и газа приведена с показом всех расчетов и основных таблиц, позволяющих систематически освоить характеристику основных исходных данных и методику расчета запасов.

Приведенные в книге в условных единицах эталонные значения могут быть использованы геологами для конкретного расчета прогнозных запасов при условии получения ими по конкретным районам некоторых действительных исходных цифр о размерах территорий и удельных запасах нефти и газа на них.

Настоящая книга написана на основании опубликованных литературных данных и материалов исследовательской работы, проводившейся на кафедре промысловой геологии газа и нефти МИНХиГП отрядом Е. В. Гординского под научным руководством М. А. Жданова.

Предисловие, введение, главы I, II, III, IV и заключение написаны М. А. Ждановым, главы V, VI и VII — Е. В. Гординским при научном руководстве и редактировании М. А. Жданова.

Авторы выражают свою признательность Е. Ю. Шапошниковой и И. И. Шлетневу, выполнившим расчеты сравнительных количественных эталонных значений, характеризующих закономерности распределения разведенных залежей нефти и газа и плотности их запасов для некоторых территорий Советского Союза.

## ВВЕДЕНИЕ

Вопросы оценки перспектив газонефтеносности тех или иных территорий издавна привлекали внимание нефтяников. Правильная оценка перспектив возможного развития добычи нефти и газа является основой для установления объема капиталовложений, объема и направления проектирования разведочных работ и успешного их завершения.

Принятые Партией и Правительством контрольные цифры по развитию нефтяной и газовой промышленности предусматривают на 1970 г. добычу нефти 345—355 млн. т и добычу газа 225—240 млрд. м<sup>3</sup>. Это ставит ответственные задачи перед работниками нефтяной и газовой промышленности по подготовке соответствующих ресурсов нефти и газа.

Необходимо создать такой фонд разведанных (промышленных) запасов нефти и газа, который бы обеспечил предусмотренную добычу. Совершенно очевидно, что фонд перспективных и прогнозных запасов должен быть еще больше, являясь источником получения более высоких промышленных категорий запасов.

Обоснованное определение перспективных запасов нефти и газа и выбор площадей для промышленной разведки является сложной задачей, так как для решения ее не установлено какой-либо единой надежной методики.

Обычно оценка перспектив газонефтеносности базируется на весьма общих геологических соображениях. Между тем она должна основываться на данных о закономерностях распределения в земной коре залежей нефти и газа.

Вопросы генезиса нефти и газа, а также формирования и распределения залежей нефти и газа еще недостаточно изучены.

К настоящему времени установлены лишь некоторые общие черты распределения газонефтеносности. В геосинклинальных областях региональные зоны нефтегазонакопления закономерно приурочены к окраинным и периферийным частям, некоторые из них — к погружениям этих областей, а также к межгорным впадинам. На платформах значительную роль в закономерном размещении зон

нефтегазонакопления обычно играют крупные тектонические элементы. Эти зоны приурочены главным образом к склонам сводовых поднятий, часть из них к периферийным зонам платформенных впадин, а также к бортам краевых впадин.

В отношении распределения локальных залежей нефти и газа к настоящему времени по существу установлено лишь то, что они приурочены:

1) к относительно наиболее приподнятым участкам земной коры — антиклинальным поднятиям и ловушкам, экранированным различными факторами (разрывами, несогласиями, выклиниванием и т. п.);

2) к пористым и трещиноватым породам, проницаемым для жидкостей и газов и залегающим под непроницаемыми породами;

3) к межгорным впадинам и предгорным прогибам, к обращенным в сторону последних склонам платформ, к краевым и внутренним глубоким платформенным впадинам, к сводовым поднятиям и их склонам и т. п.

Сторонники неорганической теории происхождения нефти и газа к этим закономерностям добавляют еще следующее:

1) нефть или газ всегда отмечаются во всех нижних горизонтах разреза нефтегазоносных районов, если они содержатся в верхних;

2) наблюдается связь нефтегазоносности с глубинными разломами.

Некоторые исследователи (В. Гассоу, С. П. Максимов и др.) выдвинули принцип ступенчатой аккумуляции нефти и газа, согласно которому вверх по региональному поднятию слоев в ловушках последовательно снизу вверх распределяются вначале газовые залежи, затем нефтяные и еще выше водяные. Однако указанному принципу ступенчатого распределения локальных залежей нефти и газа не следует придавать универсального значения.

В последние годы много внимания уделялось исследованию состава рассеянных битумов в породах различных геохимических фаций и связи их с промышленными залежами нефти и газа, а также изучению геохимии терригенных пород нефтегазоносных провинций для установления соответствующих критериев нефтегазоносности. Однако результаты этих и других исследований еще не позволяют однозначно определять возможную нефтегазоносность тех или других площадей и закономерности распределения локальных залежей нефти и газа. В связи с указанным, каждый исследователь рассчитывает прогнозные запасы в зависимости от своего опыта, знания геологии района и умения оценить запасы нефти и газа.

Единой, общепринятой, методики количественной оценки прогнозных запасов нефти и газа пока создать не удалось. Между тем следует уделить большое внимание созданию такой методики, основывая ее на планомерном и глубоком изучении закономерностей распределения уже известных газовых и нефтяных месторождений.

Основой оценки прогнозных запасов должен служить метод аналогии между оцениваемой перспективной площадью и разведанной, изученной по материалам геологоразведочных работ и геолого-промысловых исследований. Для возможности применения метода аналогии необходимо предварительно по разбуренным и изученным месторождениям получить некоторые эталонные значения, характеризующие плотность поднятий по различным тектоническим элементам, условия распределения залежей нефти и газа, изменения плотности запасов по разрезу и т. п.

Всестороннее геологическое изучение особенностей распределения залежей и запасов нефти и газа в разведанных месторождениях является той основой, на которой должна проводиться аналогия с перспективными площадями. На перспективной площади могут отсутствовать многие показатели, которые в качестве эталонов были получены на изученной разведанной площади. Это не должно смущать исследователя, так как эти показатели являются комплексными и взаимно связанными так, что знание одних позволяет в известной мере оценить значение других.

Важным является объективное использование указанных эталонных показателей, с учетом особенностей геологического строения месторождений, для применения их в качестве аналогий. Здесь следует рекомендовать лишь один путь — наиболее полно использовать геологические сведения по перспективной территории, не прибегая к формальным, абстрактным расчетам. Не вполне убедительным и точным, например, является расчет на осредненную структуру, когда авторы простым расчетным путем определяют по разведанной территории среднюю площадь структуры, а для перспективной площади — количество структур на основании общих геологических соображений. Для этого они делят площадь прогнозной территории на величину этой средней площади структуры (вычисленной по разведанной территории) и тем самым определяют число возможных структур без учета особенностей их распределения по тектоническим элементам и зависимости от других геологических факторов.

Неудачным является также ввод так называемого коэффициента удачи (или коэффициента промышленных открытий, что одно и то же по существу), когда после определения указанным выше методом числа структур вводится коэффициент удачи для определения количества возможных продуктивных структур. Такие расчеты нередко субъективны и не основаны на глубоком геологическом познании закономерностей распределения залежей и запасов нефти и газа. Лишь глубокое изучение закономерностей распределения залежей нефти и газа, а также плотности их запасов может явиться основой для выработки метода оценки прогнозных запасов нефти и газа.

Задачей настоящего учебного пособия является изложение основных геологических показателей, которые должны быть положены в основу выработки метода оценки прогнозных запасов нефти и газа.

В работе приводится характеристика и методы расчета эталонных показателей на изученной разведанной площади и использование их для расчета запасов на перспективной территории. Иначе говоря, в книге предложен объективный метод расчета прогнозных запасов, основанный на глубоком использовании современных геологических познаний о закономерностях распределения залежей нефти и газа, а также и плотности их запасов.

Применение такого единого комплексного метода оценки прогнозных запасов по территории Советского Союза позволило бы получить объективную оценку ее и дало бы возможность более уверенно сравнивать перспективные запасы различных перспективных территорий.

---



## Глава I

# КРИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ ПО ОЦЕНКЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И МЕТОДИКЕ ПОДСЧЕТА ПРОГНОЗНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

(Основой качественной оценки новой площади с точки зрения вероятности наличия в недрах ее нефтяной (или газовой) залежи является метод аналогии между этой площадью и какой-либо другой, изученной по материалам геологопоисковых работ. Такой метод оценки позволяет получать косвенное представление о возможной промышленной нефтегазоносности площади. М. В. Абрамович [1] справедливо указывает, что чем глубже и полнее может быть проведена аналогия, тем большую вероятность приобретают выводы. При оценке перспектив площади по методу аналогии обычно используют следующую программу-схему, согласно которой всю совокупность критериев перспективности делят на три группы:

1) основные критерии, определяющие возможность и вероятность наличия залежей нефти и газа, к числу которых относятся тектоническое строение площади, литологический состав пород и их коллекторские свойства, условия формирования и сохранности залежей нефти и газа, притоки нефти и газа и т. п.;

2) второстепенные критерии, как например, геохимические и гидрогеологические условия, состав вод, динамика вод, факторы, осложняющие структуру площади (вторичная складчатость, разрывы и др.); вероятная форма залежей нефти и газа, их взаимоотношения и т. п.;

3) технико-экономические критерии, характеризующие глубину залегания предполагаемых продуктивных горизонтов, необходимый объем поисково-разведочных работ, качество нефти и газа, энергетические свойства пластов и условия, определяющие особенности разработки залежей и т. п.

Следует отметить, что вопросы диагностики газонефтяных месторождений требуют дальнейшего более глубокого изучения, так как современные наши познания их не позволяют еще однозначно определить возможную газонефтеносность оцениваемой перспективной

площади. Еще более сложной является количественная оценка возможных запасов на перспективной газонефтеносной площади.

Анализ опубликованных работ по оценке перспективных запасов показывает, что при наличии и использовании одних и тех же геологических данных оценка запасов разнится нередко в 100 раз и более. У. Л. Рассел [77] указывает, что фактически открытые запасы с 1921 г. в 26 раз превышают ту цифру их, которая была получена в 1921 г. Он полагает, что лучшим методом оценки перспективных запасов нефти и газа является использование данных о содержании углеводородов в  $m$  на  $1 \text{ км}^3$  в осадочной серии пород (до глубины 6100 м), установленных по разбуренным и изученным нефтеносным бассейнам США.

Для ряда нефтеносных бассейнов У. Л. Рассел приводит следующие данные ( $m/\text{км}^3$ ):

|  |      |
|--|------|
| Мичиган и Кентукки . . . . .                       | 200  |
| Иллинойс . . . . .                                 | 1100 |
| Техасское побережье Мексиканского залива . . . . . | 1900 |
| Оклахома . . . . .                                 | 2300 |
| Калифорния . . . . .                               | 5800 |
| Техас (в целом) . . . . .                          | 1200 |

Предлагая указанные выше цифры для оценки запасов перспективных площадей, автор рекомендует при этом учитывать благоприятные и неблагоприятные условия оценки. К числу таких условий он относит наличие или отсутствие установленной промышленной нефти (или газа) в оцениваемом регионе; локальность распространения газонефтеносности (например, для некоторых геосинклинальных областей он указывает, что продуктивная площадь составляет всего 1—5% от общей оцениваемой площади) и т. п.

Таким образом, применение предлагаемых цифр для оценки запасов перспективных площадей, особенно с использованием указанных ограничений, которые далеко не всегда известны, вызывает большие трудности для более или менее уверенной количественной оценки запасов по отдельным территориям.

Аналогичные соображения об оценке перспективных площадей высказывает А. И. Леворсен [61]. Он полагает, что в среднем для оценки запасов нефти различных областей земной поверхности, в пределах которых развиты осадочные образования, можно взять цифру 2800  $m$  нефти на  $1 \text{ км}^3$  осадочных пород.

Некоторые американские исследователи для оценки прогнозных запасов газа в среднем принимают 5,5 тыс.  $\text{м}^3$  газа на  $1 \text{ км}^2$  продуктивной газоносной площади.

Совершенно очевидно, что такие методы оценки, основанные на средних показателях, формальны, весьма неточны, не учитывают особенности геологического строения и не могут по существу правильно оценить действительные запасы нефти и газа оцениваемой территории. Об этом свидетельствуют также приведенные цифры,

которые сильно разнятся по отдельным областям. Такая методика позволяет получить лишь порядок цифр.

Некоторые исследователи, например Элли Мэбрэ [96], предлагают оценку перспективных площадей производить по очкам, без указания цифр запасов. При такой оценке различным геологическим факторам присваивается то или иное количество очков. Полученные оценочные очки по отдельным факторам складывают, и таким образом дается общая оценка площади. Путем сравнения суммарных очков, которыми оценены различные площади, выявляются более или менее перспективные площади. Изложенная схема оценки перспектив площади лишь частично использует данные геологии и не позволяет количественно оценить запасы нефти и газа непосредственно в точках. В самой оценке различных геологических факторов очками наблюдается значительный субъективизм, не позволяющий объективно оценить перспективы той или другой площади.

Другие исследователи, например, Н. Т. Линдтроп, при оценке прогнозных запасов нефти и газа используют обычную объемную формулу. Он рассчитывает запасы по следующей схеме. Для той или другой нефтеносной области или провинции выбирается коэффициент удачи, например, для месторождений о. Сахалин — 0,68, для Эмбы — 0,5 и т. д.

Коэффициент удачи определяют формально, без критического геологического анализа этой величины. Например, указывается, что по одному из районов Сибири было разведано шесть структур, четыре из них оказались продуктивными (газоносными), отсюда коэффициент удачи вычисляется по соотношению  $4 : 6 = 0,67$ . Далее берут общее количество структур, которое удалось зафиксировать (сейсморазведкой) на дату расчета без учета геологических закономерностей развития и распределения локальных структур в зависимости от особенностей строения данного тектонического элемента.

Для указанного выше примера таких структур было установлено 188. Тогда количество возможных промышленно-газоносных структур определяют путем простого умножения количества установленных структур на коэффициент удачи. В данном случае получим  $188 \times 0,67 = 126$  промышленно-газоносных структур. Количественное определение запасов далее ведут следующим, также формальным, расчетом. Для этого определяют суммарные запасы по структурам, давшим нефть или газ (в указанном выше примере по четырем газоносным структурам, давшим газ, определено 13 млрд. м<sup>3</sup>) и затем вычисляют средние запасы на одну структуру (в данном случае  $13 : 4 = 3,2$  млрд. м<sup>3</sup>). Тогда общие запасы по перспективной площади определяют простым умножением количества вычисленных промышленно-продуктивных структур на средние запасы одной структуры (а именно  $126 \times 3,2 = 403,2$  млрд. м<sup>3</sup>).

Совершенно очевидно, что указанный выше метод расчета прогнозных запасов без глубокого анализа исходных геологических

и других материалов не может претендовать на объективность и достаточную точность расчета даже для приближенной оценки перспектив нефтегазоносной области.

В самом деле, ведь сама величина коэффициента удачи зависит от удачи вовлечения площадей в разведку и для отдельных одних и тех же областей может колебаться в широких пределах не только на различные даты расчета, но и на данную дату в зависимости от субъективного подхода к анализу имеющихся фактических данных (например, правильности учета промышленного значения структуры по данным опробования разведочных скважин, анализа причин неполучения нефти в структуре, правильности расчета запасов, достаточной разведанности оцениваемой области и т. п.).

При перспективной оценке прогнозных запасов следует руководствоваться не формальными расчетами тех или других цифр, а геологическими и опытными данными. Нельзя оценивать структуры без учета истории их возникновения, закономерностей распределения, условий осадконакопления и коллекторских свойств пород, условий формирования залежей нефти и газа и т. п.

В советской научной литературе сводная методическая работа по качественной и количественной оценке перспективных (прогнозных) запасов нефти и газа была опубликована М. А. Ждановым в 1959 г. [46]. В этой работе приведены основные геологические критерии газонефтеносности для качественной оценки изучаемой территории, указана схема составления карт прогноза газонефтеносности и изложена методика количественной оценки прогнозных запасов нефти и газа.

В основу количественного расчета запасов положена оценка различных критериев газонефтеносности баллами по оцениваемой территории с последующим переводом по аналогии баллов в тонны путем определения цены одного балла в тоннах по изученной площади.

В последующем публиковались отдельные варианты по методике оценки прогнозных запасов. В основном все эти варианты расчета приведены в брошюре, изданной в 1962 г. [18].

К сожалению, следует отметить, что главному вопросу — изложению методики оценки прогнозных запасов нефти и газа — уделено не более 10% ее объема. Основная часть брошюры посвящена составлению карт нефтегазонасыщенности недр, изложению цифр запасов в целом по СССР и по отдельным районам с крайне схематическим пояснением принятых расчетных данных и т. п. В связи с тем, что указанная брошюра, как написано в аннотации, может служить пособием для студентов вузов нефтяной и газовой специальности, на разборе ее необходимо остановиться более подробно.

В главе, посвященной изложению истории изучения прогнозных запасов нефти и газа, неполно и субъективно приведены сведения из истории развития вопроса с упоминанием лишь некоторых работ

по оценке прогнозных запасов нефти и газа. Авторы не указывают две работы, выполненные М. А. Ждановым и С. В. Шумилиным и опубликованные в 1937 г. в т. I «Энергетические ресурсы СССР» (изд. АН СССР). В одной из указанных статей были приведены методы подсчета запасов нефти и общие прогнозные запасы нефти СССР, а в другой описана методика подсчета прогнозных запасов газа и впервые в СССР подсчитаны прогнозные запасы газа по состоянию изученности на 1935 г. и дана обзорная схема распространения углеводородных газов в СССР.

Авторы указывают, что примененная ими методика (стр. 6 брошюры) являлась «дальнейшим развитием метода, предложенного в свое время акад. И. М. Губкиным». Следует напомнить, что И. М. Губкин [33] вовсе и не предлагал метода расчета прогнозных запасов нефти, а делал лишь общую ориентировочную прикидку запасов по Большой Эмбе на основе некоторых укрупненных показателей. Он указывал, что площадь территории Большой Эмбы надо считать «приблизительно в 500 тыс. км<sup>2</sup>. И если исходить из расчета, что каждый купол приходится на 310 км<sup>2</sup>; то общее число куполов на всей территории достигает огромного числа — 1500—1600. Я делал расчет более скромный, принимая во внимание, что каждый купол приходится на площадь 450 км<sup>2</sup> и все же у меня получилось число куполов, равное 1100—1200. Какие же нефтяные перспективы скрыты в этих цифрах? Если из этих 1100—1200—1500 куполов только 20% окажется типа Доссора, то во всем районе запасы нефти будут приблизительно равны запасам Бакинского района, или, вернее, всего юго-востока Кавказа». Из этого ясно, что в период такого приближенного расчета (1933 г.) И. М. Губкин не составлял никакой прогнозной карты для расчета запасов, а лишь на основе общих региональных геологических соображений намечал перспективы развития нефтяной промышленности Эмбенского района.

Авторы необъективно освещают работу М. А. Жданова [46], в которой были рассмотрены вопросы подсчета прогнозных запасов нефти и газа. По классификации запасов нефти и газа они указывают (стр. 21—23), что к категории  $C_2$  следует относить «запасы по площадям (структурам, стратиграфическим, литологическим и другим ловушкам), подготовленным к поисковому бурению. Запасы по выявленным структурам (ловушкам) относить к группе прогнозных запасов». Далее авторы предлагают выделять для прогнозных запасов две подгруппы —  $D_1$  и  $D_2$ . Эта классификация полностью повторяет то, что было уже ранее опубликовано авторами [16, 17] с исправлением лишь тех явно неверных положений, о которых было указано в критической статье М. А. Жданова [47]: например, в брошюре авторы отказываются от причисления прогнозных запасов  $D_1$  и  $D_2$  к категорийным, а запасов категории  $C_2$  к прогнозным и т. п.

Однако и в настоящей брошюре все основные положения по вопросу классификации запасов авторами даны в таком виде, что высказанные ранее критические замечания в их адрес со стороны И. И. Малышева [67] и М. А. Жданова [47] остаются полностью в силе. В самом деле, в брошюре (стр. 21) говорится о том, что к категории  $C_2$  следует относить запасы в ловушках стратиграфических, литологических и других, подготовленных к поисковому бурению. Каким образом собираются авторы выделять залежи стратиграфического и литологического типа, чтобы ответить на вопрос о том, что они подготовлены к поисковому бурению, остается неясным. Далее они указывают (стр. 21), что запасы по «выявленным структурам (ловушкам)» следует относить к группе прогнозных. Как следует понимать «выявленные структуры»? Ведь если структуры выявлены на основе поисковых работ, то ведь этим уже ставится вопрос об их отнесении к категории  $C_2$ . Таким образом, понятие о прогнозных запасах, излагаемое авторами, остается совершенно неясным.

Наконец, если авторы относят к прогнозным запасам лишь «выявленные структуры», то этим самым они полностью исключают возможность расчета прогнозных запасов на осредненную структуру, так как «осредненная структура» не является «выявленной». Такая же критика положений авторов высказана в ГДР Ф. Штаммбергером [99].

Авторы указывают, что для подгруппы  $D_1$  они применяют подсчеты запасов по удельным плотностям запасов и на осредненную структуру. Для подгруппы  $D_2$  в качестве основного метода рекомендуется метод плотностей запасов. Далее они вводят неясное понятие о потенциальных запасах, на что мы уже указывали [47], и отмечают, что расчет потенциальных запасов производится по плотности запасов и объемно-генетическим методом. Между тем нельзя говорить о расчете потенциальных запасов объемно-генетическим методом, поскольку в них включена добыча.

Следует иметь в виду, что при правильном понимании термина «прогнозные запасы», когда в это понятие включаются лишь запасы, которые могут быть намечены на основании геологических критериев нефтегазоносности, надобность в выделении подгрупп  $D_1$  и  $D_2$  полностью отпадает.

Совершенно очевидно, что введение подгрупп  $D_1$  и  $D_2$  создает огромную неразбериху, поскольку на одной и той же площади даже в одном интервале глубин, согласно авторам, должны будут выделяться обе эти подгруппы, что практически невозможно сделать.

Авторы пишут, что оценка перспектив должна производиться по методу сравнительного геологического анализа. Следует напомнить, что использование геологической аналогии для оценки перспектив нефтегазоносности не следует называть методом; это — не метод, а важный принцип научного познания геологических закономерностей.

В брошюре изложены следующие методы подсчета прогнозных запасов.

*Метод сравнительного геологического анализа.* Авторы изложили лишь принцип геологической аналогии, который давно известен и широко применяется при рассмотрении различных геологических вопросов и явлений.

*Оценка прогнозных запасов нефти и газа по удельным плотностям запасов.* Подсчет запасов нефти на основе данных о их плотности давно известен и применялся для подсчета запасов за рубежом и у нас (у нас он применялся под наименованием гектарного варианта объемного метода). Методика расчета плотности запасов авторами не указывается. Между тем вопрос этот является очень важным, так как неправильное применение подсчета запасов по методу удельных плотностей запасов может привести к серьезным просчетам. Например, авторы в табл. 4 указывают почти идентичную плотность запасов газа для районов Северного Кавказа, Грузии и Армении. Районы Западной Сибири по плотности запасов оказываются аналогичными районам Литвы и т. п. О важности разработки этого вопроса и о методике расчета удельных запасов и их использовании для определения прогнозных запасов подробно было указано ранее [48].

*Оценка запасов на осредненную структуру.* Авторы указывают [17], что «метод подсчета на осредненную структуру нельзя признать прогрессивным», а в то же время широко его применяют.

Авторы в тексте брошюры отмечают и в табл. 5 иллюстрируют значительную неравномерность концентрации запасов. В связи с этим применять метод расчета запасов на осредненную структуру, как правило, не следует. Не следует также пользоваться предлагаемым авторами «коэффициентом промышленной продуктивности», так как он отражает не объективно существующее положение, а состояние разведанности, применяемые методы разведки площадей, эффективность их разведки, масштаб и объем разведочных работ и т. п. Такой коэффициент для совершенно аналогичных по геологическому строению площадей может резко изменяться в зависимости от указанных выше причин.

Авторы далее указывают, что при оценке запасов по методу на осредненную структуру «иногда учитывают эффективную мощность продуктивных горизонтов... и величину эффективной пористости» (стр. 33).

При этом они используют термин «коэффициент продуктивности», введенный Н. Ю. Лапкиным при оценке прогнозных запасов юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины и окраин Донбасса и представляющий собой частное от деления суммарной эффективной мощности продуктивных горизонтов в пределах одного стратиграфического комплекса на общую мощность. Авторы не указывают на то, стоит ли применять этот коэффициент и как его применять. Следует указать, что введенный И. Ю. Лапкиным и другими термин

«коэффициент продуктивности» для указанных выше соотношений мощности является крайне неудачным. Никакой продуктивности он не определяет. Следует также напомнить, что в нефтепромысловом деле существует понятие о коэффициенте продуктивности, который представляет собой добычу в тоннах в сутки на одну атмосферу снижения давления на забое скважины. Не следует поэтому уже установленный термин, который точно характеризует явление, применять для других соотношений, ничего общего не имеющих с существом термина.

*Оценка прогнозных запасов нефти и газа путем сравнения их по крупным структурным элементам.* Методика расчета в брошюре не изложена, приведена лишь готовая таблица для прогнозных запасов газа по отдельным геоструктурным элементам с указанием размеров перспективных площадей, потенциальных (?) ресурсов и плотности запасов газа, приходящихся на  $1 \text{ км}^2$ . Приведенные цифры в таблице вызывают большое сомнение. Например, плотность запасов газа в Приараратской межгорной впадине составляет 12 млн.  $\text{м}^3/\text{км}^2$ , Днепровско-Донецкой — 11,4, Причерноморской — 5,8, на Русской платформе — 8,5 и т. п.

*Оценка прогнозных запасов нефти и газа путем анализа распределения их по стратиграфическим комплексам.* Авторы пишут (стр. 40), что «этот способ подсчета можно принять как дополнительный, путем использования фактического процентного соотношения отдельных комплексов отложений по регионам, более изученным и имеющим сходные черты геологического строения». Таким образом, никакого способа, а тем более метода расчета авторы не приводят, а лишь дают табл. 10 и 11, последней из которых, видимо, и предлагают пользоваться, однако цифры в ней имеют большие колебания: например, по мезозойским отложениям на 1/1 1956 г. указана цифра 0,6, а на 1/1 1960 г. — 2,7; по девону соответственно 54,0 и 39,1.

*Генетический метод оценки прогнозных запасов нефти и газа.* Авторы пишут, что «в основу объемно-генетического метода положен принцип оценки запасов по общему количеству углеводородов, приходящихся на  $1 \text{ км}^3$  нефтематеринских пород осадочного комплекса отложений» и что «в практике геологической службы США прогнозные запасы нефти и газа определяют именно генетическим методом, путем подсчета количества углеводородов, приходящегося на  $1 \text{ км}^3$  осадочного чехла» и затем приводят данные У. Л. Рассела.

Во-первых, следует указать, что изложенный выше принцип оценки запасов ничего общего не имеет с объемно-генетическим методом. Во-вторых, надо со всей определенностью отметить, что американцы никогда не пользовались при расчетах прогнозных запасов углеводородов объемно-генетическим методом (во всяком случае в литературе таких данных нет). Они просто подсчитывали удельные запасы на  $1 \text{ км}^3$  осадочной серии пород по отдельным бассейнам и эти данные использовали для расчета прогнозных запасов. Это — обыч-



ный метод расчета по плотности запасов, ничего общего не имеющий с объемно-генетическим методом.

Далее авторы пишут, что (по Н. Б. Вассоевичу) в  $1 \text{ м}^3$  горных пород Северного Кавказа накапливалось от 0,2 до 0,8 кг углеводородов или в среднем  $0,5 \text{ кг/м}^3$ . Затем учитывают коэффициент пересчета, оценивающий то количество углеводородов, «которое в процессе миграции накапливается в ловушках». Условно его принимают 5—15% (?). Далее авторы указывают, что, «умножая объем нефтематеринских пород, выраженный в куб. метрах, на 0,2—0,8 кг углеводородов и на 5—15% их накопления, можно с известной степенью достоверности оценить геологические запасы нефти и газа исследуемого или изучаемого региона».

Совершенно очевидно, что цифры прогнозных запасов, подсчитанные на основе указанных соображений, являются весьма ориентировочными и не могут быть использованы при составлении перспективных планов.

Следует иметь в виду, что научная теория происхождения нефти и формирования залежей нефти и газа имеет еще много недоработанных вопросов. До сих пор, например, не решен вопрос о величине той предельной концентрации битумов, ниже которой они находятся лишь в связанном состоянии и не способны мигрировать для образования скоплений нефти. И. Ф. Мехтиев и М. В. Абрамович предположительно считают, что предельная концентрация битумов в породе, характеризующая возможность образования скоплений нефти, составляет 0,1% по весу. Ниже указанной цифры битумы не способны к миграции и их можно считать рассеянными, связанными с породой. Н. Ф. Балуховский считает, что среднее содержание в пластах 0,2% битумов характеризует ту степень концентрации, при которой может происходить миграция битумов в породы коллектора.

Далее авторы в той же главе излагают метод доктора Кертаи Дьердь (Венгерская Народная Республика), указывая, что он, «развивая методические исследования в этом направлении... предложил один из вариантов этого метода подсчета запасов нефти и газа». Они отмечают «оригинальное решение основных вопросов по оценке прогнозных запасов углеводородов — нефти и газа». Согласно их изложению, существо метода доктора Кертаи Дьердь заключается в следующем: «На территории большого региона выбирается район, наиболее изученный в нефтегазоносном отношении, в котором залежи нефти и газа связаны с отложениями различного стратиграфического возраста и литологического состава. Для этой территории по закону больших цифр может быть применена векса ( $W$ )». Таким образом,  $W$  «характеризует среднее содержание углеводородов (нефтегазоносность) в породах». Объем осадочных отложений обозначен через  $K$ , тогда количество нефти и газа, содержащихся в породах, составит (в  $m$ ) —  $KW$ . Далее, через  $A$  обозначен объем осадочных отложений (в  $\text{км}^3$ ) на уже изученной части территории и через

$x$  (в  $т/км^3$ ) — среднее содержание углеводородов на этой территории. Тогда запасы на остальной территории за вычетом запасов по уже изученной территории составят (в  $т$ ):  $KW - Ax$ . Авторы увидели в этом расчете элементы объемно-генетического метода. Между тем, это — обычный метод расчета плотности запасов, приведенных в данном случае без учета геологических данных.

В главе брошюры [18], где изложена методика составления карт нефтегазоносности недр (по СССР и регионам), карта плотности запасов отождествляется с картой прогноза нефтегазоносности (стр. 52). Однако карта прогноза нефтегазоносности должна отображать лишь геологические критерии нефтегазоносности, на основе которых она составлена и классификацию всей территории по степени ее перспективности. Ее не следует смешивать с перспективной картой плотности запасов, производной от прогнозной карты нефтегазоносности.

В главе, посвященной изложению системы учета прогнозных запасов нефти и газа, авторы рекомендуют 65% запасов условно относить на долю нефти и 35% на долю газа. Однако этого делать не следует без учета имеющихся данных о закономерностях распределения залежей нефти и газа. При подсчете прогнозных запасов надо давать балансовые (первоначальные геологические) запасы, а не извлекаемые. В пояснительной записке к запасам можно привести соображения относительно возможного коэффициента нефтеотдачи, а для запасов свободного газа — возможного коэффициента газоотдачи.

Авторы предлагают рассчитывать запасы попутного газа по величине газового фактора. Но так как газовый фактор зависит от установленного режима работы в скважинах, запасы попутного газа необходимо рассчитывать по величине растворимости газа в нефти. Не следует вводить неясное понятие потенциальные запасы в том виде, как делают авторы, тем более, что в разных местах брошюры оно дается различно.

В главе, посвященной примерам подсчета прогнозных запасов нефти и газа по некоторым районам СССР, к сожалению, все расчеты ведутся по методу на осредненную структуру без иллюстрации других методов, изложенных в брошюре.

В то же время, например, Ф. Штаммбергер в своей работе [100], рассматривая методику расчета авторами прогнозных запасов на осредненную структуру, ранее изложенную в статьях [16, 17], указывает, что этот метод является не только схематичным и грубым, но и субъективным. Он пишет также, что прогнозные запасы нельзя правильно подсчитать, если тщательно не учитывать геологические особенности строения данной области. Без этого подсчет прогнозных запасов нефти и газа становится «арифметическим действием на геометрической основе».

Далее следует сказать несколько слов о статье М. Д. Белонина [9], в которой дан критический обзор статьи М. А. Жданова [48].

Ошибочная критика М. Д. Белонина основана на том, что он начал производить строго математические действия над статистическими соотношениями. В результате этого пришел к разноречивым выводам из одних и тех же соотношений. Принимая  $h_1 = 0$  на стр. 167, он вычисляет удельные запасы, как бесконечную величину, а следуя «методу» такого анализа, при той же величине  $h_1 = 0$  (при замене  $\frac{H_1}{H}$  соответствующим отношением  $\frac{h_1}{h}$ ) на стр. 168 получил бы запасы равными нулю.

Когда-то А. И. Косыгин [55] в качестве одного из оценочных показателей предложил  $Q = K \frac{H}{l}$ , где  $l$  — расстояние в км от выхода пласта на поверхность до середины площади нефтеносности. Но никому из исследователей, понимающему этот вопрос, не пришла в голову мысль приравнять  $l$  нулю и сказать, что величина дебита при этом станет равной бесконечности.

Наконец, рассмотрим так называемый балансовый метод [74]. Прежде всего в работе М. С. Напольского отсутствуют какие бы то ни было геологические позиции, на основе которых строится методика подсчета прогнозных запасов. В целом применяется объемный метод, но с такой вычурной математизацией его оформления, что в конце концов это приводит к недопустимым и неверным выражениям ряда соотношений.

Сам метод называется балансовым согласно следующему: «Объем эффективных поровых пространств рассматривается в геологической и геохимической интерпретации, причем между уравнениями, выражающими объемную зависимость, устанавливается равенство, т. е. объемы балансируются. Отсюда и название — балансовый метод подсчета» (?) [74].

Работа содержит ряд непонятных выражений, например: «Для карбонатных коллекторов при  $c \geq 0,7$  коэффициент карбонатности уменьшается примерно в 10 раз, исходя из соотношения среднего коэффициента трещиноватости к среднему коэффициенту пористости песчаных коллекторов», где  $c$  — коэффициент песчаности или карбонатности!

Наконец, согласно автору «основное уравнение балансового метода подсчета прогнозных запасов нефти и газа примет вид:

$$V_k = \frac{Q_0}{d} + C_d V_d + C_0 V_0.$$

$Q_0$  — количество нефти в весовом отношении,  $m \cdot 10^3$ ;

$d$  — удельный вес нефти;

$C_d$  — объем газа, находящегося в растворенном состоянии в нефти,  $m^3 \cdot 10^3$ ;

$V_d$  — объемный коэффициент растворенного в нефти газа,  $m^3 \cdot 10^{-3}$ ;

$C_0$  — объем свободного газа в условиях на поверхности,  $\text{м}^3 \cdot 10^9$ ;  
 $V_0$  — объемный коэффициент пластового газа».

Приведенная формула представляет собой набор из выражений, используемых при объемном методе подсчета запасов и при методе материального баланса. Между тем каждый из вышеуказанных методов содержит в себе свои показатели, на основе которых определяются входящие в них величины, а в приведенной формуле показаны и те и другие величины, по которым в совокупности рассчитать запасы невозможно.

Неясно, что представляет собой объемный коэффициент растворенного в нефти газа. Удачнее пользоваться объемными коэффициентами пластового газа  $V_0$  и пластовой нефти  $b_0$ . Анализ формул М. С. Напольского показывает, что  $V_d = V_0$ , а автор неправильно придает им разные значения. Но самое главное в том, что указанной формулой нельзя пользоваться для подсчета запасов нефти и газа. В ней лишь представлены некоторые значения, которые в несколько ином выражении входят в общепринятые формулы, основанные на строгом учете геологических и физических факторов, выраженных в соответствующих математических уравнениях.

В заключение вернемся к рассмотрению объемно-генетического метода. Применить его для подсчета запасов нефти пытались у нас разные авторы, однако без достаточного успеха.

Опытные расчеты запасов объемно-генетическим методом производили Н. Т. Линдтрон (в 1936 г. по некоторым месторождениям Средней Азии), И. М. Кудряшова и М. С. Старик-Блудов (в 1940 г. для подсчета запасов нефти в Якутии), Н. Б. Вассоевич (в 1958 г. для территории Северо-Восточного Предкавказья), С. Т. Коротков (в 1959 г. для Краснодарского края), С. Я. Вейнбаум (в 1962 г. для Куйбышевского Заволжья).

Как известно, определение прогнозных запасов нефти генетическим методом впервые было предложено П. Д. Траском [101]. По его мнению, от 2 до 15% исходного количества органического вещества пород может преобразоваться в нефть. Другие авторы, например Н. Б. Вассоевич [22], предлагали свои цифры (около 10—13% для чокракско-караганских отложений Северного Кавказа). Используя те или другие цифры по своему усмотрению, некоторые исследователи (Н. И. Буялов, В. Г. Васильев, Н. М. Кудряшова, М. С. Старик-Блудов) пытались применить их для подсчета прогнозных запасов нефти, привлекая произвольно некоторые дополнительные коэффициенты. С. Г. Неручев [76] справедливо указывает, что «в представленном ими виде объемно-генетический метод оценки запасов не обоснован и не может применяться для решения практических задач». Он считает, что примененный указанными исследователями способ использования данных о количестве исходного органического вещества пород, преобразующегося в нефть, и примененные ими соотношения являются неверными. В целом он оценивает поло-

жительно возможность подсчета прогнозных запасов объемно-генетическим методом и предлагает для этого следующее соотношение:

$$Y_{ак} = \frac{\alpha Y_{ост}}{1 - \alpha}, \quad (I.1)$$

где  $Y_{ак}$  — прогнозные запасы нефти (аккумулировавшихся углеводородов);  $Y_{ост}$  — остаточное количество углеводородов в породах, включая сингенетичные и рассеивающиеся при миграции;  $\alpha$  — коэффициент аккумуляции, учитывающий, какая доля от исходного количества углеводородов материнских пород аккумуляровалась в залежах (т. е.  $\alpha = \frac{Y_{ак}}{Y_{ост} + Y_{ак}}$  или  $\alpha = \frac{Y_{ак}}{Y_{исх}}$ , так как  $Y_{исх} = Y_{ост} + Y_{ак}$ ).

Как видно из соотношения (I. 1), входящие в формулу величины, по существу, не поддаются определению. Достаточно указать лишь на то, что сам автор отмечает невозможность их определения: «Теоретически определение величины коэффициента аккумуляции  $\alpha$  произвести невозможно». Поэтому указанную величину он рекомендует использовать по данным ряда авторов, отмечая, однако, что по этим данным она колеблется в пределах 0,00002—0,6.

Не меньшие трудности возникают при определении других коэффициентов, входящих в формулу (I. 1). Поэтому сам автор формулы указывает, что этот метод «не дает надежных результатов».

К. Ф. Родионова [78] положительно оценивает возможность применения объемно-генетического метода для подсчета прогнозных запасов нефти. Она пишет, ссылаясь на работу Д. М. Ханта [92], что этот метод применяется в США. Между тем, детальный просмотр работы Д. М. Ханта со всей убедительностью показывает, что в ней нет никакого метода оценки прогнозных запасов и никаких рекомендаций по этому вопросу. В этой работе лишь приведены данные о распределении углеводородов в породах различного литологического состава и характер изменения их содержания с глубиной и степенью плотности пород. На основании исследования указанных данных Д. М. Хант указывает, что содержание нефти в плотных породах в десятки раз больше, чем в пористых.

Далее он приводит планетарные ориентировочные расчеты содержания углеводородов в осадочных бассейнах мира, пользуясь данными Уикса, который оценил, что во всем мире имеется 30 млн. куб. миль осадочных пород в бассейнах континентов и на континентальных шельфах, полагая при этом, что в этом объеме занимают приблизительно 50% сланцы, 16% карбонаты и 34% песчаники.

В результате таких планетарных расчетов по средним цифрам содержания углеводородов в породах он указал, что отношение содержания нефти в плотных породах к их содержанию в пористых породах во всех бассейнах мира оценивается как 94 : 1. Это ничего

общего не имеет с оценкой прогнозных запасов объемно-генетическим методом. Ведь получение лишь голых данных, пусть даже достаточно точных, о содержании углеводородов в породах не является еще тем, что следует понимать под объемно-генетическим методом оценки прогнозных запасов.

Основой работы К. Ф. Родионовой является таблица содержания углеводородов в отложениях карбона и девона Волго-Уральской области (в табл. 1, приведенной здесь, показаны лишь первая и третья графы, так как расчетные цифры остальных граф в данном случае нас не интересуют).

Таблица 1

Содержание углеводородов в отложениях карбона и девона  
Волго-Уральской области

| Возраст      | Принятое для подсчета количество углеводородов, г/м <sup>3</sup> | Возраст                      | Принятое для подсчета количество углеводородов, г/м <sup>3</sup> | Возраст                      | Принятое для подсчета количество углеводородов, г/м <sup>3</sup> |
|--------------|--|------------------------------|--|------------------------------|--|
| Карбон       |  | Карбонатные отложения девона |  | Терригенные отложения девона |  |
| Верейский    | 40—736   | Фаменский                    | 600—2760   | Кыновский                    | 200  |
| Тульский     | 12—3818  | Верхнефранский               | 1000   | Пашийский                    | 18—276   |
| Бобриковский | 27—8142  | Мендымский (петинский)       | 1550—2782  | Муллинский                   | 44—985   |
| Турнейский   | 43—8000  | Доманиковский (семилукский)  | 603—7350   | Старооскольский              | 32—8750  |
|              |  | Саргаевский                  | 1550   | Воробьевский                 | 49—1004  |
|              |  | Кыновский (шугуровский)      | 1860   | Бийский                      | 20—7030  |

Колебания в цифрах содержания углеводородов в породах более чем значительны. Разве можно пользоваться такими цифрами для оценки прогнозных запасов? Наконец, следует твердо помнить, что при оценке прогнозных запасов мы подсчитываем аккумулированные углеводороды в локальных ловушках, а не рассеянные углеводороды в породах. Таким образом, в статье К. Ф. Родионовой нет никаких

данных о подсчете прогнозных запасов по объемно-генетическому методу, а ее ссылки на применение этого метода в США явно ошибочны.

К. Ф. Родионова [78] указывает также, что С. Я. Вайнбаум и др. [21] пользовались при расчетах запасов объемно-генетическим методом. Между тем эта работа посвящена изучению условий образования отложений среднего и верхнего девона (в Куйбышевской области), рассмотрению форм залегания рассеянного органического вещества в отложениях верхнего девона. И лишь на стр. 158—159 приведены данные о среднем содержании органического вещества в породах — 0,7—1,5% (по расчету согласно приведенной таблицы) и подвижных углеводородов, мигрировавших для образования залежи, в количестве 2%. На основании этих цифр в работе дано содержание подвижных углеводородов (принимая 2% от всего органического вещества) для живецко-пашийских и шугуровских пород. Но ведь такие схематические расчеты ни в коей мере нельзя отождествлять с объемно-генетическим методом подсчета запасов.

Исходные для расчета цифры имеют огромные колебания. В самом деле, согласно данным работы К. Ф. Родионовой [78] на месторождениях скапливается лишь некоторая доля углеводородов, мигрировавших из материнских пород (коэффициент аккумуляции). По П. Траску эта цифра равна 5%, по Н. Б. Вассоевичу 10—30% (в зависимости от фаций), по Н. И. Буялову, В. Г. Васильеву и др. 5—15%, по Д. М. Ханту от 5 до 50%. Следовательно, для разработки объемно-генетического метода необходимо все эти вопросы детально разработать и определить условия, границы применения тех или других цифр и методику их комплексного использования.

В связи с указанным определение прогнозных запасов нефти объемно-генетическим методом в настоящее время является крайне ненадежным из-за отсутствия необходимых для этого метода исходных данных (специально подготовленных с учетом плотности распределения запасов в разведанных локальных структурах разного типа) и разработанной методики их использования для подсчета прогнозных запасов нефти и газа по этому методу.

## Глава II

### ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Вопросы формирования залежей нефти и газа к настоящему времени еще недостаточно изучены. Не решен еще вопрос о закономерностях распределения зон нефтегазонакопления и локальных залежей нефти и газа, хотя в этом направлении сделано многое. Весьма слабо изучены процессы формирования залежей нефти и газа в карбонатных коллекторах. До сих пор еще не установлены диагностические признаки закономерностей появления в земной коре крупных залежей нефти и газа точно так же, как и месторождений среднего и малого размера.

В связи с указанным в настоящей книге даны лишь основные положения, которыми следует руководствоваться при оценке перспектив нефтегазоносности месторождений. Совершенно очевидно, что по отдельным газонефтеносным областям могут получить преимущественное значение те или иные критерии газонефтеносности, а возможно, некоторыми исследователями будут привлечены и дополнительные факторы.

По мере усовершенствования наших знаний в области генезиса нефти и газа, а также изучения условий формирования и закономерностей распределения залежей нефти и газа, можно получить лучшие геологические критерии нефтегазоносности и тем самым повысить точность определения перспектив газонефтеносности.

В настоящей работе приведены характеристика и значение основных геологических критериев возможной нефтегазоносности площади, которые установлены к настоящему времени. К числу их относятся: тектоника и особенности строения локальных структур, палеогеографическая обстановка формирования отложений и их стратиграфический разрез, литолого-фациальные свойства пород и условия осадконакопления, гидрохимические и гидрогеологические показатели, геохимические показатели, дополнительные (частные) показатели.



## § 1. Тектоника и особенности строения локальных структур

И. М. Губкин в свое время указывал, что «движение нефти в конечном счете определяется тектоникой». Геотектоническая обстановка определяет особенности литолого-фациального состава пород, образующихся в будущем нефтегазоносном бассейне, влияет на геохимические и гидрогеологические условия накопления органики и преобразования ее в углеводороды. Тектонические движения способствуют образованию толщ переслаивания, обогащенных органическим веществом, появлению перерывов и несогласий в залегании осадков, а также распределению газонефтеносных формаций. Изучение геотектонического развития территории и условий формирования главнейших тектонических элементов той или иной области позволяет выявить закономерности пространственного распределения нефтегазоносных структур. В связи с этим палеотектонический анализ территории (области) необходим при рассмотрении перспектив ее нефтегазоносности.

Следует иметь в виду, что изучение геологической истории, региональные тектонические построения и данные палеотектоники являются важным элементом в выявлении перспектив нефтегазоносности территории, области и отдельных площадей. При выяснении перспектив нефтегазоносности отдельной площади (структуры) необходимо рассматривать ее положение на общем фоне регионального тектонического строения области. При этом следует установить возможные размеры структуры, высоту ее и связь между высотой структуры и высотой (а также площадью) подчиненной ей залежи нефти (или газа) в зависимости от типа структуры, литологии нефтегазоносных пород и других факторов. Особенно важны формы залежей нефти и газа и закономерности распределения залежей в зависимости от тектонического строения данной области. В связи с этим следует изучать типы возможных ловушек в рассматриваемой области, особенно те, которые уже были благоприятными для образования промышленных залежей нефти и газа.

Новые типы структур, еще не известные в данной области, естественно, не следует исключать из обзора, но открытие в них возможных залежей нефти и газа, несомненно, будет более трудоемким по сравнению с открытием залежей в уже установленных и изученных типах структур. Так, в Бакинском районе все основные залежи нефти и газа связаны с антиклинальными структурами, однако на основании этого нельзя отрицать возможного наличия здесь залежей сбросового типа, не связанных с антиклинальными структурами, которые пока еще не известны.

Наоборот, в пределах юго-западной Туркмении, особенно в Прибалханском районе, наблюдается сильная перебитость структур тектоническими нарушениями. Здесь отмечается многофазность формирования структур и связанные с этим многофазность

нефтегазообразования и сложное распределение залежей нефти и газа, часто приуроченных к сбросовым нарушениям.

Для Южно-Эмбенского района характерна одновременность роста всех изученных куполов в связи с региональными тектоническими фазами; однако амплитуды подъемов отдельных куполов на разных этапах их роста были различными. По-видимому, межкупольные пространства, возникшие еще в верхнепермское время, на протяжении всей последующей геологической истории продолжали существовать как депрессии; связь их с соседними межкупольными пространствами была весьма ограничена; с каждым новым подъемом куполов степень их изоляции возрастала. Таким образом, и области питания существующих ныне залежей и пределы миграции нефти в этих условиях определяются в основном размерами межкупольных пространств на том или ином этапе формирования залежей. Особенности тектонического строения Эмбенского района оказали значительное влияние на состав и свойства нефтей. Здесь наблюдается изменение состава нефтей в зависимости от геологических условий залегания, от геологической истории развития отдельных частей района и даже разных участков отдельных солянокупольных поднятий. Зональность в распределении свойств нефтей связана здесь с изменением литологии и мощности отдельных продуктивных свит. Характерно также закономерное изменение углеводородного состава нефтей с глубиной: сверху вниз отмечается переход от нефтено-метановых нефтей к метано-нефтеновым.

В других областях наблюдается резкое несоответствие структурных поверхностей по отдельным стратиграфическим горизонтам, что также следует учитывать при изучении перспектив нефтегазоносности по тектоническим данным. Например, для Предуральяского прогиба характерно резкое несоответствие структур сакмаро-артинских (нефтеносных) отложений структурам вышележащих осадков кунгурского яруса и уфимской толщи. Нередко в тех случаях, когда по кунгурским отложениям намечаются обширные поднятия, артинские отложения лежат горизонтально или даже образуют впадину. Часто в области глубокого погружения артинских отложений породы галогенного кунгура образуют линейно вытянутые структуры диапирового типа, связанные с соляной тектоникой. Между структурами сакмаро-артинских и уфимских отложений еще меньшее соответствие. Обычно мощность уфимских отложений резко возрастает в области глубоких мульд и сокращается на участках поднятий галогенного кунгура. Несоответствие верхнепермских (и других) структур более древним весьма часто наблюдается в ряде нефтеносных областей платформенной части Волго-Уральской провинции.

Все эти факторы, а также наличие в геологическом разрезе разрывов и перерывов в осадконакоплении, обусловленных различными тектоническими подвижками, имеют весьма существенное значение при перспективной оценке структур.

Большое внимание следует уделять геологической истории последовательного развития складчатой структуры, так как при этом нередко наблюдается перераспределение первоначально сформировавшихся и формирующихся залежей нефти и газа. Например, в пределах тектонической зоны Нижне-Куринской депрессии формирование залежей нефти и газа рисуется в следующем виде [69]. Начало формирования структур уже ясно фиксируется с конца века продуктивной толщи и начала акчагыла. Миграция углеводородов, вероятно, началась вскоре после отложения пород нижнего отдела продуктивной толщи, и залежи нефти и газа в брахиантклинальных складках были сформированы в своем первоначальном виде к концу апшеронского века.

После отложения пород апшерона начались сильные орогенические движения, в результате которых значительно изменилась форма складок и образовались два параллельных дизъюнктивных нарушения. Строение структур усложнилось многочисленными поперечными нарушениями, а также деятельностью грязевых вулканов. Вследствие таких тектонических осложнений, возникших после отложения пород продуктивной толщи, произошло перераспределение залежей нефти, часть из которых была разрушена в результате выведения продуктивной толщи на поверхность.

С другой стороны, на отдельных площадях нефть с приподнятых блоков начала мигрировать по трещинам сбросов, и залежи приподнятых северо-восточных крыльев стали разрушаться. Этим обстоятельством объясняется отсутствие промышленных залежей на северо-восточных крыльях площадей (Баба-Занан, Хиллы, Нефтечала).

Пример такого тектонического анализа показывает важность и целесообразность его проведения при оценке перспектив нефтегазоносности оцениваемой территории. В самом деле, в данном случае, при оценке перспектив нефтегазоносности Нижне-Куринской низменности, по структурным данным можно предполагать, что в глубоко погруженных структурах, где слои продуктивной толщи не выходят на поверхность, промышленные залежи нефти и газа при прочих благоприятных условиях присутствуют и на крыльях, и в сводовых частях, не нарушенных или слабо нарушенных дизъюнктивными дислокациями. Высоко приподнятые крылья, подвергшиеся дегазации, или не содержат залежей нефти в верхних частях разреза, или же имеют залежи тяжелой окисленной нефти.

Другой пример учета данных изучения геологической истории развития области при оценке перспектив нефтегазоносности можно указать при рассмотрении Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Здесь выделяются два совершенно самостоятельных периода развития — геосинклинальный и платформенный. В течение геосинклинального периода отложилась толща осадочных образований мощностью 5000—6000 м, подвергшаяся в конце протерозоя процессу горообразования. В результате этого образовался древний

Тиманский кряж, и, по-видимому, одновременно с ним сформировались древняя Печорская гряда структур и Усинский свод (в виде крупного антиклиналя).

После горообразования Тиманская геосинклиналь превратилась в молодую платформенную область и консолидировалась (спаялась) с более древними частями Русской платформы, составив с этого момента ее северо-восточную окраину; начался платформенный период развития Тимано-Печорской провинции. В связи с указанным, Усинский свод представляет собой перспективный объект для поисков залежей нефти и газа в отложениях не только верхнего, но и нижнего палеозоя (главным образом, в силуре).

Таким образом, при оценке перспектив нефтегазоносности области по данным тектоники важным является изучение истории геотектонического развития территории.

Весьма полезно при этом проведение палеотектонического анализа путем построения палеоструктурных карт и палеопрофилей. Для построения такого типа карт и профилей в комплексе осадочных пород, участвующих в геологическом строении изучаемой складки, выбирают маркирующие стратиграфические горизонты (или каротажные реперы), четко прослеживающиеся в пределах изученной площади. Выбранный горизонт (или репер) принимают (в пределах исследуемого участка) за нулевую горизонтальную плоскость; от нее строят палеоструктурные карты поверхности горизонта, формирование структуры которого является объектом изучения.

Аналогичным методом строят и палеопрофили, показывающие распределение мощности от выбранных стратиграфических горизонтов (или реперов), которые принимают за горизонтальную проекцию. От этой горизонтальной проекции вниз откладывают мощности горизонта; под мощностями данного горизонта можно построить мощность нижележащего горизонта и т. д.

Такие построения вместе с картами равных мощностей отдельных свит позволяют судить о геотектоническом развитии исследуемой области и структур, а также выяснить возможные перспективы нефтегазоносности площадей.

Важным элементом познания особенностей тектоники и оценки перспектив нефтегазоносности района служат геофизические исследования.

В общем виде можно отметить, что антиклинали, купола в геосинклинальных областях как резко выраженные, так и типа плакантиклиналей (с небольшой высотой), являются благоприятными формами. В некоторых районах геосинклинальных областей нередко широкие складки более благоприятны для залежей газа, а узкие — для залежей нефти. В других районах иногда наблюдаются обратные соотношения.

И. М. Губкин на основании изучения месторождений Апшеронского полуострова указывает, что средние высоты месторождений

колеблются от 100 до 700 м, составляя от  $\frac{1}{5}$  до  $\frac{1}{10}$  высоты структуры; примерно такое же соотношение имеют и площади залежей к площадям структур.

Пологие структуры (до  $10-15^\circ$ ) имеют наименьшую из указанных высот — около 100 м; структуры с большими углами падения ( $60-70^\circ$ ) имеют большую высоту — до 700 м. В структурах коробчатого типа нефтяная залежь занимает обычно пологую часть поднятия, не спускаясь на крутые склоны. Следует также учитывать второстепенные и вторичные структурные формы, которые увеличивают возможные размеры залежей.

При оценке возможной нефтенасыщенности следует указать наличие сбросов и других нарушений. В ряде случаев сбросы способствуют образованию экранированных залежей нефти и газа (например, Грозненская нефтеносная область), в других случаях сбросы служат путями дегазации, разрушения залежей (Дагестан) и продвижения глубинных вод с большим напором, вытесняющих нефть и обводняющих отдельные блоки (Туркмения, особенно Небит-Даг, п-ов Челекен и др.). В ряде случаев сбросы нейтральны и не оказывают влияния на образование и разрушение залежей нефти (Ленинский район, Биби-Эйбат, Сураханы и др.).

Тектонические движения также значительно влияют на появление трещиноватости в породах, создавая коллекторы особого типа — трещинные. Наконец, с тектоническими движениями связаны магматические явления и явления метаморфизации пород, оказывающие иногда значительное отрицательное влияние на битумообразование и нефтегазонакопление.

Следует подчеркнуть, что тектоническое районирование с учетом тектонических нарушений, производимое для оценки перспектив нефтегазонасности по тектонической карте, должно базироваться не только на данных полевых геологических наблюдений, но и в значительной мере (а в ряде случаев главным образом) на комплексных и особенно геофизических данных.

Большое значение для познания тектоники территории приобретает изучение и правильное геологическое истолкование региональных геофизических исследований (сейсмических, а также гравитационных и магнитных аномалий). Следует при этом иметь в виду, что интерпретация геофизических данных нередко является сложной задачей, так как природа их определяется следующим комплексом геологических данных: неоднородностью внутренней структуры фундамента, обусловленной различием петрографического состава слагающих его отдельных комплексов пород, изменением мощности платформенного чехла, связанной с рельефом поверхности складчатого фундамента, изменением фациального состава пород и глубинными факторами.

Изучение структурных элементов для познания закономерностей размещения залежей нефти и газа имеет важное значение при

анализе перспектив нефтегазоносности территории. Исследование фактических материалов показывает, что большая часть разведанных запасов нефти и газа приурочена к следующим главнейшим структурным элементам [66]: краевым прогибам, погруженным частям платформ, примыкающим к краевым прогибам, внутриплатформенным впадинам и прогибам внутри геосинклинальных областей.

Краевые прогибы определяются промежуточным положением между геосинклинальной областью и платформой. С платформой они нередко сочленяются либо системой нарушений (например, Предкарпатский прогиб), либо флексурой, характеризующейся более крутыми, углами падения и резким возрастанием мощностей пород (например, Индоло-Кубанский прогиб). В пределах прогибов накапливаются мощные толщи осадков (до поверхности фундамента около 10 км); прогибы обычно имеют большую протяженность (сотни километров) и сравнительно ограниченную ширину (десятки километров).

Большое значение для формирования залежей нефти и газа имеют погруженные части платформ, примыкающие к краевым прогибам. Так, восточная часть Русской платформы, примыкающая к Предуральскому краевому прогибу, а также эпипалеозойская платформа юга СССР содержат огромные запасы нефти. Обычно погруженные части платформ занимают огромные площади, например, восточная погруженная часть Русской платформы имеет ширину до 500 км и протягивается на 1000 км параллельно Предуральскому прогибу. Аналогичная часть эпипалеозойской платформы юга СССР имеет ширину около 100—400 км и протяженность свыше 2000 км (от Степного Крыма на западе до Кызылкума на востоке).

Части платформ, примыкающие к краевым прогибам, характеризуются наличием крупных структурных элементов — сводов, внутриплатформенных впадин, валов и прогибов. Все эти структурные элементы имеют крупные размеры и своеобразные черты истории геологического развития, которые обусловили формирование различного типа структур и распространение в их пределах осадков специфического фациального состава. Помимо этого выделяются толщи в пределах погруженной части платформы, примыкающей к краевому прогибу, которые содержат крупные залежи нефти и газа (Волго-Уральская нефтегазоносная область, Восточное Предкавказье). В этих же толщах на геосинклинальном борту прогиба крупных залежей нефти и газа, как правило, нет.

Крупные запасы нефти и газа сосредоточены во впадинах внутри геосинклинальной области (Южно-Каспийская впадина).

Благоприятные структурные условия для нефтегазообразования и нефтегазонакопления имеют также межгорные впадины (Ферганская, Джунгурская и др.). На основании анализа геологических условий размещения залежей нефти и газа в южных районах Волго-

Уральской области С. П. Максимов [66] указывает следующие основные закономерности их формирования.

1. Формирование крупных и уникальных месторождений связано с тектоническими зонами, валами, осложняющими впадины, и прилегающими к ним склонами сводовых поднятий, приуроченными к зонам повышенной мощности терригенных комплексов девона и карбона.

2. Аккумуляция средних, крупных и уникальных месторождений происходит по принципу дифференциального улавливания углеводородов, в первую очередь в ловушках, более погруженных и расположенных первыми на пути боковой миграции нефти и газа из областей нефтегазообразования.

Указанные закономерности формирования залежей нефти и газа могут оказать помощь при выяснении перспектив нефтегазоносности изучаемой территории.

Структурный фактор играет основную роль в размещении региональных зон нефтегазонакопления. Эти зоны обычно приурочены либо к краевым периферийным частям горно-складчатых сооружений, либо к межгорным впадинам, либо — в пределах платформенных областей — к структурам второго порядка, валам и структурным выступам платформ (террасам, структурным носам и т. п.), связанным главным образом со склонами сводовых поднятий.

В то же время существуют крупные региональные зоны нефтегазонакопления, приуроченные к зонам развития рифогенных сооружений и связанным с ними морфологическим структурам обложения. Однако при изучении закономерностей размещения залежей нефти и газа на основе структурных данных и истории геотектонического развития территории следует широко исследовать литолого-фациальные свойства осадочных толщ и геохимических обстановок, существовавших в процессе седиментации осадков, с целью выявления благоприятных условий для нефтеобразования и формирования залежей нефти и газа.

При изучении закономерностей размещения залежей нефти и газа по данным геотектоники следует также проводить палеотектонический анализ истории развития локальных поднятий для выявления наличия или отсутствия связей между временем формирования структур и залежей нефти и газа. Как известно, одни авторы (К. А. Машкович) указывают на наличие закономерных связей между временем формирования структур и залежей нефти и газа, другие (К. Б. Аширов), наоборот, отрицают наличие такой связи.

А. А. Бакиров [8], анализируя закономерности размещения залежей нефти и газа в пределах эпипалеозойских платформ юга СССР, указывает, что эти залежи приурочены к следующим региональным зонам нефтегазонакопления:

1) связанным с валоподобными и блоковыми поднятиями, которые широко развиты во всех нефтегазоносных областях, как Предкавказской, так и Среднеазиатской платформ;

2) приуроченным к участкам регионального выклинивания отдельных литолого-стратиграфических комплексов;

3) приуроченным к участкам регионального развития тектонической трещиноватости в карбонатных отложениях оксфорд-келловейского яруса верхней юры.

Он также совершенно правильно отмечает, что принцип Гассоу — дифференциального скопления нефти и газа в связанных между собой локальных ловушках — не имеет универсального значения и не выражает общей закономерности размещения скоплений нефти и газа в земной коре.

Н. Ю. Успенская [90], изучая закономерности распределения скоплений нефти и газа в пределах эпипалеозойских платформ, указывает, что эти скопления в основном контролируются взаимодействием продольной и поперечной зональностей, которое обусловило блоковое строение фундамента. Она полагает, что зоны нефтегазонакопления связаны с валообразными поднятиями в платформенном чехле, возникающими вдоль длительно развивавшихся разломов. Эти поднятия осложнены рядом локальных структур, с которыми связаны месторождения нефти и газа. В ядрах этих структур, как правило, имеются эрозионно тектонические выступы складчатого палеозоя или промежуточного комплекса триас-нижнеюрского возраста. Н. Ю. Успенская полагает, что время заложения структур имело большое значение для нефтегазонакопления. Поднятия более древнего (мезозойского) заложения при прочих равных условиях являются более благоприятными, так как образуют ловушки, способные удержать нефть и газ в ранние стадии их миграции. Вторым условием она считает наличие унаследованности в развитии локальных структур, т. е. необходимо, чтобы сформировавшиеся ловушки продолжали существовать и в дальнейшем, без чего невозможно было бы сохранение образовавшихся залежей нефти. Третьим условием, имеющим особенно большое значение для газовых залежей, является сохранение в течение длительного времени высокого гипсометрического положения ловушек, содержащих залежи. В связи с этим устойчивость региональных наклонов по простиранию валообразных зон и устойчивая тенденция к поднятию отдельных блоков являются важнейшими факторами распределения нефтегазоносности.

При изучении тектоники района весьма сложно выявить глубинное строение недр и выяснить в связи с этим перспективы нефтегазоносности на глубине. Накопившиеся данные по геофизике и бурению в пределах юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины показали, что тектоника верхнекаменноугольно-нижнепермского структурного этажа завуалирована структурными формами надсолевого постнижнепермского комплекса, что затрудняет выяснение перспектив нефтегазоносности на глубине. Детальное изучение и обобщение геофизических (сейсмических) материалов, например,



в пределах Беляевской зоны позволило [5] впервые осветить некоторые закономерности в соотношении мезозойского и палеозойского структурных этажей и выяснить тектонику палеозоя. В пределах палеозоя удалось выявить ряд погребенных, ранее неизвестных палеозойских структур, расположенных в относительно погруженных областях мезозойского вала. Наиболее ярко в палеозойском структурном плане оказалась выраженной Кегичевская погребенная структура. Указанные погребенные поднятия расположены на доступных для современного бурения глубинах и весьма перспективны. Все выявленные сейсморазведкой погребенные структуры четко отражены в виде локальных максимумов на гравитационном поле.

Приведенные данные позволили сделать важные выводы, а именно то, что глубокое разведочное бурение в пределах юго-восточной части Днепровского грабена нельзя ориентировать на сводовые части тех поднятий мезозойского структурного этапа, которые прорваны штоками соли до предверхнепермской поверхности. Отличают их от других структур по гравитационному полю, на котором они выражены минимумами силы тяжести. Сводовые части погребенных палеозойских поднятий здесь завуалированы постнижнепермской тектоникой и главным образом интенсивным ростом в предтретичное время солянокупольных поднятий.

Таким образом, детальное изучение строения недр может значительно расширить наши познания при перспективной оценке нефтегазоносности территории. При изучении строения локальных структур следует учитывать некоторые особенности их строения, выявленные, например, в пределах Тарханкутского полуострова [11]. Здесь подмечено, что региональное увеличение мощностей отложений в западном направлении обуславливает смещение сводов антиклиналей с глубиной в обратном направлении, к востоку, что особенно характерно для слабо выраженных поднятий. Наконец, обнаружена прямая зависимость между степенью соответствия структурных планов и амплитудой складок: чем сильнее выражено поднятие, тем полнее соответствие отдельных структурных планов. Это связано с тем, что крупные высокоамплитудные складки, сформировавшиеся в результате длительного и устойчивого роста, меньше зависели в своем развитии от влияния как региональных, так и локальных условий, чем небольшие слабо выраженные поднятия. Самые сильные изменения претерпели мелкие складки, расположенные в непосредственной близости к более крупным структурам, оказывавшим существенное влияние на их развитие. Таким образом, степень соответствия структурных планов тем выше, чем больше амплитуда складок.

Изложенное показывает, что геофизическим методам разведки принадлежит важная роль в обнаружении погребенных поднятий. Помимо этого, для решения указанной задачи большую помощь может оказать изучение истории геологического развития территории,

а также построение детальных палеогеологических карт. В. А. Долицкий и Е. В. Кучерук [39] составили палеогеологическую карту преднеокомского денудационного среза для района Терсинской впадины (северная часть Волгоградского побережья) и пограничных с ней районов, на которой четко вырисовывается положение погребенной антиклинальной Терсинской складки амплитудой не менее 30 м.

Эти исследования показывают, что использование детальных палеогеологических карт для расшифровки истории геологического развития площади и ее строения имеет большое значение. Однако следует иметь в виду, что для построения таких карт необходимо наличие достаточного количества скважин.

Как нами уже указывалось, районирование нефтегазоносных территорий следует вести на тектонической основе. Следуя указанному принципу, М. Я. Рудкевич [34] в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяет ряд нефтегазоносных областей и приводит некоторые интересные закономерности формирования в них залежей нефти и газа.

1) Область внутренних поднятий (антеклиз, сводов), для которых важнейшими факторами являются длительность и скорость конседиментационного роста структур и устойчивость связи режима тектонических движений с закономерным размещением фациальных и литологических зон; чем длительнее и с большей скоростью погружаются впадины, тем энергичнее растут разделяющие их своды, тем выше этаж нефтегазоносности и тем больше распространены залежи массивного и пластового (сводового) типов, образующие крупные и уникальные месторождения нефти и газа; наоборот, в менее активных в тектоническом отношении областях и районах сводовые залежи уступают место литологическим.

2. Область внутренних впадин (синеклиз); зоны нефтегазонакопления здесь контролируются положительными структурами, в одной части которых наблюдается чередование терригенных и существенно глинистых толщ, образованных в результате двухстороннего сноса обломочного материала. Здесь стратиграфический диапазон нефтегазоносности повышается от бортов к центру синеклизы. В другой части структур наблюдается преобладание в разрезе глинистых осадков вследствие одностороннего (с Урала) сноса обломочного материала; здесь диапазон нефтегазоносности повышается от центра к бортам депрессии.

В северной прибортовой зоне Прикаспийской синеклизы отмечаются другие интересные особенности. Здесь более крупные месторождения нефти и газа наиболее часто приурочены к зонам резкого перехода от глубоко погруженных к приподнятым участкам региональных тектонических структур. Эти условия характерны для примыкающих к бортовой зоне выступов — Саратовского, Генеральско-Степновского, Южно-Куйбышевского, Орляно-Пилу-

гинского, в пределах которых открыты многочисленные месторождения нефти и газа.

При изучении тектоники региона следует уделять большое внимание разрывным нарушениям, играющим нередко большую роль, а в отдельных регионах доминирующую, в локализации залежей нефти. Так, в Апшеронской области (юго-восточный Кавказ), где развиты хорошие гранулярные коллекторы, значительная роль в формировании залежей нефти принадлежит тектоническим разрывам [31]. Здесь крупные разломы, прослеживаемые на большие расстояния, в отдельных случаях определяют границы тектонических ступеней или крупных блоков, фиксирующих положение различных зон нефтегазоносности. Например, Сиазанский надвиг отделяет Тенгинскую ступень, сложенную осадками юры и мела от Кусарской, которая в своей южной части представлена третичной моноклиналью. Сиазанский надвиг с достаточно большой амплитудой вертикального и горизонтального перемещения южного блока (Тенгинская ступень) относительно северного (Кусарская ступень) обусловил нефтеносность третичной моноклинали. Представляют интерес также зоны разрывных нарушений, приуроченных к осевым плоскостям антиклинальных складок. Значительную роль играют разрывы, осложняющие строение большинства складок северного Кобыстана, с которыми связаны многочисленные естественные нефтегазопоявления. Большое значение в распределении залежей нефти и газа имеют разрывные нарушения также в Грозненском и других нефтяных районах.

## § 2. Палеогеографическая обстановка формирования отложений и их стратиграфический разрез

В каждой нефтегазоносной области обычно выделяются определенные стратиграфические свиты, которые являются весьма продуктивными, в то время как другие свиты малопродуктивны или вовсе не содержат нефти и газа. Известно, однако, что не существует какой-либо определенной связи между возрастом пород и промышленной продуктивностью стратиграфических свит. В то же время свиту, которая продуктивна на широкой площади в данной нефтеносной области, необходимо учитывать как наиболее перспективную в этой области по сравнению с другими стратиграфическими подразделениями. Лишь породы фундамента там, где в результате различных геологических процессов они стали пористыми, трещиноватыми и проницаемыми, могут быть коллекторами для нефти и газа независимо от их возраста и преобладающего значения в отношении продуктивности данной стратиграфической единицы в рассматриваемой области.

При изучении особенностей стратиграфии перспективной области следует использовать данные палеогеографии и строить палеогеографические карты для выяснения распространения интересующей

нас стратиграфической свиты и условий ее образования. На этих картах показывают распределение суши и моря в рассматриваемую геологическую эпоху, границы и физико-географические условия в минувшую геологическую эпоху. По мере возможности следует установить биогеохимическую обстановку, существовавшую на отдельных участках, области питания терригенным материалом, области сноса, климат, условия осадконакопления и развития органического мира. Такие карты могут быть более точно построены при наличии пробуренных скважин или хорошо обустроенных площадей; в противном случае удается на основе общих региональных соображений лишь схематично показать контуры распространения данной стратиграфической единицы.

Интересно, например, отметить своеобразную палеогеографическую обстановку, имевшую место на Эмбе [93] во время формирования среднеюрских толщ, когда наблюдалась частая смена двух обстановок — мелкого моря с массой лагун и низменной заболоченной равнины. Такая обстановка характеризует зону в пределах изопахит 250—350 м. Таким образом, согласно указанным данным, на Эмбе наблюдаются более благоприятные условия для получения нефти из средней юры в пределах развития изопахит 250—300 м; вне их, но вблизи этих отметок наблюдаются лишь малодобитные залежи, а в отдалении от этого интервала изопахит имеются только слабые нефтепроявления и промышленные залежи нефти отсутствуют.

Значительную помощь для выяснения перспектив нефтегазоносности данной области могут оказать также палеогеологические карты, показывающие распределение различных отложений на какой-либо прошлый геологический период. Такие карты можно строить по какому-либо срезу на избранной глубине или, что лучше, по поверхности несогласного залегания. Особенно интересны такие карты, построенные по поверхности несогласия в случае стратиграфически несогласного перекрытия продуктивной свиты или наличия древней поверхности денудации. При согласном залегании пластов палеогеологические карты, построенные на начало или конец какой-либо геологической эпохи, имеют малую ценность, и в этом случае следует строить палеогеологические карты срезов на такой глубине, на которой срез захватывает большее число стратиграфических горизонтов. Палеогеологические карты изображают геологию и тектонику, существовавшие к данному геологическому времени (например, к доюрскому, докаменноугольному и др.), так же как и геологические карты изображают современное строение. Особенно большую помощь оказывают палеогеологические карты в обнаружении возможных стратиграфических ловушек. Построенные по поверхности несогласия они обычно отражают, помимо указанного выше, результаты эрозии, перерыва в осадконакоплении, а также структурные особенности, связанные с несогласием.

Палеогеологическую карту строят по данным пробуренных скважин (с использованием электрокаротажных диаграмм) и по обнажениям пород путем фиксации в скважинах стратиграфического горизонта, подстилающего (находящегося в контакте) данный, принятый за опорный, горизонт. Например, при построении палеогеологической карты докаменноугольного времени она будет показывать размещение стратиграфических горизонтов древнее карбона (т. е. девонских и более древних). В этом случае подошва карбона должна быть принята за опорный горизонт, и во всех скважинах (а также на выходах пород) следует фиксировать соответствующие стратиграфические горизонты, вскрытые ниже подошвы карбона. Путем обобщения полученных данных о распределении стратиграфических горизонтов по площади строят палеогеологическую карту докаменноугольного времени.

При построении палеогеологической карты по поверхности несогласия ее составляют при помощи отметок (по данным разрезов скважин, электрокаротажных диаграмм или обнажений) вскрытия соответствующих стратиграфических горизонтов, непосредственно подстилающих маркирующие пласты, перекрывающие эродированную поверхность несогласия. Далее путем обобщения полученных данных строят палеогеологическую карту по поверхности несогласия. При наличии ряда поверхностей несогласия следует строить палеогеологические карты по всем этим поверхностям.

Если несогласное залегание имеет ограниченную протяженность, то в случае надобности строят локальные палеогеологические карты по отдельным участкам с учетом особенностей характера несогласия в них. При региональных исследованиях следует учитывать лишь широко распространенные несогласия; построение в этом случае палеогеологических карт является более эффективным и облегчает выяснение положения возможных стратиграфических ловушек.

Палеогеологическая карта позволяет более эффективно воспроизвести геологическую историю данной области (особенно при построении серии таких карт); она помогает судить о возможной нефтегазоносности области и облегчает выбор направлений для проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ. Важной задачей является изучение палеогеографической обстановки формирования отложений и существовавшего геотермического режима в прошлые геологические периоды и характер факторов, определяющих современные особенности распределения геотермических полей. Нельзя отрицать тот факт, что температурные условия в недрах играли немаловажную роль в образовании нефтей и газов, их типов и условий формирования их залежей. Это можно утверждать несмотря на то, что большинство разведанных нефтяных месторождений находится в сравнительно низкотемпературных условиях и, исходя из возможных максимальных глубин погружения продуктивных горизонтов и современных геотермических условий, нет оснований

предполагать, что в прошлом температуры были такими, какие требуются для преобразования каустобиолитов в экспериментальной обстановке.

В связи с указанным одни исследователи склонны принимать более низкие температуры образования типов нефтей, чем это следует из экспериментальных работ, другие предполагают, что в прошлом геотермические условия многих районов были более напряженными, чем в настоящее время. Вторая точка зрения, по-видимому, является более правильной, однако для подтверждения ее необходимо выяснить роль различных геологических факторов, определяющих характер современного геотермического поля, а затем оценить действие этих факторов в конкретной обстановке геологического прошлого.

В настоящее время считается общепризнанным, что главным внутренним источником тепловой энергии Земли являются естественные радиоактивные превращения.

Геофизические реперы показали удовлетворительное соответствие существующих представлений о распределении радиоактивных элементов по глубинным зонам Земли с тепловым балансом ее. В связи с тем, что содержание радиоактивных элементов постепенно сокращается, можно предполагать также и уменьшение во времени теплового потока, а значит и снижение температур в литосфере.

Предполагается [64], что в начале палеозоя плотность теплового потока превышала современную примерно на 8—10%, а в конце палеозоя на 2—4%. Если в Восточном Предкавказье на глубине 3,5 тыс. м в современную эпоху отмечается температура до 182,5° С, то в начале палеозоя в аналогичных условиях она могла достигать 200° С. Такая разница должна была заметно отразиться на составе нефтей (и углей).

Следует, однако, иметь в виду, что изменение радиоактивности во времени не имеет решающего значения при палеогеотермическом анализе, поскольку в современную эпоху (и в геологическом прошлом) геотермические характеристики зависят от ряда других геологических факторов и колеблются в очень широких пределах. Например, геотермический градиент (не считая отдельных особых отклонений) варьирует в пределах 0,6—10° С/100 м. В связи с этим для более эффективной оценки геотермических условий прошлых геологических эпох следует производить анализ современного распределения тепловых полей в земной коре в тесной увязке с геологическими факторами.

Современные представления о распределении температур в осадочном покрове основаны на данных о различии в плотности теплового потока, поступающего снизу, усилении этого потока за счет радиоактивного перераспределения тепла благодаря разнообразным процессам, протекающим в осадочном покрове. Многочисленными измерениями установлено, что на щитах геотермический градиент составляет обычно 0,6—0,9, на платформах 0,9—2,5, в областях

альпийской складчатости 2,5—10 и в современных вулканических областях более  $10^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$  [41]. В связи с этим многие исследователи полагают, что плотность теплового потока, поступающего с больших глубин, изменяется в широких пределах, достигая максимума в орогенических областях.

Основные закономерности распределения температур в осадочном покрове следующие [28]. Максимальные геотермические градиенты наблюдаются в областях наиболее молодой складчатости и именно там, где интенсивное уплотнение пород происходило сравнительно недавно. Например, на юге Европейской части СССР максимальный градиент отмечается в краевом прогибе, где погружение и складкообразование были менее резкими и более молодыми по сравнению с резко дислоцированными областями Большого и Малого Кавказа. Как правило, древние платформы характеризуются также менее напряженным геотермическим режимом, по сравнению с молодыми (хотя в ряде случаев имеются отклонения от этой закономерности в зависимости от времени и интенсивности основных этапов погружения, уплотнения и дислокации пород). В то же время в пределах каждой платформы минимальные температуры отмечаются на щитах, а максимальные в наиболее молодых впадинах.

В тектонически пассивных областях, где осадочный покров по условиям теплообразования почти не отличается от фундамента, геотермический градиент с глубиной, как правило, не изменяется или несколько возрастает. В тектонически активных районах на одних и тех же глубинах на поднятиях температуры выше, чем в депрессиях. Это различие проявляется особенно ярко в областях молодой тектоники с современным теплообразованием, более сильным на дислоцированных участках, между тем как в тектонически пассивных (в настоящее время) районах геотермические контрасты между дислоцированными и депрессионными зонами сильно сглажены или вообще отсутствуют. Здесь, очевидно, геотермический градиент определяется только тепловым потоком снизу и радиогенным теплом самой осадочной толщи, т. е. равномерно распределенными источниками тепла. По-видимому, тектоническое и гравитационное сжатие пород и, вероятно, тектоническое трение (а также в известной мере радиоактивные превращения) являются основными причинами, определяющими многообразие геотермических режимов.

Г. М. Сухарев и С. П. Власова указывают на зависимость теплофизических свойств горных пород от их минералого-петрографического состава, влажности и плотности. Они отмечают, что при увеличении в породе глинистых и уменьшении песчаных частиц значения коэффициентов тепло- и температуропроводности снижаются. При увеличении влажности пород указанные коэффициенты несколько возрастают.

Наблюдается также возрастание тепло- и температуропроводности с увеличением плотности пород, а также размера минеральных

частиц осадочных пород. Другие факторы, по-видимому, имеют либо узко локальное значение, либо влияют так слабо, что их эффект в большинстве случаев затухивается тектоническим фактором. В связи с этим судить о температурах в недрах еще неразбуренных районов и предполагать в них геотермические условия прошлого следует главным образом на основе тектонического развития территории. Можно предполагать, что большинство районов в одну из прошедших эпох отличалось более высокой тектонической активностью, а следовательно, и более напряженным геотермическим режимом, чем в настоящее время.

Работы К. Ван-Орстранда [102] и Г. Спайсера [97] показали возможность использования геотермических наблюдений при изучении геоструктурных элементов территории. Однако для этого необходимо иметь достаточно подробные геотермические данные для широкой территории.

Использование геотермических данных совместно с палеогеографическим и палеогеологическим анализом истории геологического развития территории может оказать значительную помощь при рассмотрении перспектив нефтегазоносности.

В пределах юго-западной части Эмбенской области наблюдаются свои специфические геотермические условия. В пределах зоны распространения солянокупольных структур при равной глубине залегания от поверхности земли сводов соляных куполов над ними температура выше, чем в периферийных частях структуры. Аномалии температур обусловлены главным образом высокой теплопроводностью соленосной толщи кунгура. На соляных куполах с глубоким залеганием кровли соли (Каратон и др.) температурная аномалия выражается менее отчетливо. Влияние соляной тектоники сказывается также и на неравномерном нарастании температуры с глубиной.

### § 3. Литолого-фациальные свойства пород и условия осадконакопления

Как известно, литолого-фациальные свойства пород значительно влияют на характер распределения залежей нефти и газа. В связи с этим изучение литолого-фациальных свойств пород и условий их формирования имеет важное значение для выяснения перспектив нефтегазоносности территории. Это изучение, по существу, относится главным образом к той свите, которая предполагается нефтегазоносной в районе.

По материалам скважин, палеогеографическим и общим региональным данным строят карту изопакит свиты с показом на ней литологической характеристики пород и тенденции их к фациальной изменчивости в том или другом направлении. Ценным является показ на этих картах, хотя бы в пределах локальных участков, данных о коллекторских свойствах пород (пористости, проницаемости), явлениях динамометаморфизма, метаморфизма пород и т. п.



Известно, что постоянство литологического состава пористых нефтегазоносных пород и их хорошие коллекторские свойства являются весьма благоприятным показателем для изучаемой площади.

Обычно мощность отдельных промышленных нефтеносных пластов редко превышает один, тем более два десятка метров; чаще она составляет всего несколько метров. Более того, нередко мощные пески без прослоев непроницаемых пород мало перспективны с точки зрения их нефтеносности. Иначе говоря, отсутствие в мощных пачках песков непроницаемых прослоев является неблагоприятным признаком при оценке их нефтеносности.

Наиболее благоприятным является чередование относительно маломощных слоев проницаемых пород с непроницаемыми или малопроницаемыми. С другой стороны, отдельные очень тонкие прослои проницаемых пород (менее 1 м) среди непроницаемых являются менее благоприятными по сравнению со слоями средней мощности.

Большое значение при изучении нефтегазоносных свит имеют характер изменчивости их мощности и связь их с поверхностью земли. Известно, что закрытая залежь находится в более благоприятных условиях, чем полузакрытая, в которой нефтеносная свита частично выходит на поверхность; еще в более плохих условиях находится раскрытая залежь. Однако в антиклинальных складках с ядром протыкания или при резком уменьшении мощности пород на сводах следует учитывать возможность наличия выклинивающихся пород, не выходящих на поверхность, с которыми могут быть связаны залежи нефти и газа.

Явления динамометаморфизма — уплотнение пород, появление киливажа, твердых плотных брекчиевидных пород — малоблагоприятны с точки зрения возможного образования залежи нефти, за исключением трещиноватости, оказывающей благоприятное влияние на аккумуляцию и движение нефти в пластах.

Следует также учитывать явления метаморфизма пород в результате воздействия на них главным образом высокой температуры, горного давления и других факторов. В результате явлений метаморфизма породы, бывшие после отложения рыхлыми и проницаемыми, впоследствии уплотняются, становятся менее пористыми и проницаемыми. При значительной метаморфизации чистые песчаники переходят в кварциты, глины — в плотные сланцы, угли — в антрациты, а битуминозные вещества исчезают, и следами их прежнего присутствия в метаморфизованных породах являются включения и прожилки графита (антраксолита). Между метаморфизованными и неизмененными породами наблюдаются промежуточные степени метаморфизации, о которых судят по содержанию нелетучего углерода и так называемому углеродному коэффициенту, о чем более подробно будет изложено ниже. Явления метаморфизации резко ухудшают коллекторские свойства пород и разрушают уже сформировавшиеся залежи нефти и газа.

При изучении литолого-фациальных и коллекторских свойств пород на основе наблюдений на поверхности следует учитывать возможность их изменения на глубине. Нередко, например, вблизи поверхности известковистые песчаники вследствие обогащения кальцитом становятся особенно мягкими и пористыми, а с глубиной несколько и иногда значительно уплотняются. Часто наблюдается и обратная картина — породы, рыхлые на глубине, у дневной поверхности становятся плотными, сцементированными вследствие отложения солей при испарении грунтовых вод, например, песчаные породы «свиты перерыва» плиоценовой продуктивной толщи Азербайджана [1]. В то же время следует иметь в виду, что латеральные изменения текстуры, минерального состава, а также фациальное выклинивание пород вверх по восстанию нередко являются благоприятными факторами, так как создают экраны для образования залежей нефти и газа.

При перспективной оценке площадей следует учитывать также палеогеографическую обстановку образования осадков. Как известно, ближайшая к берегу зона отложения осадков (неритовая область, 0—200 м глубины) характеризуется обычно большим разнообразием осадков; она содержит крупно- и мелкозернистые пески или ракушечник, глины, сланцы. Эти породы быстро изменяют свою текстуру и состав по вертикали и горизонтали. Химическая и биохимическая активность в этой зоне проявляется интенсивно.

По-видимому, глинистые и песчаные отложения большинства нефтяных месторождений образовались именно в этой изменчивой прибрежной зоне. Имеющиеся в этой зоне рукава дельт и протоки заполняются песком, образуя рукавообразные отложения песков, заключенные в глинах. Еще большее своеобразие в распределении песчаных отложений вносят морские течения, подводные оползни, силы и др. Признаками переноса, например, течениями прибрежных отложений далеко в океан служат слои крупных неотсортированных обломочных отложений, перемежающиеся с однородными тонкозернистыми осадками, и некоторая переходная слоистость на их контактах. Наличие всех указанных особенностей следует учитывать при оценке перспектив нефтегазоносности изучаемой территории.

Кроме этого, следует учитывать появление глинистости в породах, присутствие которой сильно влияет на пористость, проницаемость пород и особенно на нефте- и газоотдачу. Глинистость нередко является причиной уплотнения и сжатия осадочных пород вследствие частичного вытеснения воды из глинистых минералов. Присутствие в породах даже небольшого количества глин влияет на ряд физико-химических параметров нефтяного пласта, а именно: на адсорбцию, поверхностное натяжение на поверхности раздела, капиллярные эффекты и смачиваемость.

Иногда в продуктивных песках содержится небольшое количество вулканического пепла (например, песчаник вудбайн, Восточный

Техас). Значительное его содержание ухудшает коллекторские свойства пород (особенно проницаемость пласта).

При оценке перспектив территории необходимо изучать региональные изменения в цементации пород. Например, песок с появлением цементирующего доломитового материала может превратиться в доломитизированный песок и далее — в песчаный доломит. С повышением содержания кремнеземного цемента рыхлый песок может постепенно перейти в кварцитовый песок и, наконец, в песчаный кварцит.

Широкое развитие в качестве коллекторов нефти и газа имеют карбонатные породы. Обычно доломиты и доломитизированные известняки более проницаемы, чем известняки. В связи с открытием и разработкой крупных нефтяных месторождений в Советском Союзе, на Среднем Востоке, в Западном Техасе, в Западной Канаде и ряде других нефтегазоносных провинций, где нефть добывают из известняков и доломитов, значение карбонатных коллекторов сильно возросло. В настоящее время установлено, что половина всех известных мировых запасов нефти содержится в известняках и доломитах. Следует, однако, иметь в виду, что пористость и проницаемость карбонатных пород нередко развита локально и связана либо с диагенетическими процессами, протекавшими в породах после окончания формирования осадков, либо с явлениями динамометаморфизма, обусловившими появление трещиноватости.

Значительно более редко наблюдаются коллекторы в изверженных и метаморфизованных породах. Коллекторские свойства таких пород определяются наличием в них трещин, разломов и каверн. Имеются примеры промышленных залежей нефти в изверженных и метаморфизованных породах — базальтах, пирокластических породах, интрузивных базальтах и андезитовых дайках. Однако коллекторы указанного типа весьма ограниченно распространены.

Знание условий и границ распространения коллекторских свойств пород имеет огромное значение при оценке перспектив нефтегазоносности области. Например, при изучении продуктивного разреза месторождения Нижняя Омра (юго-восточный склон Тимана) отмечены весьма своеобразные литологические особенности [56]. Верхняя часть III пласта представлена здесь в виде отдельных различных по мощности пропластков песка, замещающихся на отдельных участках глинисто-алевролитовыми породами, т. е. имеющих линзовидный характер распределения. В верхней части таких линз отмечены скопления газа, а в нижних содержится вода. Такие же скопления газа и нефти в породах, выклинивающихся вверх по восстанию, и песчаных линзах наблюдаются и в других пластах, содержащих в нижней части воду. Все эти и другие особенности строения продуктивных пластов в отдельных нефтяных областях следует учитывать при оценке перспектив области.

Любопытные примеры своеобразного распределения залежей нефти в связи с особенностями литофациального состава пород и условий их залегания наблюдаются за рубежом. Например, так называемый «стофутовый песчаник» в Аппалачской нефтегазоносной провинции (США) насыщен водой, а встречающиеся в нем линзовидные включения грубозернистых песков и конгломератов содержат скопления газа и нефти в участках, приуроченных к антиклинальным изгибам пласта; в то же время линзы, связанные с вогнутыми участками пласта, водоносные [61].

Иногда наблюдается интересная закономерность в распределении газоносности в зависимости от литологического состава пород. В пределах Апшеронского полуострова [70] установлено уменьшение песчанистости и ухудшение коллекторских свойств пород за счет появления тонкозернистых разностей в разрезе продуктивной толщи в направлении с востока на запад. В том же направлении, по мере обогащения разреза тонкозернистыми разностями пород, наблюдается увеличение газоносности. Некоторые исследования [7] показали, что чем меньше проницаемость пласта, тем больше (при прочих равных условиях) выделение в нем газа из нефти в процессе ее миграции; в этом случае нередко наблюдается образование газовых шапок в верхней части пласта.

Весьма интересные данные о влиянии литологического состава пород на распределение в них нефти и газа сообщает В. И. Ключев [54]. На основании изучения распределения залежей нефти и газа в подкирмакинской свите Сураханского месторождения он указывает, что в глинистых свитах вместе с увеличением книзу песчаных отложений и укрупнением песка наблюдается увеличение зоны нефтенасыщения. В песчаных свитах, наоборот, закономерно книзу наблюдается уменьшение площади нефтеносности. Он отмечает, что указанное распределение залежей нефти и газа в зависимости от литологического характера отложений сохраняется и на тектонически обособленных полях по нижнему отделу продуктивной толщи.

Помимо изучения литолого-фациального состава нефтегазоносных пород, большой интерес представляет рассмотрение характера изменчивости их мощности. Выше уже указывалось на значение в отдельных областях (Эмбенская область) учета карт изопакит при выяснении перспектив. В Эмбенской области между степенью нефтенасыщенности средней юры и мощностями этих отложений устанавливается определенная зависимость [93]. Наиболее высокодебитные месторождения, дающие основную добычу нефти из средней юры, располагаются на площадях, в пределах которых изопакиты имеют отметки 250—350 м.

Такая же картина размещения зон с различной степенью нефтенасыщения в зависимости от мощности осадков наблюдается в отложениях апта и неокома; например, для апта в пределах изопакит 75—150 м. Таким образом, в данном случае зоны равных мощностей

осадочных пород, являясь выражением определенного тектонического режима области на различных этапах ее развития, намечают участки, в пределах которых существовали наиболее благоприятные условия для образования коллекторов и (при наличии ловушек) скоплений в них нефти.

Весьма интересные закономерности в изменении мощности миссисипского известняка отмечены в Северной Оклахоме (США). Здесь все главные месторождения нефти приурочены к участкам, имеющим весьма небольшую мощность миссисипского известняка. В Канзасе небольшая мощность этого известняка всегда сопровождается появлением антиклинальных складок, в недрах которых имеются залежи нефти и газа. Таким образом, уменьшение мощности миссисипского известняка в том или ином направлении является ориентиром для проектирования поисково-разведочных работ на нефть и газ [77]. Следует, однако, иметь в виду, что специфические условия, выявленные для той или иной области или для ограниченного участка площади этой области, нельзя автоматически распространять и на соседние площади без учета особенностей истории геологического развития этих площадей и имеющихся фактических данных.

Весьма сложная и интересная палеогеографическая обстановка отложений песков среднего майкопа наблюдалась в западной части Кубани [85]. Эти пески отлагались в результате ингрессивной деятельности моря, морских течений, видимо, имевших направление с востока на запад — северо-запад и начинавшихся на Адыгейском поднятии (выступе), а также деятельности древних текучих вод. Образовавшиеся в прибрежной зоне песчаные отложения, переходящие по мере движения в открытое море в глинистые осадки, в свою очередь перекрыты трансгрессией верхнего майкопа и на выходах нередко наблюдаются лишь глинистые осадки. Граница между глинистой и песчано-глинистой фациями на глубине имеет извилистый характер, при этом положительные изгибы (выпуклые в направлении выходов пород на поверхность) представляют собой ловушки для нефти, имеющие заливообразную форму (в результате ингрессивной деятельности моря). В восточной части полосы развития песков эти изгибы расположены на фоне моноклинали, а на западе (Калужская, Ново-Дмитриевская и другие площади) они приурочены к северным крыльям антиклиналей и иногда достигают сводов. Локальное площадное развитие песков свидетельствует об отложении их в обстановке существовавших морских течений. В связи с указанными условиями осадконакопления в отложениях различного возраста наблюдаются зоны выклинивания коллекторов, с которыми следует связывать перспективы нефтегазоносности на Кубани.

Таким образом, при оценке перспектив нефтегазоносности различных областей следует учитывать особенности осадконакопления в них.

В целом при анализе литолого-фациальных особенностей пород данной области следует рассматривать: литологический состав пород, их фациальную изменчивость, состав и текстуру, коллекторские свойства (пористость, проницаемость, если имеются данные, также и гранулометрический состав), мощность и ее изменчивость, геологические условия осадкообразования, последующие явления динамометаморфизма, диагенетические процессы в осадках и т. п. Наконец, следует определить, в какой мере породы-коллекторы по условиям залегания отвечают возможности существования нефтяного резервуара, образуя соответствующие ловушки, в которых могут удерживаться нефть и газ. В связи с этим необходимо рассмотреть условия залегания пород-коллекторов и образования ими различных типов ловушек — структурных, стратиграфических, литологических. Следует также выяснить вопрос о наличии непроницаемых покрышек, покрывающих пористый и проницаемый коллектор, обеспечивающих сохранение образовавшихся залежей нефти и газа от разрушения.

Интересно отметить влияние пород разного состава на характер распределения битумов в них. Например, в Центральной Якутии в материнских породах содержание битумов от аргиллитов к песчаникам обычно снижается, а вне их, наоборот, повышается. По содержанию битумов алевролиты в одних случаях приближаются к аргиллитам, в других — к песчаникам. В районе устья р. Алдана средневзвешенное содержание битумов в аргиллитах и глинах всех материнских свит [27] составляет 0,13%, в алевролитах 0,1%, в песчаниках 0,09%. Вне материнских свит эти значения составляют соответственно 0,001, 0,01 и 0,008%. Аналогичные явления наблюдаются и в других районах, например, по данным Д. В. Жабрева и Ш. Ф. Мехтиева [44], в майкопской свите Кировабадского и Кобыстан-Шемахинского районов, имеющей здесь нефтематеринский характер, в глинах битумов больше, чем в песках. А в неблагоприятном для нефтеобразования верхнем отделе продуктивной толщии Азербайджана в песках битумов больше, чем в глинах. В первом случае, по заключению авторов, битумы в основном аутигенные, а во втором — аллотигенные.

В аргиллитах и глинах в пределах той или иной свиты и одного тектонического участка содержание битумов обычно колеблется в узких пределах, а в песчаниках — в широких. Высокое содержание битумов в песчаниках, как правило, отмечается не в мощных однородных пачках, а в пластах, ограниченных в кровле аргиллитами (иногда и алевролитами) или переслаивающихся с ними. Пачки переслаивания проницаемых и непроницаемых пород наиболее благоприятны для аккумуляции битумов. Аргиллиты не только генерируют битумы, но и экранируют их.

Наконец, следует отметить наличие соотношений между битуминозностью и пористостью пород. В свитах, безусловно, не явля-

ющихся нефтематеринскими, процент пористости превосходит содержание битумов в 250—300 раз, в вероятно нефтематеринских — менее чем в 40 раз, а в благоприятных структурных условиях — только в 5—10 раз [27]. В складчатой области и внутренней зоне краевого прогиба эти отношения значительно ниже, чем в разновозрастных отложениях платформы и внешней зоны прогиба. Например, на платформе пористость среднеюрских песчаников превосходит битуминозность в 25 раз, а в складчатой области в 5—9 раз. Таким образом, по мере усиления метаморфизма пород пористость их снижается более резко, чем битуминозность. В связи с этим соотношения между пористостью и битуминозностью пород могут в известной мере служить дополнительными критериями для выделения нефтепроизводящих свит.

При изучении распределения битуминозности в свитах следует также учитывать тектонику. Антиклинальные и синклинальные участки различаются не только по содержанию битумов в породах, но и по характеру распределения их. В проницаемых породах количество битумов увеличивается в сторону поднятий более резко, чем в непроницаемых. Увеличение содержания рассеянных битумов к сводам поднятий, иногда весьма значительное, отмечается по ряду районов.

Большое внимание должно быть уделено изучению карбонатных пород. Карбонатные породы играют доминирующую роль в разрезах верхней юры и верхнего мела на Северном Кавказе; они являются перспективными на нефть и газ в пределах Урало-Волжского и других районов. Факторами, определяющими емкостные свойства и проницаемость карбонатных пород являются: первичная пористость, наличие первичных, иногда значительных по размерам полостей, а также процессы эпигенеза. Из числа вторичных процессов большое значение имеют процессы доломитизации, которые резко нарушают первоначальную структуру карбонатных пород и существенно влияют на их коллекторские свойства. Процессы доломитизации приводят к перекристаллизации и нередко к значительному уменьшению первичной пористости; с другой стороны, эти же процессы приводят к появлению в породе многочисленных диагенетических трещин, вторичных пор и каверн. Обычно именно к участкам интенсивной доломитизации органических известняков приурочены нефтепроявления, а также катастрофические поглощения глинистого раствора и провалы инструмента.

Изучение распределения коллекторских свойств в связи с доломитизацией на ряде рифогенных массивов верхнеюрских карбонатных пород Северного Кавказа [81] показало, что пористость, кавернозность и трещиноватость рифогенных известняков контролируется степенью их доломитизации. Наблюдается общая тенденция увеличения емкостных характеристик и степени доломитизации пород от периферии рифового массива к его центральной части. Среднее

значение емкости рифогенных известняков, состоящее из общей пористости и кавернозности, в центральных частях массива составляет около 20%, а в периферийных — снижается до 2%.

Изучение верхнемеловых карбонатных пород позволяет предполагать на основании рассмотрения литологического состава и условий их накопления, что хорошие коллекторские свойства в них могут быть приурочены к зонам перерывов в осадкообразовании, а также к участкам проявления гидрохимических процессов. В разрезе верхнемеловых отложений намечается несколько интервалов, сложенных регрессивно-трансгрессивными сериями, которые разделены перерывами в осадконакоплении. В связи с этим карбонатные породы, залегающие в кровле серий, во время перерывов подвергались интенсивным процессам выщелачивания и перекристаллизации. Это привело к появлению в них вторичной пористости, кавернозности и трещиноватости, обусловивших их коллекторские свойства. Помимо этого, значительное влияние на увеличение трещиноватости пород оказывают крупные дизъюнктивные нарушения.

Следует отметить, что нефтяные залежи, приуроченные к коллекторам этого типа (пористо-трещинным), характеризуются сравнительно невысокой продуктивностью. Примером таких залежей является Прасковейское месторождение.

Наоборот, органогенные фораминиферовые известняки верхнего мела отличаются высокой продуктивностью. Роль коллекторов в породах этого типа играют первичные поры, а также каверны, образованные в результате выщелачивания раковинок фораминифер. Высокая проницаемость коллекторов этого типа связана с микро- и макротрещиноватостью (по-видимому, тектонического происхождения), характерной для верхнемеловых отложений и отмечаемой в естественных обнажениях и кернах скважин.

Исследования показали [81], что коллекторами в верхнемеловых карбонатных породах служат отрицательно-фораминиферовые известняки. Распространение их по площади подчиняется определенным закономерностям, обусловленным гидрологическими условиями бассейна. Полосовое расположение высокодебитных месторождений в верхнемеловых отложениях, по-видимому, частично можно объяснить приуроченностью распространения фораминиферовых известняков к зонам поверхностных течений.

Изложенные закономерности накопления карбонатных осадков и условий, определяющих коллекторские свойства в органогенных известняках, следует по аналогии учитывать при изучении территорий, имеющих сходную геологическую историю развития.



## § 4. Гидрохимические и гидрогеологические показатели

При оценке возможных перспектив площади необходим учет гидрохимических показателей нефтегазоносности.

Гидрохимические показатели нефтегазоносности следует делить на прямые и косвенные.

К основным прямым показателям относятся битумы, растворенные в природных водах, представленные солями органических кислот (мылами), главным образом нафтеновыми кислотами. Значение растворенных битумов определяется тем, что источником их появления в воде является нефть.

Йод в водах является важным и давно известным показателем нефтегазоносности; содержание его в водах нефтеносных отложений в  $10^4 \div 10^7$  раз больше концентрации его в пресных водах и обычно превышает 1—5 мг/л. В общем виде можно считать, что содержание йода в воде более 5 мг/л служит положительным признаком нефтеносности.

Аммоний, присутствующий в водах нефтеносных отложений, в большинстве случаев имеет нефтяное происхождение. Он попадает в воду при разложении и последующем растворении азотистых веществ нефтей. Обычно высокое содержание аммония в водах является прямым признаком нефтеносности. Например, для глубоководных залегающих метаморфизованных девонских рассолов Русской платформы содержание его в водах в количестве 100 мг/л является показателем нефтеносности на данной площади. В других случаях указанная величина как положительный признак нефтеносности может быть более низкой. В ряде случаев положительным признаком возможной нефтеносности служит наличие в жестких водах хлористого аммония, а в щелочных — углекислого аммония [68].

К косвенным гидрохимическим показателям нефтеносности относятся те растворенные в водах соли и ионы (а также определенные сочетания солей и ионов), которые связаны с нефтью или с условиями, благоприятными для существования залежей нефти. Эти показатели нефтеносности весьма разнообразны.

К группе косвенных гидрохимических показателей нефтеносности относятся продукты химических реакций между нефтью и растворенными в водах солями. Косвенными показателями нефтеносности служат восстановленные формы серы (гидросульфиды и др.), наличие которых в подземных водах обусловлено реакциями между нефтяными углеводородами и растворенными в воде сульфатами при участии бактерий. Следует, однако, иметь в виду, что наблюдаются также гидросульфидные и сероводородные воды, не связанные с нефтью, но связанные с магматическими процессами. Эти явления обычно приурочены к зонам разломов среди метаморфических и магматических пород и наблюдаются при высокой температуре, незначительной минерализации, преобладании кремнезема,

наличии тяжелых металлов, что отличает указанные воды от вод, связанных с залежами нефти. При оценке гидросульфидов и других восстановленных форм серы в качестве положительного признака нефтеносности (за исключением проявления магматических процессов и зоны поверхностных биохимических процессов) следует иметь в виду, что чрезвычайно высокое содержание восстановленных форм серы в водах (более 200 мг/л) является показателем разрушения залежи нефти.

Необходимо также учитывать то, что отсутствие гидросульфидов и тому подобных соединений серы в водах не может являться признаком отсутствия нефти и газа, так как они не могут существовать в водах, имеющих  $pH < 6$ , а такие воды нередко наблюдаются в нефтяных месторождениях. Кроме того, процессы восстановления сульфатов, которые приводят к появлению в водах восстановленных форм серы, протекают заметно не в каждой нефтяной залежи.

Положительным признаком нефтеносности может служить также бессульфатность вод. Однако она не является однозначным показателем нефтегазоносности, так как может быть обусловлена причинами, не связанными с влиянием нефти на процессы восстановления сульфатов (например, выпадением сульфатов из растворов и т. п.). В этой связи интересно отметить наличие бессульфатных вод (поверхностных и грунтовых) в Центральной Якутии, не связанных с залежами нефти. В то же время в ряде месторождений (например, Апшеронского полуострова) пластовые воды, связанные с залежами нефти, обычно являются бессульфатными.

Для правильной оценки перспектив нефтегазоносности по указанному признаку следует оценить обстановку появления бессульфатных вод, характер пород (так как при значительном содержании в породах гипса и ангидрита сульфатность вод может отчасти сохраняться, несмотря на восстановительное воздействие на них углеводородов), условия бактериальной деятельности (при температуре более 70° С в Грозненском районе бактериальная деятельность не наблюдалась, и воды были бессульфатными даже у самого водонефтяного контакта) и т. п. В связи с этим при изучении процессов восстановления сульфатов в подземных водах отдельных стратиграфических горизонтов необходимо учитывать температурные условия в недрах.

Благоприятными признаками наличия промышленных залежей нефти являются процессы, приводящие не только к исчезновению сульфатов в нефтяных водах, но и к закономерному уменьшению их в осадочных породах и одновременно к резкому увеличению щелочности пластовых вод по мере приближения к залежи нефти.

Характерным для многих нефтяных месторождений является щелочной, гидрокарбонатнонатриевый тип вод. Вероятно, основная масса соды в водах нефтеносных отложений образовалась при воздействии нефтяного вещества на эти воды. Следует, однако, иметь

в виду, что появление соды в природных водах может быть связано не с нефтью, так как такой тип вод характерен для магматических, метаморфических и некоторых осадочных пород (аркозовые песчаники), богатых натрием. Наконец, появление соды может быть связано с вулканическими процессами. Надо также отличать щелочные воды коры выветривания, обычно пресные и содержащие в солевом составе преимущественно гидрокарбонат кальция, от щелочных вод нефтяных толщ, являющихся солеными, с преобладанием в их солевом составе обычно хлорида натрия.

Таким образом, щелочные гидрокарбонатнонатриевые воды могут считаться благоприятным показателем нефтегазоносности лишь в том случае, если они не являются водами коры выветривания, солонцов или вулканических районов.

Ко второй группе косвенных гидрохимических показателей относятся вещества, которые обычно сопутствуют залежам нефти, как, например, хлориды кальция, бром и др. Эти вещества указывают на благоприятные условия для образования и сохранения залежей нефти.

Хлориднокальциевый тип вод свидетельствует не о присутствии самой нефти, а о наличии благоприятных условий для образования и сохранения залежей ее. Следует, однако, учесть, что существование этих условий еще не свидетельствует об обязательном наличии залежей нефти или газа; для этого необходимы еще другие, дополнительные факторы (ловушки, соответствующие процессы нефтегазообразования и др.). Наличие хлоридов кальция, особенно в водах с высокой минерализацией, свидетельствует о застойных условиях их формирования и благоприятных условиях для образования залежей нефти и газа.

Роль брома как показателя возможной нефтегазоносности аналогична роли хлорида кальция. Большое количество брома указывает на высокую метаморфизацию солевого состава воды, характерную для пород, содержащих промышленную нефть. Следует, однако, иметь в виду, что высокая концентрация брома наблюдается также в водах некоторых соляных озер и имеет в этом случае чисто поверхностное происхождение.

Для оценки перспектив нефтегазоносности следует учитывать общий характер солевого состава воды и сочетание растворенных в воде солей.

Как уже указывалось, хлориднокальциевый и гидрокарбонатнонатриевый типы характерны для нефтеносных отложений; первый указывает на застойные гидрогеологические условия, благоприятствующие существованию залежей нефти и газа; второй может указывать непосредственно на нефтеносность лишь при относительно высокой минерализации вод. Таким образом, хлориднокальциевый тип вод в общем случае не является показателем нефтеносности; в то же время он и не является признаком отсутствия нефти.

Сульфатнонатриевый тип вод характерен для раскрытой гидрогеологической зоны и при оценке нефтегазоносности наличие этого типа вод является неблагоприятным показателем. При оценке перспектив нефтегазоносности по гидрохимическим показателям необходимо комплексно учитывать все указанные выше факторы. Только одновременное наличие в воде хлорида кальция и большого количества йода или наличие нафтенатов в воде хлоридной группы позволяет более уверенно предполагать возможное присутствие в недрах залежей нефти.

Указанные выше типы вод даны в соответствии с генетической классификацией природных вод В. А. Сулина в табл. 2.

Таблица 2

Типы вод в соответствии с генетической классификацией В. А. Сулина

| Тип вод                            | $\frac{rNa}{rCl}$ | $\frac{rNa - rCl}{rSO_4}$ | $\frac{rCl - rNa}{rMg}$ |
|------------------------------------|-------------------|---------------------------|-------------------------|
| Хлориднокальциевый . . . . .       | $<1$              | $<0$                      | $>1$                    |
| Хлоридномагнийевый . . . . .       | $<1$              | $<0$                      | $>1$                    |
| Гидрокарбонатнонатриевый . . . . . | $>1$              | $>1$                      | $<0$                    |
| Сульфатнонатриевый . . . . .       | $>1$              | $>1$                      | $<0$                    |

Исследования Г. М. Сухарева [83] показывают, что в отдельных случаях можно дать не только прогноз возможной нефтеносности и промышленного значения залежи, но и указать возможный режим залежи.

Он указывает, что для Грозненского района в зонах с очень высокой минерализацией и метаморфизацией вод, т. е. в зонах затрудненного водообмена следует ожидать проявления главным образом режима растворенного газа или упруговодонапорного режима. В полустойных зонах при средних величинах минерализации и метаморфизации можно предполагать наличие неэффективного водонапорного режима. Наконец, при сравнительно низких величинах минерализации и метаморфизации вод наиболее вероятен эффективный водонапорный режим.

По данным анализа вод строят различные гидрохимические карты, которые и являются основой для оценки перспектив нефтегазоносности области по гидрохимическим показателям. Гидрохимические пластовые карты строят либо с показом (по стратиграфическим горизонтам) границ распространения различных типов вод, либо, что, однако, является менее эффективным, в виде изолиний равной минерализации (изоконы), изолиний содержания хлора (изохлоры) и т. п. Строят также гидрохимические разрезы, где по стратиграфическим горизонтам отмечают соответствующий тип вод,

а также диаграммы, показывающие изменение содержания ряда компонентов с глубиной и т. п.

Следует, однако, еще раз подчеркнуть, что при оценке нефтегазоносности по данным гидрохимической пластовой карты необходимо иметь в виду, что тип вод, взятый сам по себе, изолированно, не может являться показателем нефтегазоносности, хотя и должен приниматься во внимание.

Например, высокая минерализация воды без учета ее ионного состава не может являться благоприятным показателем нефтегазоносности, так как она может быть обусловлена явлениями поверхностного концентрирования или выщелачивания засоленных и загипсованных отложений, хотя обычно в подобных случаях наряду с хлоридами в воде присутствуют нередко в значительном количестве сульфаты, что несвойственно водам нефтяных месторождений.

Во всех указанных случаях следует учитывать физико-географические (климат, количество осадков, величину испарения и др.) и геологические факторы (в том числе и геоморфологические, тектонические, литолого-фациальные).

Для оценки перспектив нефтегазоносности весьма важным является привлечение данных о составе растворенных в воде газов. Показателями нефтегазоносности являются растворенные в воде: метан, этан, пропан, бутан и пары более высших предельных углеводородов. Метан в ряде случаев может не являться прямым показателем нефтеносности, если образуется вследствие современных процессов разложения органического вещества или связан с залежами других полезных ископаемых, например, угля, битуминозных сланцев. Тяжелые углеводороды — этан, пропан и др. обычно являются глубинными газами и указывают на возможность наличия залежей нефти или газа в недрах.

Наличие сероводорода, образующегося в процессе десульфатизации вод в присутствии углеводородов, является косвенным показателем наличия в недрах условий, благоприятствующих скоплению углеводородов.

Присутствие в водах большого количества азота биохимического происхождения указывает на закрытость недр, а углекислого газа и особенно кислорода — на условия, благоприятствующие течению окислительных процессов в недрах. Обнаружение в водах закиси азота и аммиака обычно свидетельствует о загрязненности вод поверхностными органическими веществами, часто связанными с деятельностью человека.

При оценке нефтегазоносности по данным растворенных газов следует учитывать не только качественные, но и количественные показатели, которые могут быть установлены по отдельным изучаемым областям.

Материалы исследования растворенных в воде газов следует изучать в комплексе с данными гидрохимической карты и путем

помещения данных компонентного состава газа в соответствующих условных знаках на гидрохимическую карту. В соответствии с указанным на карте могут быть выделены зоны: азотно-кислородная, углекисло-азотная, углекислая, азотная, метановая, метано-азотная и др. Зоны развития азотно-кислородных и азотно-углекислых растворенных газов, а также условно азотно-метановых и метано-азотных, если последние связаны с современным газообразованием на болотах и торфяниках, относятся к поверхностным водам (к зоне аэрации).

Азотная и азотно-метановая газовые зоны, связанные с проникновением в недра атмосферного воздуха, относятся к промежуточным водам (к зоне выветривания). Глубинные воды характеризуются присутствием метана, тяжелых углеводородов (если они связаны с газонефтяной залежью или битуминозными породами). В ряде случаев глубинные воды содержат биохимический азот и углекислый газ метаморфического происхождения.

На карте, показывающей газонасыщенность вод, следует выделять зоны повышенных концентраций углеводородов (газовые аномалии) и зоны низких концентраций, ограничивающих газовый фон для вод данной площади.

Необходимо учесть, что в пределах выделенных газовых аномалий имеет место неравномерное насыщение природных вод газами, что особенно относится к грунтовым водам. Объясняется это неравномерной миграцией из недр газа и воды с газом, в связи с чем максимальные количества их приурочиваются к местам наименьшего сопротивления — трещинам, зонам тектонических нарушений и т. п. В связи с этим в пределах выделенной аномалии часто появляются отдельные точки, в которых воды не содержат растворенных углеводородных газов.

Следует выделять отдельно данные по метану и тяжелым углеводородам.

При оценке перспектив нефтегазоносности по данным растворенных в воде газов следует комплексно рассматривать данные газовых аномалий с гидрохимическими показателями, а также с геологическим строением площади, особенностями рельефа, явлениями современных биохимических процессов и т. п. Наиболее перспективными участками следует считать те, в которых наблюдается совпадение зон углеводородных аномалий (особенно по тяжелым углеводородам) с благоприятным геологическим строением. Следует при этом учитывать возможности смещения аномалий за счет движения грунтовых вод, так как направление и скорость стока вод имеют существенное значение и могут изменять истинное положение аномалий. Необходимо принимать во внимание также сезонность, так как в дождливые периоды грунтовые воды разбавляются свежими и концентрация газов уменьшается.

Весьма полезным является изучение газонасыщенности подземных вод и анализ состава и упругости газов, растворенных в под-

земных водах. Проведенные исследования подземных вод в пределах Русской платформы и Западно-Сибирской низменности [79] показали возможность проведения сравнительной оценки газонефте-носности ряда районов этой области по указанным данным.

Знание состава и упругости растворенных в подземных водах газов является ценным потому, что установление, например, отсутствия растворенных углеводородов в водах или наличия их в небольшом количестве при упругости, которая значительно ниже пластовых давлений, может свидетельствовать о невозможности появления на данном участке промышленных скоплений газа. Наоборот, тенденция к возрастанию упругости свидетельствует о благоприятных условиях формирования газовых залежей в тех же направлениях. Вообще говоря, изучение состава и упругости растворенных в воде газов оказывает значительную помощь при рассмотрении условий возможного формирования залежей газа (а в отдельных случаях и нефти).

В связи с тем, что упругость растворенных в воде газов зависит от температуры воды, следует анализировать полученные данные совместно с данными о температурных условиях недр. При оценке перспектив нефтегазоносности надо также учитывать в комплексе с вышеуказанными исследованиями данные газобактериальных аномалий, методика исследования которых разработана Г. А. Могилевским.

Интересные закономерности в распределении газового состава природных вод в нефтегазоносных областях отмечает Г. М. Сухарев [84]. Изучая газовый состав природных вод, приуроченных к карагано-чокракским отложениям, он указывает, что воды, опоясывающие залежи нефти, сопровождаются метановыми газами, которые содержат также и более тяжелые углеводороды (этан, пропан, бутан, изобутан и др.). Этот пояс обычно окаймляет залежь нефти узкой полосой. По мере удаления от залежи нефти содержание в газе тяжелых углеводородов резко уменьшается, и наблюдается более широкий, второй, пояс метановых вод, в составе которого не содержится или почти не содержится тяжелых углеводородов. Еще дальше от второго пояса метановых вод содержание метана в газовом составе вод постоянно падает почти до нуля; одновременно увеличивается содержание азота, а затем, по мере удаления от залежи нефти, азот становится доминирующей частью газов.

Все изложенные данные представляют значительный интерес при оценке перспектив нефтегазоносности территории, однако наиболее широко обычно используются для этого общие вопросы гидрогеологии недр и гидрохимическая характеристика вод.

Н. К. Игнатович [51] рассматривал подземную гидросферу с точки зрения интенсивности циркуляции подземных вод и водообмена и выделял в качестве наиболее благоприятных для формирования нефтяных и газовых залежей застойные зоны, характеризующиеся распространением вод хлоркальциевого типа, содержащих

йод, бром и другие микроэлементы. Зоны активного водообмена, характеризующиеся гидрокарбонатными и сульфатными водами, он квалифицирует как неблагоприятные для формирования и скопления нефти.

Большую помощь в изучении вероятных закономерностей в распределении залежей нефти и газа оказывают гидрогеологические исследования, направленные на изучение всей водонапорной системы, включая область питания, районы перемещения вод и разгрузки. Для этого следует строить карты гидроизопьез, характеризующие распределение напоров вод, а также гидрогеологические профили, показывающие форму и положение в пространстве пьезометрических поверхностей в различных водоносных горизонтах.

При оценке перспектив нефтегазоносности площади надо также привлекать палеогидрогеологические данные. Палеогидрогеологические исследования вместе с геологическими данными (палеогеографическими, палеогеологическими и др.) позволяют наметить древние области питания и стока и рассмотреть в связи с этим положение по отношению к ним оцениваемых площадей. Например, если оцениваемые площади по характеру возможной динамики вод подвергались неоднократным гидрогеологическим циклам (под гидрогеологическим циклом понимается период водообмена от момента образования седиментационных вод до полного их замещения инфильтрационными водами), то возможные перспективы нефтегазоносности их значительно снижаются из-за многократного «промывания» нефтегазоносных свит водами.

Однако такое отрицательное заключение нельзя без учета других комплексных показателей считать окончательным, так как, например, наличие указанных выше условий не помешало образоваться крупному Октябрьскому месторождению нефти (в Грозненском районе). Во всяком случае, зоны развития сингенетичных (седиментационных) вод явятся при палеогидрогеологических исследованиях более благоприятными по сравнению с зонами развития эпигенетичных (инфильтрационных) вод.

Полноценное использование данных палеогидрогеологии требует дополнительных исследований путем составления палеотектонических, палеогеографических, палеогеологических, палеоклиматических карт, а также карт палеорельефа, палеогеологических профилей, графиков трансгрессий и регрессий и т. п.

Интересным и важным является изучение гидродинамической характеристики отложений. Причиной движения вод в пластах, как известно, является перепад давлений, возникающий в процессе тектонических движений и выражающийся в вытеснении вод из глин в песчаники, в разгрузке вод через водоупоры и по тектоническим нарушениям и, наконец, в фильтрации вод по отдельным пластам.



Важным при этом является изучение характера перераспределения давлений в пласте и возникающих при этом гидравлических градиентов. Высокие гидравлические градиенты могут характеризовать не только повышение скорости фильтрации вод, но и затрудненность в перераспределении давления по пласту, вызванную наличием тектонических и газонефтяных экранов.

Действительно, между двумя участками могут быть высокие перепады давлений, отражающие не высокую скорость движения пластовых вод, а отсутствие гидродинамической связи между этими участками, т. е. затрудненность в перераспределении давления при наличии того или иного экрана.

Известно, что участки замедленного движения вод имеют связь с газонефтеносностью отложений. Явление замедленного движения вод можно характеризовать коэффициентом затрудненности движения вод, который представляет собой отношение фактической скорости фильтрации к теоретической. Низкое значение этого коэффициента при наличии благоприятных тектонических и фациальных условий можно принять как положительный признак для оценки перспектив нефтегазоносности отдельных площадей.

С минимальным значением фактической скорости фильтрации и коэффициента затрудненности движения связаны газовые залежи на Сарыташской и Караул-Базарской площадях (Средняя Азия) и др.

Сопоставление теоретической схемы пластовых давлений и карты гидроизопьез наглядно подтверждает связь участков, содержащих залежи с низкими значениями коэффициента затрудненности движения вод, например, с отклонением гидроизопьез от линий теоретических давлений (например, в Каганском и Мубарекском районах Средней Азии [59]).

На карте гидроизопьез газонефтяные залежи образуют специфические зоны пониженных напоров, поэтому при рассмотрении карты гидроизопьез зоны пьезометрических минимумов следует рассматривать как возможно связанные с наличием газонефтяных залежей, которые как бы обтекаются водами.

Таким образом, наличие зон пьезометрических минимумов может рассматриваться как один из косвенных показателей при поисках нефти и газа и может быть использовано при оценке перспектив нефтегазоносности. Указанный показатель может быть использован также при анализе результатов испытания первой разведочной скважины, которые могут быть оценены положительно даже в случае отсутствия притока углеводородов при условии, что для этой площади будут иметь место низкие значения приведенных пьезометрических минимумов в районе разведываемой площади. При этом, конечно, следует учитывать также фациальные особенности коллекторов и тектонические условия на площади, так как образование пьезометрического минимума может быть обусловлено резким уменьшением проницаемости коллектора, а также частичной разгрузкой

Таблица 3  
Гидрогеологические показатели для оценки перспектив нефтеносности и газоносности (по А. А. Карцеву [52])

|   | Показатели<br>наличия<br>залегей<br>газа                        | Показатели наличия   |       | Показатели условий<br>формирования<br>скопления<br>нефти и газа | Показатели условий<br>сохранения (залегей)  |   | Показатели<br>наличия ловушек   |
|---|---|--|-------|---|---|---|---|
|   |   | нефти  | газа  |   | нефти   | газа  |   |
| Газовый<br>состав<br>вод  | $P_r \geq P_*$<br>Рост $P_r$ в<br>направле-<br>нии лова-<br>шек | Гомологи метана<br>«Безаргонный» азот, серово-<br>дород  | Метан | —   | —   | $P_r \geq P_*$<br>Отсутствие $O_2$ и высо-<br>ких концентраций $CO_2$ | —   |
| Ионно-<br>солевой<br>состав вод   | —   | Фенолы (?), наф-<br>тенаты (?), высо-<br>кая окисляе-<br>мость, раство-<br>ренных органи-<br>ческих веществ<br>Высокая концентрация аммо-<br>ния, йода, брома (при низ-<br>ком хлорбромном коэффи-<br>циенте). Гидросульфиды, недо-<br>насыщенные вод сульфатами,<br>сода в содовых и хлоридных<br>водах |       | —   | Бессульфатность   |   | Гидрохимические<br>аномалии для<br>верхних вод                                      |
| Гидродина-<br>мические<br>и общие<br>гидрогео-<br>логические<br>условия | —   | —  | —     | —   | $a > 5i$   $a > l$<br>Небольшие гидравличе-<br>ские уклоны и скоро-<br>сти вод. Отсутствие<br>или отдаленность от<br>крытой разгрузки |   | Пьезометрические<br>минимумы. Пье-<br>зометрические<br>максимумы для<br>верхних вод |

| Геотермия          | — | — | — | — | —  | $t < 120^{\circ} \text{C}$   | Геотермические<br>аномалии для<br>верхних вод  |
|--------------------|---|---|---|---|--|--|--|
| Палеогидрогеология | — | — | — | — | Большое ЧЦСВ и большая длительность седиментационных этапов. Скорости вод меньше тех, при которых происходит полный унос нефти | Минимальные сроки полного окисления залежей больше возраста залежей. Малое ЧЦИВ и малая длительность инфильтрационных этапов после образования залежей | —  |
| Верхние воды       | — | — | — | — | —  | —  | Пьезометрические максимумы, положительные геотермические аномалии, гидрорхимические аномалии (обычно повышение минерализации, хлоридности, понижение сульфатности и т. п.) |

Примечание.  $P_c$  — давление насыщения растворенных газов;  $P_g$  — гидростатическое давление;  $\alpha$  — угол падения пластов на крыльях сводовых доушек;  $I$  — гидравлический уклон; ЧЦСВ — число циклов седиментационного водообмена в течение данного седиментационного этапа; ЧЦИВ — число циклов инфильтрационного обмена в течение данного инфильтрационного этапа.

пластовых вод по тектоническим нарушениям. Ловушки, содержащие залежи нефти и газа, имеют некоторые гидрогеологические особенности, а именно: величина общей минерализации и хлоридности вод уменьшается по мере удаления от контуров залежей нефти и газа.

Таким образом, если залежи располагаются в сводах антиклиналей и куполов, то наблюдается относительное опреснение контурных вод в сторону синклиналей и прогибов, а если они приурочены к зонам выклинивания, то такое же опреснение вод, как правило, наблюдается вниз по падению пород от контура нефтеносности (или газоносности).

Гидрогеологические критерии, используемые при оценке перспектив нефтеносности и газоносности, весьма разнообразны (табл. 3).

Из всех указанных в таблице критериев для газа давление насыщения (упругость) растворенных в подземных водах газов, как уже указывалось ранее, является наиболее важным и по существу прямым показателем возможного наличия или отсутствия залежей газа. Если давление насыщения растворенных газов  $p_r$  примерно равно гидростатическому или выше его, то можно ожидать, что все ловушки будут заполнены газом. Если же давление насыщения растворенных газов значительно меньше гидростатического, т. е. воды недонасыщены газом, то, как правило, положительного заключения о возможном наличии газовой залежи делать не следует при прогнозных оценках.

Однако в ряде районов (Западный Узбекистан и др.) встречаются крупные залежи газа в соседстве с подземными водами, недонасыщенными газом.

В приведенной таблице к числу гидрогеологических показателей возможной нефтегазоносности, о чем говорилось выше, относятся растворенные в водах углеводороды — этан, пропан, бутан и высшие гомологи (метан является показателем возможного наличия лишь газа), затем некоторые более сложные органические вещества (нафтенаты, фенолы и др.), далее высокие концентрации аммония, йода, «безаргонного» азота, наконец, сероводород, гидросульфиды и недонасыщение вод сульфатами.

Азот, растворенный в подземных водах, имеет разное генетическое происхождение; часть его попадает на глубину из атмосферы (воздушный азот) вместе с инфильтрационными водами, другая часть образуется при разложении азотсодержащих органических веществ в породах (биогенный азот), наконец, некоторая часть, вероятно, имеет глубинное метаморфическое происхождение. Биогенный азот частично может быть связан с нефтями. Для определения относительной доли воздушного и биогенного азота в их смеси пользуются отношением аргона к азоту  $\frac{Ar}{N_2} \cdot 100$  (в объемных процентах).

Для воздуха аргон-азотный коэффициент равен 1,18, что в водном растворе соответствует 2,5. В подземных водах этот коэффициент почти всегда ниже, что обусловлено примесью биогенного азота в недрах. Таким образом, чем ниже аргон-азотный коэффициент, тем большая доля азота приходится на биогенный азот, часть которого может быть связана и с нефтью. При коэффициенте, равном 2,5, доля воздушного азота составляет 100%; при нулевом значении коэффициента она тоже равна нулю; в последнем случае весь азот будет «безаргонным» [52], биогенным (название «безаргонный» вместо биогенного дано потому, что возможна примесь некоторой доли метаморфического азота).

При распределении величин упругости растворенных в воде газов наблюдаются две резко различные закономерности [6].

На некоторых участках Западно-Сибирской низменности, а также в Ставрополье отмечается увеличение значений упругости газов по мере погружения пласта. Для Ставрополья давление газа в газовых залежах хадумского горизонта обычно несколько ниже, чем давление насыщения в окружающих пластовых водах. Согласно данным В. Н. Корценштейна, залежи газа в хадумском горизонте образовались за счет выделения газа из раствора при понижении гидростатического давления в сводах положительных структур. В районе Самарско-Камского междуречья, где расположены крупные нефтяные месторождения Урало-Поволжья, наблюдаются другие закономерности. Здесь Е. Е. Белякова на основании большого количества фактического материала сделала вывод о том, что упругость растворенных газов в продуктивных горизонтах палеозоя снижается по мере удаления от залежи. Аналогичные закономерности были подмечены в северо-западной части Березовского района, где упругость газов снижается от 120 ат в приконтурных частях залежей до 40 ат на расстоянии около 20 км в сторону от залежей. Эти данные указывают на необходимость при изучении состава и упругости растворенных газов учитывать также условия фазового равновесия для использования гидрогеологических критериев нефтегазоносности при оценке перспектив территории.

На это указывали Э. Е. Лондон, Л. М. Зорькин и В. Г. Васильев [63].

На основании сказанного можно выделить два случая фазового равновесия между газовыми залежами и пластовыми водами [6]:

- 1) упругость газов в пластовых водах на значительной площади выше или равна упругости газа в залежи;
- 2) упругость газа в пластовых водах снижается по мере удаления от залежи.

В первом случае величина генерации газообразных углеводородов достаточна для полного насыщения подземных вод, и газ выделяется из раствора в положительных структурах вследствие снижения гидростатического давления. Второй случай соответствует

обстановке, при которой фазовое равновесие отсутствует или изменено вследствие ряда причин, например, окисления углеводородов, замещения седиментационных вод инфильтрационными со стороны области питания и других явлений.

На распределение растворенных газов в воде влияет также диффузионный поток, источником которого в определенных условиях являются газовые и нефтяные залежи. Огромное значение, в частности залежей нефти, в перераспределении углеводородных газов является следствием хорошей растворимости метана и тяжелых углеводородных газов в нефти (в 10—40 раз больше, чем в воде). В итоге понижение упругости газа в залежи нефти на 1 ат в результате диффузионных процессов приводит к повышению упругости этих газов в таком же объеме воды на 10—40 ат. В связи с этим даже небольшая залежь нефти будет влиять на распределение упругости газов в водоносном пласте на значительном удалении от залежи. В силу сказанного формирование газового состава вод в нефтеносных районах является сложным процессом, так как необходимо рассматривать не только систему вода — газ, но и тройную систему вода — газ — нефть.

В то же время, учитывая гидрогеологические факторы, влияющие на газовый состав вод, изучая газонасыщенность подземных вод и условия фазового равновесия, можно более уверенно выделить зоны активной генерации углеводородов и сделать более полную и правильную оценку перспектив нефтегазоносности территории.

В связи с изложенным, по мнению многих исследователей, высокая газонасыщенность подземных вод углеводородными газами и значительное содержание в их составе горючих углеводородов указывают на приближение к газовой или нефтяной залежи. Эти закономерности не случайны и основаны на известном теоретическом положении В. И. Вернадского о взаимодействии системы нефть — вода — газ как обычного целого в процессе формирования, существования и разрушения углеводородной залежи. Однако невысокая упругость углеводородных газов в подземных водах не свидетельствует об отсутствии залежи. Залежь может существовать, но находиться в стадии формирования или разрушения. В качестве примера можно привести Газлинское месторождение (Западный Узбекистан), где пластовые воды IX горизонта, контактирующие с огромной газовой залежью с запасами в десятки млрд. м<sup>3</sup>, характеризуются слабой газонасыщенностью и содержат незначительное количество углеводородов.

Нарушение геохимических связей между пластовой водой IX горизонта и газовой залежью объясняется особенностями гидродинамического режима, способствующим разрушению залежи. В связи с этим в каждом изучаемом регионе прогноз нефтегазоносности по составу и упругости водорастворенных газов должен даваться

для соответствующего горизонта с учетом общей гидрогеохимической обстановки и геолого-тектонических условий.

Интересные данные о газонасыщенности подземных вод можно привести для нефтеносных структур Днепровско-Донецкой впадины [35]. На Глинско-Розбышевской площади наблюдается предельная газонасыщенность ( $1125 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ ) пластовых вод, максимальная упругость растворенных газов ( $189,2 \text{ ат}$ ) и преобладание в газовом составе горючих углеводородов ( $77,75\%$ ), в том числе тяжелых ( $11,0\%$ ). По мере удаления от водонефтяного контакта газонасыщенность вод и упругость растворенных газов падают, что сопровождается изменением состава газа (концентрация азота возрастает до  $48,85\%$ , а содержание тяжелых углеводородов снижается до  $1,35\%$ ).

Аналогичная закономерность изменения газонасыщенности подземных вод отмечается на Качановском, Бельском и других месторождениях Днепровско-Донецкой впадины.

Следовательно, высокое насыщение подземных вод углеводородными газами, наблюдаемое при оценке перспектив нефтегазоносности площади, указывает на возможное существование залежей углеводородов, на это также может указывать рост упругости и увеличение в составе растворенных газов процентного содержания горючих углеводородов (особенно тяжелых) в том или ином направлении. При этом повышение концентрации тяжелых углеводородов до  $8-10\%$  и более обычно характерно для случая приближения к водонефтяному контакту, а содержание их в водах до  $3-5\%$  свидетельствует о близости газоводяного контакта.

Как уже указывалось, содержащийся в водах аммоний является гидрохимическим показателем нефтеносности территории, конечно, в комплексе с другими показателями. Данные о содержании аммония в водах нефтяных месторождений в некоторых регионах следующие: в Калифорнии  $93 \text{ мг/л}$ ; Румынии  $135 \text{ мг/л}$ ; Куйбышевском Поволжье  $112-229 \text{ мг/л}$ ; Башкирии  $143-377 \text{ мг/л}$  (в артинских отложениях) и  $150-170 \text{ мг/л}$  (в девоне); в третичных отложениях Ферганской долины  $22-319 \text{ мг/л}$  (повышенное его содержание здесь приурочено к водам, обогащенным сероводородом), что объясняется общностью биохимических процессов, происходящих в водах, связанных с разложением органической материи в стадии диагенеза. В пластовых водах палеозойских отложений Пермской области [87] содержание аммония изменяется от  $46$  до  $400 \text{ мг/л}$ , при этом наиболее низкие концентрации его отмечены в водах, значительно удаленных от нефтяных залежей. Наряду с этим наблюдается тенденция увеличения содержания аммония в приконтурных водах, а также в законтурных водах каменноугольных отложений.

В пластовых водах карбона и девона Нижнего Поволжья аммоний обнаружен почти во всех пробах; концентрация его варьирует от следов до  $300-400 \text{ мг/л}$  [82]. В водах непродуктивных горизонтов

содержание его обычно не превышает 20—40 мг/л (фоновые концентрации), причем этот фон не зависит от возраста вмещающих пород и имеет лишь едва заметную тенденцию к возрастанию с увеличением глубины залегания водоносных горизонтов. Воды, контактирующие с нефтяными и нефтегазовыми залежами, обогащены аммонием в 5—10 раз более по сравнению с фоновыми его значениями. Аналогичные концентрации аммония наблюдаются также в водах горизонтов, в которых отмечены нефтегазопроявления. Промежуточное положение (концентрации 80—100 мг/л) занимают воды чисто газовых залежей (Абрамовская, Голубинская, Клетско-Почтовская, Саушинская и др.). Намечается также определенная закономерность возрастания содержания аммония в пластовых водах по мере приближения к контакту нефть — вода.

Таким образом, при оценке перспектив нефтегазоносности территорий следует учитывать содержание в пластовых водах аммония, присутствие которого является в определенных условиях положительным показателем возможной нефтегазоносности.

Гидрогеологические исследования при оценке перспектив нефтегазоносности имеют большое значение. Подземные воды на всех этапах образования, перемещения и рассеивания углеводородов тесно связаны с нефтью и газом. Взаимосвязь подземных вод и скоплений нефти и газа проявляется в особенностях состава растворенных газов, минеральных солей, органического вещества, рассеянных микроэлементов, жизнедеятельности организмов и т. п. Особенно хорошо отражают характерные особенности геохимической обстановки нефтегазообразования и взаимодействия подземных вод с залежами нефти и газа специфические показатели компонентного состава вод и в первую очередь степень насыщения пластовых вод растворенными газами и сульфатами.

Указанные показатели нефтегазоносности имеют ценность лишь тогда, когда они образуют аномалии повышенных либо положительных концентраций по сравнению с фоновыми. Когда имеется геохимическая обстановка нефтегазообразования, региональный фон газонасыщения характеризуется повсеместным высоким содержанием растворенных углеводородных компонентов, близких к предельному насыщению, и увеличением упругости растворенного газа в направлении газоотдающего источника [62]. В этом случае вопрос о перспективах нефтегазоносности решается положительно по соотношению давления насыщения и гидростатического давления пластовых вод.

Наоборот, в условиях разрушения залежи или биогенного окисления углеводородов в позднюю стадию геохимической обстановки существования залежи особенностью регионального фона водной системы является повсеместное превышение пластового давления над давлением насыщения воды. В состав газового (растворенного) фона обычно входят в различных соотношениях углеводороды (метан



и его гомологи) и продукты окисления органического вещества (азот, сероводород). При отсутствии генетической связи между залежами и пластовыми водами региональный фон газонасыщения пластовых вод характеризуется повсеместным превышением пластового давления над давлением насыщения и почти полным отсутствием углеводородных компонентов в растворенном газе.

Обычно при наличии газовых и газонефтяных залежей в приконтурной части залежи давление насыщения достигает пластового давления воды; при наличии чисто нефтяных залежей дефицит насыщения пластовых вод растворенными газами в приконтурной части залежи находится в соответствии с дефицитом насыщения нефти и при недонасыщении нефти упругость растворенного в воде газа будет меньше гидростатического давления пластовых вод. В то же время в зоне взаимодействия залежей нефти с пластовыми водами растворенные газы обогащаются, как правило, тяжелыми углеводородами — гомологами метана, и соотношение метана и тяжелых углеводородов по сравнению с газовой залежью уменьшается в 10 раз и более.

Ореол распространения водной миграции компонентов в законтурных водах в ряде случаев не превышает 200—300 м, реже до 1—2 км и зависит от времени формирования залежи во вмещающих породах, скорости и направления движения вод, а также от расстояния исследуемой структуры от области питания и других факторов. Это следует иметь в виду при прогнозировании на нефть и газ, так как давать отрицательную оценку нефтегазоносности площади лишь на основании данных об отсутствии растворенных углеводородов в пластовых водах, без учета других факторов, не представляется надежным. В связи с указанным вопрос о перспективах нефтегазоносности более надежно можно решать лишь после тщательного изучения комплекса основных показателей: наличия в пластовых водах, в зоне взаимодействия их с залежами, сероводорода, биогенного азота, а также восстановленных форм сульфатов, обусловленных процессами биогенного окисления нефти и газа, протекающими в водной среде.

Эти процессы биогенного окисления органического вещества нефти наиболее успешно проходят при температурах 30—60° С и в водах определенного солевого состава. Как известно, бактерии прекращают свою жизнедеятельность в глубинных хлоркальциевых водах с минерализацией более 150—200 г/л и при температуре более 70° С.

Интересные исследования интенсивности процессов десульфации с точки зрения возможности использования содержания сульфатов в подземных водах в качестве показателя при прогнозировании на нефть и газ проведены Э. Е. Лондон [62]. Эти исследования показали, что в водах, контактирующих с залежами нефти и газа, содержание сульфатов колеблется от ничтожных количеств до нескольких граммов на кубометр воды. Обычно резко повышенное

содержание сульфатов находится в прямой связи с наличием в разрезе пластов гидрохимических осадков, обогащенных сульфатами кальция. В то же время пластовые воды, заключенные в карбонатах и терригенных отложениях, в разрезе которых отсутствуют гипсо-ангидритовые и соленосные породы, содержат очень мало сульфатов (менее 1—3 мг·экв/л). В высокометаморфизованных водах нефтяных и газовых месторождений, богатых солями хлористого натрия и кальция, вследствие относительно небольшой растворимости в них сульфата кальция, накопление сульфатов исключается. В связи с резкими колебаниями содержания сульфатов в водах нефтяных и газовых месторождений и наличия зависимости содержания сульфатов в водах от содержания их в породах, а также от степени метаморфизации вод, использовать абсолютное содержание сульфатов при прогнозировании в качестве показателя нефтеносности не представляется возможным.

Однако на участках распространения залежей нефти и газа четко выявляется закономерность в уменьшении степени насыщения вод сульфатами в направлении к контакту нефть — вода. Эти аномалии обычно фиксируются как в разрезе месторождений, так и по простиранию водоносного горизонта и в пределах ореольного взаимодействия залежей с пластовыми водами.

Изложенное позволяет сделать вывод о том, что высокая насыщенность вод сульфатами в зоне взаимодействия пластовых вод с залежами нефти обусловлена процессами вторичного восстановления сульфатов, протекающими в присутствии органического вещества нефти и газа при участии бактерий.

Таким образом, при прогнозировании нефтегазоносности следует пользоваться степенью восстановленности сульфатов, которая устанавливается исходя из дефицита насыщения ( $K_g$ ) по сравнению с нормой концентрации ( $N$ ) сульфат-иона в воде данного солевого состава ( $K_g/N$  в %).

### § 5. Геохимические показатели

При оценке перспектив нефтегазоносности следует тщательно проанализировать не только геологические условия, но и геохимическую обстановку и значение различных поверхностных проявлений нефтегазоносности. Поверхностные признаки нефти и газа играют важную роль при оценке перспектив данной площади.

Однако сами по себе поверхностные проявления нефти и газа без учета всей совокупности геологических и геохимических данных недостаточны для положительной оценки площади, особенно на участках, которые расположены вне связи с благоприятными структурными условиями.

Для суждения о возможной нефтегазоносности территории мы рассмотрим главным образом достоверные прямые признаки нефтегазоносности и некоторые косвенные. К прямым признакам отно-

сятся: выделения на поверхности Земли (или в образцах пород из пробуренных скважин) нефти и газа, которые могут быть исследованы в полевых условиях, а также присутствие на поверхности в породах не самой нефти, а продуктов ее изменения в виде различных битуминозных образований.

Обычно выходы нефти с парафиновым основанием указывают на наличие в недрах парафиновой нефти, а проявления асфальта и асфальтовой нефти — на то, что в недрах нефть имеет асфальтовое основание. При анализе выходов асфальта на поверхность следует выяснить условия его залегания и образования и возможную связь с залежами нефти на глубине. Нередко выходы нефти с парафиновым основанием по истечении некоторого времени не оставляют никаких следов своего прежнего существования. Жильные углеводороды (нафтиды) по сравнению с выходами нефти и асфальта являются гораздо менее надежными признаками нефтеносности.

Выходы газа служат благоприятными поверхностными признаками в том случае, когда они связаны с коренными породами. Выходы газа, содержащего тяжелые углеводороды, указывают на возможность присутствия нефти на глубине. Газ, содержащий лишь метан без присутствия гомологов метана, является признаком возможной газоносности.

К проявлениям нефтегазоносности относятся также: присутствие нефти, газа или производных от них битумов, рассеянных в породах в незначительном количестве; последние доступны определению лишь специальными приемами лабораторного геохимического исследования. К этой группе признаков можно отнести также и исследование углеродного коэффициента, как показателя возможного наличия залежей нефти и газа.

Все указанные признаки нефтегазоносности следует учитывать, особенно в новых, неизученных районах, как благоприятные показания возможностей связи их с горизонтами или свитами, залегающими в недрах изучаемой площади. В то же время следует иметь в виду, что в районах с пологим залеганием слоев выходы нефти часто не обнаруживают тесной связи с теми типами структур и ловушек, которые расположены на данном участке в недрах.

Все указанные данные и результаты исследований, привязанные к пунктам установления нефтегазоносности, наносят на карту, представляющую собой геохимическую карту распределения нефтегазоносности. Изучение выходов нефти или газа по геохимической карте оказывает существенную помощь при оценке площадей, особенно тогда, когда анализ их производится в увязке с геологической обстановкой этих выходов и в комплексе с другими факторами, которые были рассмотрены выше.

Не представляется возможным в данной работе исчерпать все многообразие поверхностных признаков возможной нефтегазоносности, поэтому указываем лишь главные. Например, в ряде районов

наблюдаются выходы кира<sup>1</sup>, озокеритовые жилы, скопления серы, различные разновидности пиробитуминозных пород, антраксолиты и др., следует учитывать проявления нефтегазоносности в образцах пород из отдельных скважин, если таковые имелись на площади.

В отдельных районах некоторые, не указанные выше, признаки нефтегазоносности имеют свое специфическое значение. Например, для Волго-Уральской нефтеносной области самородная сера как поисковый признак на нефть имеет особое значение для определения перспектив нефтегазоносности различных стратиграфических горизонтов и прежде всего для пермских пород.

Обычно наличие самородной серы является благоприятным признаком, если она обнаружена совместно с битумами. Например, в Стерлитамакско-Ишимбайском и Бугурусланском районах значительные скопления самородной серы сопровождаются наличием промышленных залежей нефти; микроскопические же количества серы, даже определенно связанные с органическим веществом, обычно свидетельствуют о непромышленном скоплении породившего их битума. Материалы изучения данных о распределении самородной серы над погребенными массивами Ишимбая [88] указывают на то, что нефтеносные массивы известняков, в которых сохранилась газовая шапка, лишены ореола из выделений серы, и, наоборот, нефтеносные массивы, в которых отсутствует газовая шапка, имеют вертикальный сероносный ореол.

Наиболее значительные скопления серы в Ишимбайском районе наблюдаются в кунгурских отложениях, располагающихся приблизительно над центром Восточного массива, сложенного артинскими и сакмарскими рифогенными породами; в указанном массиве имеется промышленная залежь нефти, а газоносная зона в верхней части отсутствует. Наоборот, на Термень-Елгинском и Западном массивах Ишимбая имеется газоносная зона в верхней части погребенного известнякового массива, а серы в покрывающих породах кунгура (и других) нет. В этом районе, таким образом, наблюдается выделение серы в вышележащих отложениях при наличии связи между залежью нефти в нижележащих отложениях с покрывающими их породами. В случае существования плотной ненарушенной покрывки выделений серы в вышележащих отложениях не наблюдается, хотя в недрах и может находиться промышленная залежь нефти.

Значительные скопления серы известны в известняках, покрывающих породы, содержащие залежи нефти в Узбекистане (Шорсу) и других нефтеносных областях.

---

<sup>1</sup> Кировые натёки, а местами и залежи кира, наблюдающиеся в областях разгрузки подземных вод, могут не являться положительными признаками, а свидетельствовать о разрушении подземными водами (путем выноса нефти) некогда существовавших, возможно крупных залежей.

Таким образом, выделения самородной серы в осадочных образованиях, особенно если им сопутствуют битумы, заслуживают должного изучения и внимания при оценке перспектив нефтегазонаосности площади.

При оценке перспектив нефтегазонаосности по геохимической карте следует использовать также имеющиеся данные по изучению рассеянной нефти и битумов в породах. За основу сравнительной характеристики таких пород А. Д. Архангельский принял содержание в них углерода органических соединений. Другие исследователи прибегали для оценки указанных пород к определению содержания в них битумов путем экстрагирования их органическими растворителями или при помощи люминесцентного анализа.

Люминесцентный анализ, как известно, дает возможность определять наличие битумов и их качество при весьма ограниченном проценте содержания их в породах. Породы, слабо (ниже 3%) насыщенные равномерно рассеянным битумом, не люминесцируют.

Однако применение хлороформа, растворяющего углеводороды нефтяного ряда, позволило определить наличие битумов при их весьма ограниченном содержании. Растворенный в хлороформе битум обнаруживается ультрафиолетовыми лучами по заметной люминесценции при содержании его до  $1 \cdot 10^{-8} \div 1 \cdot 10^{-9}$  г/см<sup>3</sup>.

Нефть и рассейнные битумы при люминесцентном анализе легко отличаются от гумусовых образований.

Данными люминесцентного анализа карбонатных пород нижнего кембрия южной части Восточной Сибири [12] установлено значительное содержание легкого битума (до десятых долей процента).

В количественном отношении битум распределен равномерно по разрезу и прослеживается на большой территории. Все это свидетельствует о том, что битуминозность носит сингенетичный характер и наличие региональных равномерных условий для образования углеводородов на большой территории не может быть принято в качестве благоприятного признака для образования локальных промышленных скоплений нефти и газа в этих отложениях.

Эти данные еще раз подтверждают необходимость проведения тщательного анализа сведений, помещенных на геохимической карте, с использованием для этого данных геологической обстановки, особенностей проявления отдельных факторов и их оценки в комплексе с другими геологическими показателями.

Большинство исследователей считает, что существует генетическая связь между нефтью и рассеянными в породах битумами и пиробитумами, но установить какие-либо определенные критерии для выделения нефтегазонаосных пород по этим признакам пока является весьма затруднительным. По данным М. В. Абрамовича, содержание битумов 0,1% и выше можно принять за положительный признак нефтеносности.

При изучении геохимической обстановки формирования осадков и последующих их преобразований вместе с содержащейся в них органикой важным показателем метаморфизации является содержание углерода в органических соединениях. Д. Уайт применял для учета степени метаморфизации органических соединений так называемый углеродный коэффициент, т. е. отношение нелетучего углерода ко всем органическим составным частям этих соединений. Вопрос этот является важным, поскольку от степени метаморфизации зависит сохранность и характер распределения залежей нефти и газа.

Если нефтеносная свита содержит угли и углистые сланцы или залегает с ними в одном разрезе, то можно по составу угля судить о степени метаморфизации свиты, а отсюда рассматривать условия, от которых зависит наличие в породах нефти и газа. Следует лишь иметь в виду, что для возможности такого суждения необходимо, чтобы нефтегазоносная и угленосная свиты не отличались фазами дислокаций, не разделялись бы несогласиями и была бы возможность уверенного предположения, что они не отличаются степенью метаморфизации, испытанной ими при орогенезе и диагенезе.

Для нефтеносных районов США Фуллер составил карту изолиний одинакового содержания углеродного коэффициента (карта изовольт). На основании этой карты он дает следующие ориентировочные характеристики нефтегазоносности по данным углеродного коэффициента:

1) при коэффициенте выше 0,7 (т. е. при большой метаморфизации) отсутствуют и нефть, и газ;

2) при коэффициенте 0,70—0,65 можно рассчитывать на встречу лишь небольших линзовидных залежей газа;

3) при значении 0,65—0,60 возможны редкие небольшие залежи нефти;

4) коэффициент 0,60—0,55 характеризует распространение главных месторождений нефти средней плотности в Огайо, Индиане и Мидконтиненте;

5) коэффициент менее 0,5 соответствует месторождениям с тяжелой нефтью Береговой равнины.

Несмотря на многочисленные критические замечания по теории углеродного коэффициента, знание его полезно при оценке перспектив нефтегазоносности крупных территорий. Известно, например, что районы развития антрацитовых углей обычно лишены месторождений нефти и газа; районы распространения углей ниже антрацитового ряда, даже иногда при сравнительно высоком содержании нелетучего углерода, могут, вероятно, рассматриваться как перспективные в отношении возможной нефтегазоносности.

В практике оценки нефтеносности месторождений Советского Союза этот метод пока не получил распространения. В работе В. В. Вебера [24] показано, что в центральной зоне Донбасса, бесперспективной в отношении нефти, углеродный коэффициент пре-

выпает 0,64, а в районе развития антрацитов он составляет 0,92. На северных и северо-западных окраинах Большого Донбасса, перспективных в нефтегазоносном отношении, он колеблется в пределах 0,5—0,6.

В северной половине о. Сахалин [27] среднее значение углеродного коэффициента меняется от 0,58 до 0,65; в Минусинской впадине — от 0,53 до 0,60. Все указанные районы являются в той или иной мере нефтеносными. Имеются основания [27] считать для нефтегазоносных районов Сибири углеродный коэффициент в пределах 0,55—0,65. Для Приверхоянского прогиба, а также для Лено-Хатангской впадины значения углеродного коэффициента по мезозою варьируют от 0,50 до 0,65 и даже несколько выше. При движении в глубь платформы углеродный коэффициент снижается, так на р. Тунге он составляет в среднем 0,414, севернее г. Олекминска 0,466, к северо-западу снижается до 0,33.

Приведенные данные показывают, что по углеродному коэффициенту уже сейчас можно было бы сделать некоторые общие предварительные выводы о перспективах нефтегазоносности складчатой области северо-востока СССР.

Все указанные сведения, характеризующие геохимическую обстановку, наносят на геохимическую карту. Далее проводят совокупный анализ всех геохимических данных и в комплексе с другими геохимическими критериями оценивают перспективы нефтегазоносности территории. Имеющиеся данные по газовой съемке, окислительно-восстановительному потенциалу, сведения по микробиологическому окислению углеводов и др. также наносят на геохимическую карту и в дальнейшем используют при оценке перспектив территории.

При сравнении пород разных свит, но развитых в одинаковых тектонических условиях, совершенно четко выявляется зависимость содержания битумов от геохимических фаций.

Например, в Центральной Якутии наиболее битуминозны среднеюрские породы с максимальным содержанием пирита до 2—5%, а в отдельных случаях более 23% на образец породы [28]. Нижнелейасовые (особенно в платформенной части территории) и нижнетриасовые отложения в фациальном отношении неблагоприятны для нефтеобразования, их низкая битуминозность соответствует преобладанию окисных форм железа.

В нефтематеринских свитах значительную роль играют тяжелые битумы (смолы и асфальтены), тогда как в ненefтематеринских свитах развиты в основном только масла. Например, в районе устья р. Алдана смолы и асфальтены в пермских отложениях составляют 57% от общего количества битумов, в верхнеюрских от 15 до 52% (на разных участках), в среднеюрских от 11 до 40%, а в нефтематеринских свитах они встречаются только на отдельных участках в количестве до 2—3%.

Обогащение битумами бедных органическим веществом и геохимически неблагоприятных для нефтеобразования свит, по-видимому, свидетельствует об эпигенетичности значительной части битумов.

Н. Б. Вассоевич предложил использовать для диагностики сингенетичных и эпигенетичных битумов количественное отношение битума к органическому веществу [22]. Обычно при наличии эпигенетичной битуминозности отношение содержания битума к количеству органического вещества выше, чем в породах, содержащих только сингенетичные битумы.

И. О. Брод [14] применял указанную методику исследования и показал наличие эпигенетичных битумов в ряде свит юры, мела и палеогена Предкавказья, основываясь на низком содержании в них органического вещества, сравнительно высоком содержании битумов и на наличии окислительных геохимических фаций.

С. Г. Неручев [75] проанализировал обипирные люминесцентно-битуминологические материалы по мезо-кайнозойским отложениям Предкавказья и палеозойским Волго-Уральской области и разработал для диагностики эпигенетичных битумов метод частотных кривых, в которых содержание битумов показывается в процентах, а вместо мощности пород, содержащих одинаковые количества битумов, по оси ординат дана частота случаев с одинаковым содержанием битумов.

Плавные частотные кривые, по С. Г. Неручеву, отражают автохтонные битумы, а расчлененные и прерывистые — аллохтонные. Он показал, что увеличение содержания аллохтонного битума в смеси с автохтонным свидетельствует о приближении состава смеси к составу нефти. Аллохтонные битумы по составу не отличаются от нефтей. В связи с этим состав битумов в ненефтематеринских свитах ближе к нефти, чем в материнских.

Д. В. Жабров и Е. С. Ларская [45] указывают на влияние термодинамических условий в недрах на преобразование рассеянного органического вещества в осадочных породах. Они указывают, что битумный коэффициент<sup>1</sup> в разновозрастных однотипных глинах возрастает по мере увеличения глубины залегания, температуры и давления в пластах, т. е. повышается количество нейтрального битума. Возрастание битуминозности с изменением термодинамических условий свойственно не всякому органическому веществу. Если органическое вещество находится в виде рассеянных углистых частичек, повышение температуры и давления не вызывает увеличения битумного коэффициента, который, как правило, во всех

<sup>1</sup> Битумный (битумоидный) коэффициент характеризует степень восстановления рассеянного органического вещества; он представляет собой (по Н. Б. Вассоевичу) отношение количества битумов определенных хлороформом («хлороформенных битумов»), к общему содержанию органического вещества ( $C_{орг}$ ).



условиях остается очень низким ( $< 0,5\%$ ). Наиболее активно реагирует на изменение термодинамических условий дисперсное и «гумусоподобное» органическое вещество. Как указывают авторы, независимо от возраста и абсолютного содержания  $C_{орг}$  в породах, залегающих в интервале температур  $20-50^\circ\text{C}$  и давлений  $100-300\text{ ат}$ , битумный коэффициент в них не превышает  $1\%$ , т. е. заметного нарастания нейтрального битума не наблюдается. Битумный коэффициент увеличивается, начиная с температур  $40-60^\circ\text{C}$  и  $200-300\text{ ат}$ . В интервале температур от  $60$  до  $100^\circ\text{C}$  и давлении  $300-500\text{ ат}$  он при дисперсном органическом веществе возрастает примерно в  $2-3$  раза, хотя и неодинаково в разных по возрасту отложениях; например, в пределах Азово-Кубанской нефтегазоносной провинции: в средней юре — в  $7$  раз, в среднем и верхнем эоцене — в  $4$  раза, в майкопских отложениях — в  $4$  раза и в караганских — в  $3$  раза. Установлено, что по мере повышения температуры битумный коэффициент увеличивается. Рост его происходит постепенно в разных свитах, например: в юрских отложениях до  $9\%$ , в верхнемеловых, палеоценовых и эоценовых до  $4\%$  при  $140^\circ\text{C}$  и увеличивается в нижнемеловых от  $2$  до  $6\%$  и майкопских от  $4$  до  $8\%$ .

Температура и давление оказывают благоприятное влияние на состав битумов и на возрастание битуминозности за счет нейтральных компонентов. Исследования показали, что реакции по преобразованию рассеянных битумов и углеводородов до  $50-60^\circ\text{C}$  при давлении  $300\text{ ат}$  не протекают или же идут очень слабо. При температуре в недрах свыше  $60^\circ\text{C}$  преобразование рассеянных битумов резко увеличивается.

Проведенные исследования позволили авторам [45] сделать следующие выводы.

1. В рассеянном органическом веществе глинистых отложений (на примере Западного Предкавказья) под влиянием непрерывно возрастающих температур и давлений увеличивается роль битумных компонентов и растет их восстановленность.

2. Влияние температур, а также давлений особенно четко наблюдается при достижении значений соответственно  $50^\circ\text{C}$  и  $250\text{ ат}$ , т. е. на глубине более  $1000\text{ м}$ ; битумный коэффициент и роль углеводородных соединений непрерывно возрастают вплоть до температуры  $200^\circ\text{C}$  и давления  $1000\text{ ат}$ .

3. Наиболее активно на повышение температуры и давления реагируют дисперсное и «гумусоподобное» органические вещества и их сочетания в породах, углистое вещество влиянию этих факторов не поддается, так как оно захоронялось, по-видимому, уже будучи неакционноспособным.

4. Нефтепродуцирующими породами являются такие, в органическом веществе которых непрерывно, начиная с момента образования осадка, генерируются восстановленные битумные компоненты, в том числе и углеводороды; при этом процесс этот усиливается

с момента достижения температуры 40—50° С и горного давления 250 ат; следует полагать, что к таким породам относятся не все глинистые породы, обогащенные органическими веществами, а лишь те, в которых оно представлено дисперсным и «гумусоподобным» материалом.

5. Нефтепродуцирующие свойства сингенетично-нефтегазоносных свит возрастают при погружении на глубины 1,5—3,5 км, в связи с чем наиболее сильно прогибающиеся и заполняющиеся нефтематеринскими отложениями впадины (в том числе Западно-Кубанская, по исследованиям авторов) всегда наиболее богаты залежами нефти.

Многие исследователи указывают, что восстановление окисного железа до закисного обусловлено органическим веществом осадочных пород, в связи с чем установление такой связи между ними представляет интерес для прогноза нефтегазоносности. Соответствующие геохимические исследования осадочных пород были проведены в Эмбенском районе [50] для выявления связи между неорганической и органической частями рассеянного органического вещества и железа, как наиболее эффективного показателя окислительно-восстановительного процесса, наблюдавшегося в геологической истории. Для характеристики восстановленности пород А. И. Зиновьев [50] вводит понятие о коэффициенте восстановления пород ( $K_v$ ), который представляет собой отношение содержания закисных форм железа к общему его содержанию (а не по отношению содержания закисных форм к окисным или наоборот, как это делают другие исследователи, что является менее показательным и точным).

Числовые величины  $K_v$  не превышают единицы и выражают долю восстановленного железа (при умножении  $K_v$  на 100 получаем процентное содержание восстановленного железа). Автору [50] на основании многочисленных опытных данных удалось выяснить закономерную зависимость коэффициента восстановленности от содержания органического углерода в породах: чем больше углерода, тем выше значение  $K_v$  ( $K_v$  имеет высокие значения при  $C_{орг} \geq 1\%$ ). Среднее значение этого коэффициента для пермских отложений составило 0,56 и для триасовых 0,53. Как правило, низкие значения  $K_v$  совпадают с ограниченностью нефтепроявлений в породах. Наоборот, высокие его значения соответствуют нефтеносным породам (коэффициент восстановленности для нефтеносных пород, как правило, имеет значение выше 0,7). Низкие коэффициенты (менее 0,5) указывают на отсутствие нефти и газа. Наличие бурого угля, а также только газопроявлений или запаха нефти с сероводородом в породах соответствует пониженным значениям  $K_v$  (около 0,55—0,64).

По данным А. И. Зиновьева наблюдается также зависимость величины  $K_v$  от фациальной обстановки: морские отложения имеют значения 0,77—1,0; переходные фации от суши к морю 0,63—0,84; континентальные 0,34—0,76. Промышленные месторождения при-

урочены к зоне перехода от континентальных фаций к прибрежным мелководным морским.

Приведенные данные показывают, что коэффициент восстановленности пород, вычисляемый по соотношению форм железа, может быть использован для оценки нефтегазоносности территории.

Изучение геохимических особенностей образования осадков и свойств насыщающих их флюидов имеет большое значение при анализе условий формирования залежей. В этой связи интересно привести некоторые данные, характеризующие указанные условия в отложениях девона Поволжья Волгоградской области [86].

Седиментация (в пределах Доно-Медведицкого вала) происходила в условиях морского бассейна с нормальной соленостью. Содержание хлора в аргиллито-мергелистых породах колеблется от 0,075 до 0,2%. В крайних западных районах области отмечается несколько повышенная соленость девонского бассейна (0,4—0,7%), а в северных и центральных — некоторое опреснение (0,4—0,106%). По всему разрезу в аргиллито-мергелистых породах наблюдается низкое содержание сульфатов, от 0,19 до 0,111%, и окисных форм железа, от нуля до 1%. Содержание пиритной серы колеблется от 0,2 до 27%, а закисных форм железа от 0,26 до 3%. Содержание серы и железа, а также геологические данные о диагенезе свидетельствуют о благоприятных условиях накопления и преобразования органического вещества в условиях восстановительной геохимической фации.

Результаты люминесцентно-битуминологических исследований показывают некоторую зональность в количественном распределении битумов. А именно, наметилась зона с фоновым значением битуминозности (0,02—0,04%), далее с повышенным ( $> 0,04\%$ ) и, наконец, высоким ( $> 0,08\%$ ). В пределах Хоперской моноклинали выявилась зона с пониженными значениями битуминозности (менее 0,02%). При анализе свойств нефтей оказалось, что нефти, расположенные примерно на одной и той же глубине, обладают сходными свойствами и главным фактором изменения их свойств является глубина залегания, характеризующая изменение геологических, гидрогеологических и других условий.

С увеличением глубины залегания коллектора уменьшается отношение содержания нафтенных углеводородов к метановым. Отмеченная закономерность в изменении свойств нефтей от глубины залегания вмещающих пород явилась основой для суждения о генетическом единстве нефтей; дополнительным материалом к этому может служить также групповой углеводородный состав высококипящих фракций и компонентный состав нефтей. Близость указанных данных для разных нефтей служит дополнительным материалом, подтверждающим генетическую связь между нефтями изучаемых коллекторов.

### § 6. Дополнительные (частные) показатели

Оценка перспектив нефтегазоносности является весьма сложным вопросом, в связи с чем, помимо вышеуказанных факторов, следует учитывать и другие, которые характерны для некоторых областей.

Например, в отдельных случаях помощь может оказать почвенно-солевой метод, основанный на определении содержания и состава солей (и некоторых других минеральных компонентов) в почвах, изучение карбонатного равновесия, в основу которого (метод разработан И. А. Юркевичем) положена теория карбонатного равновесия, раскрывающая взаимосвязь между соленостью вод и изменением содержания в них иона  $\text{HCO}_3$ . Указанная теория может быть использована при различных палеогеографических построениях в целях выяснения зон опреснения при океанологических исследованиях.

Многие исследователи обращали внимание на явления эпигенетического изменения осадочных пород под влиянием восстановительных процессов, связанных с воздействием на породы углеводов. В результате такого воздействия в некоторых нефтяных месторождениях наблюдается изменение окраски пород.

На это явление указывал в свое время И. М. Губкин, рассматривая уфимскую свиту в районе Бугуруслана. Он отмечал «... бурая и красная окраска пород, зависящая от развития окисных соединений железа, под влиянием углеводов исчезает, так как окисные формы в этих условиях восстанавливаются в закисные, имеющие обычно зеленовато-серый цвет».

Изменение цветности пород в сторону преобладания светлых тонов может служить признаком восстановительного влияния углеводов залежи нефти (или газа) на породы. Как известно, указанное явление используют при так называемом методе окислительно-восстановительного потенциала (метод рН), применяемом при геохимических поисках залежей нефти.

Некоторые исследователи [49] отмечают наличие особой цветности пород на некоторых площадях Куйбышевского Заволжья, где залежи газа приурочены к калиновской свите нижнеказанского подъяруса, а залежи нефти к кунгурскому ярусу нижней перми.

В изученных разрезах наблюдается четкое преобладание сероцветных пород в своде структур и темноокрашенных пород по периферии, что свидетельствует о влиянии углеводов на окружающую неорганическую среду.

Все указанные явления, а также и другие, не отмеченные здесь, факторы, имеющие место по отдельным нефтегазоносным областям, следует учитывать в совокупности при оценке перспектив нефтегазоносности различных регионов.

## Глава III

### КАЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ

Нефть и газ по своему происхождению и особенно месту нахождения скоплений, как известно, связаны с осадочными породами и их тектоническими сооружениями, в связи с чем естественным является выбор в качестве объектов исследования (и прогнозирования) бассейнов, сложенных осадочными породами и представляющих собой крупные тектонические элементы. Именно такие территории и следует рассматривать при качественной оценке как вероятные нефтегазоносные бассейны.

Задачей качественной оценки является выбор в пределах вероятного нефтегазоносного бассейна участков и площадей, характеризующихся той или другой степенью перспективности на основе комплексного изучения геологических критериев нефтегазоносности и условий, характеризующих обстановку формирования и сохранения возможных залежей нефти и газа.

Геологические критерии нефтегазоносности были рассмотрены нами выше. Основными условиями, характеризующими обстановку формирования и сохранения залежей нефти и газа, являются: условия возможного образования нефти и газа, коллекторы и наличие нефтегазоносных свит, условия образования ловушек, условия сохранения залежей нефти и газа, влияние метаморфизма пород на нефтеносность и газоносность.

#### § 1. Условия возможного образования и нахождения залежей нефти и газа

Условия возможного образования и нахождения месторождений нефти и газа рассматриваются на основе теоретических данных об условиях формирования залежей нефти (газа) и закономерностях их размещения.

В качестве различных факторов, обеспечивающих превращение органического вещества в нефть, выделяются: температура, давление

катализаторы, микробиологическая деятельность, зараженность бассейна сероводородом, радиоактивность, электромагнитные колебания, тангенциальные давления, окисление.

Нефть представляет собой глубоко восстановленный продукт превращения органического вещества. Поэтому почти все исследователи предусматривают наличие восстановительной среды для процесса нефтеобразования.

Элементарный состав нефтей характеризуется обычно наличием пяти элементов — углерода, водорода, кислорода, серы и азота при резком количественном преобладании первых двух.

В последнее время большой интерес привлекает изотопный состав нефтей, т. е. соотношение в них различных изотопов углерода, водорода, серы, азота. Наибольшее значение имеют соотношения изотопов углерода  $C^{12}$  и  $C^{13}$ , водорода  $H^1$  (протия) и  $H^2$  (дейтерия —  $D$ ), серы  $S^{32}$  и  $S^{34}$ , азота  $N^{14}$  и  $N^{15}$ . Согласно имеющимся данным [53], количественные соотношения различных изотопов в нефтях составляют:  $C^{12}/C^{13}$  — от 91 до 94;  $H/D$  — от 3895 до 4436;  $S^{32}/S^{34}$  — от 22,0 до 22,5;  $N^{14}/N^{15}$  от 273 до 277.

Вопрос о времени образования нефти сложен, поскольку он тесно связан со всеми указанными факторами, под действием которых происходит превращение органического вещества в нефть. Допущение преимущественного влияния на органическое вещество того или иного фактора неизбежно влечет за собой соответствующий вывод о времени образования нефти. В самом деле, если, например, допустить, что преобразование органического вещества в нефть происходит микробиологическим путем, то обязательным следствием будет вывод об образовании нефти на ранней стадии диагенеза осадка. Естественно, что при этом не следует исключать влияния и других факторов. Однако уместно отметить, что многие исследователи, изучающие современные и более древние осадки, склоняются к мысли о раннем образовании нефти, устанавливая в то же время наличие непрерывного процесса битумообразования от верхнетретичных и четвертичных к современным, а также и рост количественного содержания углеводородов в масляной фракции битумов.

В то же время наблюдается неравномерное распространение рассеянного органического углерода в осадочной толще. На фоне этого распределения по разрезу намечается общее уменьшение углерода с увеличением стратиграфического возраста толщ пород. Во времени происходит не только изменение состава нефтей и сопутствующих им газов, но и качественные изменения компонентов того органического вещества, из которого предполагается их образование. На изменение состава нефтей влияют следующие природные процессы: метаморфизм, окисление, осернение и физическое фракционирование.

Метаморфизм углеводородов происходит по мере погружения нефтесодержащих пород, с увеличением глубины залегания и темпе-

ратуры, параллельно метаморфизму осадочных пород и подземных вод.

Окисление нефтей связано с геотектоническими колебательными движениями положительного знака, в результате которых наблюдаются также и гипергенные изменения вмещающих пород (в связи с чем происходит либо аэробное, либо анаэробное окисление нефти). Процесс осернения, происходящий за счет серы сульфатов, широко развит (в настоящее время около  $\frac{2}{3}$  мировой добычи нефти составляют нефти с содержанием серы выше 0,5%) и имеет вторичный характер. Наконец, физическое фракционирование связано с процессами гравитационной дифференциации нефтей, протекающими как внутри отдельных залежей, так и вне их в период миграции нефти.

В итоге влияния указанных природных факторов наблюдаются изменения состава и свойств нефтей в зависимости от влияния тех или других геологических и геохимических условий, возраста вмещающих отложений, глубины залегания, дислоцированности и метаморфизма вмещающих пород, литологических, гидрогеологических и некоторых других условий.

При рассмотрении большого количества образцов нефтей для наиболее крупных стратиграфических подразделений наблюдаются следующие изменения углеводородного состава нефтей с увеличением возраста вмещающих отложений [53].

1. Увеличение содержания метановых углеводородов, уменьшение нафтеновых, а следовательно (при отсутствии значительных изменений в содержании ароматических углеводородов), общее снижение цикличности (для нефтей и бензинов).

2. Увеличение содержания нормальных метановых углеводородов за счет изомеров.

3. Уменьшение количественного соотношения между этилбензолом и метаксилолом в составе низших ароматических углеводородов.

С увеличением глубины залегания наблюдается: уменьшение плотности нефтей, увеличение содержания в них легких фракций, снижение цикличности углеводородного состава нефтей (отношения между нафтеновыми и метановыми углеводородами), повышение содержания ароматических углеводородов в легких фракциях нефтей и некоторые другие изменения. Зависимость состава нефтей от плавучести складчатости и метаморфизма вмещающих пород прослеживается для районов с особо интенсивной дислоцированностью (Карпатская нефтеносная провинция, северные районы Калифорнии и др.). При этом наблюдается: значительная однородность свойств нефтей, слабая зависимость изменения их свойств от глубины залегания, небольшая плотность и высокая парафинистость нефтей, предельный характер их углеводородного состава. Нефтеносные провинции такого типа относительно редки.

В Западном Предкавказье в пределах всех продуктивных комплексов третичных отложений изменение состава нефтей, по данным Т. А. Ботневой, имеет одну и ту же направленность — от наиболее погруженных частей прогиба к южному борту и далее к пограничным частям прилегающей геосинклинали наблюдается утяжеление нефтей, уменьшение количества легких фракций и в них метановых углеводородов, увеличение смолистости. В мезозойском продуктивном комплексе (нижний мел), с которым связаны в основном газоконденсатные залежи, от центра прогиба к его бортам наблюдается облегчение конденсатов, увеличение количества метановых углеводородов. Общим для нефтей и конденсатов всех продуктивных горизонтов является определенная направленность в изменении структуры углеводородов. И в том, и в другом случае в указанных направлениях цикличность ароматических углеводородов уменьшается, а парафино-нафтенная фракция несколько возрастает.

Вполне вероятно, что известное преобразование состава нефти могло происходить и после формирования залежей ее в ловушках. Нефти, залежи которых приурочены к наиболее глубоким частям прогиба, могли претерпеть превращения катагенного характера, что привело к облегчению их, увеличению легких фракций в них и метанизации.

Залежи нефти, расположенные в наиболее приподнятых бортовых частях прогиба и в особенности в складчатой части Северного Кавказа (в сильно нарушенных областях), находятся, наоборот, в условиях, благоприятных для протекания гипергенных процессов в связи с близостью к земной поверхности, наличием циркуляции инфильтрационных слабоминерализованных вод и т. п. Нефти в этих условиях могли подвергнуться окислительным процессам и частично дегазироваться. В результате этих процессов происходит утяжеление нефтей, увеличение смолистости, уменьшение выхода легких фракций и т. п.

Немаловажное значение имеет зависимость состава нефтей от гидрогеологических условий, хотя они и являются второстепенными. Влияние гидрогеологических условий сказывается главным образом на размещении высокосернистых нефтей. Эти нефти повсюду приурочены преимущественно к тем свитам (участкам), в которых происходит относительно интенсивная циркуляция вод, содержащих сульфаты (а также к районам, в которых выше по разрезу развиты сульфатные породы — гипсы и ангидриты).

Прогнозы качества нефтей при поисках и разведке довольно сложны. Приблизительно можно выделить следующие нефти по предъявляемым к ним требованиям как к полезным ископаемым [53]: 1) малосернистые; 2) богатые легкими фракциями; 3) нефти, фракции которых могут быть хорошими моторными топливами, в том числе нефти: а) с высокооктановыми бензинами, б) с высокоцетановыми соляровыми фракциями; 4) богатые веществами, непосред-



ственно используемыми в качестве химического сырья (ксилолы, циклогексан и др.).

Следует иметь в виду, что некоторые из указанных качеств могут быть совмещены у одной и той же нефти. Обычно малосернистые малосмолистые высокопарафинистые нефти залегают в высокотемпературных условиях (в зоне катагенеза), а сернистые смолистые и малопарафинистые — в зоне гипергенеза как складчатых, так и платформенных областей. Химическая характеристика современных моторных топлив очень сложна. Как известно, для авиационных и автомобильных бензинов основное значение имеет октановая характеристика, для дизельных топлив — цетановая. Нефти с высокой октановой характеристикой светлых фракций встречаются преимущественно в мезо-кайнозойских отложениях на не очень больших глубинах (примерно до 2 км). Известно также, что цетановая характеристика фракций, служащих дизельным топливом, тем выше, чем больше содержится метановых углеводородов; поэтому нахождение их исключается в кайнозойских отложениях на небольших глубинах.

Нефти, обогащенные низшими ароматическими углеводородами, следует ожидать среди отложений, претерпевших значительный метаморфизм, на сравнительно больших глубинах, в складчатых областях, а также в палеозойских отложениях платформ. Нефти, обогащенные циклогексаном, наоборот, следует ожидать преимущественно в мезо-кайнозойских отложениях на средних (1—2 км) глубинах, на небольших глубинах нефти обычно обеднены соответствующими фракциями. Некоторые нефти, сильно обогащенные твердыми углеводородами (15—20%), служащие источником получения парафина и церезина, следует ожидать на очень больших глубинах, в мезозойских и более древних отложениях, а также в значительно дислоцированных областях.

Пространственное распределение залежей газа и нефти и качественное различие нефтей в залежах, приуроченных к девонским и каменноугольным отложениям южных и северо-восточных районов Волго-Уральской области (и некоторым отложениям в других областях), подчинены сложной закономерности, обусловленной латеральной миграцией нефти и газа при дифференциальном улавливании их в цепи ловушек, расположенных на различных гипсометрических отметках по региональному подъему пласта, а также процессам метаморфизма [66].

В. С. Гассоу при этом отмечает, что миграцией и аккумуляцией нефти и газа управляют три основные закономерности:

- 1) гравитационный эффект, в результате которого нефть и газ мигрируют вверх в водонасыщенной среде;
- 2) непроницаемые породы, ограничивающие пути миграции и образующие места скопления нефти и газа;

3) эффект последовательности заполнения флюидами структур, лежащих на пути миграции.

Эти три основных фактора определяют возможность образования и характер нефтяного или газового месторождения.

Следует, однако, иметь в виду, что принцип дифференциального улавливания нефти и газа прослеживается далеко не повсюду, а главным образом в зонах региональной миграции.

По данным С. П. Максимова, 64,66% общих запасов нефти и газа в разведанных месторождениях сосредоточено в залежах пластового сводового типа; 11,3% — в залежах пластового литологически экранированного типа и 24,04% — в залежах массивного типа.

Интересные исследования формирования нефтяных и газовых месторождений проведены в пределах Западно-Сибирской низменности. Согласно проведенным исследованиям отмечается тесная связь нефтей и газов с рассеянным органическим веществом осадочных пород мезо-кайнозойского платформенного чехла. Среднее содержание органического углерода для всей толщи пород мезозоя и кайнозоя близко к кларковому и равно 0,983%; максимальное содержание достигает 1,31—2,70%. В итоге проведенных исследований органического углерода и битумов по разрезу мезо-кайнозойских пород можно сделать следующие основные выводы [34].

1. Содержание органического вещества и битумов в породах вниз по разрезу в общем увеличивается, но изменяется неравномерно, а скачками; наибольшее содержание  $C_{орг}$  и хлороформенного битума установлено в юрских отложениях.

2. Содержание хлороформенных битумов в органическом веществе также в общем возрастает вниз по разрезу, однако не имеет прямой связи с содержанием  $C_{орг}$ .

3. Степень измененности органического вещества достаточно точно характеризуется коэффициентом дефицита органического вещества в песчаниках, коэффициентом извлекаемости битумов и битумоидным коэффициентом; все они закономерно возрастают с увеличением глубины залегания и возраста пород.

Пласты песчаников с повышенным значением битумоидного коэффициента рассматриваются как потенциально промышленно нефтеносные (величина битумоидного коэффициента 7—18%).

Условия формирования газовых залежей несколько отличны от условий формирования нефтяных. По мнению ряда исследователей газ образуется уже в ранней стадии диагенеза органического вещества при небольших температурах. В этих условиях при давлении в 1 ат растворяется в 1 л воды около 50 см<sup>3</sup> метана. При погружении осадков до глубин 300—350 м и при предельном насыщении метаном воды давление последнего достигает 30—35 ат, а количество газа составляет около 1100 см<sup>3</sup> на 1 л воды. При дальнейшем погружении отложений и повышении температуры воды до 80° С давление насыщения воды метаном поднимается до 60 ат, а при температуре

125° С — до 70 ат. Согласно данным Э. М. Берчик, при температуре 125° С, характерной для нижней части платформенного чехла Западно-Сибирской низменности [34], и при давлении 238 ат насыщение метаном подземных вод составляет 3,2 л на 1 л воды, что и было отмечено при опробовании скважин. Насыщенность воды углеводородными газами в разных районах низменности различная. Установлено повышение газонасыщенности подземных вод в сторону центральных и северных частей низменности до 3—4 л газа на 1 л воды.

С продвижением к окраинам низменности, особенно в южном, юго-восточном направлениях, насыщенность углеводородными газами снижается до 0,1 л на 1 л воды, а в зоне развития пресных азотных вод падает до нуля. Почти по всем толщам мезозойского возраста устанавливается нарастание упругости растворенных углеводородных газов по направлению регионального погружения отложений в сторону центральных и северных районов низменности. Одновременно отмечается отсутствие углеводородных газов в окраинных частях низменности.

Следует, однако, иметь в виду, что современное распределение упругостей углеводородных газов в подземных водах вызвано суммарным влиянием большого количества факторов, из которых большое значение имеют диффузные процессы.

Большое значение для формирования газовых залежей помимо указанных выше явлений имеют скорости и направление движения подземных вод; при совпадении направлений диффузии газа и движения подземных вод создаются наиболее благоприятные условия для формирования залежей газа. Такое согласное движение воды и диффузии газа намечается [34] в северном, северо-западном направлениях и, в частности, в сторону Березовско-Игримского района, что является дополнительной причиной сравнительно низкой концентрации газов, растворенных в подземных водах близ окраин низменности и особенно в ее южной, юго-восточной частях, где указанные движения имеют противоположный знак. Исходя из известных величин пластовых давлений газа, замеренных в залежах, и нулевых давлений около окраин низменности, Н. Н. Ростовцевым была построена для Западно-Сибирской низменности карта изобар. Согласно указанной карте в перспективных районах, где наблюдается совпадение направлений движения вод и диффузного потока газа, наблюдается сгущение изобар и они разрезаются там, где эти два движения направлены друг против друга. При анализе карт изобар предполагается существование газовых залежей при условии наличия коллекторов и залегания их в благоприятных структурных условиях в тех участках площади, где давление газа (изобара) выше статического (т. е. соответствующей отметки изогипсы).

Выше мы указывали на некоторые факторы, характеризующие изменение качества нефтей. Об изменении качества углеводородных

газов имеется мало данных. Однако некоторые закономерности изменения химического состава углеводородных газов с глубиной и по площади можно привести по Апшеронскому полуострову [36]. Вниз по разрезу продуктивной толщи месторождений Бузовны, Кала, Карачухур, Биби-Эйбат отмечается уменьшение содержания метана, увеличение углекислого газа, а в ряде случаев суммы тяжелых углеводородов. В западной группе месторождений: Балаханы-Сабунчи — Романы и Сураханы, наоборот, с глубиной увеличивается содержание метана в продуктивной толще и уменьшается количество углекислого газа.

Сравнение данных изменения содержания компонентов газа по площади показывает, что в антиклинальных зонах с севера на юг (Апшеронского полуострова) отмечается увеличение количества метана и суммы тяжелых углеводородов и уменьшение содержания углекислого газа.

Таким образом, наблюдается общая тенденция к увеличению содержания метана и суммы его гомологов и уменьшению содержания углекислого газа в сторону регионального погружения пластов в направлении Южно-Каспийской впадины, а также Восточно-Апшеронского синклинория. К этому можно добавить и то, что в том же направлении происходит уменьшение плотности нефтей, изменение состава вод, увеличение газового фактора в залежах, а также увеличение газоносности отложений и переход в зону распространения газоконденсатных залежей. Отмеченные закономерности изменения состава газов связаны с тектоническими процессами развития области и изменением физико-химических условий формирования состава углеводородных газов в залежах.

В погруженных зонах, в связи с повышенным давлением и температурой, преобладает однофазное газовое состояние углеводородов. По мере интенсивного воздымания структур происходит миграция в направлении регионального восстания пластов, выпадение нефти из однофазной смеси и заполнение газом гипсометрически высоко расположенных структур. В то же время расположение залежей вблизи дневной поверхности, размытость продуктивной толщи, а также осложнение структуры нарушениями приводят к дегазации залежи и усилению процессов окисления углеводородов. В связи с этим в попутных газах наблюдается уменьшение количества метана и увеличение углекислого газа. Нефти этих месторождений характеризуются высокой плотностью и низким потенциалом бензина, что определяет невысокое содержание тяжелых углеводородов в попутных газах. Наоборот, в залежах, испытавших дальнейшее погружение, резко снижаются и почти прекращаются окислительные процессы, что приводит к незначительному содержанию в газах углекислоты. Наличие мощной крышки из глинистых пород приводит к сокращению степени дегазации залежей, а повышенные давления и температуры способствуют увеличению количества в неф-

тах метановых углеводородов, а следовательно, и гомологов метана в попутных газах. Закономерное изменение состава углеводородных газов на территории Апшеронской нефтегазоносной области, особенно суммы тяжелых углеводородов, и увеличение степени газонасыщенности месторождений в южном и юго-восточном направлениях может быть использовано для прогнозирования на аналогичных территориях по характеру строения и проявления геологических и геохимических факторов.

## § 2. Коллекторы и нефтегазоносные свиты

Промышленные залежи нефти и газа, как известно, связаны с породами-коллекторами, обычно терригенного и карбонатного типов (и реже метаморфического). В связи с этим изучение пород-коллекторов, условий их образования и границ распространения имеет огромное значение.

Некоторые исследователи полагают, что основными факторами, контролирующими возникновение и дальнейшее превращение нефтей в природе, являются, с одной стороны, особенности состава и строения захороняющегося вещества, с другой, литолого-фациальные особенности вмещающих пород, а также обстановка при консолидации осадков и дальнейшем диагенезе их, т. е. внутренние и внешние факторы.

Однако прямой зависимости между литологическим составом вмещающих пород и качеством заключенной в них нефти не наблюдается, хотя в некоторых бакинских и кубанских нефтяных месторождениях было замечено, что особо легкие нефти ассоциируют с мелкодисперсными глинистыми осадками, в то время как тяжелые тяготеют к породам более крупнозернистого состава.

С. П. Максимов [66], изучая природные резервуары Волго-Уральской области, отмечает наличие прямой генетической связи залежей нефти в различных по характеру и природе коллекторах. При этом наблюдается во многих случаях сходство нефтей и газов терригенных пород с нефтями и газами (подстилающих и перекрывающих) карбонатных пород. В пределах месторождений южных районов Волго-Уральской области неизвестно ни одной залежи нефти и газа в карбонатных коллекторах палеозоя, которая не сопровождалась бы соответствующим терригенным комплексом пород, залегающим сверху или внизу, или не находилась бы в зоне перехода терригенных фаций в карбонатные.

С. П. Максимов указывает, что промышленная нефтегазоносность, например, карбонатных пород башкирского и даже намюрского ярусов обычно генетически связана с терригенным комплексом верейского горизонта и верхнебашкирского подъяруса, а карбонатные породы турнейского яруса и данково-лебедянского горизонта — с терригенным комплексом визейского яруса. При этом

закономерно наблюдается отсутствие промышленной нефтегазоносности в разрезах тех площадей, на которых указанные стратиграфические комплексы фациально представлены карбонатными породами.

В зонах развития минимальных мощностей терригенных пород (при отсутствии в них коллекторов), как правило, залежи нефти и газа находятся либо в вышележащих, либо в нижележащих карбонатных породах при условии пористости или трещиноватости их (погружения Жигулевско-Пугачевского свода, Большекинский вал).

В зонах со средними и максимальными мощностями терригенных пород основные промышленные залежи нефти и газа приурочены к терригенным коллекторам. При этом карбонатные коллекторы в этих условиях характеризуются небольшими промышленными залежами нефти и газа (Донское горстообразное поднятие, Латыкско-Карамышская и Мелекесс-Радаевская впадины), либо почти полным отсутствием их (Мухановское, Восточно-Черновское, Дмитриевское, Михайловско-Коханское месторождения).

Благоприятными условиями для образования промышленных скоплений нефти в карбонатных коллекторах является наличие эрозионной поверхности в подстилающих породах.

Связь накопления отложений нефтегазоносных свит с устойчивым прогибанием участков земной коры является основным законом нефтегазонакопления. При этом цикличность колебательных движений осадконакопления и периодичность нефтегазообразования являются единым процессом геологического развития территории. Изучая геологическое развитие Русской платформы, С. И. Максимов [66] указывает, что в коллективной работе ВНИГРИ правильно отмечены условия, необходимые, по современным воззрениям, для образования нефти. А именно, в палеозое Русской платформы и в Приуралье широко представлены морские и в том числе прибрежного типа осадки. Эти толщи образованы чередующимися пластами и пачками глинистых пород, которые могут рассматриваться как нефтематеринские; пористые же песчаники и известняки служат коллекторами, куда устремляется нефть из глинистых пород.

Для установления признаков нефтематеринских свит иногда пользуются данными палеогеохимических исследований осадочных образований, задачей которых является выявление минеральных фациально-геохимических факторов. При этих исследованиях согласно представлениям о процессах нефтегазообразования наибольшее значение придается тем минеральным палеогеохимическим признакам нефтепроизводящих отложений, которые указывают на окислительно-восстановительные условия и газовый режим среды их седиментации. К таким признакам относится прежде всего содержание восстановленных форм серы и железа. При этом обычно осно-

ываются на том, что процессу нефтеобразования способствует восстановительная обстановка, бескислородная среда, и чем больше в породе содержится восстановленных минеральных компонентов, тем больше при прочих равных условиях нефтепроизводящая способность такой породы.

Наиболее простым и удобным минеральным палеогеохимическим показателем окислительно-восстановительных условий может служить показатель восстановительной емкости породы. Восстановительная емкость пород, по И. А. Юркевичу [95], определяется следующим образом. Сначала породу обрабатывают смесью раствора хромового ангидрида и серной кислоты при  $130^{\circ}\text{C}$  для окисления всех восстановленных компонентов как минеральных, так и органических; затем из другой навески удаляют все минеральные восстановленные вещества смесью азотной и азотистой кислот; наконец, тем же способом, что вначале, окисляют оставшиеся органические вещества. Величина восстановительной емкости (ВЕ) породы вычисляется по разности расходов кислорода на окисление породы до и после обработки ее смесью азотной и азотистой кислот и выражается в миллиграммах кислорода, израсходованного на окисление 100 мг породы. Имеющаяся небольшая поправка на разрушение смесью азотной и азотистой кислот части органических веществ, по данным автора, незначительна. Исследования показали, что основная часть величины восстановительной емкости пород представлена сульфидами железа.

Следует иметь в виду, что фациально-геохимические показатели восстановленности минеральной части пород («восстановительная емкость» и т. п.) имеют лишь общее и ориентировочное значение при оценке наличия и распространения нефтепроизводящих пород в том или ином комплексе отложений.

Окислительно-восстановительные условия и газовый режим древних водоемов следует учитывать лишь в общем плане выяснения хода процесса нефтегазообразования.

Основными геохимическими признаками нефтематеринских пород обычно считают [13] следующие.

1. Наличие в породах органического вещества в дисперсном состоянии в плотной смеси с минеральной массой или присутствие бурого гумуса. Для газоматеринских пород характерны также углистые частицы.

2. Содержание  $S_{\text{орг}}$  обычно не ниже 0,6—1%; с увеличением глубины залегания породы оно снижается, но одновременно возрастает битумный коэффициент.

3. Количество хлороформенного битума в органическом веществе составляет не менее 1% на глубинах до 1500 м и не менее 3% при более глубоком залегании пород; в хлороформенном битуме обычно содержится от 50 до 75% углеводородов, большая часть из которых представлена нафто-метановыми соединениями.

4. Обычно наблюдается присутствие в породах пирита около 0,8—1%, который находится в парагенетических взаимоотношениях с органическим веществом; наблюдается отсутствие свободных окислов железа, что свидетельствует о восстановительных условиях при диагенезе и эпигенезе.

5. Наличие в породах воднорастворимых компонентов, в составе которых преобладает сульфат-ион, указывающий на затрудненный газовый обмен и наличие сероводородного заражения и восстановительной обстановки накопления органического вещества.

Различие органического вещества разных нефтематеринских свит и разных углеводородный состав нефтей, содержащихся в коллекторах разных стратиграфических свит, указывают на то, что разный химический состав нефтей вызван генетическими причинами и обусловлен разнообразием битумообразования, а также в известной мере и исходным органическим веществом, послужившим для образования нефти.

Согласно мнению большинства исследователей, нефтематеринские отложения могут накапливаться не только в морских бассейнах, но и в континентальных и не только в восстановительной обстановке, но и в слабовосстановительной и даже в слабоокислительной. Нефтематеринскими породами могут быть не только глины, но и песчано-алевритовые и карбонатные породы. Наконец, нефтематеринские отложения могут содержать любые количества органического вещества и битумоидов. Первостепенное значение имеют геологические условия, при которых в одних случаях (длительное погружение, благоприятные геотермические, геохимические, гидрогеологические условия и т. п.) отдача углеводородов органическим веществом будет достаточной для образования залежей, в других же этого не произойдет. Таким образом, к нефтематеринским отложениям можно отнести широкий диапазон осадочных пород.

Интересно отметить, что в пределах высокопродуктивных месторождений около  $\frac{2}{3}$  запасов нефти и газа связано с терригенными коллекторами и только  $\frac{1}{3}$  — с карбонатными.

При изучении конкретных свойств карбонатных пород в пределах Туранской плиты отмечается интересная связь коллекторских свойств пород с глубинными разломами. Отмечено [20], что трещиноватость пород закономерно увеличивается по мере приближения к глубинному разлому и достигает наибольшей величины на структурах, расположенных в непосредственной близости от него. Так, на Южном Мубареке при общей мощности карбонатных пород в 258—308 м на трещиноватые разности приходится от 88 до 178 м, на удаленных же от разлома структурах (Хаджихайрам) и даже в периферийных скважинах Южного Мубарека это соотношение изменяется соответственно до 265 и 99 м, т. е. происходит заметное сокращение трещиноватой части разреза. Коллекторские свойства пород при этом улучшаются при наличии воздействия подземных вод, что



приводит к развитию кавернозности. В то же время примесь терригенного материала приводит к уменьшению трещиноватости.

Таким образом, изучение глубинных разломов и, вообще говоря, региональных разрывных нарушений меньшего масштаба помогает выявлять возможные зоны трещиноватости в карбонатных породах и намечать перспективные на нефть и газ площади.

При изучении коллекторов в терригенных породах значительное внимание должно быть уделено участкам регионального выклинивания различных горизонтов на склонах выступов, бортах впадин и прогибов платформы, которые весьма перспективны на нефть и газ.

При исследовании перспектив нефтегазоносности территории большое внимание следует уделять нефтеносности карбонатных отложений, роль которых в общем балансе добычи нефти, особенно в последние годы, значительно возросла. Например, в Башкирии основным объектом добычи нефти служат терригенные отложения девона и нижнего карбона, запасы категории С<sub>1</sub>, в которых составляют 63,3% от общих запасов этой категории. В то же время карбонатные отложения фаномского, турнейского и башкирского ярусов, а также верейского, каширского и подольского горизонтов, артинского и сакмарского ярусов уже к настоящему времени содержат около 36,7% запасов, хотя интерес к их изучению подавлялся высокой производительностью терригенных отложений девона и карбона.

Перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений, в частности в Башкирии [73], следует связывать со структурами обложения биогермных выступов, широко развитыми по всей бортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов. На территории Башкирии к ним относятся Татышлинская, Воядинская и Дюртюлинская рифовые зоны и ряд структур (Карача-Елгинская, Чермасанская и др.). Эти рифогенные структуры характеризуются широким диапазоном распространения нефтеносности и довольно значительной амплитудой (до 100—150 м) при сравнительно небольших размерах ( $1,5 \times 2 \div 3$  км). Приуроченные к ним залежи нефти отличаются относительно высокими дебитами скважин (до 200—300 м<sup>3</sup>/сутки). Коллекторами нефти служат как пористые, так и трещиноватые разности известняков; залежи нефти структурно-литологические вследствие резкой неvyдержанности по площади и разрезу пластов-коллекторов, часто массивные. Характерно частое расслаивание (зональность) продуктивных пластов на незначительные по мощности проницаемые прослои, которые, перемежаясь в разрезе с плотными разностями пород, часто не выдержаны по площади. В пласте-коллекторе нередко прослеживается от одного до десяти проницаемых прослоев, которые в зоне промышленной нефтегазоносности каждого горизонта при наиболее повышенном гипсометрическом положении продуктивного пласта в пределах локальной структуры содержат скопления нефти. Таким образом, основную роль в формировании

залежей нефти играли как структурный, так и литологический факторы.

Прогнозирование возможного наличия коллекторов в трещинных породах (в том числе карбонатных) является весьма сложным. В связи с указанным интересно привести некоторые данные по характеристике поровых и трещинных коллекторов кембрия и ордовика Канско-Тасеевской впадины [26]. Количественная оценка интенсивности трещиноватости здесь производилась по удельной поверхности трещин, под которой понимается суммарная площадь поверхностей трещин, приходящихся на единицу объема породы ( $\text{м}^2/\text{м}^3$ ). При выделении горизонтов трещинных коллекторов при этом учитывались трещинная и межгранулярная проницаемость, пористость и наличие экранирующих покрышек. Для определения трещинной проницаемости пород использовались данные изучения трещин непосредственно в породе и в пришлифовках. На основании указанных исследований было установлено, что  $1 \text{ м}^2/\text{м}^3$  удельной поверхности трещин соответствует от 0,6 до  $2,37 \text{ мд}$  трещинной проницаемости. При этом характер трещиноватости пород на участках с различным структурным их положением резко меняется. Так, в пределах локальных поднятий величина удельной поверхности трещин, как правило, составляла не менее  $20 \text{ м}^2/\text{м}^3$ , а по мере перехода к зонам погружения крыльев антиклиналей и на участках моноклиналичного залегания пород интенсивность трещиноватости уменьшается до  $5\text{--}10 \text{ м}^2/\text{м}^3$ . По мере выполаживания пород трещиноватость убывает до  $2\text{--}10 \text{ м}^2/\text{м}^3$ .

Авторы [26] указывают на наличие изменения степени трещиноватости также в региональном плане. Так, в породах верхоленской свиты (кембрий, мергельно-алевролитовая свита) на участках моноклиналей (Мурма, Тыныс) величина удельной поверхности трещин составляет  $2\text{--}10 \text{ м}^2/\text{м}^3$ , на Топольском участке (Михайловский и Кондратьевский профили), находящемся вблизи Енисейского кряжа, она возрастает до  $20\text{--}40 \text{ м}^2/\text{м}^3$ , а по направлению к Сибирской платформе (Мироново, Зайрск) она уменьшается до  $2\text{--}3 \text{ м}^2/\text{м}^3$ .

Таким образом, можно полагать, что районы аналогичного геологического строения будут характеризоваться примерно одинаковыми значениями трещиноватости, что может быть использовано при прогнозной оценке коллекторских свойств трещиноватых пород.

Г. И. Теодорович и И. Безбородова полагают, что прогнозная оценка трещиноватости в карбонатных породах должна основываться как на исследовании физико-механических свойств пород их слагающих, так и на изучении тектонических условий, в которых они находятся. В основу прогнозной оценки трещиноватости карбонатных пород, находящихся в более или менее одинаковых тектонических условиях, в этом случае принимается сравнительная характеристика различных типов пород по их способности к трещино-

образованию. Разница в интенсивности трещинообразования у различных пород при прочих равных условиях определяется их различной способностью к пластической деформации, при этом между пластичностью и трещиноватостью устанавливается обратная зависимость: наиболее трещиноватыми оказываются те разности, которые характеризуются минимальной степенью пластичности. В качестве параметра трещиноватости при этом может быть использована суммарная густота открытых и битумных микротрещин, поскольку именно трещины этого типа имеют обычно тектоническое происхождение. Степень пластичности может оцениваться по величине коэффициента пластичности, определяемого методом вдавливания штампа [94].

Г. И. Теодорович и И. Безбородова указывают, что поскольку между пластичностью и трещиноватостью существует обратная зависимость, принятая оценка трещиноватости в разрезе карбонатной толщи позволяет оценить коллекторские свойства не только всей толщи, но и отдельных ее горизонтов. Они указывают, что преимущество прогнозной оценки трещиноватости на основе изучения физико-механических свойств пород заключается в том, что эти свойства являются постоянным параметром, распространяющимся на весь объем пород данного типа, в то время как сами трещины распределены локально, в результате чего установление закономерностей их распределения, особенно при ограниченном фактическом материале, весьма затруднительно. Расчленение карбонатных пород по степени их пластичности позволит наметить наиболее и наименее перспективные участки территории в отношении возможного развития трещиноватости и сохранности залежей (а также выделить в пределах самой толщи пород наиболее проницаемые зоны).

Таким образом, в карбонатных толщах, мало измененных процессами эпигенеза, наиболее перспективными в смысле трещиноватости будут зоны, сложенные породами, первичная структура которых характеризуется минимальной пластичностью. В карбонатных толщах, которые существенно изменены процессами эпигенеза, наиболее перспективными в отношении трещиноватости будут зоны интенсивного развития процессов эпигенетической перекристаллизации, которая приводит к снижению степени пластичности пород.

Несколько иные закономерности отмечены в карбонатных коллекторах пермского и каменноугольного возраста в нефтяных месторождениях Куйбышевской области. Здесь наблюдается общая закономерность [25] ухудшения коллекторских свойств от кровли к подошве и от свода структуры к периферии. К подошве карбонатных толщ снижается доломитизация и увеличивается глинизация пород. Пористость плотных пород составляет 3—5% и они практически непроницаемы. Пористость коллекторов колеблется в пределах 10—15% (иногда до 50%) при самых различных значениях проницаемости — от долей до сотен миллиардов. В связи с этим нефть

заполняет либо всю ловушку, либо часть ее. Исследование пород показало, что отмеченные закономерности ухудшения коллекторских свойств пород вызваны снижением степени доломитизации и вторичной минерализацией коллектора (кальцитизация, сульфатизация, окремнение); это нередко приводит к неравномерному, пятнистому насыщению коллектора нефтью.

### § 3. Условия образования ловушек

Наличие на изучаемой территории ловушек для нефти или газа является важнейшим условием положительной оценки перспектив нефтегазоносности. Самыми распространенными, как известно, и наиболее легко обнаруживаемыми являются сводовые ловушки, обычно связанные с тектоническими структурами антиклинального характера. Однако в отдельных районах нередко широко представлены ловушки других типов: тектонически экранированные различными дизъюнктивными нарушениями, стратиграфические, литологические.

Определение времени и условий формирования локальных структур, представляющих собой наиболее широко распространенный тип ловушек для нефти и газа, имеет большое практическое значение, так как во многих районах доказана тесная связь между продуктивностью структурных ловушек и временем их заложения.

Для этого большую помощь оказывает метод анализа мощностей, позволяющий произвести палеотектонические реконструкции. Этот метод исходит из того, что прогибание того или иного участка земной коры компенсируется осадконакоплением; он не позволяет во всех случаях воссоздать в деталях палеотектонический рельеф, но все же с помощью его можно установить направленность процесса развития локальных структур в их историческом аспекте.

Следует, однако, иметь в виду, что мощность отложений находится в тесной связи с фаціальными условиями накопления осадков, мощности в значительной мере зависят от фаціальной обстановки накопления осадков.

При выяснении условий формирования локальных структур путем анализа мощностей следует учитывать влияние ряда факторов, кроме фаціальных изменений, а именно: различную степень уплотнения осадков, наличие размывов и т. п., которые осложняют истинную картину распределения мощностей и в связи с этим могут несколько исказить установленные закономерности.

Отмеченные явления уплотнения осадков имеют место особенно в глинистых толщах, нередко содержащих мощные линзы песчаников, песков и известняков. В результате такого процесса уплотнения осадков могут образоваться выполаживающиеся кверху атектонические структуры, отвечающие неровностям рельефа фундамента, хотя практически такие структуры встречаются довольно редко.

Процесс уплотнения осадков может лишь несколько затушевать закономерности распределения мощностей, но не может существенно изменить направленность процесса развития структур в историческом плане. При методе анализа мощностей обычно принимаются не только границы стратиграфических подразделений, но в ряде случаев хорошо выраженные реперы, расположенные внутри стратиграфических горизонтов. При этом каждый раз положение репера к началу следующего этапа осадконакопления принимается практически горизонтальным и допускается, что если к началу данного этапа осадконакопления имелись какие-либо неровности рельефа, которые могли влиять на распределение мощностей осадков, то они должны были быть сnivelированы во время формирования мощностей за рассматриваемый интервал времени.

Таким образом, выравнивая положение реперов и считая, что поверхность, на которой происходило осадконакопление к началу следующего этапа, практически почти горизонтальна, откладываем мощности до кровли интересующей нас поверхности, чтобы определить время начала деформации слоев и образования в них замкнутой ловушки для нефти и газа. При построении палеотектонических карт и профилей следует учитывать во избежание возможного их искажения наличие некомпенсированных прогибов (типа Камско-Кинельской впадины) и некомпенсированных выступов в виде останцев или древних биогерм.

Весьма полезно в процессе изучения локальных структур выявить закономерности их развития и произвести классификацию их по генетическому признаку.

При классификации структур по генетическому признаку следует учитывать время их заложения, соотношение структурных планов в различных стратиграфических комплексах, смещение их сводов, раскрытие структур по разным горизонтам, степень нарушенности, а также различные морфологические признаки (усиление структур с глубиной, выполаживание к поверхности, степень эродированности и т. п.).

Важной задачей является выявление закономерностей размещения залежей нефти и газа (в пределах региональных зон нефтегазоаккумуляции), приуроченных к ловушкам различных типов: структурным, стратиграфическим и литологическим. Следует при этом иметь в виду, что не все локальные структуры (купола, брахиантиклинали и т. п.), расположенные на территории уже известных зон нефтегазоаккумуляции, обязательно содержат нефть или газ.

Относительное количество продуктивных структур колеблется для тех или иных районов в больших пределах, от 30—40 до 80—90% [71].

Изучение локальных структур как ловушек для нефти должно базироваться на генетическом принципе с учетом, однако, их морфологических особенностей. При этом целесообразно рассматривать

их с учетом принадлежности к тому или другому стратиграфическому комплексу. Нередко локальные структуры хотя и являются разновозрастными, но по характеру развития могут существенно отличаться друг от друга. Одни ловушки в течение почти всего этапа формировались параллельно с осадконакоплением (консидиментационные) и представляли собой замкнутые ловушки, другие, наоборот, в определенные этапы развития раскрывались, создавая неблагоприятные условия как для формирования, так и для сохранения возможно образовавшихся ранее залежей нефти и газа.

Полезно также выделение локальных структур по степени их нарушенности, особенно в тех случаях, когда формирование залежей нефти и газа происходило до появления дизъюнктивных нарушений. В этом случае степень нарушенности ловушки оказывает существенное влияние не только на дальнейшее преобразование нефти и газа в отдельных блоках, но и на сохранность их залежей, определяя появление бедных и малодобитных залежей или полное разрушение их.

В ряде случаев представит интерес выявление так называемых возрожденных структур, формирование которых было начато в ранние этапы, но в дальнейшем в течение длительного периода геологического развития рост их был прекращен и затем в последующие этапы произошло вновь их возрождение. Изучение таких структур позволит более обоснованно представить условия и перспективы формирования в них залежей нефти и газа.

Наконец, большой интерес представляет изучение структур, осложненных солянокупольной тектоникой. Совершенно очевидно, что развитие такого типа структур существенно отличается от других вследствие влияния пластичной массы соли на механизм их формирования.

Таким образом, для познания условий формирования залежей нефти и газа проведение палеотектонического анализа, определяющего время образования замкнутых ловушек и характер их строения, является необходимым.

Совершенно очевидно, что залежи, приуроченные к ловушкам структурного, стратиграфического или литологического типов, не могли сформироваться до появления структурной ловушки, или стратиграфического несогласия, или литологического экрана, способствовавших накоплению углеводородов. Изучение погребенных ловушек, связанных с литологическим и стратиграфическим экранированием, в настоящее время представляет значительный интерес.

По данным изучения Туранской плиты [20] наиболее крупные залежи приурочены к тем локальным структурам, которые располагаются по краю крупного поднятия, обращенного в сторону прилегающего к нему наиболее глубокого прогиба.

Интересные закономерности в распределении типов залежей нефти, приуроченных к локальным структурам, развитие которых

происходило преимущественно под воздействием соляной тектоники, наблюдаются в Днепровско-Донецкой впадине.

Здесь в зависимости от степени интенсивности проявления соляного тектогенеза отмечается появление различных типов залежей [30].

1. Скрытосолянокупольные структуры с зачаточным ростом соляного ядра и слабовыраженными местными дизъюнктивными нарушениями. Здесь развиты многопластовые и многоэтажные нефтегазовые месторождения, приуроченные к песчаным коллекторам, перекрытым мощными непроницаемыми покрывками (Качановка, Рыбальцы, Зачешиловка, Черещеино, Сагайдак и др.); они характеризуются тем, что мощность толщи глинисто-аргиллитовых пород превышает амплитуды секущих структуру сбросов, что является одним из основных факторов, обуславливающих формирование и сохранение крупных залежей нефти и газа на структурах, сильно разбитых дизъюнктивными нарушениями. В разрезе наблюдается наличие большого числа литологических барьеров, что послужило причиной образования многопластовых и многоэтажных месторождений. Там, где мощности глинистых прослоев, разделяющих однородные продуктивные пласты, значительно меньше амплитуд, секущих эти пласты сбросов, появляются залежи нефти и газа относительно небольших размеров; наконец, все такие месторождения являются, как правило, газонефтяными.

2. Скрытосолянокупольные структуры с активно формирующимся соляным ядром; такие структуры, как правило, имеют многочисленные сбросы с амплитудами от 30 до 200 м и более, а также характеризуются наличием присводового грабена. В пределах таких структур обычно наблюдается одна массивная залежь нефти или газа, перекрытая глинистой покрывкой (верхней перми) или соленосной толщей (нижней перми). В этих месторождениях (Шебелинка и др.) значительная насыщенность разреза коллекторами при малых мощностях разделяющих их глинисто-алевролитовых прослоев благоприятствует тому, что продуктивные прослои образуют здесь единую гидродинамическую систему массивно-пластовой залежи с общим контактом нефть — вода (или газ — вода); такие месторождения (в пределах Днепровско-Донецкой впадины) наиболее богаты.

3. Структуры, сильно осложненные соляными штоками; здесь наблюдаются месторождения с ограниченными по размерам залежами нефти, связанными с соляными предпалеогеновыми штоками (Ромны, Исачки, Кибинцы). Скопления нефти здесь приурочены к зонам брекчий. В отдельных периферических блоках таких месторождений встречаются и залежи нефти, несогласно перекрытые глинистыми осадками на некотором удалении от соляного тела.

Таким образом, наиболее богатыми по запасам являются скрытосолянокупольные структуры, характеризующиеся начальной стадией глубинного роста соляного ядра, в которых наблюдается наличие

массивно-пластовых залежей нефти и газа (в пределах Днепровско-Донецкой впадины). При изучении перспектив нефтегазоносности солянокупольных областей важной задачей является определение условий формирования различных генетических типов соляных структур и выяснение особенностей образования месторождений нефти и газа в этих локальных структурах. Это особенно относится к Прикаспийской впадине, которая является крупнейшей солянокупольной областью мира и обладает, по-видимому, колоссальными прогнозными запасами нефти и газа. В пределах Прикаспийской впадины, по данным изучения аналогичных структур в других солянокупольных областях (Гольф-Кост, Польско-Германская впадина, Испания, Габон), выделяются следующие типы структур, созданные соляной тектоникой [29]: 1) первичные или газовые соляные купола; 2) пассивные соляные поднятия; 3) недоразвитые вторичные соляные купола; 4) развитые вторичные соляные купола; 5) структуры типа «щитов черепах»<sup>1</sup>.

Второй, третий и пятый типы структур обычно развиты в межкупольных пространствах, которые, несомненно, благоприятны для образования значительных скоплений углеводородов, особенно в отложениях нижней части надсолевого комплекса (верхняя пермь в Прикаспийской впадине). В то же время следует уделять внимание при оценке перспектив нефтегазоносности главным соляным куполам Прикаспия, хотя условия распределения в них залежей нефти и газа весьма сложны из-за сильной раздробленности и эродированности их сводовых частей. Необходимо также учитывать перспективность далеких погружений крыльев куполов (хотя глубина скважин здесь нередко достигает 3—5 км). О перспективности периферийных частей указанных структур можно судить по опыту поисковых работ в Гольф-Косте, где открыты крупные скопления нефти и газа на периферии аналогичных куполов.

На главных куполах весьма перспективны также соляные карнизы (выявленные, например, на юге и западе купола Гелкар, на западе купола Круглый, на севере и юге купола Индер и др.). Залежи нефти, связанные с соляными карнизами, характеризуются высокой производительностью (например, купол Спиндлтон в Гольф-Косте). Таким образом, на примере Прикаспийской впадины и других районов отмечается ряд весьма перспективных в нефтегазовом отношении объектов, в том числе весьма перспективными являются вторичные недоразвитые локальные структуры, перспективность которых, по-видимому, следует расценивать выше, чем первичных куполов.

При изучении закономерностей распределения локальных структур важно установить количественные соотношения между нефтью и газом и выяснить характер распределения залежей, являющихся

<sup>1</sup> Термин введен в литературу немецкими геологами.



чисто газовыми, или газоконденсатными, или нефтегазовыми, или чисто нефтяными.

Установление таких закономерностей позволило бы использовать их при прогнозировании нефтегазоносности на новых территориях. Однако в настоящее время не установлены еще надежные объективные признаки, по которым можно было бы определить, какие залежи будут иметь место в тех или других структурах. Между тем в геологической литературе указываются некоторые факторы, от которых зависят количественные соотношения между нефтью и газом. Различные авторы при этом придают преимущественное значение разным факторам, особенно при прогнозировании газонасности. Одни полагают, что газонасность связана со структурами, в строении которых преобладают только зернистые разности песков и песчаников, другие придают преимущественное значение плотности расположения структур или мощности покрывки над пластом, содержащим углеводороды.

Например, Д. В. Жабров [43] при оценке степени газонасности структур полагает, что основными факторами, способствующими наличию газонасных структур, являются плотность расположения структур и мощность, а также непроницаемость покрывки, перекрывающей продуктивный пласт. Согласно этим представлениям, если тектоническая зона будет характеризоваться редко расположенными антиклинальными складками, разделенными широкими и глубокими синклинальными прогибами, то структуры, прилегающие к ним, будут содержать залежи (и, вероятно, богатые) газа. И, наоборот, если имеется мелкая и густая складчатость, то месторождения таких зон должны характеризоваться меньшими размерами, так как площадь питания, приходящаяся на каждое отдельное месторождение, будет незначительной.

С. Г. Салаев [80] произвел для отдельных районов Юго-Восточного Кавказа подсчеты плотности и частоты структур в целях определения, насколько они благоприятны для скопления нефти и газа. При этом плотность структур определялась (табл. 4) по числу структур на единицу площади ( $100 \text{ км}^2$ ), а частота — по числу их на единицу длины ( $10 \text{ км}$ ) профиля, проведенного вкрест простирания складчатых поясов области (по плиоцену).

За эталон при оценке перспективности площадей принята численная характеристика складчатости Апшеронского полуострова, для которого характеристика плиоценового структурного плана и значительная мощность (до 3000 м) нефтегазоносной продуктивной толщи соответствуют наличию богатейших залежей нефти и газа.

Для Кусаро-Дивичинского синклинория плотностная характеристика распределения локальных структур (частоту складок подсчитать не удалось) выгодно отличается даже от таковой для Апшеронского полуострова. В связи с этим разреженную складчатость Кусаро-Дивичинского синклинория можно считать благоприятным

Таблица 4

## Плотность и частота складок для районов Юго-Восточного Кавказа

| Район   | Плотность складок<br>(число структур<br>на 100 км <sup>2</sup><br>площади) | Частота складок<br>(число структур<br>на 10 км длины<br>профиля) |
|---|--|--|
| Апшеронский полуостров . . . . .                    | 0.8—0.9  | 0.8—1.0  |
| Кусаро-Дивичинский синклиниорий . . . . .           | 0.6—0.7  | —  |
| Центральный Кобыстан (западная<br>часть) . . . . .  | 1.8—2.0  | 2.0—2.5  |
| Центральный Кобыстан (восточная<br>часть) . . . . . | 2.9—3.3  | 2.5—3.3  |
| Южный Кобыстан . . . . .                            | 1.4—1.7  | 1.3—1.7  |

фактором для оценки ее возможностей газоносности. Благоприятную, но, видимо, более сдержанную оценку в отношении промышленных скоплений газа можно дать и Южному Кобыстану.

Следует, однако, иметь в виду, что тектонические дизъюнктивные нарушения отрицательно влияют на сохранность нефтяных и тем более газовых залежей в пределах продуктивной формации. Это не относится лишь к тем площадям, в пределах которых нарушения, пересекающие плиоценовые отложения, не достигают олигоцен-миоценовых отложений в погребенных структурах Кусаро-Дивичинского синклинория.

Вторым фактором, способствующим сохранению газовых залежей, является мощность и газопроницаемость свит, перекрывающих продуктивные отложения. При этом надо учесть, что покрывки, представленные слабопроницаемыми глинистыми породами, будучи насыщены водой, вследствие действия капиллярных сил становятся почти полностью непроницаемыми для газа и нефти.

С. Г. Салаев [80] указывает, что на Апшеронском полуострове на глубине 3—5 км во многих районах содержатся лишь газовые и газоконденсатные залежи и что с глубиной запасы газа увеличиваются по сравнению с запасами нефти. Естественно, что этот вывод нельзя распространять на другие нефтегазоносные области, так как в них можно ожидать другие соотношения между нефтью и газом.

В связи с изложенным ясно, что при прогнозировании нефтегазоносности олигоцен-миоценовой формации в пределах Юго-Восточного Кавказа следует ожидать увеличения газоносности отложений в направлении регионального погружения нефтегазоносных свит.

#### § 4. Условия сохранения и разрушения залежей нефти и газа

Залежи нефти и газа могут разрушаться вследствие нарушения герметичности ловушек в результате соединения их по тектоническим нарушениям с поверхностью земли (Кая-Кент, Дагестан

и пр.), обнажения нефтегазоносных свит на поверхности вследствие явлений денудации, а также влияния физико-химического, механического и биологического факторов в условиях наличия подвижных подземных вод и т. п.

Условия формирования залежей, их сохранения и разрушения в платформенных и геосинклинальных областях резко различны. В геосинклинальных областях нередко вследствие метаморфизма осадочных пород, образования горной страны и последующих процессов денудации условия для сохранения залежей нефти и газа оказываются весьма неблагоприятными. Действия этих факторов в краевых прогибах в значительной степени ослабляются и становятся значительно менее эффективными в платформенных условиях. В связи с этим залежи нефти и газа на геосинклинальном (внутреннем) борту краевого прогиба появляются редко и обычно в его внешней части, а также на платформенном склоне.

Анализ закономерностей размещения залежей нефти и газа показывает большое многообразие палеогеографических условий накопления осадков различного литолого-фациального состава, являющихся вместилищем для нефти и газа. Для всех случаев характерна общая объединяющая их особенность, а именно — накопление осадков и преобразование органического вещества в субаквальной, анаэробной (восстановительной), геохимической обстановке. При этом скопления нефти и газа встречаются лишь в участках развития коллекторов, ловушек и при наличии перекрывающей их покрышки в виде толщи практически непроницаемых для нефти и газа глинистых или галогенных и других пород.

Залежи нефти и газа существуют в водной среде, и сами подземные воды вместе с некоторыми из растворенных в них веществ являются основными факторами этого разрушения. Разрушение залежей нефти и газа подземными водами может происходить механически, физико-химически, химически и биохимически. При механическом разрушении нефть и газ уносятся движущимися подземными водами во взвешенном состоянии. Обычно такое разрушение начинается с образования наклона контактов воды с нефтью или газом. Если наклон контактов круче угла падения крыла сводовой ловушки, то нефть и газ полностью вымываются из нее и залежь исчезает. Для сохранения залежи от механического разрушения водой необходимо условие, при котором угол падения пласта на крыле ловушки был бы больше угла наклона контакта воды с нефтью (или газом). Следует при этом иметь в виду, что нефтяные залежи значительно менее устойчивы против гидравлического разрушения, чем газовые [52].

Физико-химическое разрушение залежей состоит в растворении нефти (или газа) в воде при соответствующих условиях. Особенно такому разрушению подвержены залежи газа. По мере повышения гидростатического давления (при тектонических процессах,

приводящих к опусканию залежи на большую глубину, не компенсируемую соответствующим ростом газонасыщенности вод) метан растворяется в воде и залежь постепенно может совершенно исчезнуть. С повышением температуры растворимость метана в воде резко возрастает и при температурах выше  $120^{\circ}\text{C}$ , по мнению В. Н. Корценштейна и других исследователей, существование чисто газовых залежей вообще невозможно. Это положение требует подтверждения дальнейшими исследованиями<sup>1</sup>.

В связи с гораздо худшей растворимостью нефти в воде процесс разрушения залежей нефти физико-химическим путем, по-видимому, играет скромную роль. Химическое разрушение залежей нефти и газа происходит путем окисления углеводородов за счет растворенных в водах веществ, главным образом кислорода и сульфатов. Явление это давно известно и тесно переплетается с биохимическим разрушением, при котором нефть и газ уничтожаются бактериями.

Аэробное окисление углеводородов растворенным в водах кислородом имеет весьма ограниченное значение. Большое значение имеет окисление углеводородов сульфатами, которые в тех или иных количествах обычно присутствуют в подземных водах. В связи с тем что сульфаты растворены в движущихся подземных водах, эффект окисления зависит как от содержания их в воде, так и от скорости движения последней. Углеводороды окисляются сульфатами в основном биохимическим путем, при этом окисление газовых залежей происходит в более ограниченных условиях, чем нефтяных. Условия микробиологического окисления углеводородов изучены еще недостаточно; известно, что бактерии-десульфаторы не могут развиваться при температурах выше  $80-90^{\circ}\text{C}$  при минерализации вод (рассолов) выше  $200\text{ г/л}$ , при величинах рН менее 5.

Следует иметь в виду, что в результате окисления у контакта нефть — вода образуется слой тяжелой нефти и асфальтоподобное вещество мощностью от нескольких сантиметров и иногда до нескольких метров. Эта окисленная часть залежи нефти служит препятствием для окисления остальной части. При окислении метана таких промежуточных продуктов не образуется, и газовые залежи, с этой точки зрения, окисляются более интенсивно.

С другой стороны, наличие в недрах высокоминерализованных подземных вод, содержащих богатый комплекс микроэлементов и насыщенных азотноуглеводородными газами, свидетельствует о благоприятных условиях для сохранения нефтяных и газовых месторождений.

Важным условием возможности образования и сохранения нефтяных и газовых залежей является наличие надежной крыши

---

<sup>1</sup> В Предкавказье (Краснодарский край, Равнинный Дагестан) открыты газоконденсатные залежи (близкие к чисто газовым) со значительными запасами, приуроченные к глубинам с температурами свыше  $135^{\circ}\text{C}$ .

над ними. Воздействие углеводородов залежей на покрывку тем значительнее, чем больше избыточное давление, которое создается вследствие разницы в удельных весах воды и углеводородов, заполняющих ловушку. Совершенно очевидно, что при прочих равных условиях это воздействие будет максимальным в газовой залежи и будет находиться в прямой зависимости от ее высоты. Способность покрывки удерживать залежь определяется не только ее мощностью, но и наличием пропластков алевролитов и песчаников, которые, безусловно, отрицательно воздействуют на ее прочность. Существенное значение имеет также состав глин и их физико-химические свойства. Но даже без учета этих последних отмечается зависимость высоты залежи от мощности покрывки. Согласно имеющимся данным, покрывка определенной мощности может удерживать газовую залежь также определенной высоты. Оказалось также, что высота залежей и заполненность ловушек находятся в прямой зависимости от мощности покрывки и не зависят от амплитуды ловушки. Так, для Газлинского месторождения получены [37] следующие интересные соотношения (табл. 5).

Таблица 5

## Характеристика Газлинского месторождения

| Характеристика залежи                                    | Продуктивные горизонты |      |           |
|--|------------------------|------|-----------|
|  | IX                     | XIa  | XIII a, б |
| Мощность покрывки $H$ , м . . . . .                      | 104                    | 29   | 18        |
| Высота залежи $h_r$ , м . . . . .                        | 215                    | 110  | 64        |
| Амплитуда ловушки $h_a$ , м . . . . .                    | 240                    | 180  | 150       |
| Заполненность ловушки $\frac{h_r}{h_a}$ . . . . .        | 0.89                   | 0.61 | 0.40      |
| Коэффициент сохранности залежи $\frac{H}{h_r}$ . . . . . | 0.48                   | 0.36 | 0.28      |

Согласно табл. 5, наибольшая заполненность газом характерна для ловушки IX горизонта, который перекрывается мощной толщей туронских глин. Наименьшая заполненность ловушек отмечается в XI и XIII a, б горизонтах, имеющих глинистые покрывки, значительно меньшей мощности.

Таким образом, указанная зависимость имеет существенное значение для решения вопросов формирования газовых залежей, определения их размеров и запасов.

Аналогичные данные приводят М. И. Бланк и др. [10] по Днепровско-Донецкой впадине. Они указывают, что наиболее крупные залежи нефти и газа на всех месторождениях региона приурочены к коллекторам, расположенным непосредственно под мощными непроницаемыми покрывками.

Изучая геологический разрез площади и мощности покрышек над продуктивными горизонтами, представляется возможным оценить вероятные перспективы площади и более точно дать оценку промышленным запасам газа.

При оценке перспектив нефтегазоносности локальной структуры необходимо в первую очередь исходить из того, как изменялись во времени физико-географические условия и фациальная обстановка накопления осадков в данном районе в целом и какие особенности исторического развития характерны для конкретной структурной формы. На структурах, например, Днепровско-Донецкой впадины, которые росли весьма интенсивно на фоне общего воздымания тектонических зон и сводовые части которых часто подвергались денудации, условия захоронения сформировавшихся продуктивных залежей резко ухудшались. В итоге сокращаются размеры древних, образовавшихся на глубине залежей нефти, а при наличии сбросов нефть перетекает по сбросовым нарушениям вверх, что приводит к полному разрушению залежи. В то же время уцелевшие залежи имеют весьма небольшие размеры и характеризуются тяжелыми, почти лишенными легких фракций нефтями.

Залежи разрушаются также в результате прорыва их соляными штоками. При полном прорыве структур солью и длительном размыве (и выщелачивании) штоков полностью разрушаются почти все нефтяные и тем более газовые залежи. Наличие небольших залежей в этом случае следует рассматривать как реликты крупных месторождений, существовавших здесь до прорыва структур соляными штоками.

Большое влияние на условия сохранности залежей оказывает последующее переформирование ранее существовавшего структурного плана территории. Например, анализ истории геологического развития Западной и Восточной антиклиналей (в Дагестане) свидетельствует о том, что в пределах западной антиклинали были образованы газонефтяные скопления (в верхнемеловых отложениях) в сводах поднятий Гаши и Селли, а также в стратиграфических ловушках северо-восточных крыльев поднятий Салтобак и Карабудахкент. В результате последующих горообразовательных процессов Карабудахкентская и Салтобакская ловушки были уничтожены, а вместе с ними и образовавшиеся ранее залежи нефти и газа. Многочисленные следы их разрушения отмечались в виде нефтегазопроявлений и небольших газонефтяных скоплений при поисково-разведочном бурении на указанных площадях. Эти обстоятельства, а также резкая смена восходящих и нисходящих движений (верхнеплиоценовое время) оказали неблагоприятное влияние на сохранение залежей нефти и газа в поднятиях Селли и Гаши. Степень заполнения ловушек этих брахиантиклиналей нефтью составляет менее 25%. Характер распространения скоплений нефти и газа в них свидетельствует о явной дезинтеграции образовавшихся ранее залежей нефти и газа, что подтверждается спорадическим их расположением в на-

стоящее время в различных частях структуры. В то же время в пределах Восточной антиклинали рост складок и формирование крупных ловушек (в верхнемеловое время) происходили в основном в условиях стабильного погружения, что способствовало устойчивому нефтегазообразованию и нефтегазонакоплению, а также надежному сохранению образовавшихся залежей как на первой стадии их формирования, так и в последующем.

Изучать вопросы сохранения и разрушения залежей нефти и газа необходимо в тесной связи с анализом тектонического развития территории.

Например, история геологического развития нефтегазоносных структур Апшеронского полуострова указывает на значительное переформирование залежей в процессе тектонических движений. Это привело к существенным изменениям условий, в которых находятся в настоящее время залежи нефти и газа. Некоторые залежи еще продолжают формироваться, другие уже подверглись некоторому разрушению, или находятся в стадии разрушения, или уже полностью разрушены. Эти изменения зависят в основном от характера изменения вмещающих их ловушек. Для выяснения указанных условий следует проводить палеотектонический анализ, позволяющий установить, находится ли складка (ловушка) в стадии формирования, испытывает ли погружение и частичное переформирование, или полностью переформировывается в результате значительного погружения и разрушения ловушки. Следует также определить, подвергается ли она интенсивным дизъюнктивным нарушениям, что может привести к разрушению залежи или продолжается рост складки с образованием газовой шапки, или, наоборот, наблюдается частичное разрушение залежи вследствие размыва свода. Наконец, следует выяснить вопрос о возможном значительном погружении залежи с сохранением ловушки и образованием залежи нефти, недонасыщенной газом.

Исследования [40] показали, что даже после полного разрушения залежи следы ее сохраняются в виде остаточной (связанной) нефти в порах пласта. Остаточная (после разрушения залежи) нефть была обнаружена при лабораторном исследовании отобранных кернов из ряда скважин. Явные следы разрушения древних залежей в виде наличия связанной нефти в порах пласта (и высоких кажущихся сопротивлений при каротаже скважин) наблюдались в пределах площадей Тюркяны (свиты ПК и КаС), Гоусаны (свита ПК), Кюрдаханы (свита ПК) и др. На всех указанных площадях была получена, кроме того, пластовая вода с пленками нефти.

Изучение истории геологического развития этих площадей показывает, что в среднеплиоценовое время здесь существовали четко выраженные антиклинальные структуры. Позже все эти складки погрузились, расформировались и перестали быть ловушками, потеряв способность удерживать нефть и газ.

Все это привело к постепенному разрушению залежей, к миграции нефти и газа из ловушки и по пласту, в направлении регионального восстания пород.

Исследования показывают, что современные залежи калинской свиты месторождения Гоусаны находятся в стадии продолжающегося разрушения и представляют собой лишь остатки существовавшей некогда крупной залежи нефти и газа. Сохранению этих залежей до наших дней в значительной мере способствовали литологические неоднородности этой свиты. В подкирмакинской свите (IIIK) этой площади залежь нефти и газа вовсе не сохранилась. Полному разрушению ее способствовали однородная литолого-фациальная характеристика, значительная проницаемость и гидродинамическая активность пластовых вод.

Значительный интерес представляют результаты исследования кернов, поднятых при бурении скважин, расположенных за контурами современных залежей VII и VIII горизонтов месторождений Локбатан, Пута, Кушхана и др. Все керны оказались в той или другой степени нефтенасыщенными и дали с бензином хорошую вытяжку. По данным лабораторных исследований [40], количество нефти в указанных образцах составляет 2—30% от объема пор. Наличие этой нефти за контурами современных залежей, несомненно, связано со следами бывших здесь ранее и затем разрушенных залежей. На примере анализа геологического развития площадей Апшеронского полуострова проявляется теснейшая связь формирования и разрушения залежей продуктивной толщи. При этом отчетливо выявляются следы былых залежей нефти в виде остаточной нефти в порах пласта. Это имеет существенное значение для выяснения геологических условий формирования залежей нефти и газа, их прогнозирования и оценки запасов.

### § 5. Влияние метаморфизма пород на нефтеносность и газоносность

Явления метаморфизма отрицательно влияют на коллекторские свойства пород и процесс образования залежей нефти и газа. В этом случае захороненное в породах органическое вещество теряет летучие компоненты, а породы уплотняются, перекристаллизуются и становятся малопористыми и слабопроницаемыми. Степень и характер метаморфизации нефтей зависят от разнообразных геологических условий.

Разные исследователи отдают предпочтение различным факторам метаморфизма: И. Ф. Андреев — времени, А. В. Толпчиев, и В. А. Соколов — температуре, Б. Т. Брукс — катализу и т. п. Некоторые исследователи вообще отрицают влияние того или иного фактора: Д. М. Хант — времени и катализа, Г. Л. Стадников —



температуры и т. п. В связи с этим указанные вопросы подлежат дальнейшему изучению.

Обычно верхний предел температурных условий существования нефтей определяется по условиям разложения углеводородов, порфиринов и других компонентов нефти.

Согласно данным А. И. Богомолова [4], сернистые соединения в малосернистых нефтях устойчивы до  $350^{\circ}\text{C}$ , а в высокосернистых — до  $190\text{--}210^{\circ}\text{C}$ . Верхний предел, по другим данным, значительно ниже. А. Ф. Добрянский отмечал разложение высших метановых углеводородов (парафина и церезина) при  $300^{\circ}\text{C}$ . Эту температуру приняли А. В. Топчев и В. А. Соколов [89], а Г. А. Амосов и Н. Б. Вассоевич [3] понизили ее до  $250^{\circ}\text{C}$ , руководствуясь тем, что никелевые порфирины разрушаются при такой температуре.  $250^{\circ}\text{C}$  нередко и принимают за верхний предел существования нефтей (за исключением некоторых редких ее разновидностей); эта температура в известной мере подтверждается также углеводородным составом нефти.

О минимальных температурах образования нефтей можно судить только при непременном учете каталитического процесса. По опытам И. Юранека нижний предел нефтеобразования намечается при температуре меньше  $180^{\circ}\text{C}$ . А. В. Фрост [91] в присутствии катализатора получал жидкие углеводороды при  $150^{\circ}\text{C}$ ; он полагал, что с учетом времени (в течение месяца) нефть могла бы образоваться и при температуре  $100^{\circ}\text{C}$ . Эти данные были подтверждены многочисленными экспериментами А. И. Богомолова и его сотрудников. Все эти данные свидетельствуют о том, что нижний температурный предел нефтеобразования лежит ниже  $120^{\circ}\text{C}$ , но и эту температуру следует считать завышенной, поскольку фактор геологического времени в данных экспериментах учесть было невозможно.

Ряд исследователей, придавая большое значение термокаталитическим процессам, в то же время считают благоприятным для нефтеобразования высокое содержание органического вещества в породе, что однако вряд ли можно принять, так как высокое содержание органического вещества в породе затрудняет его глубокую битуминизацию.

А. Ф. Добрянский вначале предполагал образование нефти только из гомогенной органики, однако затем он отказался от этого взгляда, но все же считал, что у рассеянного нефтематеринского материала должна быть высокая концентрация.

Н. Б. Вассоевич выделяет только нижний благоприятный для нефтеобразования предел концентрации органического вещества (1%), а в отношении верхнего указывает, что повышенное содержание органического вещества желательно, но не обязательно.

Согласно В. В. Веберу, благоприятное для нефтеобразования содержание органического вещества колеблется от  $0,4\text{--}0,5$  до  $2\text{--}3\%$ , а дальнейшее увеличение, якобы, роли не играет. Однако это не

совсем так. Ведь даже сильновосстановленные сапропелевые угли и горючие сланцы, содержащие 40—90% органического вещества, никогда не являются нефтематеринскими.

Очевидно, что для нефтеобразования в равной мере неблагоприятны и низкие, и высокие концентрации органического вещества, но конкретные значения требуют дальнейшего исследования.

В соответствии с данными метаморфизма нефтей и теорией углеродного коэффициента, газообразные углеводороды можно считать в ряде случаев продуктами преобразования жидких<sup>1</sup>. Действительно, по мере превращения нефтей количество попутного газа обычно увеличивается, а в зонах развития высокометаморфизованных каменных углей нефтяных залежей нет, а газовые есть. Однако имеются многочисленные факты, не позволяющие связывать все газовые залежи непосредственно с нефтями. Сухие (метановые) газы встречаются не только в областях глубокого метаморфизма нефтей и углей, но также и в районах со слабометаморфизованными породами.

Следует предполагать наличие различных условий происхождения и геологической истории образования нефти и газа, а также их залежей. Вероятно, существуют природные углеводородные газы двух генетических типов: газы нефтяного происхождения и газы метаморфизма органического вещества. Первые тесно связаны с залежами нефтей, преимущественно легких и обычно содержащих значительное количество гомологов метана с разными количественными соотношениями между ними. Вторые могут не иметь непосредственной связи с нефтяными залежами, и представлены они обычно метаном с небольшой примесью его гомологов.

Наконец, важным для выяснения возможной нефтеносности является геохимическое изучение органических образований, находящихся с нефтями в разного рода генетических соотношениях. Этими образованиями являются нафтиды (вещества нефтяного происхождения, к которым относятся сами нефти, а также продукты их изменений и превращений и некоторые сопутствующие образования — мальты, асфальты, асфальтиты, керы, озокериты и часть карбонатных минералов — кериты, антраксолиты и др.), нафтоиды (продукты природного пиролиза органического вещества осадочных пород в условиях контактового метаморфизма).

Условия образования нафтоидов (и углей) коренным образом отличаются от условий нефтеобразования, появление нафтоидов является неблагоприятным признаком нефтеносности, не исключающим, однако, возможного наличия залежей нефти за пределами их распространения.

---

<sup>1</sup> Следует в то же время отметить возможность образования первичных газовых и газоконденсатных залежей в результате биохимического и термokatалитического превращения органического вещества нефтегазоматеринских толщ.

Наоборот, наличие нафтидов любого рода свидетельствует о нефтеносности площади (существующей в настоящее время или существовавшей в прошлом). Присутствие нафтидов высоких степеней метаморфизации (керитов, антраксолитов) следует считать следами прошлой нефтеносности данной толщи пород, и это является неблагоприятным признаком при оценке перспектив нефтеносности (за исключением особых случаев возможного проникновения в данную толщу пород нефти позднейшей генерации).

При вовлечении углей в сферу геохимических исследований при поисках нефти удобнее использовать рассмотренный выше показатель (глава II, § 5) — «углеродный коэффициент».

При оценке перспектив нефтегазоносности отдельных регионов следует учитывать метаморфизм углей и рассеяние органического вещества в осадочных породах. Интересные данные по указанному вопросу приводят В. И. Будников и А. Э. Конторович [15]. Они указывают на различие состава нефтей в Кузбассе в результате воздействия на них факторов регионального метаморфизма. В северных районах встречаются малопарафинистые среднесмолистые нефти, примерно с равными количествами метановых и нафтеновых углеводородов при значительном и часто преобладающем количестве нафтеновых. В южных районах нефти имеют иной состав: в их дистиллятах главную роль играют метановые углеводороды, очень много парафинов при малом количестве смол и полном отсутствии асфальтенов. Анализ показывает, что нефти в северных районах приурочены к отложениям, находящимся на стадии начального катагенеза и включающим длиннопламенные и газовые угли, они содержат меньше метановых углеводородов, более смолисты и менее парафинисты, чем на юге. На юге породы находятся на стадии глубокого катагенеза, а угли — на стадии паровично-жирных. В связи с тем, что существенно разные по составу нефти встречены в одних и тех же отложениях (ильинская свита), причем современные глубины залегания и гидрогеологическая закрытость на севере даже больше, чем на юге, связывать изменения их состава с гипергенными процессами не представляется возможным. Закономерности в изменении состава нефтей здесь (на территории Кузбасса) можно объяснить лишь различным воздействием на них факторов регионального метаморфизма.

Для Западно-Сибирского бассейна также установлена зависимость состава нефтей от степени постдиагенетического изменения пород и метаморфизма углей. В его пределах увеличиваются метановость и парафинистость, а также уменьшаются плотность, смолистость и сернистость нефтей с увеличением глубины залегания пластов. При этом метановые, легкие, малосмолистые, практически бессернистые нефти с высоким содержанием твердых углеводородов (до 40%) приурочены, как и в Кузбассе, к отложениям, органическое вещество в которых достигло паровично-жирной стадии.

Приведенные примеры свидетельствуют о приуроченности метановых, часто парафинистых, нефтей к отложениям, в которых органическое вещество находится на паровично-жирной стадии метаморфизма, а породы — на стадии литогенеза, переходной от глубинного катагенеза к начальному метагенезу. Это позволяет В. М. Будникову и А. Э. Конторовичу [15] сделать вывод о том, что при достижении органическим веществом паровично-жирной стадии начинается катагенное преобразование нефтей. При более глубоких изменениях вмещающих пород, протекающих в условиях более высоких температур и давлений, происходит полное разрушение нефтей. Аналогично сказанному, К. Ф. Родионова полагает, что паровично-жирная стадия метаморфизма является тем переменным моментом в геохимической истории органического вещества, после которого битуминозность его начинает снижаться, а затем совсем исчезает.

Зависимость состава нефтей от степени постдиагенетического изменения пород и метаморфизма углей приведена в табл. 6 [15]. Таблица показывает, что зависимость состава нефтей от степени постдиагенетического изменения пород и метаморфизма углей, несомненно, должна приниматься во внимание при оценке перспектив нефтеносности и прогнозировании качества нефтей.

Таблица 6

**Зависимость состава нефтей от степени постдиагенетического изменения пород и метаморфизма углей**

| Стадия метаморфизма углей | Стадия литогенеза |           | Оценка нефтегазоносности  |
|---------------------------|-------------------|-----------|---|
| Бурые                     | Катагенез         | Начальный | Главная   |
| Длиннопламенные           |                   |           |   |
| Газовые                   |                   |           | Второстепенная, нефти метановые, парафинистые; возможны газовые и газоконденсатные залежи |
| Жирные                    |                   | Глубинный |   |
| Коксовые                  | Метагенез         | Начальный | Обычно нефть отсутствует, возможны газовые и газоконденсатные залежи                      |
| Тощие                     |                   |           |   |

В связи с указанным при прогнозной оценке нефтегазоносности территории следует учитывать не только глубину погружения осадочной толщи с точки зрения возможного существования залежей нефти и газа, как это иногда делается, а и степень метаморфизма органического вещества и стадию литификации пород в ней. Метаморфизация органического вещества и сопутствующая ей изменения в составе нефтей не являются однозначной функцией глубины погружения осадочной толщи. В связи с этим не представляется возможным высоко оценивать перспективы нефтегазоносности тех отложений, которые в прошлом претерпели достаточно глубокие метаморфические изменения, а в настоящее время залегают на небольшой глубине.

Таким образом, необходимо в более широких масштабах изучать метаморфизм рассеянного органического вещества и углей, а также вторичных изменений пород при оценке перспектив нефтегазоносности той или другой территории. В связи с указанным литологические исследования постдиагенетических изменений пород приобретает важное значение, особенно при изучении нефтеносных и бедных рассеянным органическим веществом отложений.

#### **§ 6. Составление карт прогноза нефтегазоносности и качественная классификация территории по степеням ее перспективности**

Для составления карт прогноза нефтегазоносности требуется вначале составить вспомогательные карты, отражающие геологическое строение прогнозной территории и литолого-фациальную характеристику оцениваемых нефтегазоносных толщ. Прогнозную карту необходимо составлять на тектонической основе, где хотя бы в самом общем виде указывалось тектоническое районирование территории.

Дальнейшей задачей является составление литолого-фациальной карты в целом для всей толщи пород или для отдельных стратиграфических комплексов, если имеются соответствующие фактические данные. Методика составления литолого-фациальных карт не требует особого пояснения; обычно задача эта просто решается при изучении литолого-фациальной изменчивости одного пласта. Сложнее изобразить изменчивость какой-либо свиты или толщи, представленной чередованием слоев различного литологического состава. Между тем при изучении и прогнозировании литолого-фациальной изменчивости нефтегазоносных пород приходится иметь дело не с единичным пластом, а со свитой или толщей пород, т. е. группой слоев. В этом случае возникает необходимость обобщения ее литолого-фациальной характеристики на основе преобладающей группы тех или других пород. Такое обобщение часто производится на глаз и нередко является субъективным. В то же время такое обобщение является необходимым, особенно при прогнозировании нефтегазоносности

в целях выяснения общего направления фациальной изменчивости пород и их коллекторских свойств. Для более объективной количественной характеристики литофаций американский литолог В. К. Крумбейн предложил в изучаемом стратиграфическом комплексе пород рассматривать три основные группы; все другие породы объединяются с родственными породами этих трех групп (например, пески и песчаники, известняки, глинистые породы). Характеристика указанных пород и границы литофаций на карте устанавливаются с помощью обычной треугольной диаграммы [57]. Другой

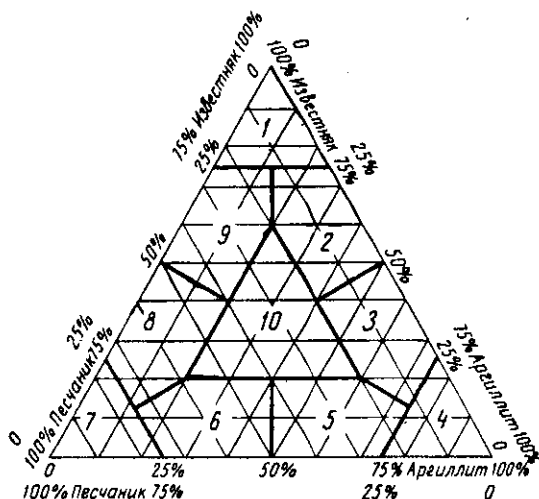


Рис. 1. Треугольная диаграмма.

американский литолог Ф. Шипард [98] предложил несколько иную классификацию литолого-фациальных зон с помощью треугольной диаграммы, на которой он выделил десять таких зон.

На треугольной диаграмме в этом случае показывается процентное содержание суммарных мощностей каждой из трех основных групп пород, представленных в общей мощности разреза, принятой за 100%.

В. А. Долицкий и др. [38], используя указанный выше принцип Ф. Шипарда и развивая его, предложили следующий метод изучения количественной литолого-фациальной изменчивости толщ. Допустим, что данная толща представлена переслаиванием в основном песчаников, известняков, аргиллитов. Тогда составляют треугольную диаграмму (рис. 1), вершины которой соответствуют указанным выше трем компонентам толщи: песчаникам, известнякам и аргиллитам. В пределах этой диаграммы выделяются десять зон: 1, 4, 7, соответствующие 75—100% преобладающего содержания дан-

ной породы в общей мощности пород изучаемого разреза; затем средняя зона 10, соответствующая 20—60% содержания данного компонента, в которую входят разрезы, состоящие из всех трех групп пород примерно в равном количестве; наконец, выделяются промежуточные зоны — 2, 3, 5, 6, 8 и 9, в которых преобладает тот или иной из компонентов породы (40—75%; 25—40% и 0—20%) от общей мощности толщи.

В соответствии с указанной методикой авторы выделяют следующие литолого-фациальные комплексы: 1 — известняковые; 2 — аргиллитово-известняковые; 3 — известняково-аргиллитовые; 4 — аргиллитовые; 5 — песчаниково-аргиллитовые; 6 — аргиллитово-песчаниковые; 7 — песчаниковые; 8 — известняково-песчаниковые; 9 — песчаниково-известняковые и 10 — известняково-песчаниково-аргиллитовые.

Далее по изучаемой (прогнозируемой) территории составляют (хотя бы схематическую) карту общей мощности данной нефтегазоносной толщи (или свиты) и отмечают положение точек, в которых имеются данные о характере разреза толщи. Для указанных точек изучаемой территории вычисляют процентное содержание основных трех компонентов комплекса пород, слагающих данный разрез. Эти данные наносят на треугольную диаграмму и тем самым определяется литолого-фациальная характеристика всей толщи. Путем нанесения на данную диаграмму в виде точек других участков территории, в пределах которых имеются сведения о разрезе изучаемой толщи, получают необходимые сведения о литолого-фациальной характеристике для разных участков территории. Далее, путем интерполяции между ними, составляют литолого-фациальную карту, характеризующую фациальную изменчивость изучаемой толщи. Интерполировать необходимо объективно с помощью той же треугольной диаграммы. Для этого на диаграмме соответствующие точки, характеризующие тот или иной разрез территории, соединяют прямой линией и пересечение этой линии с соответствующими выделенными зонами на диаграмме показывают границы отдельных литолого-фациальных зон. Эти границы в соответствии с их пропорциональными положениями по отношению к основным точкам переносят на литолого-фациальную карту и тем самым объективно выделяют фации тех или других фациальных зон.

Для прогнозирования нефтегазоносности большое значение имеют литолого-палеогеографические и палеотектонические карты.

На литолого-палеогеографических картах следует отражать не только характеристику пород, но и степень цементации песчаных и алевроитовых разностей, а также вторичную доломитизацию, раздоломичивание и перекристаллизацию карбонатных пород. В. А. Гроссгейм и В. Д. Наливкин (1966 г.) рекомендуют проявления указанных процессов выделять особыми линиями, показывающими

степень цементации или доломитизации. На этих же картах выделяют месторождения нефти и газа и особенно те, которые показательны для выявления закономерностей размещения и перспектив нахождения новых месторождений; при этом следует показывать не только пункты расположения месторождений, но и площади их распространения.

Для отображения палеогеографических условий на карте рекомендуется рельеф, водные бассейны и речную сеть показывать красками. Поскольку палеогеографические карты суммируют явления, происходившие в течение значительных интервалов времени, когда положение береговой линии нередко изменялось в значительной степени, особенно в начальные этапы циклов осадконакопления, следует на картах указывать максимум и минимум трансгрессии, изображающие размеры морского бассейна в рассматриваемый промежуток времени.

Значительные затруднения представляет восстановление рельефа суши, границ областей размыва и состава пород, слагающих эти области. Следует выявлять области размыва не только по отсутствию осадков, но главным образом по наличию признаков, указывающих на существование зон сноса обломочного материала. К таким признакам относятся: сходство состава обломков с породами, распространенными в предполагаемой области размыва, направленность фациальных изменений, данные о направлении переноса обломочного материала, следы древнего рельефа и выветривания, связь с положительными тектоническими структурами и др.

Большое значение имеет также выяснение динамики переноса и накопления осадка в водной среде. Направление движения устанавливается по ориентировке наклона косых слойков, плоских галек, остатков фауны и флоры, брекчий размыва, флишевых гниероглифов, ориентировке зерен минералов, отсортированности и окатанности их и т. п. Наконец, донные течения можно намечать по расположению песчаных полос среди глинистых осадков, сокращению мощностей, изменению величины зернистости, появлению местных размывов, не приуроченных к сводовым частям тектонических структур, и т. п.

Восстановление схем течений на картах в комбинации с минералогическими исследованиями позволяет наметить зоны выклинивания гранулярных коллекторов, а также прогнозировать распространение коллекторов на закрытых территориях.

Следует также иметь в виду, что состав песчаников свидетельствует не только о степени расчлененности суши, но и об удаленности от источников образования обломочного материала; он также является одним из критериев различия осадков платформ и геосинклиналей. В пределах платформ обычно накапливаются кварцевые и аркозовые песчаники, а в геосинклиналях — полимиктовые и граувакковые.



Следуя и далее методическим указаниям В. А. Гроссгейма и В. Д. Наливкина (1966 г.), необходимо отметить, что маломощные терригенные осадки обычно накапливаются в непосредственной близости от областей размыва, но в ископаемом виде не сохраняются, так как легко уничтожаются последующими размывами. Поэтому в большинстве случаев границы между областями размыва и осадконакопления необходимо проводить в той полосе, для которой в настоящее время отсутствуют какие-либо данные, и посередине между границей современного распространения осадков и областью заведомого размыва. В геосинклиналях расстояния между этими линиями невелики и практически все границы могут совпадать, но на платформах они нередко отстоят друг от друга на значительном расстоянии.

Необходимо иметь в виду, что качество литолого-палеогеографических карт прямо пропорционально количеству и качеству исходного фактического материала и, следовательно, числу использованных разрезов. В связи с этим необходимо учитывать все имеющиеся разрезы и точки наблюдений и в зависимости от них проводить границы, изопакиты и т. п. Во избежание перегрузки карты на нее, однако, следует наносить только наиболее характерные разрезы, отстоящие друг от друга на расстоянии 15—20 км при масштабе карт 1 : 1 000 000.

Значение литолого-палеогеографических карт для прогнозирования нефти и газа весьма велико. В докладе на IV международном нефтяном конгрессе отмечалось известное положение (А. Батай, 1956 г.) о том, что для существования залежи нефти необходимо наличие четырех условий: 1) нефтематеринской породы, 2) породы-коллектора, 3) покрышки, 4) ловушки. Три первых условия, по существу, связаны исключительно с вопросами седиментологии, четвертое условие в ряде случаев также имеет седиментационный характер — выклинивание пород, изменение пористости по простирацию, наличие рифов и т. п. Все это говорит о том, что литологический фактор при прогнозировании нефтегазоносности имеет огромное значение. Важно при этом изучить пространственное распространение коллекторов и изменение их свойств. В связи с этим на литолого-петрографической карте должны быть очерчены области развития возможных коллекторов как гранулярного, так и трещинного типа. При этом следует учитывать характер распределения коллектора по разрезу — в виде отдельных мощных пластов или же тонкого чередования коллекторов и неколлекторов. Для показа всех исходных данных на одной карте рекомендуется пользоваться следующими условными знаками (для гранулярных коллекторов):

1) для изображения эффективной мощности коллектора — изолинии с указанием точек, в которых эти мощности замерялись (с записью у этой точки величины эффективной мощности в метрах);

2) для изображения характера цемента в зависимости от минералогического состава (карбонатный, кремнистый, глинистый, а также смешанные цементы) применяется та или другая площадная закрашка и той или другой густоты в зависимости от его количества;

3) для изображения пористости и проницаемости (при изображении всех указанных выше исходных данных на одной карте) применяют изолинии разного цвета.

Для коллекторов трещинного типа помимо мощности следует также показывать: изменение пористости, проницаемости (трещинной и поровой суммарно), интенсивности трещиноватости пород, петрографический состав (известняк, доломит, кремнистый известняк и др.), развитие карста, кавернозность и т. п.

Весьма важным является показ не только данных о коллекторах, но и сведений о непроницаемых покрышках, которые удается получить с помощью литолого-палеогеографических карт путем анализа ряда последовательных карт, построенных по смежным с нефтеносным горизонтом свитам.

При оценке перспектив нефтегазоносности значительную помощь может оказать также определение начального момента формирования нефтяных и газовых месторождений. Большое значение при этом имеет установление начала формирования складчатой структуры нефтеносных формаций. Решение указанной задачи возможно путем восстановления условий осадконакопления, контролирующихся геотектоническим режимом, при помощи серии литолого-фациальных, литолого-палеогеографических карт и карт изопакит, а также палеотектонических карт, составляемых для более значительных отрезков времени, охватывающих целые циклы осадконакопления.

В зависимости от поставленных задач для отдельных регионов карты можно строить в масштабах 1 : 200 000 — 1 : 1 000 000. На них хорошо фиксируются моменты начала складкообразования, в особенности конседиментационного типа.

Интересные данные для Волго-Уральской области о времени формирования нефтяных месторождений приводит Э. Я. Кац. Он указывает, что из числа древних структур около 80% их содержат залежи нефти, а из числа структур, заложенных в более позднее время, только 40% их являются нефтеносными.

Помимо литолого-фациальных и литолого-палеогеографических карт, для оценки перспектив нефтегазоносности отдельных территорий очень полезны специальные карты геолого-геохимических показателей нефтематеринских свойств пород и миграции в них углеводородов. В качестве фона этим картам служат фациально-литологические (палеогеографические) данные, наносимые на карту в виде однотипной цветной раскраски.

На этот фон наносят крупные структурные элементы и специальными знаками данные (по В. А. Успенскому), характеризующие:

1) нефтематеринские свойства породы;

2) наличие в породе направленных перемещений битуминозных веществ, ведущих к аккумуляции;

3) наличие в породе скоплений нефти или продуктов ее преобразования в виде местных концентраций.

Показателями нефтематеринских свойств породы является содержание сингенетического органического вещества вообще и битуминозных компонентов его в частности. Содержание органического углерода показывается густотой нанесения знаков, а битуминозных веществ в породе, а также битуминозных компонентов в органическом веществе — величиной знаков (кружочков). Пункты, в которых были встречены прямые нефтегазопоявления, наносят на карту в виде треугольных значков, конфигурация которых указывает на характер проявлений (газ, нефть, твердые битумы), а величина — на масштаб их.

Такие карты с геохимическими показателями нефтегазоносности на изученной территории в совокупности с другими геологическими критериями нефтегазоносности позволяют более отчетливо и обстоятельно судить по аналогии о перспективах нефтегазоносности прогнозной территории.

При недостаточном количестве фактических данных и невозможности составления специальных карт с геохимическими показателями следует на обычных литолого-палеогеографических картах отмечать общее содержание сингенетического органического вещества и содержание битуминозных его компонентов, являющихся основными параметрами в оценке нефтематеринского потенциала породы. Необходимо также показать характеристику обогащенности органического вещества битуминозными компонентами.

После составления указанных выше карт по изученной территории, а также в зависимости от наличия фактического материала для прогнозной территории, можно более объективно и обстоятельно перейти к составлению сводной прогнозной карты нефтегазоносности для изучаемой территории, используя все имеющиеся фактические данные и методы геологической аналогии.

Такая карта составляется на основании изучения указанных выше геологических критериев нефтегазоносности и условий возможного формирования и сохранения залежей нефти и газа. В случае наличия соответствующих данных и возможности проведения более глубокого анализа перспективности территории полезно предварительно составить частные карты по отдельным критериям нефтегазоносности и произвести их раздельный анализ, а затем уже составить сводную указанную выше карту. Кроме того, в случае возможности такие сводные карты прогноза нефтеносности полезно составить раздельно по стратиграфическим горизонтам.

Таким образом, сводная карта прогноза нефтегазоносности представляет собой комплексную карту, на которой даны: тектоническое районирование (в случае возможности также типы локальных

Таблица 7

## Распределение площадей по классам

| Класс | Характер перспективности площади      | Геологические критерии нефтегазоносности и условия образования залежей нефти и газа  |
|-------|---------------------------------------|--|
| I     | Весьма перспективные                  | Имеются структуры и ловушки; намечается благоприятная литолого-фациальная характеристика пород и их коллекторских свойств; есть благоприятные прямые геохимические и гидрохимические показатели; имеются благоприятные палеогеографические показатели и палеогеологические условия для образования и сохранения залежей нефти и газа и т. п. |
| II    | Перспективные                         | Имеются структуры и ловушки; намечается благоприятная литолого-фациальная характеристика пород и их коллекторских свойств; есть лишь некоторые косвенные данные геохимических и гидрохимических показателей, свидетельствующие о возможной благоприятной обстановке для образования и сохранения залежей нефти и газа и т. п.                |
| III   | Малоперспективные                     | Имеются наряду с некоторыми благоприятными признаками — наличие структур и коллекторов — неблагоприятные показатели: частичное раскрытие структур, сильные нарушения, свидетельствующие о частичном разрушении залежей нефти и газа; наблюдаются явления частичной метаморфизации пород, ухудшающие их коллекторские свойства и т. п.        |
| IV    | Бесперспективные                      | Отсутствуют благоприятные структуры, или отсутствуют коллекторы, или отсутствует и то и другое; есть ясные геохимические и гидрохимические показатели разрушения залежей нефти и газа, имеются неблагоприятные палеогеографические условия для формирования залежей нефти и газа; наблюдается значительная метаморфизация пород и т. п.      |
| V     | Площади с невыясненными перспективами | Геологические критерии нефтегазоносности и условия формирования залежей нефти и газа неясны или недостаточно выяснены. Имеются лишь общие сведения о возможном наличии структур и коллекторов и общие соображения о палеогеографических условиях осадкообразования   |

структур), литолого-фациальная характеристика пород (с показом по возможности типов и свойств коллекторов), признаки нефти и газа, гидрохимические и геохимические данные, а также границы возможной перспективности для отдельных стратиграфических единиц или комплексов их.

При комплексной оценке перспектив нефтегазоносности рассматриваются также общие вопросы геологической истории, палеогеографической и палеотектонической обстановок при формировании структур и общие био- и геохимические условия возможного образования и сохранения залежей нефти и газа.

Совершенно очевидно, что в основе анализа перспектив нефтегазоносности при качественной оценке территории должно лежать представление о происхождении нефти (газа) и о закономерностях размещения залежей нефти и газа в разрезе и по площади.

Комплексное исследование карт прогноза нефтегазоносности вместе с изучением связей региональных зон нефтегазонакопления с крупными структурными элементами, а также закономерностей распределения залежей нефти и газа в структурах низшего порядка является основой качественной оценки и познания перспектив нефтегазоносности.

При качественной оценке территории в отношении перспектив ее нефтегазоносности следует выделить площади различной степени перспективности. При этом вначале выделяются более крупные перспективные области, а затем намечаются более мелкие участки вплоть до отдельных площадей и структур, если это позволяет сделать имеющийся фактический материал. Прогноз перспектив возможной нефтегазоносности той или другой площади или отдельной структуры основывается на геологических критериях нефтегазоносности и анализе условий возможного образования залежей нефти и газа по аналогии с другой сходной изученной площадью или территорией (данной нефтегазоносной провинции или соседней в случае необходимости, поскольку на рассматриваемой территории разбуренные и изученные площади отсутствуют).

При качественной оценке перспектив нефтегазоносности территории полезно отдельные площади подразделить на классы в соответствии с имеющимися данными их оценки по геологическим критериям нефтегазоносности и условиям возможного образования залежей нефти и газа (табл. 7).

Приведенную классификацию площадей показывают условными знаками на прогнозной карте.

В случае возможности и при необходимости отдельные классы площадей могут быть разделены на подклассы, хотя в большинстве случаев необходимость в этом отсутствует.

## Глава IV

### КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ

Методика количественной оценки категорийных запасов (категории А, В, С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>) разработана довольно хорошо и не вызывает трудностей. Это связано с тем, что при подсчете указанных запасов можно оценить геометрические размеры залежи с той или другой степенью точности и некоторые показатели, характеризующие объемное содержание нефти и газа в породах. Таким образом можно прямым методом получить количественное содержание углеводородов в недрах.

При оценке некатегорийных (прогнозных) запасов указанные выше данные обычно отсутствуют и для количественной оценки запасов приходится применять косвенные методы расчета. Это связано с тем, что прогнозные запасы намечаются лишь в общем виде, на основе познания общих и некоторых частных закономерностей распределения залежей нефти и газа на территории.

Мы предлагаем прогнозными запасами называть такие запасы, которые содержатся в пределах предполагаемых нефтегазоносных областей (а также в перспективных районах уже выявленных нефтегазоносных областей), благоприятная нефтегазоносность которых намечается на основе общих региональных геологических и (или) геофизических исследований или путем геологического районирования и выделения возможных зон нефтегазонакопления по данным комплексных геологических критериев нефтегазоносности (или данным геологической аналогии с изученными площадями).

В 1940 г. [60] и позже были сделаны попытки расчета прогнозных запасов нефти прямым методом на основе определения содержания органического вещества в материнских породах и предположении о дальнейших преобразованиях его в нефть. Эти расчеты оказались весьма субъективными и в основу научного прогнозирования и планирования приняты быть не могут. Поэтому остается единственный путь широкого применения методов геологической аналогии, основанных, однако, на глубоком и тщательном изучении закономерностей распределения залежей нефти и газа и плотности их запасов

по уже разведанным и изученным территориям с последующим использованием полученных данных для сходных прогнозных территорий.

Как уже указывалось, единой общепринятой методики подсчета прогнозных запасов нефти и газа не существует и каждый исследователь ведет расчет прогнозных запасов в зависимости от своего опыта, знания геологии района и умения количественно оценить запасы нефти и газа. Но все эти способы, однако, в своей основе в той или иной мере используют принцип геологической аналогии. При этом важнейшим показателем в большинстве более или менее серьезных расчетов являются удельные запасы (плотность запасов), выраженные для нефти в  $t/га$  и газа в  $м^3/га$  (или на какую-либо другую единицу, например, на 1 м мощности продуктивного пласта и т. п.), вычисленные предварительно по изученной и разведанной площади.

Значения удельных запасов, полученные на разведанной территории, могут быть использованы для подсчета прогнозных запасов методами: 1) удельных запасов; 2) объемно-статистическим.

### § 1. Метод расчета по удельным запасам

Метод основан на получении исходных величин удельных запасов на разведанной территории и использовании их по аналогии для прогнозной. В принципе вопрос является простым, однако на деле он более сложен из-за наличия в ряде случаев многопластовых месторождений с разной площадью нефтеносности и мощностью продуктивных отложений для отдельных залежей нефти и газа. В связи с этим необходима разработка объективного метода, так как неучет всех особенностей расчета удельных запасов по разведанным площадям приводит к получению искаженных цифр, что обычно и имело место в подавляющем числе выполненных расчетов различными авторами.

Рассмотрим в общем случае метод определения средних удельных запасов для разведанной площади, в пределах которой имеется ряд продуктивных месторождений, например, три: I, II, III.

Месторождение I имеет  $n$  горизонтов; продуктивные площади их составляют соответственно  $f_{11}, f_{12}, \dots, f_{1n}$  и удельные запасы на единицу площади по горизонтам (вычисленные как частное от деления соответствующих запасов по горизонту  $Q$  на продуктивную площадь того же горизонта  $f$ ) соответственно равны  $q_{11}, q_{12}, \dots, q_{1n}$ .

Для месторождения II, содержащего  $m$  горизонтов, соответственно будем иметь по горизонтам: продуктивные площади  $f_{21}, f_{22}, \dots, f_{2m}$  и удельные запасы  $q_{21}, q_{22}, \dots, q_{2m}$ .

Для месторождения III, содержащего  $s$  горизонтов, имеем продуктивные площади  $f_{31}, f_{32}, \dots, f_{3s}$  и удельные запасы  $q_{31}, q_{32}, \dots, q_{3s}$ .

Для определения средневзвешенной величины удельных запасов на единицу разведанной продуктивной площади вначале следует

вычислить средневзвешенные величины для отдельных месторождений.

Определим средневзвешенную величину удельных запасов  $q_{\text{ср}}$  на единицу площади одного горизонта для месторождения I.

$$q_{\text{Iср}} = \frac{f_{\text{I1}}q_{\text{I1}} + f_{\text{I2}}q_{\text{I2}} + \dots + f_{\text{In}}q_{\text{In}}}{f_{\text{I1}} + f_{\text{I2}} + \dots + f_{\text{In}}}. \quad (\text{IV.1})$$

Для месторождения II по аналогичному вычислению получим  $q_{\text{IIср}}$  и для месторождения III  $q_{\text{IIIср}}$ . Тогда плотность запасов с учетом всех горизонтов для отдельных месторождений соответственно составит: для месторождения I —  $q_{\text{Iср}} n$ ; для месторождения II —  $q_{\text{IIср}} m$  и для месторождения III —  $q_{\text{IIIср}} s$ . Определим средние продуктивные площади для тех же месторождений:

$$\begin{aligned} f_{\text{Iср}} &= \frac{f_{\text{I1}} + f_{\text{I2}} + \dots + f_{\text{In}}}{n}; \\ f_{\text{IIср}} &= \frac{f_{\text{II1}} + f_{\text{II2}} + \dots + f_{\text{II}m}}{m}; \\ f_{\text{IIIср}} &= \frac{f_{\text{III1}} + f_{\text{III2}} + \dots + f_{\text{III}s}}{s}. \end{aligned}$$

Тогда средневзвешенная плотность запасов на единицу площади для всей разведанной продуктивной площади будет равна

$$q' = \frac{q_{\text{Iср}} n f_{\text{Iср}} + q_{\text{IIср}} m f_{\text{IIср}} + q_{\text{IIIср}} s f_{\text{IIIср}}}{f_{\text{Iср}} + f_{\text{IIср}} + f_{\text{IIIср}}}. \quad (\text{IV.2})$$

Полученная величина средней плотности запасов на единицу разведанной продуктивной площади является исходной расчетной величиной при использовании ее по аналогии для прогнозной территории. В данном примере три месторождения, но их может быть любое количество и расчет методически от этого не изменится.

В том случае, когда мощность продуктивных горизонтов в пределах отдельных месторождений или при сравнении ее по разным месторождениям сильно меняется, следует для расчета использовать не средневзвешенную величину плотности запасов на единицу площади, а плотность запасов на единицу площади и единицу мощности.

Допустим, например, что мощности продуктивных горизонтов для месторождений I, II, III составляют соответственно:  $h_{\text{I1}}, h_{\text{I2}}, \dots, h_{\text{In}}; h_{\text{II1}}, h_{\text{II2}}, \dots, h_{\text{II}m}; h_{\text{III1}}, h_{\text{III2}}, \dots, h_{\text{III}s}$  и плотность запасов на единицу площади и единицу мощности для каждого горизонта, например, месторождения I ( $q_{\text{I1}}, q_{\text{I2}}, \dots, q_{\text{In}}$ ) определяется, как частное от деления соответствующих запасов по горизонту ( $Q$ ) на продуктивную площадь и на мощность того же горизонта. Тогда средневзвешенная плотность запасов на единицу площади и единицу



мощности для всего месторождения с учетом формулы (IV.1) будет равна

$$q'_{\text{ср}} = \frac{f_{\text{II}} h_{\text{II}} q'_{\text{II}} + f_{\text{I2}} h_{\text{I2}} q'_{\text{I2}} + \dots + f_{\text{In}} h_{\text{In}} q'_{\text{In}}}{f_{\text{II}} h_{\text{II}} + f_{\text{I2}} h_{\text{I2}} + \dots + f_{\text{In}} h_{\text{In}}}. \quad (\text{IV.3})$$

Для месторождений II и III эти величины составляют  $q'_{\text{IIср}}$  и  $q'_{\text{IIIср}}$ . Далее определим средние мощности для месторождений:

$$h_{\text{Iср}} = \frac{h_{\text{II1}} + h_{\text{II2}} + \dots + h_{\text{IIn}}}{n};$$

$$h_{\text{IIср}} = \frac{h_{\text{III1}} + h_{\text{III2}} + \dots + h_{\text{III}m}}{m};$$

$$h_{\text{IIIср}} = \frac{h_{\text{III1}} + h_{\text{III2}} + \dots + h_{\text{III}s}}{s}.$$

Тогда средневзвешенная плотность запасов на единицу площади и единицу мощности для всей разведанной продуктивной площади в соответствии с формулой (IV.2) составит

$$q'' = \frac{q'_{\text{Iср}} n f_{\text{Iср}} h_{\text{Iср}} + q'_{\text{IIср}} m f_{\text{IIср}} h_{\text{IIср}} + q'_{\text{IIIср}} s f_{\text{IIIср}} h_{\text{IIIср}}}{f_{\text{Iср}} h_{\text{Iср}} + f_{\text{IIср}} h_{\text{IIср}} + f_{\text{IIIср}} h_{\text{IIIср}}}. \quad (\text{IV.4})$$

Полученные удельные запасы (плотность запасов) и являются исходными для использования их по аналогии для прогнозной территории в том случае, когда мы пользуемся величиной плотности запасов на единицу площади и единицу мощности. Следует иметь в виду, что удельные запасы мы определяем не для всей площади, а лишь для ее продуктивной части, представленной тремя месторождениями. Поэтому при экстраполяции полученной цифры на прогнозную территорию необходимо как-то оценить в пределах ее возможные и вероятные размеры продуктивной площади. Методика такого расчета будет показана ниже.

Может возникнуть вопрос о том, что определять вероятную продуктивную площадь в пределах прогнозной территории сложно и следовало бы расчеты вести в среднем для всей прогнозной территории. Тогда для этого в качестве исходной величины следовало бы взять удельные запасы, вычисленные не для продуктивной части разведанной площади, а для всей разведанной площади  $F$  с учетом продуктивной и непродуктивной частей.

Однако в этом случае возникают не меньшие, а большие трудности, так как возникает вопрос: чем следует руководствоваться при определении границ всей разведанной площади. При этом такой метод расчета не позволяет наметить тенденции в изменении плотности запасов, в то время как при указанном выше расчете плотности запасов лишь по продуктивным участкам площади можно наметить характер и направления изменения удельных запасов путем, например, построения карты изолиний их изменения по значениям  $q'_{\text{Iср}}$ ,  $q'_{\text{IIср}}$  и  $q'_{\text{IIIср}}$ .

Если все же намечается вести расчет запасов для всей прогнозной территории (а не для возможной продуктивной площади в пределах ее), то эталонную цифру плотности запасов следует вычислять также для всей разведанной площади, а не только для ее продуктивной части. В этом случае все расчеты, произведенные по формулам (IV. 1, 2, 3 и 4) остаются в силе с той лишь разницей, что после вычисления удельных запасов на единицу продуктивной разведанной площади ( $q'$  по формуле IV.2) и на единицу продуктивной (разведанной) площади и единицу мощности ( $q''$  по формуле IV.4) следует, умножить их на отношение величины продуктивной площади  $\Sigma f$ , представляющей собой сумму средних продуктивных площадей по всем месторождениям разведанной площади, к площади  $F$  всей разведанной территории. Тогда получим следующие расчетные величины удельных запасов для использования их по аналогии при расчете запасов на прогнозной территории.

1. Удельные запасы на единицу площади:

$$q'_F = q' \frac{\Sigma f}{F}. \quad (\text{IV.5})$$

2. Удельные запасы на единицу площади и единицу мощности:

$$q''_F = q'' \frac{\Sigma f}{F} \frac{\Sigma h_{\text{ср}}}{H}, \quad (\text{IV.6})$$

где  $\Sigma h_{\text{ср}}$  — средняя суммарная мощность продуктивных горизонтов для месторождений, по которым подсчитывались удельные запасы;  $H$  — мощность всей продуктивной свиты (с учетом продуктивных и непродуктивных прослоев) на разведанной территории.

Так рассчитывать имеет смысл особенно в тех случаях, когда в пределах разведанной территории были обнаружены пустые структуры и когда эта территория достаточно хорошо разведана. Расчет этот не вызывает затруднений. Более сложным является определение вероятной продуктивной площади на прогнозной территории. Для этого следует использовать метод геологической аналогии путем вычисления доли продуктивной части площади в процентах от эталонной (разведанной) площади с последующей экстраполяцией этой величины на сходную в геологическом отношении прогнозную территорию.

Процент продуктивной площади в пределах разведанной нефтегазоносной территории можно определять различными методами. Наиболее эффективными являются следующие два.

1. Эталонная территория достаточно и более или менее равномерно разбурена; в пределах ее установлены продуктивные и непродуктивные участки. В этом случае определяют продуктивную площадь в гектарах (или в других единицах) по отдельным месторождениям, суммируют ее ( $\Sigma f$ ) и делят на общую разведанную площадь ( $F$ ).

Частное, выраженное в процентах, представляет собой долю продуктивной площади:

$$f = \frac{\sum f \cdot 100}{F} \quad (IV.7)$$

Таким образом, для решения задачи необходимо по отдельным разведанным месторождениям определить контуры нефтеносности и размеры продуктивных залежей. Если месторождения имеют по несколько залежей разного размера, для расчета по данному месторождению принимается среднеарифметическое значение из размеров отдельных залежей. Полученные величины средних продуктивных площадей по отдельным месторождениям, как уже указывалось, складывают и затем определяют долю их в процентах от общей разведанной площади.

В случае наличия в пределах разведанной (эталонной) территории чисто газовых месторождений полезно определить помимо общего процента продуктивных площадей раздельно доли нефтяных и газовых площадей. Если в пределах некоторых месторождений имеются совместно нефтяные и газовые горизонты, то в этом случае без их разделения определяется лишь размер средней продуктивной площади указанным выше методом.

Некоторые трудности всегда вызывают определение общих границ разведанной (эталонной) территории. В этом случае следует руководствоваться данными поисково-разведочных работ, а в случае необходимости также геологических и геофизических, а также общими соображениями, вытекающими из знания геологии района, истории его геологического развития и условий формирования и распределения в нем залежей нефти и газа.

2. Эталонная территория недостаточно и неравномерно разбурена. В этом случае формальное определение процента продуктивных площадей по отношению их к площади всей разведанной территории не отражает в полной мере полную величину возможной продуктивной площади. В этом случае расчет следует вести иным образом. Выбирают в пределах эталонной территории наиболее разбуренный участок и выделяют в нем условную нефтесборную площадь. Границы последней определяют следующим образом. Параллельно простирацию структур проводят линии по предлагаемому (с двух сторон структур) положению осей синклиналей. Вкрест простираения структуры с двух сторон ограничивают по середине прогибов между последней разбуренной (давшей нефть или пустой) структурой и следующей за ней неразбуренной.

В пределах ограниченной таким образом условной нефтесборной территории определяют общую ее площадь и отдельно суммарную площадь собственно продуктивных структур (согласно указанному выше методу расчета). Частное от деления указанных величин, выраженное в процентах, дает процент продуктивных площадей в пределах

условной нефтесборной площади. Полученная величина в дальнейшем может быть принята для экстраполяции на сходные в геологическом отношении прогнозные территории. Приведенный расчет может быть дифференцирован путем раздельного определения процента продуктивных газоносных и нефтеносных площадей.

В случае, если на эталонной территории данных для раздельного определения доли продуктивных газоносных и нефтеносных земель недостаточно, или в случае перемежаемости нефтяных и газовых горизонтов, а также при наличии газовых шапок в нефтяных залежах для раздельного учета возможных запасов нефти и газа на эталонной территории берется лишь соотношение (на дату расчета) между разведанными запасами нефти и газа (а в случае отсутствия этих данных между практической добычей газа и нефти). Полученное соотношение экстраполируется на прогнозную территорию и в подсчитанных прогнозных запасах углеводородов выделяется доля возможных запасов нефти и газа с учетом того, что такие расчеты сделаны по данным о добыче нефти и газа на дату расчета.

Если имеются какие-либо гипотезы или рабочие схемы о закономерностях распределения залежей нефти и газа на эталонной территории, то весьма полезно использовать их по аналогии для прогнозной территории.

Интересно привести данные о порядке цифр процента продуктивных площадей и распределении нефтяных и газовых залежей, имеющиеся в литературе, а также полученные нами по отдельным нефтяным районам.

Так, У. Л. Рассел для некоторых геосинклинальных областей, в пределах которых имеются нефтяные месторождения, указывает величину в 1—5% продуктивных площадей от общей площади бассейна.

Для чокракско-спирялисовых отложений Восточного Предкавказья аналогичные расчеты, произведенные нами, дают цифру 0,49—2,43% для различных участков; в пределах этой продуктивной площади 87% относится к нефтяным залежам и 13% к залежам, содержащим свободный газ.

Для майкопских отложений того же Восточного Предкавказья получены более низкие цифры, а именно, 0,014—0,031%. Для отложений нижнего мела Прикумской области и южного склона погребенного кряжа Карпинского доля продуктивных площадей равна 1,55—4,88%; из этого числа 32% относится к залежам, содержащим свободный газ, и 68% к нефтяным залежам.

В целом, в пределах Предкавказья, для передовых прогибов, чисто нефтяные месторождения составляют 71% от общего числа разведанных месторождений, газонефтяные (с газовыми шапками) 15,2%; газовые 12,6% и газоконденсатные 1,2%. Для платформенной части территории чисто нефтяные месторождения составляют 49,3%; газонефтяные 3,9%; газовые 35,0% и газоконденсатные 11,8%.

После получения для эталонной территории величин процента продуктивных площадей и удельных запасов нефти (и газа) можно перейти к количественной оценке запасов нефти и газа.

Указанный расчет в зависимости от имеющихся данных проводится либо по средним цифрам для всей площади, либо отдельно по стратиграфическим единицам и тектоническим элементам.

При этом расчетная формула имеет следующий вид:

$$Q = F \frac{f}{100} q', \quad (IV.8)$$

где  $Q$  — запасы на прогнозной территории в  $m$ ;  $F$  — общая площадь прогнозной территории в  $га$ ;  $f$  — средний процент продуктивных площадей на эталонной территории;  $q'$  — удельные запасы нефти, вычисленные по эталонной территории в  $m$   $га$ .

Если имеются данные о предполагаемой мощности  $H$  продуктивных отложений на прогнозной территории в  $m$ , то на эталонной территории удельные запасы вычисляются в  $m/га \cdot m$  ( $q''$ ):

$$Q = F \frac{f}{100} H q''. \quad (IV.9)$$

Оценка прогнозных запасов будет тем точнее, чем более дифференцированно определяют, иначе говоря, когда можно вести расчет по отдельным стратиграфическим единицам и тектоническим элементам, позволяющий обеспечить проведение более глубокой геологической аналогии при полученных данных на эталонной территории для оценки запасов на прогнозной территории.

Интересно отметить, что для отдельных тектонических элементов Предкавказья величина удельных запасов разнится в 30—35 раз. При этом оказывается, что внутриплатформенные впадины имеют относительно меньшую плотность запасов по сравнению с окружающими поднятиями; платформенные поднятия обладают тем большими плотностями запасов, чем ближе они расположены к передовым прогибам и чем глубже в их пределах находится фундамент.

Следует иметь в виду, что при расчете запасов на прогнозной территории с использованием данных по аналогии с эталонной территорией нередко возникают те или другие специфические особенности, которые следует учитывать, например, предполагается изменение пористости или проницаемости или величины плотности запасов из-за изменения структуры разреза и т. п. Тогда в указанные выше расчетные формулы вводится поправочный коэффициент (или даже ряд их), учитывающий соответствующие изменения. В этом случае указанная выше расчетная формула (IV.9) примет следующий вид:

$$Q = F \frac{f}{100} H q'' k, \quad (IV.10)$$

где  $k$  — соответствующий частный (или комплексный) поправочный коэффициент.

## § 2. Объемно-статистический метод

Применение объемной формулы для подсчета запасов нефти широко распространено в практике работы геологов. Это объясняется тем, что основные параметры, входящие в формулу подсчета запасов, характеризуют основные природные геологические условия залегания нефти в недрах. Однако для возможности применения объемной формулы необходимо знание, и довольно обстоятельное, условий залегания нефти и основных параметров, характеризующих подзаемный резервуар и содержащийся в нем флюид.

При подсчете прогнозных запасов такие более или менее точные данные обычно отсутствуют и это лишает возможности произвести достоверную оценку запасов нефти объемным методом. Однако возникла мысль все же использовать принцип применения объемной формулы с некоторым видоизменением ее в таком направлении, при котором можно получить некоторые исходные параметры, позволяющие оценить прогнозные запасы.

В этом случае на эталонной территории определяют такие параметры, которые можно по аналогии оценить на прогнозной территории и которые могут быть использованы при расчете запасов объемным методом. Совершенно очевидно, что в этом случае, поскольку прогнозные запасы определяются на территориях со слабой (или недостаточной) геологической освещенностью, расчеты ведутся по укрупненным показателям.

Принцип расчета в связи с применением объемной формулы аналогичен тому, который применяется при расчетах хорошо разведанных залежей с той лишь разницей, что основные параметры, входящие в объемную формулу, при подсчете прогнозных запасов получают несколько иное выражение.

Как известно, в обычную объемную формулу входят следующие основные показатели: продуктивная площадь, нефтенасыщенная мощность, коэффициент пористости (эти три показателя характеризуют объем порового пространства пласта) и коэффициент нефтенасыщенности (который определяет объемное содержание в недрах нефти).

Вероятный объем порового пространства на прогнозной территории, в котором может содержаться нефть, определяется на основании следующих соображений. Как известно, в нефтегазоносных областях свыше 80% всех выявленных запасов нефти и газа приурочены к различного вида локальным поднятиям. В качестве локального поднятия может быть принята любая положительная структура, ограниченная замкнутой изогипсой, осложняющая более крупное тектоническое сооружение, но являющаяся в то же время независимым и обособленным элементом.

В связи с указанным необходимо изучить закономерности распределения локальных поднятий на эталонной территории для использо-

вания выявленной закономерности по аналогии на сходной в геологическом отношении прогнозной территории.

В связи с тем, что распределение локальных поднятий внутри любой территории обычно оказывается неравномерным, И. С. Гутман предложил для изучения особенностей такого неравномерного распределения рассмотреть изменение плотности их в различных участках территории. Для этого в пределах эталонной территории на карте показываются все изученные локальные поднятия с ограничением их по последней замкнутой изогипсе. При выделении локальных поднятий на карте обычно выбирается какой-либо верхний опорный горизонт, который позволяет минимальными геологическими исследованиями получить о нем максимум информации. Затем для изучения характера изменения плотности поднятий удобно применить статистический метод («метод статистического окна»). Размер статистического окна выбирается эмпирически для данной территории путем сопоставления величины дисперсии для разных размеров окна.

Согласно исследованиям И. С. Гутмана, при изучении плотности локальных поднятий в пределах Русской платформы оказалось наиболее рациональным для статистического окна принять квадрат площадью в 1000 км<sup>2</sup>. Полученный квадрат, вычерченный в масштабе карты, накладывается на карту с положением локальных поднятий и последовательно сдвигается на половину своего сечения в целях изучения плотности распределения локальных поднятий. Для этого подсчитывается суммарная площадь всех поднятий внутри каждого положения статистического окна и полученная сумма делится на площадь окна. Частное от деления суммарной площади, занятой локальными поднятиями внутри статистического окна, на площадь всего окна и представляет собой коэффициент плотности локальных поднятий. Можно эту плотность поднятий выражать в процентах от площади статистического окна.

Согласно данным о плотности локальных поднятий в пределах каждого статистического окна строится в изолиниях карта плотности поднятий, по которой средневзвешенная величина коэффициента плотности поднятий по опорному горизонту ( $n$ ) вычисляется по соотношению:

$$n = \frac{\sum f n'}{\sum n'}, \quad (\text{IV.11})$$

где  $f$  — площади участков между отдельными изолиниями плотности поднятий в  $ga$ ;  $n'$  — средние значения коэффициента плотности поднятий между изолиниями для соответствующих участков площади.

Составленная карта дает возможность получить данные о плотности поднятий в процентах в любых участках территории, она позволяет определить величину плотности поднятий путем интерполяции на промежуточных участках, на которых данных нет, а также вычислять

закономерности изменения плотности поднятий по отдельным тектоническим сооружениям и в пределах всей эталонной территории в целом. Наконец, карта распределения плотности поднятий позволяет глубоко с геологической точки зрения рассмотреть закономерности их распределения для более обоснованной экстраполяции по аналогии на прогностную территорию, не прибегая к расчетам на «осредненную структуру».

Следует, однако, иметь в виду, что указанная выше карта плотности поднятий отражает состояние разведки эталонной территории и особенно размер сетки размещения разведочных скважин. Поэтому вероятность обнаружения поднятий, площадь которых меньше размера разведочной сети, уменьшается с уменьшением размера поднятий. Естественно, что при уменьшении размера разведочной сети число мелких поднятий, выявляемых более плотной сеткой, будет увеличиваться. Однако возникающие неточности в определении плотности распределения локальных поднятий, зависящие от размера разведочной сети, вообще весьма ничтожны и не имеют существенного значения при достаточной разбуренности эталонной территории, которая и выбирается с учетом ее достаточной разбуренности.

Кроме того, принятая в том или другом регионе сетка размещения разведочных скважин обычно и выбирается с учетом характерных особенностей распределения локальных поднятий и их средних размеров. В связи с этим более мелкие редкие локальные поднятия в данном регионе не учитываются, так как они имеют ничтожное значение. На карте плотности локальных поднятий крупные поднятия, а также сближенные средние поднятия обычно образуют максимумы плотности, наоборот, редкие и резко разобщенные средние поднятия представлены минимумами плотности. Средние значения плотности поднятий по крупным тектоническим сооружениям северо-восточной части Русской платформы, по данным И. С. Гутмана, колеблются в пределах 11,7—22,1%. Как уже указывалось выше, для построения в изолиниях карты плотности локальных поднятий обычно выбирается какой-либо верхний опорный горизонт, хорошо выраженный на данной эталонной территории и хорошо прослеживаемый доступными геологическими и геофизическими исследованиями.

Между тем основной задачей является изучение распределения плотности поднятий более глубоких нефтеносных стратиграфических горизонтов (или нефтеносных свит). В связи с этим возникает необходимость составления карты плотности поднятий более глубоких нефтеносных горизонтов (или свит) по данным карты плотности поднятий вышележащих опорных горизонтов, закартированных теми или другими геолого-геофизическими исследованиями. Составление карты плотностей поднятий для нижних нефтеносных горизонтов следует производить не для отдельных нефтеносных горизонтов, а в целом для всей нефтеносной свиты (или для отдельных ее страти-



графических комплексов), оконтуривая структуру нефтеносной свиты в целом (или отдельных ее стратиграфических комплексов) по последней замкнутой изогипсе.

Нередко структурные планы вышележащих опорных горизонтов и нижележащих нефтеносных свит не совпадают; более того часто наблюдается несоответствие в структурных планах отложений разного возраста, когда при наличии структур в верхних горизонтах они отсутствуют в нижних и, наоборот, структуры отсутствуют в верхних горизонтах и наблюдаются в нижних. В связи с этим возникает вопрос о степени соответствия карты распределения локальных поднятий по опорному горизонту со структурным планом нефтеносной свиты. А именно, если известна степень соответствия структурных планов их, то тогда плотность поднятий по нефтеносной свите может быть получена по карте плотности поднятий, построенной по опорному горизонту с учетом коэффициента степени соответствия структурных планов опорного горизонта и продуктивной свиты.

Этот коэффициент соответствия структурных планов следует вычислять в среднем для всей свиты с учетом всех данных по карте плотности поднятий опорного горизонта и по нефтеносной свите (или раздельно для отдельных ее стратиграфических комплексов и отдельных структурных элементов).

Тогда коэффициент степени соответствия структур  $r$  равен отношению суммы площадей локальных поднятий, выявленных по нефтеносной свите в целом (или по ее отдельным стратиграфическим комплексам и тектоническим элементам),  $\Sigma f_n$  к сумме площадей всех выявленных поднятий по опорному горизонту (или к сумме части их, соответствующей данному тектоническому элементу)  $\Sigma f_m$ :

$$r = \frac{\Sigma f_n}{\Sigma f_m}. \quad (IV.12)$$

Иначе говоря, коэффициент  $r$  представляет собой отношение плотности структур нефтеносной свиты к плотности структур по опорному горизонту.

Коэффициент соответствия структур  $r$  удобнее всего определять путем сопоставления двух карт плотности поднятий по эталонной территории, а именно: карты плотности поднятий по опорному горизонту и карты плотности поднятий по нефтеносной свите. Затем обе карты совмещают и рассчитывают коэффициент  $r$  в целом для всей нефтеносной свиты и раздельно по отдельным тектоническим элементам согласно выражению (IV.12).

Указанные выше величины коэффициента плотности поднятий по опорному горизонту  $n$  и коэффициента степени соответствия структур  $r$ , вычисленные на эталонной территории, могут быть по аналогии использованы для прогнозной территории для вычисления вероятной нефтеносной площади, занятой поднятиями. В самом деле,

допустим, что вся предполагаемая нефтеносная прогнозная территория оценивается в  $F$  км<sup>2</sup>. Тогда, согласно сказанному выше, в пределах территории  $F$  можно определить площадь, возможно занятую поднятиями по нефтеносной свите, в размере  $Fng$  км<sup>2</sup>.

В связи с тем, что коллекторские свойства пород обычно изменчивы по площади и по мощности отложений, необходимо учесть эти изменения на эталонной территории и экстраполировать полученные данные на сходную в геологическом отношении прогнозную территорию. Таким образом, учитывая изменчивость коллекторских свойств по площади, можно предполагать, что не вся площадь поднятий, вычисленная для нефтеносной свиты в размере  $Fng$  км<sup>2</sup>, будет характеризоваться наличием коллекторов, а только часть ее. Необходимо ввести некоторый коэффициент  $d$ , учитывающий ту часть поднятий, которая может быть занята коллекторами. Коэффициент  $d$  определяется по эталонной территории по формуле:

$$d = \frac{\sum F_k}{\sum F_n}, \quad (IV.13)$$

где  $\sum f_k$  — сумма части площадей всех локальных поднятий (в пределах последней замкнутой изогипсы) по нефтеносной свите, в пределах которых имеются коллекторы в км<sup>2</sup> (в случае наличия в пределах локального поднятия по нефтеносной свите нескольких продуктивных горизонтов берется средняя площадь из указанных горизонтов);  $\sum F_n$  — сумма полных площадей всех локальных поднятий по нефтеносной свите (в пределах последней замкнутой изогипсы) в км<sup>2</sup>. При отсутствии выклинивания коллекторов в пределах локальных поднятий по нефтеносной свите (в границах последней замкнутой изогипсы) коэффициент  $d$  равен единице.

Изменчивость коллекторских свойств по мощности можно определять коэффициентом структуры разреза  $k$ , учитывающим долю развития коллекторов в общей мощности нефтеносной свиты. Для этого возникает необходимость определения на эталонной территории по нефтеносной свите суммарной мощности коллекторов (насыщенных нефтью и пустых)  $h_k$  в м и полной мощности нефтеносной свиты (с учетом коллекторов и неколлекторов)  $h_{св}$  в м;  $h_k$  и  $h_{св}$  находят по картам изопахит обычным путем как средневзвешенные по площади величины.

Тогда

$$k = \frac{h_k}{h_{св}}. \quad (IV.14)$$

Таким образом, коэффициент структуры разреза  $k$  представляет собой отношение средневзвешенной (по площади) мощности коллекторов (пустых и насыщенных нефтью) в пределах нефтеносной свиты (в границах последней замкнутой изогипсы) к полной средневзвешенной (по площади) мощности всей нефтеносной свиты (от кровли до

подошвы свиты). Вычисленный по эталонной площади коэффициент структуры разреза по аналогии используется для прогнозной территории.

После определения коэффициентов  $d$  и  $k$  можно определить на прогнозной территории вероятный объем коллекторов  $V$ , если известна общая мощность нефтеносной свиты на прогнозной территории  $H$ . Этот объем пород-коллекторов на прогнозной территории составит (в км<sup>3</sup>)

$$V = Fnr dHk. \quad (IV.15)$$

После определения объема пород-коллекторов можно перейти к расчету количественного содержания в них нефти по одному из двух следующих вариантов. В первом варианте запасы рассчитывают по содержанию нефти на единицу объема породы-коллектора. В этом случае по эталонной территории определяются средние удельные запасы нефти на единицу объема породы-коллектора (в т/км<sup>3</sup>)

$$q = \frac{\sum Q}{\sum V}, \quad (IV.16)$$

где  $\sum Q$  — суммарные запасы нефти (газа или углеводородов) в пределах всех поднятий нефтеносной свиты (на эталонной территории) в т;  $\sum V$  — суммарный объем пород-коллекторов (содержащих и не содержащих углеводороды) нефтеносной свиты в пределах всех выявленных ловушек (пустых и нефтеносных) в км<sup>3</sup>.

Величина  $\sum V$  определяется по карте изопакит суммарной мощности коллекторов, содержащих и не содержащих нефть (составленной для данной нефтеносной свиты эталонной территории), на которой нанесены все локальные поднятия (ловушки) в пределах последней замкнутой изогипсы и границы площадного распространения коллекторов.

Тогда запасы нефти на прогнозной территории (в т), используя величину  $q$  по аналогии, определяют по соотношению:

$$Q = Fnr dHkq. \quad (IV.17)$$

Во втором варианте запасы нефти можно рассчитать по данным о величине запасов на единицу объема пористого пространства пород-коллекторов, если можно оценить на прогнозной территории по аналогии с эталонной величину коэффициента пористости  $m$ .

На эталонной территории определяют удельные запасы нефти  $q_1$  (газа или углеводородов) на единицу объема пористого пространства пород-коллекторов по формуле:

$$q_1 = \frac{\sum Q}{\sum V_1}, \quad (IV.18)$$

где  $\sum Q$  — определяется согласно уравнению (IV.16);  $\sum V_1$  — суммарный объем порового пространства в породах-коллекторах (содержа-

щих и не содержащих углеводороды) нефтеносной свиты в пределах всех выявленных ловушек (пустых и нефтеносных) в км<sup>3</sup>.

Величину  $\Sigma V_1$  удобнее всего определять по карте, составленной по данным произведения суммарной мощности коллекторов на коэффициент пористости ( $Им$ ) для нефтеносной свиты эталонной территории, на которой нанесены локальные поднятия (ловушки) в пределах последней замкнутой изогипсы и границы площадного распространения коллекторов.

Тогда запасы нефти  $Q_1$  на прогнозной территории, с учетом среднего коэффициента пористости на эталонной территории  $m$  по аналогии равны (в  $m$ ):

$$Q_1 = Fnr dHkmq_1. \quad (IV.19)$$

Средний коэффициент пористости  $m$  определяют на эталонной территории как среднюю арифметическую величину или в случае возможности, как средневзвешенную величину (по площади) на основе составления карты изолиний коэффициента пористости для всех выявленных локальных структур.

Совершенно очевидно, что указанный выше расчет может быть значительно уточнен, если вести его отдельно по отдельным стратиграфическим комплексам и отдельным тектоническим элементам. Для этого требуется рассчитывать исходные данные на эталонной территории отдельно с последующим разделным их применением по аналогии при подсчете запасов по прогнозной территории.

В связи с тем, что полной аналогии между эталонной и прогнозной территориями обычно не наблюдается, целесообразно при подсчете запасов нефти по прогнозной территории учитывать также некоторый коэффициент аналогии. Коэффициент аналогии, по существу, представляет собой произведение индексов изменения ряда коэффициентов, входящих в формулу подсчета (IV.19) на прогнозной территории по сравнению с эталонной. Таким образом, указанный коэффициент  $w$  является комплексным и может быть введен в формулу подсчета, если удастся оценить эти изменения (или часть их). Если эти изменения оценить нельзя, то комплексный коэффициент аналогии  $w$  принимается равным единице.

При учете коэффициента  $w$  формула объемно-статистического метода подсчета прогнозных запасов нефти примет следующее общее выражение:

$$Q = Fnr dHkqw \quad (IV.20)$$

или

$$Q_1 = Fnr dHkmq_1w. \quad (IV.21)$$

## КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Залежи и месторождения нефти и газа можно классифицировать по различным признакам: современному тектоническому строению ловушек, к которым приурочены эти месторождения и залежи, истории их развития; возрасту продуктивных пластов и горизонтов; литологическому составу вмещающих пород; соотношению и взаимному расположению в залежах нефти, газа и воды; физико-химическим свойствам углеводородов, количеству залежей, слагающих месторождения и т. п.

Обычно основное внимание исследователи уделяют классификации месторождений и залежей по тектоническому признаку и типам вмещающих коллекторов. Подобная классификация необходима для выбора рационального комплекса геофизических исследований, проектирования и проведения геологопоисковых и разведочных работ.

Однако наиболее важными для нефтяной и газовой промышленности показателями являются фазовые состояния углеводородов, образующих месторождения (залежи) нефти и газа, и величина их запасов. Совершенно очевидно, что рассмотрение лишь указанных показателей не позволяет полностью оценить промышленное значение месторождения (залежи). Для полной характеристики промышленного значения месторождения (залежи) углеводородов необходимо учитывать также глубину залегания продуктивных отложений, удельные запасы, приходящиеся на единицу площади, режим работы продуктивных пластов, их коллекторские свойства, физико-химические свойства содержащихся в них нефти, газа и пластовой воды, их взаимоотношения и т. п.

Важнейшую роль играют и чисто экономические факторы: географическое положение месторождения, наличие транспортных путей, удаленность от крупных промышленных объектов и др.

Для учета всех перечисленных факторов необходимо производить очень сложные экономические исследования. В нашей работе мы ограничились лишь классификацией месторождений (залежей) нефти и газа по их фазовому состоянию и величине запасов.

## § 1. Классификация залежей и месторождений по фазовому состоянию углеводородов в них

Для изучения закономерностей пространственного распространения залежей углеводородов, находящихся в различном фазовом состоянии, целесообразно подразделить их на четыре основных типа: нефтяные, газонефтяные (залежи нефти с газовой шапкой), газоконденсатные и газовые. Кроме этих основных типов, можно, как это сделано В. Г. Васильевым, Н. С. Ерофеевым и др., выделить еще и переходные подтипы залежей по преобладающему в количественном отношении фазовому состоянию. В. П. Савченко и М. Я. Зыкин предлагают, например, выделять газовые залежи с нефтяной оторочкой промышленного и непрямоугольного значения и т. п.

Однако выделение большого количества различных градаций залежей не является необходимым при оценке прогнозных запасов. Поэтому остановимся на четырех вышеперечисленных основных типах залежей. Следует лишь пояснить, что к газоконденсатным отнесены залежи газа с содержанием растворенных углеводородов не менее  $40 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , как это принято в промышленности.

Несколько сложнее обстоит дело с классификацией по этому признаку многопластовых месторождений углеводородов, когда на разных стратиграфических уровнях могут присутствовать залежи различных типов. В этих случаях целесообразно давать им составную характеристику, располагая названия типов залежей по порядку, начиная с наиболее значимых по суммарным геологическим запасам. При этом для сравнения запасов различного типа залежей следует приводить запасы газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей к условным запасам нефти.

Предположим, что имеется многопластовое месторождение. В его разрезе выделяются два нефтяных пласта с суммарными геологическими запасами 50 млн. *т*, одна газонефтяная залежь с геологическими запасами 20 млн. *т* нефти и 10 млрд.  $\text{м}^3$  газа и одна газоконденсатная с запасами 25 млрд.  $\text{м}^3$  газа и 2,5 млн. *т* конденсата<sup>1</sup>. При приведении запасов газа к условным запасам нефти ( $1000 \text{ м}^3 \text{ газа} = 1 \text{ т условной нефти}$ ) оказывается, что суммарные приведенные запасы газонефтяной залежи равны 30 млн. *т*, а газоконденсатной 5 млн. *т*. Таким образом, месторождение является сложным, содержащим запасы нефти, газа и газоконденсата.

## § 2. Классификация залежей и месторождений по величине запасов углеводородов в них

Классификация залежей как жидких, так и газообразных углеводородов в зависимости от величины заключенных в их недрах запасов играет важную роль для планирования капиталовложений

<sup>1</sup> Приравниваем условно 1 *т* конденсата 1 *т* нефти.

в промышленное и промышленное строительство, в определении порядка ввода месторождений в разработку и т. д. В зависимости от величины запасов и размеров месторождения, определяют задачи проектирования и мероприятия по разработке нефтяных и газовых месторождений. Для крупных месторождений необходимо составлять генеральную схему разработки и лишь после ее утверждения центральными производственными и научно-исследовательскими организациями приступать к ее осуществлению.

В то же время более мелкие месторождения могут разрабатываться по проектам, составленным местными производственными или научно-исследовательскими органами.

Кроме того, в зависимости от величины запасов газовых месторождений решается вопрос о возможности его использования для дальней транспортировки в крупные промышленные центры страны или для удовлетворения потребностей предприятий областного и местного значения.

Составление классификации залежей углеводородов по величине их запасов может играть важную роль при рассмотрении и оценке перспектив развития отдельных нефтегазоносных регионов. В самом деле, знание доли суммарных запасов нефти и газа по каждому выделенному ниже интервалу запасов и доли соответствующих месторождений к общему числу запасов и выявленных месторождений позволит судить о преобладающем значении соответствующей категории месторождений и перспективных их поисков.

Частота нахождения месторождений данного интервала запасов в соответствующем регионе определяет вероятность нахождения таких же месторождений при дальнейших поисках и разведке залежей нефти и газа.

Классификация залежей углеводородов по величине их запасов облегчает также изучение закономерностей распределения залежей нефти и газа и прогноза их нахождения.

В этом случае по отдельным классам интервалов запасов можно выбрать типовые представители (того или другого класса в зависимости от доли их участия в общем числе месторождений данного региона), которые и явятся объектами детального изучения.

Такая классификация залежей нефти весьма полезна и при изучении закономерностей распределения запасов, и при выявлении количественных характеристик между величиной запасов и различными геологическими факторами. Это должно явиться основой научной разработки методов прогнозирования при определении перспектив и задач поисков нефтяных и газовых месторождений.

В настоящее время единственной официальной классификацией месторождений углеводородов по величине содержащихся в них запасов является классификация, принятая Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР. По этой классификации все месторождения нефти и газа подразделены

на три класса. К первому отнесены н е б о л ь ш и е месторождения нефти с запасами до 10 млн. *т* и месторождения газа с запасами до 5 млрд. *м*<sup>3</sup>; месторождения нефти с запасами от 10 до 50 млн. *т* и месторождения газа с запасами от 5 до 30 млрд. *м*<sup>3</sup> относятся ко второму классу с р е д н и х месторождений; третий класс к р у п н ы х месторождений составляют месторождения нефти с запасами более 50 млн. *т* и месторождения газа с запасами более 30 млрд. *м*<sup>3</sup>.

Принятые здесь интервалы запасов, определяющих классы месторождений, взяты эмпирически, исходя из ориентировочных представлений о задачах подготовки запасов для обоснования проектирования разработки месторождений и капиталовложений в промышленное и промышленное строительство. Совершенно очевидно, что такая эмпирическая классификация месторождений нефти и газа по их запасам не вытекает из каких-либо, даже самых общих, исследований и весьма схематична. Более того, она не охватывает всех интервалов (более крупных) запасов, выявленных в последние годы, а также мелкие месторождения, имеющие, по существу, лишь местное значение.

Более подробная классификация запасов нефтяных месторождений была предложена С. П. Козленко. Она предусматривает разделение всех нефтяных месторождений на пять классов с запасами: I — до 5 млн. *т*; II — от 5 до 25 млн. *т*; III — от 25 до 125 млн. *т*; IV — от 125 до 625 млн. *т* и V — свыше 625 млн. *т*.

Несколько иное разделение нефтяных месторождений на классы предложено М. М. Бренером. Он выделяет также пять классов с интервалами запасов: I — м е л к и е — до 10 млн. *т*; II — н е б о л ь ш и е — от 10 до 50 млн. *т*; III — с р е д н и е — от 50 до 100 млн. *т*; IV — к р у п н ы е — от 100 до 300 млн. *т* и V — у н и к а л ь н ы е — от 300 до 500 млн. *т* и более.

Необходимо отметить, что в работах как С. П. Козленко, так и М. М. Бренера отсутствуют какие-либо обоснования выделения указанных классов месторождений.

Американская ассоциация нефтяных геологов все месторождения нефти с запасами до 13,5 млн. *т* (100 млн. баррелей) относит к мелким, крупные месторождения подразделяют на четыре класса: I — 13,5—67,5 млн. *т*; II — 67,5—135 млн. *т*; III — 135—1350 млн. *т*; IV — свыше 1350 млн. *т*.

В связи с указанным, а также для выявления наиболее представительных групп запасов (и месторождений) в целях дальнейшего более детального их изучения и установления количественных связей между запасами и различными геологическими факторами, на кафедре «Промысловой геологии газа и нефти» МИНХ и ГП под руководством М. А. Жданова был проведен анализ распределения величин запасов и соответствующих им количеств месторождений по Советскому Союзу. Анализ по нефтяным месторождениям



производила группа В. А. Долицкого, а по газовым — группа Е. В. Гординского.

Основным материалом для исследований послужили данные о начальных геологических запасах нефти и газа месторождений Советского Союза, отнесенных к категориям А, В и  $C_1$  как утвержденных ГКЗ, так и оперативных. Запасы категории  $C_2$ , а также забалансовые запасы при проведении анализа не учитывались ввиду недостаточной достоверности их.

### Классификация месторождений нефти

Для классификации нефтяных месторождений СССР по их запасам были использованы данные по некоторым разведанным месторождениям. Для выявления характера распределения запасов и соответствующего им числа месторождений все имеющиеся данные по этим месторождениям были сгруппированы в ряд с интервалом запасов в 10 млн. *т* (рис. 2, 3). В связи с наличием лишь единичных месторождений нефти с запасами более 350 млн. *т* они были помещены в общий ряд распределения запасов.

На рис. 2 показан процент месторождений в каждом интервале запасов по отношению к числу месторождений, по своим запасам попадающим в первый интервал. Рис. 3 характеризует отношение суммарных запасов месторождений по интервалам к суммарным запасам месторождений первого интервала.

Сопоставление полученных диаграмм показывает, что по мере увеличения цифр запасов, приходящихся на одно месторождение в интервале, число месторождений быстро убывает. Так, если в интервале 0—10 млн. *т* количество их составляет 100%, то в интервалах 10—40 млн. *т* оно равно около 42% от количества месторождений первого интервала, а в интервалах 40—80 млн. *т* составляет соответственно лишь около 14% и т. д.

Для изучения распределения мелких месторождений (с запасами до 10 млн. *т*) и запасов по ним построены графики (рис. 4, 5), являющиеся детализацией первых интервалов предыдущих графиков. Анализ этих графиков показывает примерно равномерное распределение запасов по интервалам в пределах 1—10 млн. *т*. В то же время количество мелких месторождений по тем же интервалам запасов неуклонно снижается к граничной цифре — 10 млн. *т*.

Таким образом, рассмотрение статистической закономерности распределения запасов и месторождений показывает целесообразность группу мелких месторождений определить в границах 1—10 млн. *т*.

Аналогично сказанному анализ указанных выше статистических данных о распределении запасов нефти по большому количеству месторождений Советского Союза приводит к выводу о целесообразности подразделения всех месторождений нефти на семь классов.

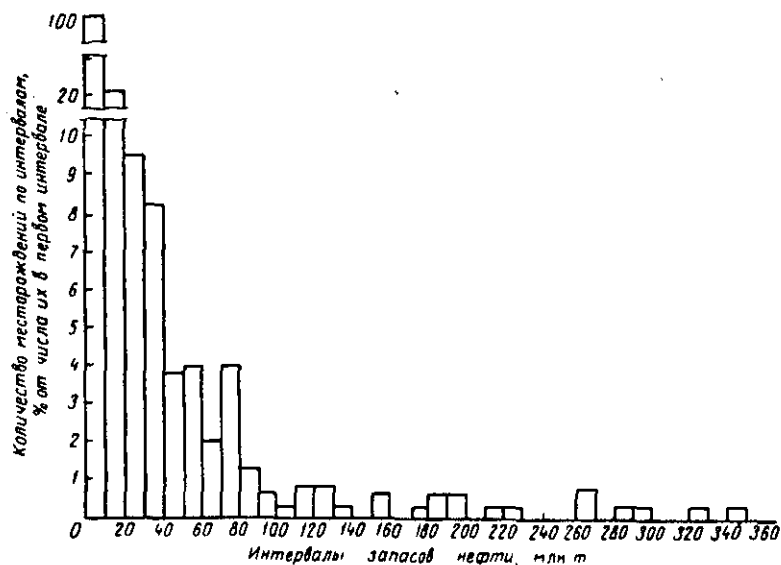


Рис. 2. Распределение нефтяных месторождений по равномерным интервалам запасов.

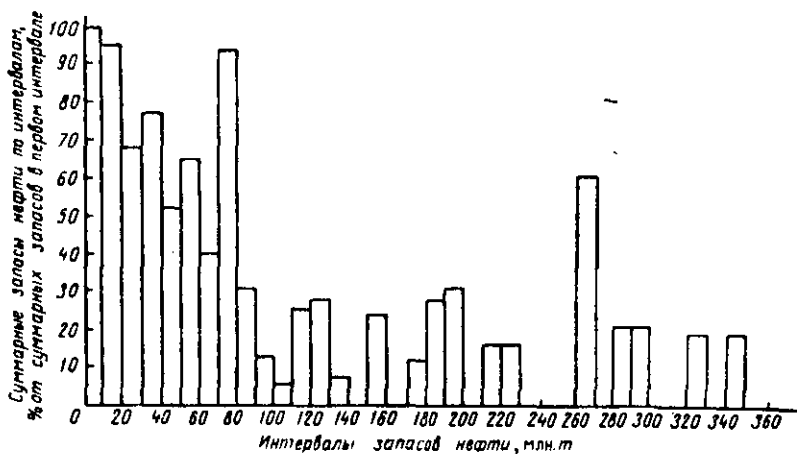


Рис. 3. Распределение запасов нефтяных месторождений по равномерным интервалам запасов.

К I классу следует относить очень мелкие месторождения с запасами нефти, не превышающими 1 млн. т. Они составляют значительную долю от общего количества месторождений нефти

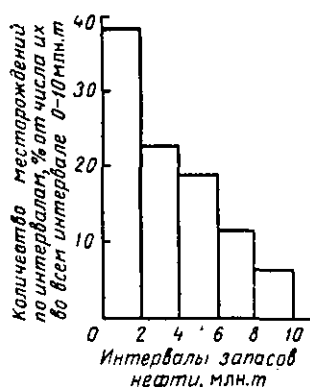


Рис. 4. Распределение мелких нефтяных месторождений по равномерным интервалам запасов.

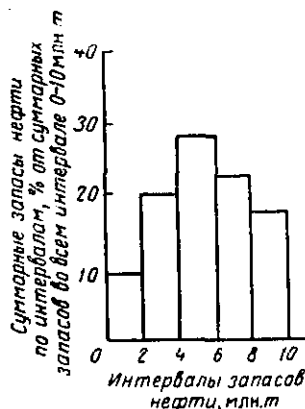


Рис. 5. Распределение запасов мелких нефтяных месторождений по равномерным интервалам запасов.

и в то же время содержат незначительные запасы. Мелкие месторождения с запасами нефти от 1 до 10 млн. т входят во II класс.

В III класс средних месторождений следует включить нефтяные месторождения с запасами от 10 до 40 млн. т. К этой группе относится уже значительно меньшее количество месторождений по сравнению с двумя предыдущими и в то же время запасы их значительно превосходят суммарные запасы месторождений двух первых классов.

Общее число очень мелких, мелких и средних месторождений составляет львиную долю от общего числа месторождений Советского Союза, хотя их суммарные запасы значительно уступают по величине суммарным запасам более крупных месторождений. Учитывая значение крупных месторождений в общем балансе запасов страны, их целесообразно подразделить на четыре класса.

К крупным месторождениям (IV класс) следует отнести нефтяные месторождения с запасами от 40 до 80 млн. т. В V класс очень крупных месторождений входят нефтяные месторождения с запасами от 80 до 200 млн. т. Месторождения с запасами от 200 до 500 млн. т выделяются в VI класс крупнейших месторождений. Кроме того, месторождения с запасами свыше 500 млн. т образуют VII класс гигантов.

Распределение числа месторождений в каждом из этих классов (в процентах от числа всех обследованных месторождений) показано в табл. 8.

Таблица 8

## Распределение нефтяных месторождений по классам

| Классы нефтяных месторождений СССР | Интервалы запасов, млн. т | Количество месторождений в каждом классе, % от их общего числа |
|------------------------------------|---------------------------|--|
| I. Очень мелкие                    | 0—1                       | 13,5   |
| II. Мелкие                         | 1—10                      | 46,5   |
| III. Средние                       | 10—40                     | 25,2   |
| IV. Крупные                        | 40—80                     | 9,1  |
| V. Очень крупные                   | 80—200                    | 3,6  |
| VI. Крупнейшие                     | 200—500                   | 1,5  |
| VII. Гиганты                       | Более 500                 | 0,6  |
| Всего . . .                        |                           | 100,0  |

## Классификация месторождений газа

При разработке классификации месторождений СССР по их запасам были использованы данные по 309 месторождениям газа и газоконденсата с общими геологическими запасами, равными 3 591 625 млн. м<sup>3</sup>.

Так же, как и для нефтяных месторождений, для газовых принимали во внимание лишь запасы, подсчитанные по категориям А, В и С<sub>1</sub>. Исключение было сделано лишь для

четырех газовых месторождений (Тазовского, Заполярного, Пурпейского и Ново-Портовского), расположенных на севере Западной Сибири, по которым учитывались и запасы категории С<sub>2</sub>. Такое исключение из общего правила допущено в связи с тем, что эти месторождения очень крупные, их газоносность подтверждена опробованием ряда скважин и, судя по геологическим предпосылкам, общие запасы свободного газа в процессе дальнейшей разведки их могут скорее возрасти, чем уменьшиться.

Все фактические данные о запасах по 309 учтенным месторождениям газа сведены нами в табл. 9. В этой таблице интервалы запасов выбраны следующим образом. До 10 млрд. м<sup>3</sup> они даны через 1 млрд. м<sup>3</sup>. Начиная с 10 млрд. м<sup>3</sup>, в связи с тем, что количество месторождений резко снижается, нами был принят интервал запасов в 10 млрд. м<sup>3</sup>; по тем же соображениям, начиная со 100 млрд. м<sup>3</sup>, интервал был увеличен до 50 млрд. м<sup>3</sup>.

На основании данных табл. 9 составлена диаграмма (рис. 6). На оси абсцисс этой диаграммы показаны запасы газа по тем же интервалам, что и в табл. 9. По оси ординат отложены количество месторождений по интервалам в % от общего числа их и суммарные запасы газа по интервалам в % от общих запасов.

На этой диаграмме отчетливо видно, что почти 50% (48,20%) месторождений свободного газа имеют запасы, не превышающие 1 млрд. м<sup>3</sup>. На их долю приходится всего лишь 1,4% от общих запасов газа. Значительно меньшее число месторождений падает на последующие интервалы и число месторождений каждой последующей группы вплоть до интервала 10—20 млрд. м<sup>3</sup> закономерно уменьшается.

Так, число месторождений, попадающих в интервал 1—2 млрд.  $\text{м}^3$  составляет 13,20% от общего числа, в интервал 2—3 млрд.  $\text{м}^3$  — 7,76% и т. д. Суммарные запасы свободного газа месторождений, попадающих в интервалы от 1 до 10 млрд.  $\text{м}^3$ , колеблются от 0,3 до 1,70% от общих запасов. В интервале 10—20 млрд.  $\text{м}^3$  уже видно резкое преобладание суммарных запасов (6,9% над количеством месторождений, попадающих в данный интервал (5,94%).

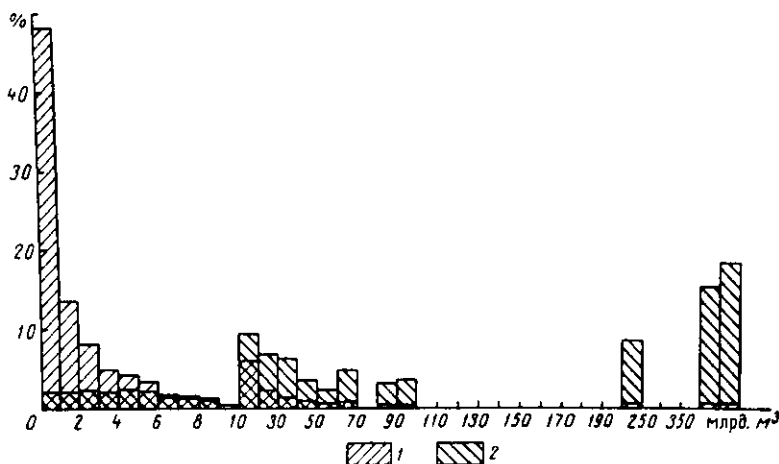


рис. 6. Распределение газовых месторождений СССР и их запасов по равным интервалам запасов.

1 — суммарные запасы газа по интервалам в % от общих запасов газовых месторождений; 2 — количество месторождений по интервалам в % от их общего числа.

В интервалах 20—30, 30—40 и т. д. до интервала 70—80 млрд.  $\text{м}^3$  количество месторождений довольно быстро уменьшается и в интервал 70—80 млрд.  $\text{м}^3$  не попадает ни одного месторождения. Запасы по интервалам колеблются в пределах 1,7—6,9% от общих запасов. Всего запасами до 80 млрд.  $\text{м}^3$  обладают 300 месторождений (из общего числа 309). Из оставшихся девяти месторождений одно попадает в интервал 80—90, одно в 90—100, одно в 100—150, одно в 150—200, два в 200—250, одно в 400—450 и два в 450—500 млрд.  $\text{м}^3$ .

Несмотря на незначительное число месторождений с запасами свыше 200 млрд.  $\text{м}^3$  (пять месторождений), на их долю приходится почти 50% (49,6%) от общих разведанных запасов свободного газа, при этом на долю двух месторождений с запасами газа свыше 450 млрд.  $\text{м}^3$  — более 26,2% от запасов газа по Советскому Союзу. Характер распределения месторождений газа и запасов в них по

интервалам запасов позволяет наиболее целесообразно подразделить их на следующие семь классов: I — до 1 млрд. м<sup>3</sup> — очень мелкие; II — от 1 до 10 — мелкие; III — от 10 до 40 — средние; IV — от 40 до 80 — крупные; V — от 80 до 200 — очень крупные; VI — от 200 до 500 — крупнейшие; VII — свыше 500 млрд. м<sup>3</sup> — гиганты.

Таблица 9

**Распределение газовых и газоконденсатных месторождений СССР по интервалам запасов**

| Интервалы запасов газа, млрд. м <sup>3</sup> | Количество месторождений | Количество месторождений по интервалам, % от общего их числа | Суммарные запасы газа, млн. м <sup>3</sup> | Суммарные запасы по интервалам, % от общих запасов |
|--|--------------------------|--|--|--|
| 0—1  | 148                      | 48.20  | 50 423                                     | 1.40   |
| 1—2  | 41                       | 13.20  | 59 831                                     | 1.65   |
| 2—3  | 24                       | 7.76   | 61 170                                     | 1.70   |
| 3—4  | 15                       | 4.80   | 50 493                                     | 1.40   |
| 4—5  | 12                       | 3.80   | 54 148                                     | 1.50   |
| 5—6  | 11                       | 3.54   | 59 872                                     | 1.65   |
| 6—7  | 5                        | 1.52   | 32 267                                     | 0.90   |
| 7—8  | 4                        | 1.28   | 29 474                                     | 0.80   |
| 8—9  | 3                        | 0.96   | 25 734                                     | 0.70   |
| 9—10   | 1                        | 0.32   | 10 000                                     | 0.30   |
| 10—20  | 18                       | 5.94   | 247 836                                    | 6.90   |
| 20—30  | 7                        | 2.25   | 182 075                                    | 5.10   |
| 30—40  | 5                        | 1.60   | 164 402                                    | 4.80   |
| 40—50  | 3                        | 0.96   | 92 431                                     | 2.50   |
| 50—60  | 1                        | 0.32   | 58 703                                     | 1.70   |
| 60—70  | 2                        | 0.65   | 129 026                                    | 3.60   |
| 70—80  | —                        | —  | —  | —  |
| 80—90  | 1                        | 0.32   | 89 766                                     | 2.50   |
| 90—100                                       | 1                        | 0.32   | 94 953                                     | 2.70   |
| 100—150                                      | 1                        | 0.32   | 135 000                                    | 3.80   |
| 150—200                                      | 1                        | 0.32   | 172 000                                    | 4.80   |
| 200—250                                      | 2                        | 0.65   | 437 494                                    | 12.10  |
| 250—300                                      | —                        | —  | —  | —  |
| 300—350                                      | —                        | —  | —  | —  |
| 350—400                                      | —                        | —  | —  | —  |
| 400—450                                      | 1                        | 0.32   | 403 092                                    | 11.30  |
| 450—500                                      | 2                        | 0.65   | 951 435                                    | 26.20  |
| Итого  | 309                      | 100  | 3 591 625                                  | 100  |

Распределение газовых месторождений СССР по принятым классам показано в табл. 10.

По материалам, приведенным в табл. 10, составлена диаграмма распределения месторождений газа по классам (рис. 7). На оси

абсцисс диаграммы показаны принятые интервалы запасов по классам (в млрд.  $m^3$ ), а на оси ординат — количество месторождений по классам в % от их общего числа и суммарные запасы по классам в % от общих запасов свободного газа в СССР. Диаграмма, изображенная на рис. 7, показывает, что около 50% (48,2%) от общего числа месторождений относится к I классу (очень мелкие месторождения) и имеют запасы, равные лишь 1,4% от общих запасов свободного газа.

Таблица 10

Распределение запасов месторождений по принятым классам

| Классы газовых месторождений | Интервалы запасов газа, млрд. $m^3$ | Количество месторождений | Количество месторождений по классам, % от общего их числа | Суммарные запасы газа, млн. $m^3$ | Суммарные запасы газа по классам, % от общих запасов |
|------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|---|-----------------------------------|--|
| I                            | 0—1                                 | 148                      | 48,20   | 50 423                            | 1,4  |
| II                           | 1—10                                | 116                      | 37,18   | 382 989                           | 10,6   |
| III                          | 10—40                               | 30                       | 9,79  | 594 313                           | 16,8   |
| IV                           | 40—80                               | 6                        | 1,93  | 280 160                           | 7,8  |
| V                            | 80—200                              | 4                        | 1,28  | 491 719                           | 13,8   |
| VI                           | 200—500                             | 5                        | 1,62  | 1 792 021                         | 49,6   |
|                              | Всего                               | 309                      | 100,0   | 3 591 625                         | 100,0  |

VI класс (крупнейшие месторождения), несмотря на малое число своих представителей (пять месторождений или 1,62% от их общего числа), содержит 49,6% от общих запасов свободного газа.

Месторождения-гиганты с запасами газа свыше 500 млрд.  $m^3$  (VII класс) в пределах СССР пока не обнаружены, однако имеющиеся в настоящее время геологические данные позволяют ожидать в скором времени открытия газовых месторождений-гигантов. Особенно перспективным в этом отношении является Север Западной Сибири, где уже сейчас на ряде лишь частично разведанных месторождений мы имеем запасы свободного газа, позволяющие отнести их к категории крупнейших.

Таким образом, 85,38% месторождений, относящихся к двум первым классам, содержат всего 12% от общих запасов газа, а на долю девяти месторождений (2,90% от общего числа месторождений), относящихся к V и VI классам, приходится более половины (63,4%) всех разведанных в пределах Советского Союза запасов свободного газа.

Предлагаемая нами классификация месторождений жидких и газообразных углеводородов предполагает подразделение как нефтяных, так и газовых месторождений на семь классов. Кроме того, если

привести запасы газовых месторождений к нефти (считая, что 1 т нефти эквивалентна 1000 м<sup>3</sup> газа), то окажется, что выбранные нами интервалы запасов по классам одинаковы и для нефтяных и для газовых месторождений. Это совпадение облегчает решение вопроса с классификацией месторождений газоконденсата, газонефтяных месторождений и смешанных месторождений (имеющих залежи различных типов углеводородов). Для определения класса месторождений этих видов достаточно привести запасы газа к нефти и сложить их с запасами жидких углеводородов данного месторождения.

В заключение следует отметить, что приведенные классификации месторождений нефти и газа основаны на статистическом анализе их распределения по интервалам запасов и тем самым они отражают градацию месторождений по величине их запасов.

Совершенно очевидно, что роль и значение отдельных месторождений в промышленности определяется не только величиной их запасов, но и совокупностью ряда других факторов. К числу их относятся энергетические свойства залежей, глубина их залегания, географическое положение месторождений и технико-экономические условия их разработки, оптимальная производительность скважин, качество нефти и газа и др.

Совершенно очевидно, что создание такой комплексной классификации месторождений с учетом всех вышеуказанных факторов вряд ли возможно. По-видимому, целесообразнее, помимо общей классификации месторождений по ведущему показателю, каким все же является размер запасов, в дальнейшем рассматривать их по отдельным частным факторам в зависимости от тех или других требований промышленности.

Например, в США выделяют газоконденсатные месторождения с точки зрения целесообразности применения в них мероприятий по поддержанию пластового давления. А именно, в месторождениях с содержанием конденсата менее 150 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> считается нецелесообразным проводить поддержание давления и в них разработку ведут «на истощение», в тех же залежах, в которых содержание конденсата составляет выше 200—250 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и запасы газа превышают 7—10 млрд. м<sup>3</sup> проведение мероприятий по поддержанию давлений рекомендуется.

Однако создание комплексной классификации запасов с учетом всех указанных факторов весьма затруднительно и это предопределило разделение месторождений по величине их запасов, что и проводится обычно в различных нефтяных и газовых регионах мира.

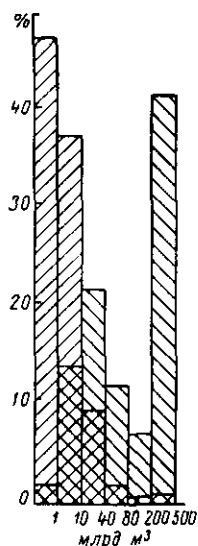


Рис. 7. Распределение газовых месторождений СССР по классам. Условные обозначения см. на рис. 6.



## Глава VI

# СРАВНИТЕЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ЭТАЛОННЫХ ЗНАЧЕНИЙ РАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Для обоснованной количественной оценки прогнозных запасов нефти и газа важнейшее значение имеет правильный выбор основных эталонных геологических показателей, характеризующих закономерности размещения и концентрацию запасов различного типа залежей жидких и газообразных углеводородов.

В главах II и III настоящей работы были подробно разобраны качественные показатели и их значение при оценке возможной газонефтеносности территории.

В настоящей главе обобщенно изложены некоторые количественные данные для получения эталонных значений, которые могли бы быть по аналогии использованы для прогнозных территорий, имеющих сходное геологическое строение с разведанными площадями, для которых подсчитаны указанные выше эталонные значения.

При количественной оценке прогнозных запасов наиболее удобно использовать в качестве эталонных значений данные плотности запасов (удельных запасов) с учетом градиентов ее изменения по глубинам и стратиграфическим комплексам.

## § 1. Плотность запасов

Значения плотностей запасов жидких и газообразных углеводородов по тектоническим элементам и стратиграфическим комплексам приведены в табл. 11.

В ней указаны удельные запасы нефти, газоконденсата и газа в условных единицах, приходящихся на 1 га разведанной площади основных тектонических элементов платформенной части Северного Предкавказья.

Данные по газонефтяным залежам в табл. 11 отсутствуют, так как их запасы весьма незначительны по сравнению с запасами других типов залежей углеводородов. Имея указанные выше цифры, не



|                             |   |        |        |        |        |        |        |      |    |      |      |
|-----------------------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------|----|------|------|
| Нижнемеловой                | — | 0.2971 | 0.0866 | 0.0245 | 0.2777 | 0.4264 | 0.0044 | 55.6 | 20 | 32.0 | 11.0 |
| Юрский . . . .              | — | —      | 0.0388 | —      | 0.0035 | —      | —      | 12.0 | 6  | 0.6  | 0.8  |
| В целом по осадочному чехлу | — | 0.2971 | 0.1254 | 0.0245 | 0.2812 | 0.4264 | 0.0044 | —    | —  | 32.6 | 11.8 |

10\*

## Газ

|                             |        |        |        |        |        |   |        |      |     |       |      |
|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|---|--------|------|-----|-------|------|
| Неогеновый . . .            | 0.0004 | —      | 0.0028 | —      | —      | — | —      | 100  | 100 | 0.8   | 6.7  |
| Палеоген-майковский . . . . | 0.1615 | 0.0014 | —      | —      | —      | — | 0.0112 | 70   | 63  | 25.0  | 15.0 |
| Верхнемеловой               | 0.0062 | —      | —      | —      | —      | — | —      | 71.4 | 25  | 0.9   | 0.7  |
| Нижнемеловой                | 0.0017 | —      | —      | 0.0078 | 0.0065 | — | —      | 1.9  | 23  | 1.14  | 12.6 |
| Юрский . . . .              | —      | —      | —      | —      | —      | — | —      | —    | —   | —     | —    |
| В целом по осадочному чехлу | 0.1698 | 0.0014 | 0.0028 | 0.0078 | 0.0065 | — | 0.0112 | —    | —   | 27.84 | 35.0 |

## Суммарно по всем типам залежей жидких и газообразных углеводородов

|                             |        |        |        |        |        |        |        |        |      |         |        |
|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------|---------|--------|
| Неогеновый . . .            | 0.0004 | —      | 0.0028 | —      | —      | —      | —      | 100    | 100  | 0.8     | 6.7    |
| Палеоген-майковский . . . . | 0.1660 | 0.0014 | 0.1744 | —      | —      | —      | 0.0112 | 100    | 100  | 35.5    | 23.9   |
| Верхнемеловой               | 0.0062 | —      | 0.0084 | —      | —      | —      | —      | 100    | 100  | 1.3     | 3.1    |
| Нижнемеловой                | 0.0030 | 0.2972 | 0.6667 | 0.0530 | 0.2849 | 0.4264 | 0.0044 | 99.9 * | 98 * | 57.14   | 53.6   |
| Юрский . . . .              | —      | —      | 0.1477 | 0.0116 | 0.0093 | —      | —      | 95.0 * | 75 * | 4.9     | 8.8    |
| В целом по осадочному чехлу | 0.1756 | 0.2986 | 1.0000 | 0.0646 | 0.2942 | 0.4264 | 0.0156 | —      | —    | 99.64 * | 96.1 * |

\* Недостающие до 100 % величины приходятся на газонефтяные залежи.

представляет труда получить эталонные значения удельных запасов, приходящихся на единицу площади и единицу мощности всего осадочного чехла, или на единицу мощности стратиграфического комплекса, или на единицу суммарной мощности его коллекторов. В каждом конкретном случае выбор необходимого показателя плотности запасов будет зависеть от наличия фактических данных на прогнозной территории. Так, если по изучаемому району нет никаких сведений о строении и мощностях осадочного чехла, за эталон берется цифра удельных запасов, приходящихся на единицу площади. Если же имеются данные о глубинах залегания фундамента, используют в качестве эталонной величины удельные запасы, приходящиеся на единицу площади и единицу мощности всего осадочного покрова и т. п.

Представим себе, что нам необходимо произвести расчет прогнозных запасов по какому-либо участку платформенной части Северного Предкавказья. Предварительно, на основании изучения данных о критериях нефтегазоносности, производим качественную оценку его перспективности. Далее, сопоставляя имеющиеся сведения о геологическом строении прогнозного участка со строением уже хорошо изученных территорий (прежде всего соседних, находящихся в пределах того же крупного тектонического элемента или на аналогичных в тектоническом отношении структурах) выбираем разведанную площадь, имеющую наибольшее геологическое сходство с прогнозной. Затем по аналогии переносим значение плотности запасов, полученное по разведанной площади, на прогнозную.

Естественно, чем глубже будут наши знания о строении оцениваемой площади, тем более обоснованно и полно может быть проведена аналогия, тем точнее будут определены запасы нефти и газа в ее недрах.

Действительно, в табл. 11 приведены плотности запасов по разведанным участкам почти всех основных тектонических элементов платформенной части Северного Предкавказья. Значения этих плотностей колеблются от 1 усл. ед/га в Прикумском районе до 0,0156 усл. ед/га в пределах Крпоткинской впадины, т. е. значение этого показателя для различных тектонических элементов изменяется в 64 раза. Отсюда вытекает, что правильный выбор разведанного района для принятия его за эталон при проведении аналогии является решающей задачей для правильной количественной оценки прогнозной территории.

Расчет цифр запасов будет точнее в том случае, если имеются данные о строении осадочного чехла в пределах прогнозной территории. Допустим, например, что на участке, по которому мы подсчитываем прогнозные запасы, благодаря особенностям его геологического развития в нижнемеловое время отсутствуют отложения этого возраста. Во всем остальном он имеет довольно полное геологическое сходство с разведанным участком в пределах, предположим,

Прикумского поднятия. Следовательно, цифра плотности запасов, определенная для разведанного участка, должна быть при переносе на прогнозируемый участок уменьшена на величину удельных запасов, приходящихся на нижнемеловой комплекс, т. е. на 0,6667 усл. ед./га.

Подобным же образом, при наличии необходимых данных могут быть учтены различия в мощностях отдельных стратиграфических комплексов или в мощностях коллекторов на эталонной и прогнозной территориях. Только в этом случае, как указывалось выше, следует принимать значение удельной плотности запасов, приходящихся на единицу площади и единицу мощности.

Если возникает необходимость определения прогнозных запасов на изучаемой территории раздельно по различным типам залежей, то этого можно достигнуть двумя путями. Во-первых, раздельно подсчитать запасы по каждому типу залежи, беря с эталонной территории соответствующие цифры плотностей запасов. Например, если за эталонную территорию взят разведанный участок в пределах кряжа Карпинского, то для расчета запасов по ожидаемым нефтяным залежам за эталон берем цифру 0,0323 усл. ед./га, по газоконденсатным 0,0245 усл. ед./га и по газовым 0,0078 усл. ед./га. Во-вторых, можно рассчитать прогнозные запасы суммарно для всех типов залежей, а затем, исходя из полученной цифры, определить, какая часть запасов приходится на различные типы залежей.

В практике подсчета в зависимости от конкретных особенностей геологического строения прогнозной территории и условий нефтегазонакопления в ее пределах может возникнуть необходимость применения несколько иных вариантов использования цифровых эталонных значений, приведенных в табл. 11. Так, например, данные этой таблицы, показывающие, какой процент составляют запасы каждого типа залежей от суммарных запасов по каждому стратиграфическому комплексу, могут быть использованы для раздельного подсчета прогнозных запасов по стратиграфическим комплексам и т. п.

Подсчет прогнозных запасов жидких и газообразных углеводородов не является простой арифметической задачей, как это представляется некоторым исследователям, а является серьезной научной работой, требующей для своего успешного осуществления привлечения всех имеющихся к началу подсчета данных о геологическом строении и истории тектонического развития прогнозной территории, могущих повлиять на размеры и размещение скоплений нефти и газа.

В природе невозможно найти двух территорий, имеющих совершенно идентичное геологическое строение. В связи с этим не может быть полной аналогии между прогнозируемой территорией и эталонным участком, какие-либо более или менее существенные отличия между ними обязательно будут. Следствием этого является необходимость учета этих особенностей геологического строения эта-

лонной и прогнозной площадей путем введения в формулу подсчета ряда поправочных коэффициентов.

Основным достоинством подсчета прогнозных запасов по методу удельных запасов как раз и является то, что он допускает использование любых цифровых выражений корректирующих расчетную цифру запасов, полученную в результате использования лишь эталонных значений о плотностях запасов по разведанному участку.

## § 2. Градиенты изменения запасов по интервалам глубин

В главе IV указывалось о необходимости ввода ряда поправок при использовании по аналогии данных о плотности запасов. В связи с этим в основной формуле (IV.10) показан комплексный коэффициент  $k$ , который в зависимости от степени наших знаний об общих закономерностях нефтегазонакопления в пределах региона, к которому относится данная прогнозная территория, а также полноты сведений об особенностях геологического строения самой прогнозной территории может иметь любое значение, представляя собой произведение всех или части частных значений поправочных коэффициентов.

Значения этих частных коэффициентов могут быть получены при изучении общих закономерностей размещения разведанных запасов на хорошо изученных площадях, где к настоящему времени основные запасы жидких и газообразных углеводородов уже разведаны и подсчитаны по категориям А, В и С<sub>1</sub>.

В рассматриваемом случае такими частными поправочными коэффициентами могут являться градиенты изменения запасов по интервалам глубин для различных типов залежей. Эти градиенты нами рассчитаны для платформенной части и передовых прогибов Северного Предкавказья, платформенной части Средней Азии и Западной Сибири. Для удобства пользования полученными значениями они сведены в специальные таблицы. Из всех регионов наиболее полно изучены районы платформенной части Северного Предкавказья. Сводные данные по различным типам залежей углеводородов платформенной части Северного Предкавказья приведены в табл. 12. В ней по палеоген-майкопскому, верхнемеловому, нижнемеловому и юрскому комплексам приведены данные о размерах разведанных запасов нефтяных, газонефтяных, газоконденсатных и газовых залежей в каждом интервале глубин и о средних запасах, приходящихся на одну залежь.

В следующих двух графах показаны градиенты запасов, приходящихся на одну залежь. В первой из них даны значения градиента средних запасов, приходящихся на одну залежь каждого интервала, по отношению к средним запасам, приходящимся на одну залежь первого интервала, в котором имеются разведанные запасы нефти (для краткости изложения в дальнейшем будем этот градиент называть относительным градиентом —  $G$ ). Например, по данным рассматриваемой таблицы относительный градиент для второго интер-

вала глубин (500—1000 м) в палеоген-майкопском комплексе будет равно  $\frac{2,45}{1,62} = 1,51$ ; для третьего интервала (1000—1500 м) будет равно  $\frac{0,31}{1,62} = 0,19$  и т. д.

Второй градиент, показывающий отношение значений средних запасов, приходящихся на одну залежь каждого последующего интервала к значениям этого показателя в предыдущем интервале, назван нами последовательным градиентом  $G$ . В том же примере он будет равен: для второго интервала (500—1000 м)  $\frac{2,45}{1,62} = 1,51$ , для третьего интервала (1000—1500 м)  $\frac{0,31}{2,45} = 0,13$  и т. д.

Следующим показателем, приведенным в табл. 12, является соотношение между величинами запасов последующих интервалов к запасам предыдущих интервалов. Для рассматриваемого случая он будет равен во втором интервале (500—1000 м)  $\frac{4,89}{1,62} = 3,02$ , в третьем интервале (1000—1500 м)  $\frac{0,31}{4,89} = 0,06$  и т. д. В последних пяти графах этой таблицы даны числовые значения тех же величин для интервалов глубин суммарно, вне зависимости от возраста продуктивных отложений.

При сопоставлении между собой значений относительных градиентов, приведенных в табл. 12, обращает на себя внимание то, что по интервалам глубин, в зависимости от типа залежей, они ведут себя по-разному. Этот показатель по нефтяным залежам в палеоген-майкопском комплексе, во втором интервале, в 1,5 раза больше, а в третьем — почти в 5 раз меньше, чем в первом. В интервале 1500—2000 м нефтяные залежи вообще не разведаны, однако, на глубинах 2000—2500 м он больше, чем в верхнем интервале более чем в 8 раз, а в интервале 2500—3000 м почти в 7 раз больше, чем в верхнем.

Особенно характерно изменение этого градиента с глубиной по запасам залежей нижнемелового возраста, содержащих около 61% от всех запасов нефти платформенной части. Максимальное значение этот показатель имеет в интервале 500—1000 м (1,00), а минимальное — в интервале 1000—1500 м (0,02). В более глубоких интервалах наблюдается его почти закономерное последовательное возрастание при переходе от одного интервала к другому, ниже расположенному. В юрских отложениях максимальное значение относительного градиента отмечается в интервале 3000—3500 м.

Таким образом, в среднем для нефтяных залежей характерно возрастание относительного градиента с глубиной.

Сходное поведение этого показателя отмечается и по газоконденсатным залежам, только в интервале глубин 3000—3500 м наблюдается его уменьшение примерно в 2 раза по сравнению с предыдущим интервалом.





[illegible]

Продолжение табл. 12

[illegible]

|               |   |                                |                             |                            |                           |                            |                             |                           |                        |                        |                        |                                   |                                 |                                |                              |                               |
|---------------|---|--------------------------------|-----------------------------|----------------------------|---------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| 1000—<br>1500 | Газоконден-<br>сатные<br>Газовые<br>Суммарные             | 13,43<br>1,70<br>16,05         | 13,43<br>1,70<br>2,67       | 1,00<br>3,86<br>2,28       | —<br>3,86<br>2,28         | —<br>0,28<br>0,94          | —<br>—<br>2,79              | —<br>—<br>0,69            | —<br>—<br>1,00         | —<br>—<br>—            | —<br>—<br>—            | 13,43<br>25,50<br>42,95           | 13,43<br>4,25<br>2,68           | 1,00<br>8,55<br>4,62           | —<br>0,43<br>0,17            | —                             |
| 1500—<br>2000 | Нефтяные<br>Газоконден-<br>сатные<br>Газовые<br>Суммарные | 2,26<br>19,24<br>—<br>21,50    | 1,13<br>19,24<br>—<br>7,17  | 0,10<br>1,43<br>—<br>6,14  | 5,00<br>1,43<br>—<br>4,03 | 3,18<br>1,43<br>—<br>1,34  | —<br>—<br>—<br>—            | —<br>—<br>—<br>—          | —<br>—<br>—<br>—       | —<br>—<br>—<br>—       | —<br>—<br>—<br>—       | 2,26<br>19,24<br>2,43<br>23,93    | 1,13<br>19,24<br>1,21<br>4,79   | 0,80<br>1,43<br>2,37<br>8,26   | 4,34<br>1,43<br>0,28<br>1,79 | 2,22<br>1,43<br>0,10<br>0,56  |
| 2000—<br>2500 | Нефтяные<br>Газоконден-<br>сатные<br>Газовые<br>Суммарные | —<br>137,67<br>3,72<br>141,39  | —<br>19,67<br>1,86<br>15,71 | —<br>1,47<br>4,23<br>13,43 | —<br>1,02<br>1,09<br>2,19 | —<br>7,16<br>2,19<br>6,58  | 0,65<br>—<br>—<br>0,65      | 0,65<br>—<br>—<br>—       | 1,00<br>—<br>—<br>—    | —<br>—<br>—<br>—       | —<br>—<br>—<br>—       | 54,15<br>137,67<br>3,72<br>195,54 | 10,83<br>19,67<br>1,86<br>13,97 | 6,68<br>1,47<br>3,65<br>24,01  | 9,43<br>1,02<br>1,54<br>2,94 | 23,96<br>7,16<br>1,53<br>8,17 |
| 2500—<br>3000 | Нефтяные<br>Газоконден-<br>сатные<br>Газовые<br>Суммарные | 42,42<br>122,43<br>—<br>164,85 | 7,07<br>30,61<br>—<br>16,48 | 0,62<br>2,28<br>—<br>14,09 | 6,20<br>1,56<br>—<br>1,05 | 18,77<br>0,89<br>—<br>1,17 | —<br>—<br>—<br>—            | —<br>—<br>—<br>—          | —<br>—<br>—<br>—       | —<br>—<br>—<br>—       | —<br>—<br>—<br>—       | 91,21<br>122,43<br>8,49<br>222,06 | 8,29<br>30,61<br>8,49<br>12,33  | 5,12<br>2,28<br>16,65<br>21,26 | 0,76<br>1,56<br>4,57<br>0,88 | 1,68<br>0,89<br>2,28<br>1,14  |
| 3000—<br>3500 | Нефтяные<br>Газоконден-<br>сатные<br>Газовые<br>Суммарные | 178,26<br>27,66<br>—<br>205,92 | 6,37<br>13,83<br>—<br>6,86  | 0,56<br>1,03<br>—<br>5,87  | 0,90<br>0,45<br>—<br>0,42 | 4,20<br>0,23<br>—<br>1,25  | 37,47<br>6,23<br>—<br>43,70 | 4,68<br>6,23<br>—<br>4,86 | 7,20<br>—<br>—<br>7,04 | 7,20<br>—<br>—<br>—    | 7,20<br>—<br>—<br>—    | 215,73<br>33,89<br>—<br>249,69    | 5,99<br>14,30<br>—<br>6,40      | 3,69<br>0,84<br>—<br>11,03     | 0,71<br>0,37<br>—<br>0,52    | 2,37<br>0,28<br>—<br>1,12     |
| 3500—<br>4000 | Нефтяные<br>Газоконден-<br>сатные<br>Газовые<br>Суммарные | 9,79<br>—<br>—<br>9,79         | 9,79<br>—<br>—<br>9,79      | 0,86<br>—<br>—<br>8,37     | 1,54<br>—<br>—<br>1,43    | 0,05<br>—<br>—<br>0,04     | 4,64<br>—<br>—<br>4,64      | 2,32<br>—<br>—<br>2,32    | 3,57<br>—<br>—<br>3,36 | 0,49<br>—<br>—<br>0,48 | 0,13<br>—<br>—<br>0,11 | 14,46<br>—<br>—<br>14,43          | 4,82<br>—<br>—<br>4,82          | 2,98<br>—<br>—<br>8,29         | 0,80<br>—<br>—<br>0,75       | 0,07<br>—<br>—<br>0,06        |

Качественно иное распределение относительного градиента по интервалам глубин характерно для газовых залежей. Его максимальное значение для залежей этого типа в неогеновом и палеогеновом комплексах приходится на интервал глубин 500—1000 м, где он достигает соответственно значений 43,67 и 30,42. Глубже этого интервала в неогеновом комплексе залежи газа не разведаны, а в палеоген-майкопском комплексе наблюдается резкое уменьшение с глубиной этого показателя, вплоть до полного отсутствия разведанных залежей газа на глубинах свыше 2000 м. При этом следует учесть, что залежи палеоген-майкопского комплекса содержат около 90% от всех разведанных запасов газа платформы.

Если теперь рассмотреть данные градиентов запасов по всем видам углеводородов суммарно, то становится ясным, что два максимума относительных градиентов обусловлены в первом случае резким ростом размеров газовых залежей в отложениях неогенового и палеоген-майкопского возрастов в интервале 500—1000 м, а во втором — значительными размерами нефтяных и газоконденсатных залежей главным образом в нижнемеловом комплексе на глубинах 2000—2500 и 2500—3000 м.

Значения градиентов изменения запасов для передовых прогибов Северного Предкавказья приведены в табл. 13.

Интересно отметить, что величины относительного градиента, рассчитанные для нефтяных месторождений передовых прогибов по интервалам глубин, изменяются почти так же, как и для нефтяных залежей платформы. Сохраняется даже минимум значений, отмечаемый в интервалах 1000—1500 и 1500—2000 м. Относительные градиенты по газонефтяным залежам, имеющим существенное значение в балансе разведанных запасов углеводородов передовых прогибов, имеют тенденцию к увеличению своих значений с глубиной до интервала 1000—1500 м, а затем отмечается их закономерное уменьшение до интервала глубин 2500—3000 м, ниже которого газонефтяные залежи пока не обнаружены. Разведанные запасы газоконденсатных залежей в пределах передовых прогибов ничтожны и составляют лишь 0,4%. Эти залежи приурочены к интервалам глубин 2000—2500 м (две залежи) и 2500—3000 м (одна залежь). Разведанные в передовых прогибах газовые залежи, несмотря на их довольно широкое распространение (30 залежей), являются сравнительно мелкими и на их долю приходится всего 1,8% запасов углеводородов.

В общем градиент изменения запасов по газовым залежам испытывает тенденцию к увеличению до интервала глубин 2500—3000 м, где он достигает своего максимального значения. В целом в пределах передовых прогибов Северного Предкавказья поведение градиентов изменения запасов углеводородов по интервалам глубин сходно с их поведением на платформенной части. Отмечаются два максимума значений относительных градиентов. Один из них связан с интерва-

лами глубин 500—1000 и 1000—1500 м, а другой, нижний, с интервалами глубин более 3000 м. По сравнению с платформой верхний максимум в прогибах несколько сдвинут вниз и обязан своим появлением не газовым, а газонефтяным залежам.

Градиенты изменения запасов по платформенной части Средней Азии и Западной Сибири приведены соответственно в табл. 14 и 15.

Не останавливаясь подробно на описании приведенных данных по этим регионам, попробуем их сравнить между собой и с данными по платформенной части Северного Предкавказья.

Прежде всего обращает на себя внимание отсутствие разведанных запасов нефти и газа в отложениях неогенового и палеогенового комплексов как на Среднеазиатской платформе, так и в пределах Западной Сибири, а на платформе Северного Предкавказья в неогеновом комплексе имеются залежи газа, а в палеоген-майкопском — залежи газа и нефти. Разведанные запасы жидких и газообразных углеводородов в пределах последнего даже составляют свыше 35% от общих разведанных запасов платформенной части.

Значительное различие наблюдается по тем же регионам и в распределении по глубинам градиентов изменения запасов в верхнемеловом комплексе. Разведанные запасы углеводородов верхнемелового комплекса платформенной части Северного Предкавказья составляют всего 1,3% от общих разведанных запасов региона и приурочены они к интервалу глубин 2500—3000 м. Совершенно иное положение наблюдается в пределах Среднеазиатской и Западно-Сибирской платформ. На первой из них разведанные запасы углеводородов в верхнемеловом комплексе составляют около 25% от общих разведанных запасов, а на второй — около 15%. Все разведанные запасы этих регионов приходятся исключительно на газовые залежи. Даже максимальный градиент изменения запасов приходится у них на один и тот же интервал 500—1000 м. Совершенно иное положение отмечается для градиентов изменения запасов нижнемелового и юрского комплексов.

К нижнемеловому комплексу на платформенной части Северного Предкавказья относится более 57% разведанных запасов углеводородов, из которых на долю нефтяных залежей приходится около 24%, газоконденсатных — около 32%, а на запасы газовых залежей — лишь около 1%. Максимальные значения относительно градиента изменения запасов в этом комплексе приходятся на глубины от 2000 до 3500 м, причем отмечается явная тенденция к росту этого показателя с глубиной.

На платформенной части Средней Азии разведанные запасы в нижнемеловом комплексе составляют лишь около 15,6% от разведанных запасов платформы, причем около 8,2% приходится на запасы газоконденсатных залежей, около 3,5% на долю газонефтяных и около 3,8% на долю газовых. Все эти запасы приурочены к интервалам 500—1000 и 1000—1500 м. Относительный градиент

**Градиенты разведенных запасов жидких и газообразных углеводородов по интервалам глубин  
в передовых прогибах Северного Предкавказья**

| Интер-<br>валы<br>глубин,<br>м | Типы залежей           | Неоген                     |   |   |   | Палеоген -- майкоп   |                            |   |   | Верхний мел                                       |  |                            |   |
|--------------------------------|------------------------|----------------------------|---|---|---|--|----------------------------|---|---|---|--|----------------------------|---|
|                                |                        | Запасы интервала, усл. ед. | Средние запасы, приходящиеся на одну залежь, усл. ед. | Градиент средних запасов, приходящихся на одну залежь |   | Отношение запасов последующего интервала к запасам предыдущего | Запасы интервала, усл. ед. | Средние запасы, приходящиеся на одну залежь, усл. ед. | Градиент средних запасов, приходящихся на одну залежь |   | Отношение запасов последующего интервала к запасам предыдущего | Запасы интервала, усл. ед. | Средние запасы, приходящиеся на одну залежь, усл. ед. |
|                                |                        |                            |   | каждого интервала по отношению к первому              | последующего интервала по отношению к предыдущему |  |                            |   | каждого интервала по отношению к первому              | последующего интервала по отношению к предыдущему |  |                            |   |
| 0—500                          | Нефтяные . . . . .     | 61.26                      | 5.10  | 1.00  | —   | —  | 2.32                       | 0.58  | 1.00  | —   | —  | —                          | —   |
|                                | Газонефтяные . . . . . | 0.73                       | 0.36  | 1.00  | —   | —  | —                          | —   | —   | —   | —  | —                          | —   |
|                                | Газовые . . . . .      | 0.02                       | 0.02  | 1.00  | —   | —  | 0.12                       | 0.04  | 1.00  | —   | —  | —                          | —   |
|                                | Суммарные . . . . .    | 62.01                      | 4.13  | 1.00  | —   | —  | 2.44                       | 0.35  | 1.00  | —   | —  | —                          | —   |
| 500—<br>1000                   | Нефтяные . . . . .     | 168.57                     | 5.44  | 1.07  | 1.07  | 2.75   | 48.22                      | 2.41  | 4.16  | 4.16  | 20.78  | —                          | —   |
|                                | Газонефтяные . . . . . | 15.67                      | 2.24  | 6.22  | 6.22  | 21.47  | —                          | —   | —   | —   | —  | —                          | —   |
|                                | Газовые . . . . .      | 2.57                       | 0.43  | 21.50   | 21.50   | 128.50   | 0.05                       | 0.05  | 1.25  | 1.25  | 0.42   | —                          | —   |
|                                | Суммарные . . . . .    | 186.81                     | 4.24  | 1.03  | 1.03  | 3.01   | 48.27                      | 2.30  | 6.57  | 6.57  | 19.78  | —                          | —   |
| 1000—<br>1500                  | Нефтяные . . . . .     | 59.43                      | 3.30  | 0.65  | 0.61  | 0.35   | 50.28                      | 2.51  | 4.33  | 1.04  | 1.25   | —                          | —   |
|                                | Газонефтяные . . . . . | 171.23                     | 28.54   | 79.28   | 12.74   | 10.93  | 22.27                      | 4.45  | 1.00  | —   | 1.98   | 1.98                       | —   |

|               |                             |        |       |       |      |      |       |      |       |       |       |       |       |
|---------------|-----------------------------|--------|-------|-------|------|------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1500—<br>2000 | Газовые . . . . .           | 5,32   | 0,90  | 45,00 | 2,09 | 2,07 | 1,27  | 0,63 | 15,75 | 12,60 | 2,54  | —     | —     |
|               | Суммарные . . . . .         | 235,98 | 7,85  | 1,90  | 1,86 | 1,26 | 73,82 | 2,73 | 7,80  | 1,19  | 4,53  | 1,98  | 1,98  |
| 2000—<br>2500 | Нефтяные . . . . .          | 40,18  | 2,04  | 0,39  | 0,64 | 0,68 | 30,02 | 3,75 | 6,47  | 1,49  | 0,59  | —     | —     |
|               | Газонефтяные . . . . .      | 30,76  | 5,23  | 14,53 | 0,18 | 0,18 | 0,19  | 0,19 | 0,04  | 0,04  | 0,01  | —     | —     |
| 2500—<br>3000 | Газовые . . . . .           | 3,47   | 0,87  | 43,50 | 0,97 | 0,65 | 1,99  | 0,50 | 12,50 | 0,79  | 1,49  | —     | —     |
|               | Суммарные . . . . .         | 74,41  | 2,48  | 0,60  | 0,32 | 0,32 | 32,20 | 2,48 | 7,09  | 0,91  | 0,44  | —     | —     |
| 3000—<br>3500 | Нефтяные . . . . .          | 3,90   | 4,30  | 0,25  | 0,85 | 0,09 | 32,85 | 2,74 | 4,72  | 0,73  | 1,09  | 40,70 | 13,57 |
|               | Газонефтяные . . . . .      | 4,21   | 4,21  | 11,47 | 0,80 | 0,14 | 13,53 | 4,51 | 1,01  | 2,37  | 7,12  | —     | —     |
| 3500—<br>4000 | Газооконденсатные . . . . . | —      | —     | —     | —    | —    | 1,33  | 0,66 | 1,00  | 1,48  | —     | —     | —     |
|               | Газовые . . . . .           | 8,11   | 2,03  | —     | —    | —    | 0,74  | 0,74 | 18,50 | 1,09  | 0,37  | 40,70 | 13,57 |
| 4000—<br>4500 | Суммарные . . . . .         | —      | —     | 0,49  | 0,82 | 0,11 | 48,45 | 2,70 | 7,71  | —     | 1,50  | —     | —     |
|               | Нефтяные . . . . .          | 21,38  | 10,69 | 2,10  | 8,22 | 5,48 | 28,59 | 5,72 | 9,86  | 2,09  | 0,87  | 18,95 | 9,47  |
| 4500—<br>5000 | Газонефтяные . . . . .      | —      | —     | —     | —    | —    | 1,68  | 0,42 | 0,09  | 0,09  | 0,12  | —     | —     |
|               | Газооконденсатные . . . . . | —      | —     | —     | —    | —    | 2,33  | 2,33 | —     | —     | —     | —     | —     |
| 5000—<br>5500 | Газовые . . . . .           | —      | —     | —     | —    | —    | 3,12  | 3,12 | 78,00 | 4,22  | 4,22  | —     | —     |
|               | Суммарные . . . . .         | 21,38  | 10,69 | 2,59  | 5,27 | 2,64 | 35,72 | 3,25 | 9,29  | 1,20  | 0,79  | 18,95 | 9,47  |
| 5500—<br>6000 | Нефтяные . . . . .          | 5,78   | 5,78  | 1,13  | 0,54 | 0,27 | —     | —    | —     | —     | —     | 29,37 | 9,79  |
|               | Газонефтяные . . . . .      | —      | —     | —     | —    | —    | 0,07  | 0,07 | 1,75  | 0,02  | 0,02  | —     | —     |
| 6000—<br>6500 | Газовые . . . . .           | —      | —     | —     | —    | —    | 0,07  | 0,07 | 0,20  | 0,02  | 0,02  | 29,37 | 9,79  |
|               | Суммарные . . . . .         | 5,78   | 5,78  | 1,49  | 0,55 | 0,27 | —     | —    | —     | —     | —     | —     | —     |
| 6500—<br>7000 | Нефтяные . . . . .          | —      | —     | —     | —    | —    | 5,36  | 5,36 | 9,24  | 0,94  | 0,19  | 30,03 | 30,03 |
|               | Газонефтяные . . . . .      | —      | —     | —     | —    | —    | —     | —    | —     | —     | —     | —     | —     |
| 7000—<br>7500 | Газовые . . . . .           | —      | —     | —     | —    | —    | —     | —    | —     | —     | —     | —     | —     |
|               | Суммарные . . . . .         | —      | —     | —     | —    | —    | 5,36  | 5,36 | 15,31 | 76,57 | 76,57 | 30,03 | 30,03 |

Продолжение табл. 13

| Интервалы глубин, м | Верхний мел   |  | Нижний мел                 |   |  |   | Всего по интервалу                                    |  |
|---------------------|---|--|----------------------------|---|--|---|---|--|
|                     | Градиент средних запасов, приходящихся на одну залежь | Отношение запасов последующего интервала к запасам предыдущего | Запасы интервала, усл. ед. | Средние запасы, приходящиеся на одну залежь, усл. ед. | Наклого интервала по отношению к первому | Последующего интервала по отношению к предыдущему | Градиент средних запасов, приходящихся на одну залежь | Отношение запасов последующего интервала к запасам предыдущего |
|                     |   |  |                            |   |  |   |   |  |
| 0—500               | Нефтяные . . . . .                                    | —  | —                          | —   | —  | —   | —   | —  |
|                     | Газонефтяные . . . . .                                | —  | —                          | —   | —  | —   | —   | —  |
|                     | Газовые . . . . .                                     | —  | —                          | —   | —  | —   | —   | —  |
|                     | Суммарные . . . . .                                   | —  | —                          | —   | —  | —   | —   | —  |
| 500—1000            | Нефтяные . . . . .                                    | —  | 0.21                       | 0.21  | 1.00                                     | —   | 1.05  | 3.41   |
|                     | Газонефтяные . . . . .                                | —  | —                          | —   | —  | —   | 6.19  | 21.47  |
|                     | Газовые . . . . .                                     | —  | —                          | —   | —  | —   | 12.33   | 48.71  |
|                     | Суммарные . . . . .                                   | —  | 0.21                       | 0.21  | 1.00                                     | —   | 1.22  | 3.65   |
| 1000—1500           | Нефтяные . . . . .                                    | —  | 1.78                       | 1.78  | 8.48                                     | 8.48  | 0.72  | 0.51   |
|                     | Газонефтяные . . . . .                                | 1.00   | —                          | —   | —  | —   | 45.22   | 12.47  |



|               |                  |      |      |       |       |        |       |       |        |       |        |      |      |
|---------------|------------------|------|------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|--------|------|------|
|               | Газовые          | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | 6,59   | 0,82  | 27,33  | 2,22 | 2,52 |
|               | Суммарные        | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | 313,56 | 5,31  | 1,81   | 1,49 | 1,33 |
| 1500—<br>2000 | Нефтяные         | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | 70,20  | 2,51  | 0,63   | 0,88 | 0,63 |
|               | Газонефтяные     | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | 30,95  | 4,42  | 12,28  | 0,27 | 0,16 |
|               | Газовые          | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | 5,46   | 0,68  | 22,67  | 0,83 | 0,83 |
|               | Суммарные        | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | 106,61 | 2,48  | 0,85   | 0,47 | 0,34 |
| 2000—<br>2500 | Нефтяные         | 1,00 | —    | —     | —     | —      | —     | —     | 77,45  | 4,30  | 1,08   | 1,71 | 1,10 |
|               | Газонефтяные     | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | 17,74  | 4,43  | 12,31  | 1,00 | 0,57 |
|               | Газоконденсатные | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | —      | —     | —      | —    | —    |
|               | Газовые          | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | 0,74   | 0,74  | 24,67  | 1,09 | 0,14 |
|               | Суммарные        | 6,85 | 6,85 | —     | —     | —      | —     | —     | 97,26  | 3,89  | 1,33   | 1,57 | 0,91 |
| 2500—<br>3000 | Нефтяные         | 0,70 | 0,70 | 23,53 | 23,53 | 112,05 | 13,72 | 13,72 | 92,45  | 9,24  | 2,33   | 2,15 | 1,19 |
|               | Газонефтяные     | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | 1,68   | 0,42  | 1,17   | 0,01 | 0,09 |
|               | Газоконденсатные | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | —      | —     | —      | —    | —    |
|               | Газовые          | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | 3,12   | 3,12  | 104,00 | 4,22 | 4,22 |
|               | Суммарные        | 4,78 | 0,70 | 23,53 | 23,53 | 112,05 | 13,72 | 13,72 | 99,58  | 6,22  | 2,12   | 1,60 | 1,02 |
| 3000—<br>3500 | Нефтяные         | 0,72 | 1,03 | 12,55 | 6,27  | 29,86  | 0,27  | 0,53  | 47,99  | 8,00  | 2,02   | 0,87 | 0,52 |
|               | Газонефтяные     | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | —      | —     | —      | —    | —    |
|               | Газовые          | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | 0,07   | 0,07  | 2,33   | 0,02 | 0,02 |
|               | Суммарные        | 4,94 | 1,03 | 12,55 | 6,27  | 29,86  | 0,27  | 0,53  | 48,06  | 6,87  | 2,34   | 1,10 | 0,48 |
| 3500—<br>4000 | Нефтяные         | 2,21 | 3,07 | —     | —     | —      | —     | —     | 35,19  | 17,59 | 4,43   | 2,20 | 0,73 |
|               | Газонефтяные     | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | —      | —     | —      | —    | —    |
|               | Газовые          | —    | —    | —     | —     | —      | —     | —     | —      | —     | —      | —    | —    |
|               | Суммарные        | 4,52 | 3,07 | —     | —     | —      | —     | —     | 35,19  | 17,59 | 6,00   | 2,71 | 0,74 |

Градиенты разведенных запасов всех типов залежей углеводородов по интервалам глубин платформенной части Средней Азии

| Интервалы глубин, м | Типы залежей               | Верхний мел                |   |  |   |  | Нижний мел                 |   |  |   |  |
|---------------------|----------------------------|----------------------------|---|--|---|--|----------------------------|---|--|---|--|
|                     |                            | Запасы интервала, усл. ед. | Средние запасы, приходящиеся на одну залежь, усл. ед. | каждого интервала по отношению к первому | последующего интервала по отношению к предыдущему | Отношение запасов последующего интервала к запасам предыдущего | Запасы интервала, усл. ед. | Средние запасы, приходящиеся на одну залежь, усл. ед. | каждого интервала по отношению к первому | последующего интервала по отношению к предыдущему | Отношение запасов последующего интервала к запасам предыдущего |
| 0—500               | Нефтяные . . . . .         | —                          | —   | —  | —   | —  | —                          | —   | —  | —   | —  |
|                     | Газонефтяные . . . . .     | —                          | —   | —  | —   | —  | —                          | —   | —  | —   | —  |
|                     | Газоконденсатные . . . . . | —                          | —   | —  | —   | —  | —                          | —   | —  | —   | —  |
|                     | Газовые . . . . .          | 0,47                       | 0,23  | 1,00                                     | —   | —  | —                          | —   | —  | —   | —  |
|                     | Суммарные . . . . .        | 0,47                       | 0,23  | 1,00                                     | —   | —  | —                          | —   | —  | —   | —  |
| 500—1000            | Нефтяные . . . . .         | —                          | —   | —  | —   | —  | —                          | —   | —  | —   | —  |
|                     | Газонефтяные . . . . .     | —                          | —   | —  | —   | —  | —                          | —   | —  | —   | —  |
|                     | Газоконденсатные . . . . . | —                          | —   | —  | —   | —  | 15,82                      | 7,91  | 1,00                                     | —   | —  |

|           |                            |        |       |        |        |        |        |       |      |      |      |
|-----------|----------------------------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|------|------|------|
|           | Газовые . . . . .          | 243,40 | 81,13 | 352,70 | 352,70 | 518,51 | 15,10  | 1,26  | 4,00 | —    | —    |
|           | Суммарные . . . . .        | 243,40 | 81,13 | 352,70 | 352,70 | 518,51 | 30,92  | 2,21  | 4,00 | —    | —    |
| 1000—1500 | Нефтяные . . . . .         | —      | —     | —      | —      | —      | —      | —     | —    | —    | —    |
|           | Газонефтяные . . . . .     | —      | —     | —      | —      | —      | 34,97  | 17,48 | 4,00 | —    | —    |
|           | Газоконденсатные . . . . . | —      | —     | —      | —      | —      | 66,30  | 66,30 | 8,38 | 8,38 | 4,19 |
|           | Газовые . . . . .          | 0,02   | 0,02  | 0,09   | 0,002  | 0,001  | 22,84  | 2,54  | 2,02 | 2,02 | 1,51 |
|           | Суммарные . . . . .        | 0,02   | 0,02  | 0,09   | 0,002  | 0,001  | 124,11 | 10,34 | 4,62 | 4,62 | 4,01 |
| 1500—2000 | Нефтяные . . . . .         | —      | —     | —      | —      | —      | —      | —     | —    | —    | —    |
|           | Газонефтяные . . . . .     | —      | —     | —      | —      | —      | —      | —     | —    | —    | —    |
|           | Газоконденсатные . . . . . | —      | —     | —      | —      | —      | —      | —     | —    | —    | —    |
|           | Газовые . . . . .          | —      | —     | —      | —      | —      | —      | —     | —    | —    | —    |
|           | Суммарные . . . . .        | —      | —     | —      | —      | —      | —      | —     | —    | —    | —    |
| 2000—2500 | Нефтяные . . . . .         | —      | —     | —      | —      | —      | —      | —     | —    | —    | —    |
|           | Газонефтяные . . . . .     | —      | —     | —      | —      | —      | —      | —     | —    | —    | —    |
|           | Газоконденсатные . . . . . | —      | —     | —      | —      | —      | —      | —     | —    | —    | —    |
|           | Газовые . . . . .          | —      | —     | —      | —      | —      | —      | —     | —    | —    | —    |
|           | Суммарные . . . . .        | —      | —     | —      | —      | —      | —      | —     | —    | —    | —    |

| Интервалы<br>глубин, м | Типы залежей               | Юра                        |  |   |                                 | Всего по интервалу         |  |  |                                 |   |  |   |
|------------------------|----------------------------|----------------------------|--|---|---------------------------------|----------------------------|--|--|---------------------------------|---|--|---|
|                        |                            | Запасы интервала, усл. ед. | Средние запасы, приходящиеся на<br>одну залежь, усл. ед. | Отношение запасов последующего<br>интервала к запасам предыдущего |                                 | Запасы интервала, усл. ед. | Средние запасы, приходящиеся на<br>одну залежь, усл. ед. | Отношение запаса по<br>каждому интервалу по<br>отношению к первому |                                 | последующего интервала<br>по отношению к преды-<br>дущему | Градиент<br>средних запасов,<br>приходящихся<br>на одну залежь | Отношение запасов последующего<br>интервала к запасам предыдущего |
|                        |                            |                            |  | по отношению к первому  | по отношению к преды-<br>дущему |                            |  | по отношению к первому   | по отношению к преды-<br>дущему |   |  |   |
| 0—500                  | Нефтяные . . . . .         | —                          | —  | —   | —                               | —                          | —  | —  | —                               | —   | —  | —   |
|                        | Газонефтяные . . . . .     | —                          | —  | —   | —                               | —                          | —  | —  | —                               | —   | —  | —   |
|                        | Газоконденсатные . . . . . | —                          | —  | —   | —                               | —                          | —  | —  | —                               | —   | —  | —   |
|                        | Газовые . . . . .          | —                          | —  | —   | —                               | —                          | —  | —  | —                               | —   | —  | —   |
|                        | Суммарные . . . . .        | —                          | —  | —   | —                               | 0,47<br>0,47               | 0,23<br>0,23   | 1,00<br>1,00   | —                               | —   | —  | —   |
| 500—1000               | Нефтяные . . . . .         | 0,12                       | 0,12   | —   | —                               | 0,12                       | 0,12   | 1,00   | —                               | —   | —  | —   |
|                        | Газонефтяные . . . . .     | 6,73                       | 1,35   | —   | —                               | 6,73                       | 1,35   | 1,00   | —                               | —   | —  | —   |
|                        | Газоконденсатные . . . . . | —                          | —  | —   | —                               | 15,82                      | 7,91   | 1,00   | —                               | —   | —  | —   |

|           |                            |        |        |         |        |        |        |        |         |         |        |
|-----------|----------------------------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|--------|
|           | Газовые . . . . .          | 0.50   | 0.25   | 1.00    | —      | —      | 259.00 | 15.20  | 66.09   | 66.09   | 551.06 |
|           | Суммарные . . . . .        | 7.35   | 0.92   | 1.00    | —      | —      | 281.67 | 11.27  | 49.00   | 49.00   | 599.32 |
| 1000—1500 | Нефтяные . . . . .         | 156.10 | 156.10 | 1300.83 | 156.10 | 156.10 | 156.10 | 156.10 | 1300.83 | 1300.83 | 156.10 |
|           | Газонефтяные . . . . .     | 2.84   | 1.42   | 1.05    | 0.42   | 37.81  | 9.45   | 9.45   | 7.05    | 7.05    | 5.62   |
|           | Газоконденсатные . . . . . | —      | —      | —       | —      | 66.30  | 66.30  | 66.30  | 8.38    | 8.38    | 4.19   |
|           | Газовые . . . . .          | 4.54   | 0.57   | 2.28    | 9.08   | 27.40  | 1.52   | 1.52   | 6.61    | 6.61    | 0.11   |
|           | Суммарные . . . . .        | 163.48 | 14.86  | 16.15   | 22.51  | 287.61 | 11.99  | 11.99  | 52.13   | 1.06    | 1.02   |
| 1500—2000 | Нефтяные . . . . .         | 127.20 | 127.20 | 1060.00 | 0.81   | 127.20 | 127.20 | 127.20 | 1060.00 | 0.81    | 0.81   |
|           | Газонефтяные . . . . .     | 17.90  | 17.90  | 43.26   | 6.30   | 17.90  | 17.90  | 17.90  | 13.36   | 1.90    | 0.50   |
|           | Газоконденсатные . . . . . | —      | —      | —       | —      | —      | —      | —      | —       | —       | —      |
|           | Газовые . . . . .          | 7.65   | 2.55   | 40.20   | 4.47   | 7.65   | 2.55   | 2.55   | 11.09   | 1.67    | 0.28   |
|           | Суммарные . . . . .        | 152.75 | 30.55  | 33.21   | 2.06   | 152.75 | 30.55  | 30.55  | 132.83  | 2.55    | 0.53   |
| 2000—2500 | Нефтяные . . . . .         | 266.00 | 88.67  | 738.92  | 0.69   | 266.00 | 88.67  | 88.67  | 738.92  | 0.69    | 2.09   |
|           | Газонефтяные . . . . .     | —      | —      | —       | —      | —      | —      | —      | —       | —       | —      |
|           | Газоконденсатные . . . . . | —      | —      | —       | —      | —      | —      | —      | —       | —       | —      |
|           | Газовые . . . . .          | 11.50  | 11.50  | 46.00   | 4.51   | 11.50  | 11.50  | 11.50  | 50.00   | 4.51    | 1.50   |
|           | Суммарные . . . . .        | 277.50 | 69.38  | 75.41   | 2.27   | 277.50 | 69.38  | 69.38  | 301.63  | 2.27    | 1.82   |

**Таблица 15**  
**Градиенты разведанных запасов залежей жидких и газообразных углеводородов по интервалам глубин Западной Сибири**

| Интервалы<br>глубин, м | Типы залежей        | Верхний мел                |  |  |   | Нижний мел   |                            |  |  |   |  |
|------------------------|---------------------|----------------------------|--|--|---|--|----------------------------|--|--|---|--|
|                        |                     | Запасы интервала, усл. ед. | Средние запасы, приходя-<br>щиеся на одну залежь, усл. ед. | Градиент<br>средних запасов,<br>приходящихся<br>на одну залежь |   | Отношение запасов последу-<br>ющего интервала к запасам<br>предыдущего | Запасы интервала, усл. ед. | Средние запасы, приходящи-<br>еся на одну залежь, усл. ед. | Градиент<br>средних запасов,<br>приходящихся<br>на одну залежь |   | Отношение запасов последу-<br>ющего интервала к запасам<br>предыдущего |
|                        |                     |                            |  | каждого интервала<br>по отношению<br>к первому                 | последующего ин-<br>тервала по отноше-<br>нию к предыдущему |  |                            |  | каждого интервала<br>по отношению<br>к первому                 | последующего ин-<br>тервала по отноше-<br>нию к предыдущему |  |
| 500—1000               | Нефтяные . . . . .  | —                          | —  | —  | —   | —  | —                          | —  | —  | —   | —  |
|                        | Газоконденсатные    | 86.15                      | 86.15  | 1.00   | —   | —  | —                          | —  | —  | —   | —  |
|                        | Суммарные . . . . . | 86.15                      | 86.15  | 1.00   | —   | —  | —                          | —  | —  | —   | —  |
| 1000—1500              | Нефтяные . . . . .  | —                          | —  | —  | —   | —  | —                          | —  | —  | —   | —  |
|                        | Газоконденсатные    | 62.63                      | 31.31  | 0.36   | 0.36  | 0.73   | 0.01                       | 1.00   | —  | —   | —  |
|                        | Суммарные . . . . . | 62.63                      | 31.31  | 0.36   | 0.36  | 0.73   | 0.01                       | 1.00   | —  | —   | —  |
| 1500—2000              | Нефтяные . . . . .  | —                          | —  | —  | —   | —  | 150.15                     | 16.68  | 1.00   | —   | —  |
|                        | Газоконденсатные    | —                          | —  | —  | —   | —  | 30.83                      | 40.28  | 102.80   | 102.80  | 770.75   |
|                        | Суммарные . . . . . | —                          | —  | —  | —   | —  | 180.98                     | 15.08  | 1508.00  | 1508.00   | 4524.00  |
| 2000—2500              | Нефтяные . . . . .  | —                          | —  | —  | —   | —  | 509.35                     | 18.86  | 1.13   | 1.13  | 3.39   |
|                        | Газоконденсатные    | —                          | —  | —  | —   | —  | —                          | —  | —  | —   | —  |
|                        | Суммарные . . . . . | —                          | —  | —  | —   | —  | 509.35                     | 18.86  | 1887.00  | 1.25  | 2.81   |
| 2500—3000              | Нефтяные . . . . .  | —                          | —  | —  | —   | —  | 10.78                      | 10.78  | 0.65   | 0.57  | 0.02   |
|                        | Газоконденсатные    | —                          | —  | —  | —   | —  | —                          | —  | —  | —   | —  |
|                        | Суммарные . . . . . | —                          | —  | —  | —   | —  | 10.78                      | 10.78  | 0.65   | 0.57  | 0.02   |

| Интервалы<br>глубин, м | Типы залежей     | Куря                       |   |   |  | Всего по интервалу   |                            |   |   |  |      |       |       |
|------------------------|------------------|----------------------------|---|---|--|--|----------------------------|---|---|--|------|-------|-------|
|                        |                  | Запасы интервала, усл. ед. | Средние запасы, приходящие на одну залежь, усл. ед. | Гradient средних запасов, приходящихся на одну залежь |  | Отношение запасов послемы-<br>ющего интервала к запасам<br>предыдущего | Запасы интервала, усл. ед. | Средние запасы, приходящие на одну залежь, усл. ед. | Гradient средних запасов, приходящихся на одну залежь |  |      |       |       |
|                        |                  |                            |   | каждого интервала по отношению к первому              | послеующего ин-<br>тервала по отноше-<br>нию к предыдущему |  |                            |   | каждого интервала по отношению к первому              | послеующего ин-<br>тервала по отноше-<br>нию к предыдущему |      |       |       |
| 500—1000               | Нефтяные         | —                          | —   | —   | —  | —  | —                          | —   | —   | —  | —    | —     | —     |
|                        | Газоконденсатные | —                          | —   | —   | —  | —  | —                          | 86,15   | 86,15   | 1,00   | —    | —     | —     |
|                        | Газовые          | —                          | —   | —   | —  | —  | —                          | 86,15   | 86,15   | 1,00   | —    | —     | —     |
|                        | Суммарные        | —                          | —   | —   | —  | —  | —                          | 86,15   | 86,15   | 1,00   | —    | —     | —     |
| 1000—1500              | Нефтяные         | 10,49                      | 5,25  | 1,00  | —  | —  | —                          | 10,49   | 5,25  | 1,00   | —    | —     | —     |
|                        | Газоконденсатные | —                          | —   | —   | —  | —  | —                          | —   | 7,02  | 0,08   | 0,08 | 0,82  | 0,82  |
|                        | Газовые          | 7,55                       | 6,27  | 1,00  | —  | —  | —                          | 70,22   | 7,02  | 0,08   | 0,08 | 0,82  | 0,82  |
|                        | Суммарные        | 18,04                      | 2,58  | 1,00  | —  | —  | —                          | 80,71   | 6,73  | 0,08   | 0,08 | 0,82  | 0,94  |
| 1500—2000              | Нефтяные         | 31,35                      | 6,27  | 1,19  | 1,19   | 1,19   | 2,99                       | 181,50  | 12,96   | 2,47   | 2,47 | 17,30 | 17,30 |
|                        | Газоконденсатные | —                          | —   | —   | —  | —  | —                          | —   | —   | —  | —    | —     | —     |
|                        | Газовые          | 30,73                      | 4,92  | 1,26  | 1,26   | 1,26   | 4,07                       | 61,56   | 3,25  | 0,04   | 0,46 | 0,88  | 0,88  |
|                        | Суммарные        | 62,08                      | 2,95  | 1,14  | 1,14   | 1,14   | 3,44                       | 243,06  | 7,36  | 0,09   | 1,09 | 3,01  | 3,01  |
| 2000—2500              | Нефтяные         | 13,89                      | 6,94  | 1,32  | 1,11   | 1,11   | 0,44                       | 523,24  | 18,06   | 3,44   | 1,39 | 2,88  | 2,88  |
|                        | Газоконденсатные | 44,90                      | 11,23   | 1,00  | —  | —  | —                          | 44,90   | 11,23   | 1,00   | —    | —     | —     |
|                        | Газовые          | 4,45                       | 4,48  | 0,97  | 0,77   | 0,77   | 0,15                       | 4,45  | 4,48  | 0,02   | 0,46 | 0,07  | 0,07  |
|                        | Суммарные        | 63,24                      | 7,03  | 2,72  | 2,38   | 2,38   | 1,02                       | 572,59  | 15,91   | 0,18   | 2,16 | 2,35  | 2,35  |
| 2500—3000              | Нефтяные         | 6,71                       | 6,71  | 1,28  | 0,97   | 0,97   | 0,48                       | 17,49   | 8,75  | 1,67   | 0,49 | 0,03  | 0,03  |
|                        | Газоконденсатные | —                          | —   | —   | —  | —  | —                          | —   | —   | —  | —    | —     | —     |
|                        | Газовые          | —                          | —   | —   | —  | —  | —                          | —   | —   | —  | —    | —     | —     |
|                        | Суммарные        | 6,71                       | 6,71  | 1,28  | 0,97   | 0,97   | 0,48                       | 17,49   | 8,75  | 0,10   | 0,55 | 0,03  | 0,03  |

изменения запасов в нижнем из этих интервалов более чем в 4 раза превышает его значение в верхнем.

В Западной Сибири нижнемеловой комплекс содержит около 70% от разведанных запасов. Из них на долю газовых залежей приходится незначительный процент запасов, а вся остальная часть — на долю нефтяных. Разведанные в этом комплексе залежи располагаются в интервалах от 1000 до 3000 м. Так же, как и на Северном Предкавказье, здесь отмечается явная тенденция роста с глубиной относительного градиента.

В юрском комплексе на Северном Предкавказье почти все запасы углеводородов приходятся на долю нефтяных залежей. Относительный градиент изменения запасов по интервалам заметно увеличивается с глубиной.

На платформе Средней Азии к отложениям юрского комплекса относится уже около 60% запасов, из которых основные запасы приходятся на нефтяные залежи, а встальные — поровну на газонефтяные и газовые. Относительный градиент в общем также увеличивается с глубиной.

В Западной Сибири в отложениях юрского комплекса запасы углеводородов распределяются примерно поровну между запасами нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей. Относительный градиент изменения запасов по нефтяным залежам имеет максимальные значения в интервалах глубин 2000—2500 и 2500—3000 м, а для газовых залежей — в интервале 1500—2000 м; четыре разведанные газоконденсатные залежи расположены в интервале 2000—2500 м.

### § 3. Условия использования эталонных значений

Указанные выше эталонные значения плотности запасов и градиентов их изменения по интервалам глубин нужно использовать на основе глубокого и всестороннего сопоставления геологических данных по изученной и прогнозной территориям. Например, согласно указанному выше, отмечается явное сходство в распределении разведанных запасов в неогеновом, палеоген-майкопском и верхнемеловом комплексах по интервалам глубин на платформах Средней Азии и Западной Сибири. Между тем распределение разведанных запасов нижнемелового и юрского комплексов в Западной Сибири имеет явные черты сходства с их распределением в тех же комплексах на платформенной части Северного Предкавказья.

Все изложенное выше должно обязательно учитываться при подсчете прогнозных запасов, если мы хотим перенести какие-либо установленные закономерности с одного, более разведанного, региона, на другой, менее изученный прогнозный; например, с Северного Предкавказья на Западную Сибирь, или со Средней Азии на Западную Сибирь, конечно, с учетом особенностей геологического строения того или иного региона.



Для иллюстрации изложенного рассмотрим несколько возможных вариантов количественного прогнозирования в зависимости от имеющихся данных о геологическом строении и нефтегазоносности территории, по которой производится подсчет.

Предположим, например, что прогнозная территория находится в пределах платформенной части Северного Предкавказья; на основании региональных геологических построений получены предварительные данные о строении осадочного чехла и ожидаемых мощностях слагающих его стратиграфических комплексов. Имеющиеся данные о геологическом строении этой территории позволили нам подобрать эталонную разведанную площадь, отличающуюся от прогнозной лишь мощностями стратиграфических комплексов. Расчет в этом случае должен производиться раздельно по каждому комплексу, по интервалам глубин, а также по типам залежей.

Предположим далее другой вариант, когда наиболее молодой комплекс на прогнозной территории занимает два верхних интервала глубин. Тогда запасы для первого интервала рассчитывают по формуле (IV.9)

$$Q = F \frac{f}{100} H q'',$$

в нее подставляют эталонные значения по тому же стратиграфическому комплексу и тому же интервалу. Во втором интервале запасы определяют по формуле (IV.10)

$$Q = F \frac{f}{100} H q'' k,$$

в которой комплексный коэффициент в данном случае представляет собой соотношение между запасами второго и первого интервалов из приводимых таблиц.

Запасы по следующим стратиграфическим комплексам рассчитывают подобным же образом.

Обычно глубоко залегающие горизонты бывают относительно менее разведанными, чем горизонты, лежащие на небольшой глубине. Поэтому в формулу для подсчета запасов по нижним интервалам глубин (ниже интервала, в котором на разведанных площадях открыты максимальные запасы и наибольшее число залежей) вместо коэффициента, показывающего соотношение запасов, следует подставлять последовательный градиент.

Теперь рассмотрим другой случай, аналогичный предыдущему, с той лишь разницей, что имеются дополнительные данные о запасах углеводородов в верхнем интервале глубин, полученные в результате проводившегося здесь картировочного бурения. Тогда при подсчете запасов по верхнему комплексу можно не переносить с эталонной территории данные об удельных запасах, а используя цифру о суммарных запасах в верхнем интервале, умножить ее на полученную из таблиц цифру соотношения запасов по интервалам глубин.

Если приходится рассчитывать запасы по интервалам глубин, еще не разведанным в этом регионе, для них следует принять величину последовательного градиента, полученную для последнего разведанного интервала.

Все возможные варианты учета поправок за глубину залегания, которые могут возникнуть в практике подсчетов, изложить в настоящей работе не представляется возможным. В каждом конкретном

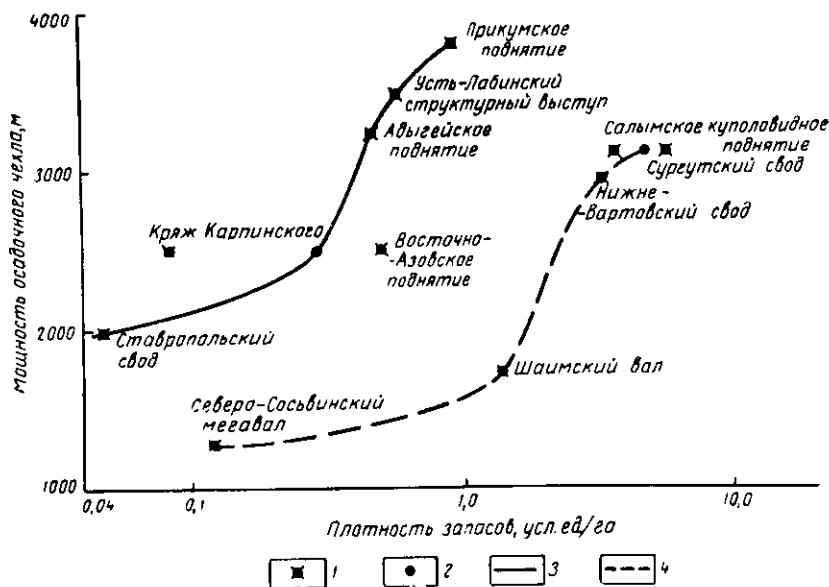


Рис. 8. График зависимости между мощностью осадочного чехла и удельными запасами, приходящимися на единицу площади крупных положительных тектонических элементов платформенной части Северного Предкавказья и Западной Сибири.

1 — фактические точки; 2 — расчетные точки; 3 — Северное Предкавказье; 4 — Западная Сибирь.

случае важно использовать все имеющиеся фактические данные для выяснения закономерностей распределения в разрезе осадочного чехла залежей нефти и газа как в пределах всего крупного тектонического региона, так и на прогнозной территории.

Цифры запасов по типам залежей для различных интервалов глубин либо определяются сразу, путем отдельного ведения расчетов, либо первоначально подсчет производится для всей суммы жидких и газообразных углеводородов, а затем полученная цифра запасов распределяется по типам залежей в зависимости от того, какую часть от общих запасов данного комплекса и данного интервала составляют запасы каждого типа залежей на разведанных участках.

В разобранных примерах показана обработка лишь части имеющих в настоящее время обширных геологических материалов по разведанным районам Советского Союза, которые могут быть использованы для количественного прогнозирования. Например, в среднем по крупным положительным тектоническим элементам существует зависимость между мощностью в их пределах осадочного чехла и относительной величиной плотности запасов, приходящихся на единицу площади разведанных участков (или единицу условной нефтесборной площади).

Довольно четко эта закономерность прослеживается по разведанным запасам нефти, газоконденсата и газа нижнемеловых и юрских комплексов платформенной части Северного Кавказа (табл. 16).

Таблица 16

**Зависимость плотности запасов залежей углеводородов  
нижнемелового и юрского возраста, приходящихся на 1 га  
разведанной площади по положительным тектоническим элементам  
платформенной части Северного Предкавказья**

| Тектонические элементы                      | Удельные запасы,<br>приходящиеся<br>на единицу<br>разведанной<br>площади,<br>усл. ед./га | Средняя<br>мощность осадоч-<br>ного чехла<br>в пределах<br>разведанных<br>участков, м |
|---|--|---|
| Ставропольский свод . . . . .               | 0.0030   | 2000  |
| Восточно-Азовское поднятие . . . . .        | 0.2972   | 2500  |
| Кряж Карпинского . . . . .                  | 0.0646   | 2500  |
| Адыгейское поднятие . . . . .               | 0.2942   | 3250  |
| Усть-Лабинский структурный выступ . . . . . | 0.4264   | 3500  |
| Прикумское поднятие . . . . .               | 0.8144   | 3600  |

Данные, приведенные в этой таблице, показывают, что единственным исключением из общего правила является Восточно-Азовское поднятие, где удельные запасы, приходящиеся на единицу разведанной площади, значительно превышают этот показатель в пределах разведанного участка кряжа Карпинского, где мощность осадочного чехла примерно такая же.

По материалам табл. 16 построен график (рис. 8). По точкам, показывающим положение на графике каждого из крупных тектонических элементов, построена кривая зависимости плотности запасов от мощности осадочного чехла. Единственной расчетной точкой является точка на глубине 2500 м, где взята средняя величина между величинами плотностей запасов на Восточно-Азовском поднятии и кряже Карпинского.

Эта кривая показывает, что при сравнительно небольших мощностях осадочного чехла значения плотностей запасов возрастают

довольно быстро, а начиная со значения мощности 2500 м темп роста этого показателя замедляется. На этом же графике для сравнения приведены данные по разведанным участкам пяти тектонических элементов Западной Сибири: Северо-Сосьвинскому мегавалу, Шаимскому валу, Салымскому куполовидному поднятию, Сургутскому и Нижне-Вартовскому сводам.

Интересно отметить, что кривая, соединяющая точки, нанесенные по материалам для Западной Сибири, по своей конфигурации почти точно повторяет кривую, построенную по данным, полученным в Северном Предкавказье; только она смещена в сторону меньших значений мощностей и больших значений плотности запасов.

Подобное совпадение вряд ли может быть случайным; вероятнее всего, имеется общая закономерность, которую можно использовать при подсчете прогнозных запасов, снимая с указанных кривых ожидаемые величины плотности запасов на прогнозных участках в зависимости от мощностей осадочного чехла в их пределах.

Заключивая рассмотрение эталонных показателей и их значений, которые мы можем получить по результатам проведенных исследований, следует отметить, что с учетом предложенных поправок комплексный коэффициент  $k$ , указанный в формуле (IV.10), может быть представлен в следующем виде:

$$k = gz k_1. \quad (\text{VII.1})$$

где  $g$  — поправочный коэффициент, учитывающий долю запасов, приходящихся на данный тип залежей;  $z$  — коэффициент, учитывающий изменение запасов в зависимости от глубины залегания стратиграфического комплекса на прогнозном участке;  $k_1$  — произведение возможных других частных поправочных коэффициентов, которые могут быть установлены в результате других дополнительных исследований.

## Глава VII

### ПРИМЕР РАСЧЕТА ПРОГНОЗНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА МЕТОДОМ УДЕЛЬНЫХ ЗАПАСОВ ПО ОДНОМУ ИЗ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Из трех рассмотренных нами в предыдущих главах молодых платформ наименее разведанной и в то же время наиболее перспективной с точки зрения поисков месторождений нефти и газа является Западно-Сибирская.

На основании регионального геологического изучения распределения залежей нефти и газа, условий нефтегазонакопления, а также палеогеологической обстановки формирования платформенного чехла вся территория Западно-Сибирской низменности подразделяется по степени перспективности на четыре зоны. Бесперспективная с точки зрения нефтегазонасности зона окаймляет Западно-Сибирскую впадину в виде узкого полукольца по ее внешнему западному, южному и восточному обрамлениям. Следующая малоперспективная зона составляет как бы второе узкое полукольцо, расположенное, по сравнению с первым, ближе к центру впадины и наконец следующая третья зона является перспективной. В ее пределах мощность осадочного чехла значительно превышает мощности в пределах первых двух зон, а сама третья зона окаймляет наиболее погруженную, центральную часть впадины, являющуюся высокоперспективной.

Работниками геологоразведочных и научно-исследовательских организаций (ЗапСибНИГНИ, СНИИГИМС, Тюменского ТГУ, Новосибирского ТГУ, Красноярского ТГУ, ВНИГРИ, НИИГА) вся территория перспективных и высокоперспективных земель подразделяется на пять областей. При выделении областей учитывались особенности их геологического строения и условий нефтегазонакопления (рис. 9).

1. Приуральская область, расположенная на западе территории; в нее входят Березовский и Ленинский газонасыщенные районы и Шаимский нефтеносный район. Все разведанные залежи в пределах этой области связаны с отложениями юрского комплекса.



Рис. 9. Карта прогнозов нефтегазоносности платформенного чехла Западной Сибири. Составлена коллективами сотрудников ЗапСибНИГНИ, СНИИГТИМС, Тюменского ТГУ, Новосибирского ТГУ, Красноярского ТГУ, ВНИГРИ и НИИГА (под ред. Н. Н. Ростовцева). 1 — контуры нефтегазоносных областей и акваторий: А — Приуральской, Б — Фроловской, В — Тобольской, Г — Пудинской, Д — Средне-Обской, Е — Северной, Ж — малоперспективных земель, З — акватория Карского моря; 2 — контуры нефтегазоносности районов и тектонических элементов I и II порядков; 3 — месторождения нефти; 4 — месторождения газа; 5 — граница Западно-Сибирской низменности.

2. Фроловская область, расположенная восточнее предыдущей и приуроченная к Ханты-Мансийской и Надымской впадинам. Эта область слабо разведана. В ее пределах, на Красноленинском сводовом поднятии, разведаны два нефтяных месторождения, связанных с юрскими отложениями.

3. Средне-Обская нефтегазоносная область. В настоящее время основные разведанные запасы нефти Западной Сибири связаны с этой областью. В ее пределы входят следующие крупные положительные структуры с доказанной промышленной нефтегазоносностью: Сургутский свод с Южно-Балыкским участком, Салымское куполовидное поднятие, Нижне-Вартовский свод, Александровский мегавал, Средне-Васюганский сложный вал, Каймысовский свод и Верхне-Демьяновский мегавал.

На Сургутском своде (совместно с Южно-Балыкским участком) все разведанные запасы нефтяных месторождений связаны с отложениями нижнего мела. В отложениях юрского комплекса отмечены многочисленные нефтепроявления и полупромышленные притоки нефти (до 2 т/сутки). На Салымском куполовидном поднятии открыто два месторождения нефти с залежами, приуроченными к отложениям нижнемелового и юрского комплексов.

В пределах Нижне-Вартовского свода крупные залежи нефти разведаны в отложениях нижнего мела. Кроме того, на трех поднятиях установлено наличие сравнительно небольших залежей нефти в юрском комплексе. Глубоким бурением в пределах Верхне-Демьяновского мегавала выявлено одно небольшое нефтяное месторождение, связанное с отложениями юрского комплекса. Разведка отложений мелового возраста положительных результатов пока не дала. На Александровском мегавале разведочными работами установлены одно газовое месторождение, связанное с отложениями верхнего мела, и одно нефтяное в отложениях юрского комплекса.

Разведочным бурением в пределах Средне-Васюганского сложного вала открыты три месторождения: одно нефтяное, а два газоконденсатных. Залежи нефти и газоконденсата связаны с отложениями юры. Кроме того, одна нефтяная залежь установлена в нижнемеловых отложениях и одна газовая — в верхнемеловых. Одно нефтяное месторождение, связанное с отложениями юрского комплекса, разведано в пределах Каймысовского свода.

4. Северная нефтегазоносная область, занимающая северную часть Тюменской области и северо-западную часть Красноярского края, наиболее слабо изучена. В ее пределах крупные месторождения газа, связанные с отложениями верхнего мела, установлены на Тазовском и Пурпейском сводах и Нижне-Пурском валу. В нижнемеловых отложениях газовая (возможно, газонефтяная) залежь открыта на Южно-Ямальском валу.

5. Южная часть перспективных земель Западно-Сибирской низменности отнесена к Тобольской предполагаемой нефтегазоносной области.

6. Пудинская нефтегазоносная область располагается на юго-западе перспективной территории. Разведочным бурением здесь открыто четыре месторождения; из них два газовых месторождения расположены в пределах Парабельского свода и они связаны с отложениями юрского комплекса.

В пределах Межевского свода разведаны одно нефтяное и одно газонефтяное месторождения, связанные с пластами юрского возраста, и одно небольшое нефтяное месторождение — в нижнемеловых отложениях.

В настоящее время наиболее перспективной в отношении возможности открытия в ее пределах крупных нефтяных и газовых месторождений является Северная нефтегазоносная область. В связи с этим в качестве примера подсчет прогнозных запасов произведен по одному из положительных тектонических элементов, расположенных в пределах этой области. Наиболее удобной для подобного подсчета является территория Ныдовского (Ненецкого) свода, расположенного у западной границы области.

В пределах этого свода проводились только региональные геофизические исследования методом сейсмического зондирования.

Ныдовский свод расположен на восточном берегу Обской губы при впадении в нее р. Надыма и является барьером, отделяющим Надымскую впадину на юге от Хадуттейской впадины на севере. К востоку от него выделяются Нижне-Пурский вал и Тазовский свод, в пределах которых в настоящее время открыты крупные залежи газа, связанные с сеноманскими отложениями. На юго-востоке от Ныдовского свода расположен Пурпейский свод, где также разведана крупная газовая залежь в сеномане на Губкинском месторождении. К северу — северо-западу от этого свода на п-ове Ямал находится Нурминский мегавал, в юго-восточной части которого располагается Ново-Портовское газовое (газонефтяное?) месторождение, приуроченное к отложениям нижнего мела. Разведанные в отложениях верхнего мела газовые залежи являются сводовыми массивными, а нижнемеловые газовые (газонефтяные?) залежи Ново-Портовского месторождения — сводовыми пластовыми.

В тектоническом отношении Ныдовский свод представляет собой крупную положительную структуру I порядка, протягивающуюся с запада на восток почти на 200 км при ширине 90—100 км. Общая площадь 17 000 км<sup>2</sup>. По поверхности фундамента наиболее приподнятые участки свода располагаются на глубинах 2500—3000 м, что составляет превышение по отношению к наиболее погруженным участкам окружающих впадин (Надымской и Хадуттейской) около 1500—2000 м.

В настоящее время установлено, что в пределах Северной нефтегазоносной области поднятия III порядка, являющиеся основными объектами поисково-разведочных работ на нефть и газ, имеют здесь значительную амплитуду, превышающую амплитуду поднятий в пре-



делах Средне-Обской области и захватывают они более молодые отложения.

Отмечено также, что средняя площадь поднятий на севере Западно-Сибирской плиты значительно возрастает. Так, площадь Тазовского поднятия по кровле сеномана составляет  $22 \times 18 \text{ км}^2$ ; размеры Ново-Портовской структуры внутри последней замкнутой изогипсы по кровле валанжинского яруса равны  $40 \times 20 \text{ км}^2$ . Таким образом, по сравнению с разведанными участками Западно-Сибирской плиты, в Северной нефтегазоносной области увеличение площади локальных поднятий совпадает с возрастанием их амплитуды.

В настоящее время все без исключения исследователи, занимающиеся изучением нефтегазоносности территории Западной Сибири, не расходятся в оценке очень высокой перспективности северной ее части. Подробные палеотектонические, палеогеологические, палеогеографические и литофациальные исследования, проведенные М. Я. Рудкевичем, подтверждают высокую оценку перспективности этой территории.

По общим геологическим данным, степени закрытости области, содержанию и составу растворенных в воде углеводородных газов, геохимической и литолого-фациальной характеристике благоприятные условия для образования и сохранения залежей нефти и газа отмечаются в отложениях юры, нижнего и верхнего мела.

Ныдовский свод, как указывалось выше, расположен между Тазовским и Пурпейским сводами на востоке и Нурминском мегавалом на севере — северо-западе. Разрезы осадочного чехла, вскрытые разведочными скважинами, показывают, что рассматриваемый свод расположен между двумя зонами, имеющими своеобразные особенности литологического разреза осадочных отложений.

В разрезе Тазовского района вся вскрытая часть нижнего мела и сеноманского яруса представлена в основном зеленоцветными континентальными песчано-алевролитовыми образованиями; поярусное расчленение этой толщи затруднено из-за отсутствия выдержанных реперов и характерных литологических пачек. По сравнению с разрезом отложений Средне-Обского бассейна, разрез нижнего мела и сеномана здесь сильно опесчанен и внутри него отсутствуют выдержанные глинистые пачки, способные служить надежной крышкой для залежей нефти и газа. Выше на песчаниках сеномана залегает мощная 1000-м толща морских, преимущественно глинистых отложений верхнего мела (без сеноманского яруса), служащих крышкой для залежей газа в сеноманских отложениях. Отложения юры в пределах Тазовского свода скважинами пока не вскрыты, однако, судя по палеогеографическим и литолого-фациальным картам, составленным М. Я. Рудкевичем, они здесь представлены морской фацией и имеют несколько лучшую характеристику, чем в Среднем Приобье.

Разрез осадочных отложений, вскрытых на Ново-Портовской площади, является по сравнению с Тазовским более глинистым. Особенно это касается отложений валанжинского возраста, которые сложены глинами с песчано-алевролитовыми прослоями, к трем из которых приурочены залежи газа.

В пределах Щучинского выступа, расположенного к западу от изучаемого района, для отложений заводоуковской серии характерно наличие крупно- и грубообломочного материала вплоть до гальки и небольших вулканов. Верхнеюрские породы представлены песчано-глинистыми отложениями, часто с преобладанием песчаников. Юрские отложения перекрываются толщей валанжин-готеривских морских глин, которые иногда значительно опесчанены. Породы верхнеготеривского и барремского возраста представлены чередующимися пластами песчаников, алевролитов и глин. Отложения покурской серии характеризуются появлением в нижней части альба глин и прослоев глауконитовых песчаников. Верхняя часть серии сложена сливающейся толщей песков и песчаников. Покурская серия перекрывается глинистой толщей дербышевской серии.

Таким образом, в пределах Ныдовского свода можно ожидать наличие переходных типов разрезов юры и нижнего мела от Тазовского к Ново-Портовскому, что подтверждают и литолого-палеогеографические карты. Судя по этим картам, отложения заводоуковской серии здесь представлены в основном аргиллитами (более 40%), переслаивающимися с песчаниками и алевролитами.

Отложения верхней юры, входящие в полудинскую серию, сложены преимущественно глинистыми осадками, обогащенными битумным веществом. Судя по картам мощностей, составленным М. Я. Рудкевичем, общая мощность отложений юрского возраста составляет около 250—300 м.

Литолого-палеогеографическая карта валанжинского века показывает, что в пределах Ныдовского свода разрез отложений этого возраста более глинистый, чем в пределах Тазовского свода, и по песчаности (около 10%) приближается к разрезам Усть-Балыкского свода. В пределах изучаемого района отложения готерива и баррема представлены в основном глинами и могут служить хорошей региональной покрывкой для залежей нефти и газа, которые могут содержать песчаные пласты валанжина. По имеющимся в настоящее время данным отложения апта, альба и сеномана (покурская серия) так же, как и в пределах Тазовского свода, представляют собой единую толщу преимущественно песчано-алевролитового состава мощностью 800 м. Общая мощность отложений нижнего мела достигает 1600 м.

Породы покурской серии перекрываются глинистой толщей (более 80% глин от общей мощности пород) дербышинской серии. Некоторый интерес представляют песчаные пласты маастрихта и дата,

откуда при бурении на Тазовской площади были получены неоднократные газопроявления. Мощность верхнемеловых отложений около 550 м. Вышележащие отложения как малоперспективные для наших целей интереса не представляют.

Таким образом, в пределах Ныдовского свода основными перспективными с точки зрения возможности открытия в них залежей жидких и газообразных углеводородов являются песчано-глинистые отложения нижней и средней юры, перекрытые глинами верхней юры, песчаные отложения валаанжина, имеющие мощную покрывку, сложенную глинами готерива и баррема, а также отложения сеномана, перекрытые глинистой дербышинской серией пород.

Расчет прогнозных запасов по стратиграфическим комплексам удобнее производить, начиная с наиболее молодого предполагаемого нефтегазоносного комплекса, так как именно по этому комплексу обычно имеется максимальное количество данных.

В разбираемом нами примере таким комплексом является верхнемеловой. Данные глубокого разведочного бурения в пределах Западно-Сибирской низменности и на эппалеозойской платформе Средней Азии позволяют считать, что этот комплекс в пределах Ныдовского сводового поднятия будет содержать преимущественно залежи газа.

Прежде всего необходимо выбрать разведанную территорию, имеющую геологическое строение, сходное с прогнозной, и определить по ней значения основных эталонных показателей, входящих в формулу подсчета прогнозных запасов методом удельных запасов («плотностной» метод). Наиболее близким по расположению является Тазовский свод, в пределах которого к настоящему времени уже открыты два месторождения (Тазовское и Заполярное) с залежами газа, приуроченными к отложениям сеномана.

В геологическом отношении прогнозная территория и Тазовский свод относятся к одной зоне и, как указывалось выше, имеют сходные по строению разрезы отложений верхнего мела. Отсюда следует, что перенос эталонных значений с разведанного участка на прогнозный вполне правомерен. Так как Тазовский свод разведан еще очень слабо, определение доли продуктивных площадей и удельных запасов приходится производить по условной нефтесборной площади. Методика определения ее размеров и определения основных исходных параметров изложена в главе IV настоящей работы.

В данном случае для Тазовского и Заполярного месторождений условная нефтесборная площадь равна 1 665 000 га. Суммарная продуктивная площадь принимается в 22 000 га. Таким образом, доля продуктивных площадей  $f$  будет составлять  $\frac{22\,000 \times 100}{1\,665\,000} = 1,32\%$ . Разведанные запасы газа по этим двум месторождениям подсчитаны в размере 451 000 усл. ед. В данном случае нет необходимости определять удельные запасы, приходящиеся на единицу

площади и единицу мощности песчаников, так как характерной особенностью этих залежей является то, что они массивные сводовые, т. е. большая часть мощности коллекторов не является газонасыщенной. Удельные запасы, приходящиеся на единицу продуктивной площади  $q'$  равны  $\frac{451000}{22000} = 20,5$  усл. ед./га. Условная нефтесборная площадь Ныдовского сводового поднятия равна 5 391 000 га. Тогда, по формуле (IV.8) прогнозные запасы газа на изучаемой территории будут равны:

$$Q_{Cr} = \frac{5\,391\,000 \cdot 1,32}{100} \cdot 20,5 = 1\,457\,000 \text{ усл. ед.}$$

Продуктивные горизонты как на эталонной, так и на прогнозной территориях находятся в пределах одного и того же интервала глубин. Таким образом, нет необходимости вводить поправку на разность глубин залегания и, следовательно, полученная цифра является окончательной.

Следующим нефтегазоносным комплексом является нижнемеловой. Как уже отмечалось, основные перспективы этого комплекса связаны с песчаными пластами валанжина.

Судя по литолого-палеогеографическим картам, отложения валанжина на Ныдовском своде сходны по своему строению с отложениями того же возраста в пределах Сургутского свода. Различие состоит в том, что разрез в пределах прогнозной территории несколько более глинистый.

Существенным отличием между этими двумя сводами является то, что готерив-барремские отложения на Ныдовском своде представлены, судя по литолого-палеогеографической карте, почти исключительно глинами, а на Сургутском — около 25% от мощности отложений приходится на пласты песчаников. Несмотря на указанное различие, можно перенести эталонные значения, определенные для нижнемеловых отложений Сургутского свода, на Ныдовский, вводя соответственно необходимые поправочные коэффициенты.

Состояние изученности глубоким бурением Сургутского свода позволяет производить расчеты не на условную нефтесборную площадь, как это было сделано для верхнемеловых отложений, а на единицу площади разведанного участка. Весьма существенную роль в концентрации запасов нефти и газа в нижнемеловых отложениях этого свода играет мощность пластов-коллекторов валанжинского и готерив-барремского возраста, к которым приурочены основные разведанные запасы нефти на Сургутском своде. В связи с этим расчет удельных запасов здесь целесообразно производить на единицу площади и единицу мощности пластов-коллекторов.

Суммарная площадь разведанных в пределах Сургутского свода (совместно с Южно-Балыкским участком) участков составляет 48 075 га. Доля продуктивных площадей равна 20%. Суммарные запасы, разведанные в пределах участков, подсчитаны в размере

1 757 000 усл. ед. Суммарная мощность песчаников валанжинского и готерив-барремского возраста, подсчитанная по литолого-палеогеографическим картам, примерно равна 155 м. Тогда удельные запасы, приходящиеся на 1 га разведанной площади и 1 м эффективной мощности, составят:

$$\frac{1\,757\,000}{48\,075 \cdot 155} = 0,236 \text{ усл. ед./га} \cdot \text{м.}$$

Площадь Ныдовского сводового поднятия 1 700 000 га. Суммарная мощность коллекторов валанжина составляет (судя по тем же литолого-палеогеографическим картам) 40 м.

Тогда запасы углеводородов в пластах нижнемелового возраста равны по формуле (IV.9)

$$Q_{Cr_1} = \frac{1\,700\,000 \cdot 20}{100} \cdot 0,236 \cdot 40 = 1\,595\,000 \text{ усл. ед.}$$

Следует учесть, что глубина залегания продуктивных пластов на Ныдовском своде несколько больше, чем на Сургутском. Из 43 разведанных на Западно-Сибирской плите залежей в отложениях нижнего мела три газовые залежи находятся в интервале 1000—1500 м, три газовые и девять нефтяных — в интервале 1500—2000 м, 27 нефтяных залежей — в интервале 2000—2500 м и лишь одна залежь — в интервале 2500—3000 м.

В пределах Ныдовского свода, возможно, продуктивные горизонты валанжина располагаются в интервале 2500—3000 м.

Принимать за поправочный коэффициент последующий градиент, рассчитанный для Западной Сибири, нецелесообразно в связи с тем, что глубина залегания продуктивных отложений нижнего мела на разведанных участках почти нигде не превышает 2500 м. В этом случае следует использовать закономерности, полученные по другим более изученным регионам, в частности, по платформенной части Северного Предкавказья.

В табл. 12 приведены градиенты изменения запасов углеводородов по интервалам глубин для платформы Северного Предкавказья. Последующий градиент перехода от интервала 2000—2500 к интервалу 2500—3000 м запасов углеводородов нижнемеловых отложений равен 1,05.

Если теперь учесть эту поправку, то прогнозные запасы углеводородов в коллекторах нижнего мела Ныдовского свода составят:

$$Q_{Cr_1} = 1\,595\,000 \cdot 1,05 = 1\,694\,750 \text{ усл. ед.}$$

Сложнее решить вопрос о том, какая часть от общих запасов углеводородов прогнозного участка приходится на различные типы залежей. Для решения указанного вопроса принимать современное соотношение разведанных запасов различных типов залежей углеводородов в нижнемеловых отложениях Западной Сибири не представляется возможным, поскольку эти отложения еще недостаточно

разведаны, особенно на глубинах 2500—3000 м. Для этого лучше использовать сходные отложения Северного Предкавказья.

В пределах платформенной части Северного Предкавказья в интервале 2500—3000 м на долю запасов нефтяных залежей приходится около 41 %, газоконденсатных около 55 % и газовых около 4 % от суммарных запасов интервала.

Возможно, что подобные же соотношения с некоторыми изменениями будут наблюдаться и в Западной Сибири. Тогда, на Ныдовском своде из общих запасов углеводородов на долю нефтяных залежей будет приходиться:

$$\frac{1\,694\,750}{100} \cdot 41 = 695\,000 \text{ усл. ед.}$$

газоконденсатных

$$\frac{1\,694\,750}{100} \cdot 55 = 932\,000 \text{ усл. ед.},$$

газовых

$$\frac{1\,694\,750}{100} \cdot 4 = 68\,000 \text{ усл. ед.}$$

Основные запасы углеводородов в юрских отложениях, разведанные к настоящему времени в Западной Сибири, приходятся на Березовский газоносный и Шаимский нефтеносный районы, где они связаны с пластами верхнеюрского возраста. В пределах Среднего Приобья значительных скоплений углеводородов, связанных с коллекторами юры до настоящего времени, не обнаружено. Однако результаты общих геологических, гидрогеологических и геохимических исследований позволяют считать, что в северной части Западно-Сибирской плиты, к которой относится и прогнозная территория, отложения нижне- и среднеюрского возраста (заводоуковская серия) будут представлены в морской фации и их строение окажется благоприятным для формирования крупных залежей углеводородов.

Разведанные в Шаимском и Березовском районах залежи нефти и газа имеют весьма своеобразное строение, отличное от строения залежей, разведанных в других районах Западной Сибири. В связи с указанным переносить эталонные значения показателей, рассчитанные для этих районов, на прогнозную территорию нецелесообразно. Для такого подсчета лучше воспользоваться показателями, рассчитанными для юрского комплекса по Северо-Кавказской плите.

Воспользуемся для подсчетов цифрой плотности запасов, приходящихся на 1 га разведанной площади и 1 м мощности песчаников юрского комплекса по Прикумскому району этого региона, определяемой как частное от деления удельных запасов, приходящихся на 1 га разведанной площади (табл. 11) на суммарную мощность песчаников:

$$\frac{0.1477}{85} = 0.0017 \text{ усл. ед./га} \cdot \text{м.}$$

Так как мы взяли цифру удельных запасов, приходящихся на единицу всей разведанной площади, привлекать данные о доле продуктивных площадей нет необходимости.

Тогда, принимая суммарную мощность песчаников юры в пределах прогнозного участка равной 100 м, подсчитаем запасы в юрском комплексе Ныдовского свода

$$Q_J = 1\,700\,000 \cdot 0,0017 = 289\,000 \text{ усл. ед.}$$

В связи с тем, что залежи углеводородов по ожидаемой глубине залегания продуктивных отложений юры должны попасть в интервал 3000—3500 м, определим в общих запасах долю участия запасов различных типов залежей.

На платформенной части Северного Предкавказья в этом интервале на долю запасов нефтяных залежей приходится около 85,7% от общих запасов и 14,3% на долю газоконденсатных. Указанные соотношения переносим на прогнозную территорию. Тогда получим, что прогнозные запасы нефтяных залежей юрского возраста на Ныдовском своде равны:

$$289\,000 \cdot 0,857 = 248\,000 \text{ усл. ед.}$$

газоконденсатных:

$$289\,000 - 248\,000 = 41\,000 \text{ усл. ед.}$$

Общие ожидаемые запасы нефтяных залежей на Ныдовском сводовом поднятии составят:

$$Q_{\text{н}} = 695\,000 + 248\,000 = 943\,000 \text{ усл. ед.,}$$

газоконденсатных:

$$Q_{\text{гк}} = 932\,000 + 41\,000 = 973\,000 \text{ усл. ед.,}$$

газовых

$$Q_{\text{г}} = 1\,457\,000 + 68\,000 = 1\,525\,000 \text{ усл. ед.}$$

Таким образом, суммарные прогнозные запасы всех типов залежей углеводородов на изучаемом участке равны:

$$Q_{\text{общ}} = 943\,000 + 973\,000 + 1\,525\,000 = 3\,441\,000 \text{ усл. ед.}$$

Плотность запасов, приходящихся на 1 га прогнозной территории, в этом случае будет равна:

$$\frac{3\,441\,000}{1\,700\,000} = 2,024 \text{ усл. ед./га.}$$

Полученная цифра плотности запасов по Ныдовскому сводовому поднятию вполне согласуется со значениями этого показателя по разведанным участкам других крупных тектонических элементов Западно-Сибирской плиты: Сургутского свода — 3,62, Салымского куполовидного поднятия — 2,30, Нижне-Вартовского свода — 2,07 усл. ед./га.

Рассмотренный пример подсчета прогнозных запасов по одному из слабо изученных районов Западной Сибири не исчерпывает всех возможных вариантов использования эталонных значений, полученных по разведанным участкам, и выявленных закономерностей распределения разведанных запасов углеводородов в разрезе осадочного чехла.

В этом примере показана лишь возможность использования при подсчете прогнозных запасов общих геологических сведений об изучаемом районе, вытекающих из различных региональных построений (региональные структурные карты, карты мощностей, лито-фациальные, палеотектонические, палеогеографические карты и др.).

Подсчет прогнозных запасов должен являться венцом общего геологического изучения возможно нефтегазоносных территорий, этапом, непосредственно следующим за работами по их качественному прогнозированию.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изучение показателей, характеризующих качественные особенности распределения нефтегазоносности, является основой для эффективной количественной оценки прогнозных запасов нефти и газа. В связи с этим в настоящей работе обобщен материал по нефтегазоносности месторождений и изложены основные геологические критерии нефтегазоносности. В книге описаны также некоторые исследования закономерностей распределения залежей нефти и газа, проведенные на кафедре промысловой геологии газа и нефти МИНХ и ГИ, результаты которых могут быть использованы при поисках залежей нефти и газа. Поскольку закономерности распределения залежей нефти и газа исследованы на большой территории Предкавказья и частично в Средней Азии и Западной Сибири, их можно принять за основу при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ и качественной оценке перспектив нефтегазоносности. Чрезвычайно важно было бы сопоставить закономерности распределения залежей нефти и газа на указанной выше территории и в других нефтегазоносных областях.

Возможно, что по отдельным нефтегазоносным областям при качественной оценке перспектив нефтегазоносности могут получить преимущественное значение те или иные критерии нефтегазоносности, а, возможно, появятся и некоторые другие, которые значительно расширят наши познания о закономерностях распределения залежей нефти и газа.

Весьма слабо изучены формирование и качественные особенности распределения залежей нефти и газа в карбонатных коллекторах. Важной задачей является исследование состава рассеянных битумов в породах различных геохимических фаций. Основным при геохимическом исследовании нефтей является изучение содержания в них микроэлементов, которое может пролить свет на вопросы генезиса нефти.

Пока не установлены объективные показатели и методы прямой количественной оценки прогнозных запасов, возникает необходимость применения косвенных методов расчета на основе данных геологической аналогии.

Мы в работе стремились показать, что применение методов геологической аналогии при количественной оценке прогнозных запасов должно базироваться на строгом, объективном и наиболее полном использовании геологических данных; не следует пользоваться аналогией, вытекающей не из познания геологических закономерностей, а из арифметических расчетов показателей, принятых различными авторами.

Без применения установленной и общепринятой методики использования геологических данных при оценке прогнозных запасов по различным территориям полученные цифры нельзя будет сравнивать и оценивать их точность. Иначе говоря, такие расчеты запасов нельзя будет эффективно использовать при перспективном планировании развития нефтяной и газовой промышленности.

Нередко даже достаточно простые показатели, например, удельные запасы по разбуренной территории разные авторы рассчитывают с методической точки зрения различно и далеко не безупречно, а это, в свою очередь, приводит к крупным ошибкам при подсчете прогнозных запасов нефти и газа.

В связи с указанным в настоящей работе изложен вариант последовательного и систематического изучения геологических критериев нефтегазоносности с последующей качественной характеристикой перспектив нефтегазоносности территории по степеням перспективности и предлагаются два варианта количественной оценки запасов нефти и газа. В существе этих вариантов принципиально нового практически нет. Однако характеристика основных параметров, входящих в формулы, и методика их расчета рассмотрены в ином плане, чем в работах других авторов. Нам представляется, что указанные в работе варианты расчета запасов основаны на глубоком геологическом изучении данных о нефтегазоносности эталонной и прогнозной территории. Совершенно очевидно, что предложенный путь расчета не является безупречным и единственным. Другие исследователи могут использовать для расчета запасов иные варианты и дополнительные геологические показатели. Но все эти варианты должны базироваться на современных научных данных о познании закономерностей распределения залежей нефти и газа, в противном случае их следует отвергать.

Для повышения точности подсчитываемых запасов нефти и газа необходимо резко повысить качество бурения и исследования разведочных скважин путем внедрения полного комплекса современных исследований, а также применения новых методов, позволяющих проводить не только качественную, но и количественную оценку основных данных скважин. Одной из важнейших задач является усовершенствование промыслово-геофизических исследований в скважинах, а также дальнейшее широкое развитие и усовершенствование региональных и геохимических исследований для более глубокого изучения нефтегазоносности различных территорий.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Абрамович М. В. Поиски и разведка залежей нефти и газа. Азнефтеиздат, 1955.
2. Авров В. Я. и др. Схематическая карта прогноза нефтегазоносности недр СССР. Геология нефти, № 6, 1963.
3. Амосов Г. А. и Вассоевич И. Б. К вопросу о методах определения температуры нефтеобразования. Труды ВНИГРИ, вып. 105, 1957.
4. Андреев П. Ф., Богомоллов А. И., Добрянский А. Ф., Карцев А. А. Превращение нефти в природе. Гостоптехиздат, 1952.
5. Андреева Р. И., Гдалевская Ц. М., Гуревич Б. Л. и др. К вопросу о погребенных палеозойских структурах юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. Геология нефти и газа, № 6, 1965.
6. Анисимов Л. А. Условия газонасыщения подземных вод нефтегазоносных бассейнов. Геология нефти и газа, № 1, 1965.
7. Бабалин Г. А. О факторах, обуславливающих газонасыщенность нефтяных свит. Аз. нефт. хоз., № 9, 1952.
8. Бакиров А. А. Зоны регионального нефтегазонакопления. Закономерности размещения нефти и газа эпигерцинской платформы юга СССР, т. I. Гостоптехиздат, 1963.
9. Белонин М. Д. О статье М. А. Жданова «Основные направления в разработке научной методики оценки прогнозных запасов нефти и газа». Советская геология, № 11, 1963.
10. Бланк М. И., Павленко П. Т., Палец Л. С. и др. О некоторых закономерностях размещения залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине. Геология нефти и газа, № 4, 1964.
11. Богаец А. Т., Захарчук С. М., Курьло Г. П. и др. Соотношения структурных планов неогеновых, палеогеновых и верхнемеловых отложений Тарханкутского полуострова. Геология нефти и газа, № 6, 1965.
12. Бодунов-Скворцов Е. И. Геохимические исследования Восточной Сибири. Геология нефти, № 1, 1958.
13. Ботнева Т. А., Ларская Е. С. Сингенетично-нефтегазоносные свиты и некоторые особенности распределения залежей нефти и газа в мезокайнозойских отложениях Азово-Кубанской впадины. Геология нефти и газа, № 8, 1965.
14. Брод П. О. Основные результаты изучения органического вещества в мезозое и кайнозое Предкавказья в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. Проблемы происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей. Гостоптехиздат, 1960.
15. Будников В. И., Конторович А. Э. Зависимость состава нефтей от степеней постдиагенетического изменения пород и метаморфизма углей. Геология нефти и газа, № 8, 1965.
16. Буялов Н. И. и др. Методика оценки ресурсов природного газа и нефти. Геология нефти и газа, № 1, 1961.

17. Буялов Н. И. и др. О классификации прогнозных запасов нефти и газа и методика их подсчета. Геология нефти и газа, № 11, 1961.
18. Буялов Н. И., Васильев В. Г., Ерофеев Н. С. и др. Методика оценки прогнозных запасов нефти и газа. Гостоптехиздат, 1962.
19. Буялов Н. И., Васильев В. Г. Задачи в области оценки прогнозных запасов. Нефтегазовая геология и геофизика, № 7, 1965.
20. Быков Р. И. К оценке перспектив регионально-нефтегазоносных комплексов. Закономерности размещения нефти и газа эпигерцинской платформы юга СССР, т. I. Гостоптехиздат, 1963.
21. Вайнбаум С. Я. и др. Геохимические условия осадконакопления палеозоя Куйбышевской области в связи с нефтеобразованием. Труды КуйбышевНИИ, вып. 13, 1961.
22. Вассоевич Н. Б. Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба). Труды ВНИГРИ, вып. 128, 1958.
23. Вассоевич Н. Б., Нейман Г. В. О зависимости свойств гипергенно-измененных нефтей от их запасов в залежах. Геология нефти и газа, № 7, 1964.
24. Вебер В. В. Проблема нефтеносности Донецкого бассейна. Гостоптехиздат, 1945.
25. Викторин В. Д. Особенности строения карбонатных коллекторов нефти. Геология нефти и газа, № 11, 1964.
26. Воробьев В. И., Сулимов И. Н. О трещинных и поровых коллекторах Канско-Тасеевской впадины. Геология нефти и газа, № 2, 1966.
27. Вышемирский В. Р. Применение метода углеродного коэффициента при прогнозах нефтеносности. Геология нефти, № 6, 1958.
28. Вышемирский В. Р. Геологические условия метаморфизма углей и нефтей. Изд. Саратов. ун-та, 1963.
29. Голов А. А., Соловьев Б. А. О генетических типах соляных структур в Прикаспийской впадине и перспективах их нефтегазоносности. Геология нефти и газа, № 4, 1966.
30. Головацкий И. Н., Павленко П. Т., Палец Л. С. Условия аккумуляции углеводородов в солянокупольных структурах Днепровско-Донецкой впадины. Геология нефти и газа, № 6, 1965.
31. Григорянц Б. В., Мурадян В. М., Гуссейнов Г. А. Роль разрывных нарушений в локализации залежей нефти в отложениях мезозоя на юго-восточном Кавказе. Геология нефти и газа, № 7, 1966.
32. Губкин И. М. Учение о нефти. Изд. 2. ОНТИ, 1937.
33. Губкин И. М. Избранные сочинения, т. II. Изд. АН СССР, 1953.
34. Гурари Ф. Г. и др. Геология и нефтеносность Западно-Сибирской низменности — новой нефтяной базы СССР. Изд. СО АН СССР, 1963.
35. Гуцало Л. К., Кривошея В. А. Некоторые закономерности газонасыщенности подземных вод нефтегазоносных структур средней части ДДВ (Днепровско-Донецкой впадины) и их нефтегазопоисковое значение. Геология нефти и газа, № 3, 1965.
36. Дадашев Ф. Г. Некоторые закономерности изменения химического состава газов нефтяных и газоконденсатных месторождений Ашшеронского полуострова. Геология нефти и газа, № 6, 1964.
37. Дикенштейн Г. Х., Аржевский Г. А., Строганов В. П. Роль глинистых покрышек при формировании газовых залежей. Геология нефти и газа, № 3, 1965.
38. Долицкий В. А., Горбик И. В., Гутман И. С. Количественная характеристика фациальной изменчивости нефтегазоносных толщ по данным каротажа на примере фаменского яруса Волгоградской области. Изд. вузов, геология и разведка, № 8, 1963.
39. Долицкий В. А., Кучерук Е. В. О методике обнаружения погребенных поднятий в Терсинской впадине. Изд. вузов, геология и разведка, № 8, 1964.

40. Дурмишьян А. Г., Тамразян Г. П. О преобразовании залежей нефти и газа Апшеронского полуострова в связи с историей его неотектонического развития. Геология нефти и газа, № 3, 1964.
41. Дьяконов Д. И. Геотермия в нефтяной геологии. Гостоптехиздат, 1958.
42. Еременко Н. А. Геология нефти и газа. Гостоптехиздат, 1961.
43. Жабров Д. В. Геологические предпосылки поисков газовых месторождений в Азербайджане. Аз. нефт. хоз., № 3, 1947.
44. Жабров Д. В. и Мехтиев Ш. Ф. К битуминологии третичного комплекса юго-востока Азербайджана. Азнефтеиздат, 1959.
45. Жабров Д. В., Ларская Е. С. Влияние термодинамических условий в недрах на преобразование рассеянного органического вещества в осадочных породах. Геология нефти и газа, № 8, 1965.
46. Жданов М. А. Методы оценки перспективных запасов нефти и газа. ГОСИНТИ, 1959.
47. Жданов М. А. Прогнозные запасы нефти и газа и вопросы методики их оценки. Геология нефти и газа, № 3, 1962.
48. Жданов М. А. Основные направления в разработке научной методики оценки прогнозных запасов нефти и газа. Советская геология, № 1, 1963.
49. Задов Л. П. и Вайнбаум С. Я. Цветность пород как нефтепоисковый признак. Нефт. хоз., № 8, 1952.
50. Зиновьев А. И. Коэффициент восстановления осадочных пород Эмбенского района. Геология нефти и газа, № 4, 1964.
51. Игнатович Н. К. О региональных гидрогеологических закономерностях в связи с оценкой условий нефтеносности. Советская геология, № 6, 1945.
52. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1963.
53. Карцев А. А., Шугрин В. П. Геохимические методы исследования при поисках нефти и газа. Изд-во «Недра», 1964.
54. Ключев В. П. Глубокая разведка в свете тектонико-седиментационных данных и формирование нефtezалежей в продуктивной толще Апшеронского полуострова. Нефт. хоз., № 7, 1951.
55. Косыгин А. И. К вопросу приближенной сравнительной оценки нефтяных месторождений. Нефт. хоз., № 5, 1933.
56. Кремс А. Я. Строение Тимано-Печорской провинции. Геология нефти, № 10, 1958.
57. Крумбейн В. К. Региональные и локальные составляющие фациальных карт. Изд. ЦНИИТЭНЕФТЬ, 1957.
58. Кудрявцев Н. А. Об изучении закономерностей размещения месторождений нефти и газа. Геология нефти и газа, № 1, 1962.
59. Кудряков В. А. Гидродинамическая характеристика. Закономерности размещения нефти и газа элигерцинской платформы юга СССР, т. I. Гостоптехиздат, 1963.
60. Кудряшова Н. М. и Старик-Блудов В. С. Подсчет запасов нефти по новым площадям объемно-генетическим методом. Разведка недр, № 10—11, 1940.
61. Леворсен А. П. Геология нефти. Гостоптехиздат, 1938.
62. Лондон Э. Е. Степень насыщения пластовых вод растворенными углеводородами и сульфатами как поисковый признак при оценке перспектив нефтегазосности. Геология нефти и газа, № 11, 1964.
63. Лондон Э. Е., Зорькин Л. М., Васильев В. Г. Принципы оценки перспектив газосности по составу и упругости газов, растворенных в пластовых водах. Геология нефти и газа, № 3, 1961.
64. Магницкий В. А. Основа физики земли. Геофизиздат, 1953.
65. Максимов С. П. Некоторые закономерности формирования крупных месторождений нефти и газа в южных районах Волго-Уральской области. Геология нефти и газа, № 1, 1962.

66. Максимов С. Н. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. Изд-во «Недра», 1964.
67. Малышев И. И. О методике оценки ресурсов природного газа и нефти. Геология нефти и газа, № 8, 1964.
68. Малышек В. Г. Геохимические признаки промышленных залежей нефти. Труды XVII сессии МГК, т. IV. Изд. АН СССР, 1937.
69. Маханьков О. М. Геологическое строение Нижне-Куринской депрессии. Геология нефти, № 11, 1958.
70. Мелик-Пашаев В. С. Зависимость газонасности нефтеносных свит от их литологического состава. Нефт. хоз., № 2, 1950.
71. Мирчинк М. Ф., Баба-Заде Б. К., Геодекян А. А. и др. О закономерностях размещения нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1963.
72. Мирчинк М. Ф., Бакиров А. А. и др. Происхождение нефти. Гостоптехиздат, 1955.
73. Падеекин А. Д., Шатов Ю. П. Нефтегазонасность карбонатных отложений палеозоя Башкирии. Геология нефти и газа, № 3, 1966.
74. Напольский М. С. О балансовой методике подсчета перспективных запасов нефти и газа (на примере Среднекаспийского нефтеносного бассейна). Вопросы геологии и нефтегазонасности Кавказа и Предкавказья. Гостоптехиздат, 1963.
75. Неручев С. Г. О некоторых закономерностях распределения нефтяных битумов в толщах осадочных пород. ДАН СССР, т. 135, № 5, 1960.
76. Неручев С. Г. О возможностях оценки прогнозных запасов нефти на генетической основе. Геология нефти и газа, № 7, 1964.
77. Рассел У. Л. Основы нефтяной геологии. Гостоптехиздат, 1958.
78. Родионова К. Ф. К вопросу об оценке прогнозных запасов нефти объемно-генетическим методом. Геология нефти и газа, № 12, 1964.
79. Ростовцев Н. Н. и Белякова Е. Е. Газовый фактор подземных вод, как возможный критерий для поисков нефти и газа (на примере Русской платформы и Западно-Сибирской низменности). Докл. сов. геол., XX сессия МГК, т. I. Гостоптехиздат, 1958.
80. Салаев С. Г. Перспективы поисков газовых залежей в олигоцен-миоценовых отложениях юго-восточного Кавказа. Геология нефти и газа, № 6, 1964.
81. Соловьев А. В., Арбатов А. А., Турпаева Г. Е. Карбонатные коллекторы мезозойских отложений Северного Кавказа и Предкавказья. Геология нефти и газа, № 6, 1965.
82. Стадник Е. В. Аммоний в пластовых водах Нижнего Поволжья, как показатель при оценке перспектив нефтегазонасности. Нефтяная геология и геофизика, № 7, 1966.
83. Сухарев Г. М. Оценка перспектив нефтеносности по гидрохимическим и температурным показателям. АН СССР, нов. серия, т. LXXVII, № 4, 1951.
84. Сухарев Г. М. Основы нефтепромысловой гидрогеологии. Гостоптехиздат, 1956.
85. Табасаранский А. М. К вопросу формирования нефтяных и газовых залежей на Кавказе. Нефт. хоз., № 5, 1951.
86. Твердова Р. А., Астахова А. И., Арефьев П. В. Закономерности изменения свойств нефтей и битумов в отложениях девона Волгоградской области. Геология нефти и газа, № 3, 1964.
87. Тверье Ф. М., Шестов Н. И., Сухаревич Е. Л. Содержание аммония в пластовых водах палеозойских отложений Пермской области. Геология нефти и газа, № 3, 1966.
88. Теодорович Г. И. Самородная сера как поисковый признак на нефть для Урало-Волжской области. Труды института нефти. Изв. АН СССР, т. IX, 1958.

89. Топчиев А. В. и Соколов В. А. Химические и физико-химические факторы преобразования нефти. XX сессия МГК, т. I. Гостоптехиздат, 1958.
90. Успенская Н. Ю. Молодые платформы, их тектоника и перспективы нефтегазоносности. Материалы совещания по проблемам тектоники в Москве. Изд-во «Наука», 1964.
91. Фрост А. В. Содержание в нефтях гексанафтен, как мера температуры образования нефти. Нефт. хоз., № 3, 4, 1946.
92. Хапт Д. М. Распределение углеводородов в осадочных породах. Симпозиум по химическим подходам к опознаванию материнских пород нефти. Гостоптехиздат, 1962.
93. Чарыгин М. М., Васильев Ю. М. Понски нефти в Эмбенской области. Геология нефти, № 8, 1958.
94. Шрейнер и др. Механические и абразивные свойства горных пород. Гостоптехиздат, 1958.
95. Юркевич И. А. Исследования по методике фациально-геохимического изучения осадочных пород. Изд. АН СССР, 1958.
96. Allen Mabra. Here is a New Way to Evaluate Drillable Prospects. Oil and Gas Journal, No. 5, February 4, 1957, p. 186.
97. Spicer H. C. Observed Temperatures in the Earth's Crust. Geol. Soc. of Amer. Special Papers, No. 36, 1942.
98. Shepard F. P., Moore D. G. Central Texas coast Sedimentation etc. Bull. Amer. Assoc. Petr. Geol., No. 8, 1957.
99. Stamberger F. Zur Sowjetischen Diskussion über die Klassifizierung der prognostischen Vorräte an Erdöl und Erdgas. Zeitschrift für angewandte Geologie Berlin. Heft 5, 1962.
100. Stamberger F. Zur Berechnung prognostischen Erdöl und Erdgasvorräte Zeitschrift für angewandte Geologie Berlin, Heft 6, 1962.
101. Trask P. D. Proportion of Organic Mater converted into oil in Santa Fe Springs Field, California, Bull. Amer. Assoc. Petr. Geol., vol. 20, No. 3, 1936.
102. Van-Orstrand C. E. Temperature Gradients. Problems of Petroleum Geology. Amer. Assoc. Petr. Geol., 1934.
-

# ОГЛАВЛЕНИЕ

|   | Стр. |
|---|------|
| Предисловие . . . . .   | 3    |
| Введение . . . . .  | 5    |
| Глава I. Критический обзор литературы по оценке нефтегазоносности и методике подсчета прогнозных запасов нефти и газа . . . . .             | 9    |
| Глава II. Основные геологические критерии нефтегазоносности . . . . .   | 24   |
| § 1. Тектоника и особенности строения локальных структур . . . . .  | 25   |
| § 2. Палеогеографическая обстановка формирования отложений и их стратиграфический разрез . . . . .  | 35   |
| § 3. Литолого-фациальные свойства пород и условия осадконакопления . . . . .  | 40   |
| § 4. Гидрохимические и гидрогеологические показатели . . . . .  | 49   |
| § 5. Геохимические показатели . . . . .   | 66   |
| § 6. Дополнительные (частные) показатели . . . . .  | 76   |
| Глава III. Качественная оценка нефтегазоносности территории . . . . .   | 77   |
| § 1. Условия возможного образования и нахождения залежей нефти и газа . . . . .   | 77   |
| § 2. Коллекторы и нефтегазоносные свиты . . . . .   | 85   |
| § 3. Условия образования ловушек . . . . .  | 92   |
| § 4. Условия сохранения и разрушения залежей нефти и газа . . . . .   | 98   |
| § 5. Влияние метаморфизма пород на нефтеносность и газоносность . . . . .   | 104  |
| § 6. Составление карт прогноза нефтегазоносности и качественная классификация территории по степеням ее перспективности . . . . .           | 109  |
| Глава IV. Количественная оценка нефтегазоносности территории . . . . .  | 118  |
| § 1. Метод расчета по удельным запасам . . . . .  | 119  |
| § 2. Объемно-статистический метод . . . . .   | 126  |
| Глава V. Классификация залежей и месторождений нефти и газа . . . . .   | 133  |
| § 1. Классификация залежей и месторождений по фазовому состоянию углеводородов в них . . . . .  | 134  |
| § 2. Классификация залежей и месторождений по величине запасов углеводородов в них . . . . .  | 134  |
| а) Классификация месторождений нефти . . . . .  | 137  |
| б) классификация месторождений газа . . . . .   | 140  |
| Глава VI. Сравнительное распределение количественных эталонных значений разведанных запасов различных типов залежей углеводородов . . . . . | 145  |
| § 1. Плотность запасов . . . . .  | 145  |
| § 2. Градиенты изменения запасов по интервалам глубин . . . . .   | 150  |
| § 3. Условия использования эталонных значений . . . . .   | 168  |
| Глава VII. Пример расчета прогнозных запасов нефти и газа методом удельных запасов по одному из районов Западной Сибири . . . . .           | 173  |
| Заключение . . . . .  | 185  |
| Литература . . . . .  | 187  |