

ГЛАВГАЗ СССР

Всесоюзный Научно-Исследовательский институт  
Природного Газа (ВНИИ ГАЗ)

А. Л. КОЗЛОВ

О ЗАКОНОМЕРНОСТЯХ  
ФОРМИРОВАНИЯ  
И РАЗМЕЩЕНИЯ  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ  
ЗАЛЕЖЕЙ



ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО  
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Москва 1959

### АННОТАЦИЯ

В настоящей книге излагаются закономерности распределения нефтяных и газовых месторождений и залежей как по разрезу пород, так и в пределах целых нефтегазоносных бассейнов. Рассматриваются данные о размещении нефтяных и газовых залежей во всех основных нефтегазоносных районах СССР и в соответствии с вновь установленными принципами дальней струйной миграции нефти и газа в водонасыщенных породах и дифференциация их в процессе миграции.

Более детально рассматривается газонефтеносность Волго-Уральской области. На основании региональных геологических и гидрогеологических данных и закономерностей дальней миграции нефти и газа объясняется распределение нефтяных и газовых месторождений, указываются причины, обусловившие отсутствие газовых месторождений и залежей в Татарии и Башкирии и высокую газонасыщенность Тимано-Печорского района, а также Нижнего Поволжья. Приводятся данные о поясе азотных газовых месторождений в Среднем Поволжье и объясняется их образование. Указывается и обосновывается западная граница перспектив нефтегазоносности Волго-Уральской области.

Книга рассчитана на широкий круг геологов, работающих в области поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, а также может быть использована студентами нефтяных, геологических и геолого-разведочных вузов.

---

## Глава I

### ДАЛЬНЯЯ СТРУЙНАЯ МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Природные горючие газы и нефть, во многих случаях тесно связанные друг с другом, образуют обширные нефтегазоносные бассейны. Однако в пределах этих бассейнов встречаются районы, структуры или пласты, в большей или меньшей степени богатые нефтью или газом. Встречаются чисто газовые месторождения, вблизи которых располагаются нефтяные месторождения или нефте-газовые месторождения с обособленными газовыми залежами.

Во многих случаях глубоко залегающие горизонты или структуры содержат нефтяные залежи, а более приподнятые структуры или верхние пласты содержат нефтяные месторождения с большими газовыми шапками или даже чисто газовые залежи (Саратовское и Сталинградское Поволжье и др.). Такие соотношения многими геологами признаются «нормальными». Заметим, однако, что строгого геолого-физического объяснения такого «нормального» распределения газа и нефти не приводится. Просто предполагается, что газ благодаря большей подвижности и легкости должен мигрировать дальше и выше от очага нефтегазообразования, чем нефть. При этом, однако, пути и условия миграции, а также факторы, обуславливающие разделение нефти и газа, по существу не рассматриваются.

Вместе с тем известно, что в очень многих случаях относительно приподнятые структуры содержат только нефтяные залежи, тогда как на соседних, более погруженных структурах те же пласты заключают газовые залежи. Примеры таких соотношений мы приведем ниже.

Известно, кроме того, что во многих районах наиболее глубокие горизонты (на глубине 2,5—3—4 тыс. м) содержат газо-конденсатные и газовые залежи, лишенные жидкой нефти. По данным американской статистики с увеличением глубины разведочного бурения запасы газа, выявляемые глубокими скважинами, увеличиваются по отношению к запасам нефти [75]. Это положение находит подтверждение и у нас; например, в Азербайджане

наиболее глубоко залегающие продуктивные горизонты (более 3 тыс. м) на площадях Гоусаны и на южном крыле Кара-Дага характеризуются очень высокой газонасыщенностью [18]. В Фергане газонасыщенность меловых отложений значительно выше газонасыщенности палеогена [62]. В пределах Волго-Уральской области и девон и карбон на площадях наиболее глубокого залегания — Саратовское Заволжье, Пермская область — характеризуются также повышением отношения газ—нефть, о чем подробно будет сказано ниже.

Весьма интересно с этой точки зрения Лакское месторождение на юго-западе Франции на северном склоне Пиринеев. В 1949 г. здесь было открыто сравнительно небольшое нефтяное месторождение, а в 1951 г. непосредственно под нефтяными залежами было вскрыто крупнейшее газовое месторождение, запасы которого оцениваются в 300—400 млрд. м<sup>3</sup>. Газ приурочен к верхнеюрским и нижнемеловым отложениям. Глубина залегания кровли газовой залежи 3500—4000 м, а мощность газоносной толщи около 1000 м. Пластовое давление газа 670 ат, температура 150°. Давление газа на устье скважин 530 ат. Содержание метана около 69%, углекислоты 8,6—9,6%, сероводорода 15—17%, азота 0,4—0,6%. В газе отмечается высокое содержание конденсата, однако нефти пока не обнаружено. Обращает на себя внимание необычайно высокое содержание сероводорода. Интересно отметить, что за счет сероводорода, содержащегося в газе этого месторождения, предполагается обеспечить покрытие всей потребности Франции в сере.

Следует указать, наконец, что существуют целые обширные районы, где известны только чисто газовые месторождения (Ставрополье, внешняя зона Предкарпатского прогиба, Трансильвания и пр.). Наоборот, имеются богатейшие нефтеносные районы или свиты, где нет не только чисто газовых залежей, но даже и газовых шапок у нефтяных месторождений (девон Среднего Поволжья, Венесуэла — бассейн Макараибо, страны Ближнего и Среднего Востока) <sup>1</sup>.

Таким образом, пространственные и количественные соотношения нефти и газа являются сложными, и широко распространенное мнение о преобладании газа в верхних горизонтах и высоко приподнятых структурах, а нефти в более глубоких далеко не всегда справедливо. Это вполне понятно, ибо факторов, определяющих распределение нефти и газа в земной коре, несколько и они по существу своему различны и независимы. Следовательно, различные сочетания этих факторов могут обусловить самые различные пространственные взаимоотношения нефтяных и газовых залежей.

---

<sup>1</sup> Газовые шапки, известные здесь на некоторых месторождениях, видимо, являются вторичными, образовавшимися из-за снижения давления в процессе эксплуатации.



Прежде всего отметим, что различными являются условия образования нефти и природных газов. Так, в одних условиях образуются только горючие газы, в других — газы и нефть генерируют совместно; при определенных условиях, возможно, образуется преимущественно нефть с небольшим количеством газа.

Забегая несколько вперед, мы должны сказать, что в большинстве случаев, по-видимому, вместе с нефтью образуется значительное количество газов и нефть обедняется ими уже в процессе формирования и переформирования месторождений.

На количественные соотношения нефти и газа влияют: 1) условия их образования; 2) метаморфизм уже образовавшихся нефтей и газов; 3) уничтожение тех или иных углеводородов под влиянием химических и биохимических процессов; 4) пути и условия миграции флюидов по пластам; 5) пути и условия миграции флюидов по вертикали.

Прежде чем рассмотреть по существу значение перечисленных факторов, мы должны упомянуть о развитии взглядов на образование нефтяных и газовых месторождений.

Вопрос о значении вертикальной и пластовой миграции углеводородов встал перед геологами с самого зарождения нефтяной геологии. Антиклинальная теория требует признания пластовой и вертикальной (межпластовой) миграции нефти и газа. Однако, несмотря на то, что сторонников отсутствия миграции нефти среди геологов очень мало (взгляды К. П. Калицкого в настоящее время почти никем не разделяются), очень многие геологи явно недооценивают возможности миграции углеводородов и значение этого процесса для объяснения закономерностей распределения нефтяных и газовых месторождений.

В течение долгого времени нефтяная геология в нашей стране формировалась на базе изучения месторождений Баку, Грозного и Эмбы, где развиты резкие крутые структуры — брахиантиклинали, соляные купола, часто осложненные разрывами, и где условия и масштабы миграции существенно отличны от условий миграции на платформах. Выработанные здесь специфические представления о миграции в геосинклинальных областях осложняли понимание условий и возможностей миграции углеводородов вообще и на платформах в частности.

Для исследователей, работающих в Баку, Грозном, Эмбе, представляется весьма вероятным, что каждая отдельная антиклиналь имеет свою небольшую область питания<sup>1</sup>; кажется очевидным, что вертикальная миграция нефти может происходить по многочисленным разрывам и трещинам, и вместе с тем оче-

<sup>1</sup> Для Апшеронского полуострова многие геологи предполагают наличие притока нефти из Каспийской впадины. Однако при этом предполагалось, что миграция идет в виде водяного потока с рассеянной нефтью. Отделение же нефти от воды происходит в пределах самих структур. При такой концепции оказывается, что имеется как бы квазилокальная область питания (отделения нефти) на площади отдельных структур.

видно, что глинистые пласты задерживают миграцию углеводородов. Геологи, воспитанные на таких месторождениях, невольно привыкают думать, что миграция по пласту может происходить только при крутых углах падения и на расстоянии немногих километров. Такую миграцию можно почти непосредственно видеть, но кажется очень сомнительной мысль о дальней миграции по пологим пластам и о перетоке газа и нефти из одного пласта в другой, помимо разрывов. Интересно напомнить, что И. М. Губкин, после того как нефтяная разведка у нас в СССР вышла на платформу, специально доказывал, что нефть в проницаемых породах может мигрировать и при малых углах падения [16].

Привычная мысль о том, что миграция нефти может происходить только на небольшие расстояния по пласту, а из одной свиты в другую только при особых обстоятельствах, заставляет считать, что нефтегазоматеринские породы должны залегать в непосредственной близости от нефтяных и газовых залежей, т. е., что нефте-газовые месторождения могут образоваться только в непосредственной близости от участков накопления органического вещества. Отсюда прямо следует положение о том, что для успешных поисков нефтяных и газовых месторождений необходимо изучить закономерности распределения и накопления нефтегазоматеринских отложений, тогда будет ясно, в каких именно свитах и на каких именно площадях следует искать нефте-газовые месторождения и особенно крупные.

В соответствии с этой концепцией многие геологи и даже целые организации при своих работах по оценке общих перспектив нефтегазоносности значительное, а иногда даже и основное внимание уделяют поискам нефтематеринских свит, изучению содержания органических веществ в породах и т. д.

Заметим между прочим, что, насколько нам известно, на основании подобных исследований никому еще не удалось дать уверенные конкретные указания о направлении поисков в пределах того или иного седиментационного бассейна или дать четкую картину формирования того или иного месторождения, хотя теория нефтегазоматеринских свит дает важные принципиальные основы для региональных поисков нефтяных и газовых месторождений.

За последнее время накапливается все больше и больше данных, говорящих о том, что и нефть и газ могут мигрировать на очень большие расстояния — порядка сотен километров по напластованию и на сотни и тысячи метров нормально к напластованию. Если это так, то интерес к точному определению условий и участков накопления нефтегазоматеринских пород значительно снижается и сам вопрос существенно упрощается. Нам нужно знать не точное положение этих пород на площади и в разрезе, а только районы-бассейны, где эти нефтегазоматеринские породы присутствуют. Конечно, очень желательно знать, какая са-

мая нижняя свита пород может считаться нефтегазоматеринской и нет ли нефтегазоматеринских свит в средних или верхних частях разреза.

Нефть и газ являются региональными полезными ископаемыми, и это приобретает особое значение. Если мы докажем, что данный бассейн является нефтегазоносным (а это часто бывает не очень трудно), то можно думать, что многие структурные и литологические ловушки в пределах этого бассейна будут продуктивными, в том числе и те, которые располагаются далеко от участков нефтегазообразования, от площади развития нефтегазоматеринских свит. Богатство нефтью или газом той или иной ловушки или даже наличие или отсутствие газа и нефти в той или иной структуре при таком взгляде зависит не столько от геохимической обстановки непосредственно прилегающего района, сколько от условий, путей и времени миграции нефти и газа.

Вследствие этого выяснение путей и условий миграции нефти, газа и воды становится одним из важнейших вопросов поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений.

Мы хотели бы особенно подчеркнуть, что если стоять на точке зрения непосредственной территориальной связи и приуроченности нефте-газовых месторождений к участкам нефтегазообразования, то вопрос о закономерностях распределения нефтяных и газовых месторождений и залежей по существу становится почти неразрешимым, так как в этом случае потребовалось бы не только точное знание диагностики, показателей нефтегазоносных свит, но и точное знание их пространственного распространения, что невозможно установить без большого объема бурения. Между тем, если считать, что нефтяные и газовые месторождения формируются в процессе дальней миграции, то изучение законов и условий миграции должно выявить и основные закономерности распределения нефтяных и газовых залежей как по разрезу пород, так и в пределах обширных нефтегазоносных бассейнов.

Основной задачей настоящей работы является рассмотрение двух факторов, определяющих распределение нефти и газа в земной коре: влияние путей и условий миграции флюидов по вертикали и миграции по пластам, ибо они в настоящее время наиболее ясны и именно они чаще всего являются последними по времени факторами, действовавшими на формирование нефте-газовых месторождений. Прежде всего необходимо рассмотреть именно эти факторы для того, чтобы, поняв и исключив их влияние, попытаться восстановить более ранние условия распределения нефти и газа и, в частности, наметить горизонты или участки нефтегазообразования.

Однако, прежде чем перейти к основной теме нашей работы, следует изложить общие сведения о воздействии других факторов на распределение нефти и газов.

## ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И МЕТАМОРФИЗМА НА СООТНОШЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

Наличие районов, содержащих только газовые месторождения, и районов, где известны только нефтяные месторождения с незначительным газонасыщением, достаточно убедительно говорит о том, что при определенных условиях разложение органических остатков, захороненных в горных породах, приводит к образованию только природных газов, тогда как в других условиях основным продуктом разложения органики является нефть<sup>1</sup>.

Геологические данные и геохимические соображения, рассмотренные нами в наших прежних работах [24, 25, 26], показывают, что образование природных горючих газов есть процесс, гораздо более распространенный, чем образование нефти или во всяком случае нефтяных месторождений, и что, в частности, природные газы могут образовываться на небольших глубинах, тогда как нефтяные месторождения, видимо, образуются лишь в том случае, когда соответствующие потенциальные нефтематеринские породы оказываются на глубинах порядка 1,5 км или больше. Помимо глубины и связанных с ней давлений и температур, по-видимому, имеются и другие факторы, обуславливающие течение процессов превращения органических остатков в сторону преимущественного нефтеобразования или газообразования.

Следовательно, при попытках решить вопрос о том, почему в одном районе развиты газовые месторождения, а в другом преимущественно нефтяные, мы всегда должны иметь в виду возможность первичного количественного или качественного различия процессов газонефтеобразования.

Можно указать, например, что наличие только газовых месторождений в четвертичных отложениях Прибалтики [26], в неогеновых отложениях Приазовья связано с тем, что нефть здесь никогда и не образовывалась. Или, например, громадное количество метана образуется в отложениях каменноугольных бассейнов, где нефть, как правило, совершенно отсутствует.

Если считать, что нефть образуется только в тех слоях, которые за свою геологическую историю побывали на определенной глубине (порядка 1,5 км и больше), то естественно именно в недостаточной мощности покрывающих осадков видеть причину того, что третичные отложения Ставрополя в центральной, наиболее приподнятой зоне содержат только чисто газовые месторождения, тогда как и на западном и на восточном погру-

<sup>1</sup> Как здесь, так и ниже, говоря об образовании нефти, мы имеем в виду образование нефтяных месторождений, а не углеводородов, рассеянных в породе (микронепфть по терминологии Н. Б. Вассоевича), которые в том или ином количестве присутствуют, по-видимому, почти во всех осадочных породах.

жениях Ставропольского свода появляются нефтяные и нефтегазовые месторождения. Однако это положение в отношении Ставрополья нельзя еще считать окончательно доказанным.

Помимо различия в первичных условиях нефтегазообразования, несомненно, что в ряде случаев имеют значение и вторичные процессы превращения нефтей и горючих газов — процессы метаморфизма уже образовавшихся углеводородов.

Многие авторы [7, 8, 16, 26] отмечали, что на больших глубинах идут процессы метанизации нефти, при этом за счет жидких углеводородов должны образовываться газообразные гомологи метанового ряда, в том числе и сам метан. Есть основания считать, что указанное выше возрастание газонасности по отношению к нефтеносности с увеличением глубины залегания продуктивных горизонтов объясняется именно процессом метаморфизма («газификации») нефти на больших глубинах, который делается заметным на глубинах 2—3 тыс. м. С этой точки зрения можно, например, высказать предположение, что на площадях глубокого залегания палеозоя Волго-Уральской области, там, где продуктивные отложения располагаются на глубинах свыше 2,5—3 тыс. м, будет наблюдаться относительное увеличение газонасности.

С этим положением согласуется открытие Степновского газонефтяного месторождения в Саратовском Заволжье, где в девоне на глубине порядка 2,5 км выявлены небольшие нефтяные залежи с очень крупными газовыми шапками, имеющими давление порядка 250 ат. Может быть та же причина — глубокое залегание — обусловила высокую газонасыщенность пласта Д<sub>IV</sub> Шкаповского месторождения (Башкирия), угленосной свиты Яринского месторождения (Пермская область), где давление насыщения нефти газами достигает 130—160 ат, тогда как основные известные нефтяные месторождения Среднего Поволжья располагаются на глубинах 1500—1700 м и имеют давление насыщения, не превышающее 100 ат.

Предельной глубине 2500 м не следует придавать абсолютное значение. Нам пока еще не ясны факторы, под влиянием которых нефть в земной коре может превращаться в газ, и можно думать, что в разных районах глубины «газификации» нефти могут быть различными. Ниже мы покажем, что при определенной тектонической обстановке обогащение газом относительно более глубоких структурных ловушек может происходить и под влиянием физических, а не геохимических факторов. При этом абсолютное значение глубин по существу не является решающим — важны соотношение структурных форм и тектоническая история района.

Широко известно разграничение областей развития чисто газовых месторождений и нефтяных месторождений в Аппалачском районе. По данным Уайта [77] это разграничение связано с региональным метаморфизмом продуктивных отложений. Во

внутренних наиболее метаморфизованных зонах Аппалачской складчатой системы нет ни нефтяных, ни газовых месторождений, западнее располагается зона чисто газовых месторождений, которая затем переходит в область нефте-газовых месторождений. Область развития чисто газовых и область развития нефтяных месторождений четко соответствуют зонам различной степени метаморфизма пород, что хорошо изучено здесь благодаря различной степени углефикации каменноугольных пластов.

Если предположить, что тяжелые углеводороды могут превращаться в более легкие на небольших глубинах под влиянием бактериальных процессов, то, несомненно, в природе имеется и обратный процесс — образование тяжелых углеводородов из метана. Еще в 1926 г. Линд [74] экспериментально показал, что под влиянием радиоактивных излучений метан превращается в тяжелые углеводороды. В. А. Соколов, основываясь на этих реакциях и учитывая повсеместную радиоактивность горных пород, даже считал возможным предполагать, что основная масса нефти происходит из метана [55]. В последних своих работах В. А. Соколов [54] отказался от этой гипотезы, однако, несомненно, что какое-то количество тяжелых углеводородов из метана под влиянием радиоактивных излучений образовываться должно. Ряд исследователей предполагал, что метан может превращаться в тяжелые углеводороды и под влиянием различных природных катализаторов.

К сожалению, условия и скорость реакций метаморфизма нефти и газа и взаимные их превращения изучены пока совершенно недостаточно для того, чтобы делать определенные количественные расчеты. Однако можно предположить, что факты нахождения газовых залежей на больших глубинах во многих случаях могут объясняться именно образованием газа из нефти путем ее метаморфизма.

Также можно утверждать, что в тех районах, где первоначально образовался только один метан, затем из него могли образоваться и тяжелые углеводороды. Поэтому мы не считаем, что присутствие тяжелых углеводородов в газах каменноугольных бассейнов является доказательством миграции этих углеводородов из каких-то обособленных нефтематеринских свит.

Кроме превращения нефтей в газ и обратно, во многих случаях могут наблюдаться избирательное уничтожение тех или других жидких или газообразных углеводородов, например в результате бактериального подземного окисления [26], или унос газов в растворенном состоянии относительно быстро движущимися пластовыми водами.

Можно указать, наконец, что на относительное обогащение газом более глубоко залегающих отложений в какой-то степени влияет большая подвижность газов. Возможность сохранения газов по отношению к нефти в глубоко залегающих

горизонтах, конечно, больше, чем сохранения газов в слоях, залегающих на небольших глубинах.

В зависимости от условий образования нефти и газа и от условий их существования в том или другом продуктивном горизонте образуются нефтяные залежи с определенным газовым фактором, зависящим от количественного соотношения нефти и газа в данном пласте. В некоторых районах и свитах газовые факторы<sup>1</sup> оказываются одинаковыми на значительной площади. Например, в девоне и карбоне Татарии и Западной Башкирии газовый фактор во многих месторождениях колеблется в пределах 50—60 м<sup>3</sup>/т, что при имеющемся там составе газа, характеристике нефти и температуре соответствует давлению насыщения 90—100 ат. Иногда в литературе встречаются указания, что такие газовые факторы или давления насыщения являются нормальными и постоянными для данного района.

Однако на соотношение количеств газа и нефти влияет очень много различных обстоятельств. Поэтому сохранение этого соотношения постоянным в течение длительного времени и в пределах обширных нефтегазовых бассейнов может быть скорее редким исключением, чем правилом, хотя, конечно, общие геохимические закономерности, определяя количество образовавшихся и сохранившихся нефти и газов, обуславливают относительно большие первичные газовые факторы в одном районе и меньшие в другом.

Если учесть, что условия выделения газа в газовую фазу, т. е. возможность отделения газа от нефти, в том числе и возможность образования чисто газовых залежей из газов, растворенных в нефти, зависят от величины давления насыщения, а значения первичных газовых факторов определяют соотношение запасов нефти и газа, то мы легко поймем, что изменение в пространстве и во времени газовых факторов и давлений насыщения во многом определяет формирование газовых шапок и газовых залежей из газов, растворенных в нефти.

Для того чтобы влияние различных причин на изменение газовых факторов стало яснее, мы рассмотрим изменение количественных соотношений нефти и газа по одной продуктивной толще в двух районах — в Среднем Поволжье и Грозном.

В Грозненском районе в чокраке и карагане мы имеем резкие, совершенно закономерные изменения газовых факторов, отчетливо связанные с влиянием гидрогеологической обстановки. Эти соотношения описаны рядом авторов [26, 58]. В Ново-Грозненском (Октябрьском) месторождении первоначальные газовые факторы были очень малы — около 30 м<sup>3</sup>/т в присводовых частях залежей и до 5—6 м<sup>3</sup>/т в приконтурных частях тех же залежей. Газовых шапок не было ни в одном пласте. В Старо-

<sup>1</sup> Здесь и везде дальше, если это не оговорено, под газовым фактором мы понимаем количество газа, растворенного в нефти в пластовых условиях.

Грозненском месторождении газовые факторы выше, чем в Ново-Грозненском, причем в сармате здесь были уже и маленькие газовые шапки. Среднемиоценовые продуктивные горизонты на месторождениях Терского хребта характеризуются газовыми факторами до 100 м<sup>3</sup>/т, причем многие пласты имеют газовые шапки и чисто газовые залежи.

Совершенно несомненно, что указанные различия объясняются тектоническими и гидрогеологическими причинами. Первичные количественные соотношения газа и нефти в миоцене всего Грозненского района были, вероятно, приблизительно одинаковы. Гидрогеологическая обстановка, связанная с известными тектоническими причинами и литологией продуктивных горизонтов, определила интенсивное движение вод в восточной части района (Ново-Грозненская складка) и очень медленное на структурах Терского хребта. В залежах Терского хребта количественные соотношения нефти и газа остались более или менее близкими к первичным соотношениям. В восточной же части района газ был унесен в растворенном виде интенсивным потоком пластовых вод и частично окислен за счет сульфатов тех же вод. Изменение газового фактора в пределах нефтяных залежей Ново-Грозненского месторождения, отмеченное выше, указывает, что процесс уноса газа краевыми водами продолжался до последнего времени.

Для неглубоко залегающих пластов, характеризующихся низкой температурой, некоторое влияние на утяжеление нефти и уничтожение легких углеводородов (газов) имело бактериальное подземное окисление. Однако для более глубоко залегающих пластов Ново-Грозненского месторождения, где, как известно, температура близка к 100°С, биохимические процессы невозможны и, следовательно, здесь изменение насыщения нефти газом связано только с вымыванием газа водой. Это определяется тем, что метан и этан сравнительно легко растворимы в воде, тогда как тяжелые углеводороды в ней практически не растворимы.

Интересно отметить, что гидрогеологическая обстановка грозненских месторождений, несомненно, изменялась с течением времени в связи с тектоническими движениями: поднятием антиклиналей (хребтов), появлением разрывов, образованием источников и т. д. Следовательно, изменялась геохимическая обстановка (давление, температура, скорость движения вод, привнос сульфатов). Все это неизбежно изменяло количественные соотношения газа и нефти и в конечном счете привело к резкому уменьшению газонасыщенности таких месторождений, как Ново-Грозненское, Таш-Кала, Старо-Грозненское.

Таким образом, увеличение газонасыщенности с востока на запад здесь — следствие гидрогеологических условий и в первую очередь уменьшения интенсивности движения подземных вод в этом направлении.



Газовые факторы в девоне Татарии и Башкирии на большой площади сохраняются более или менее постоянными. Однако можно ли считать, что эти газовые факторы являются первичными газовыми факторами? Конечно, нет. Наряду с многочисленными девонскими залежами, где газовый фактор равен 50—60 м<sup>3</sup>/т, в Западной Башкирии имеется Шкаповское месторождение, в котором нефть пласта D<sub>IV</sub> является малосернистой, газовый фактор 120 м<sup>3</sup>/т и давление насыщения 150 ат, а нефть пласта D<sub>I</sub>, залегающего всего лишь в 50 м выше D<sub>IV</sub>, имеет значительно больший удельный вес, более высокое содержание серы, газовый фактор 40 м<sup>3</sup>/т при давлении насыщения около 100 ат. Отсюда видим, что газовый фактор и давление насыщения даже для девонских отложений Западной Башкирии, которые спокойно залегают на больших глубинах, сравнительно выдержаны и характеризуются очень медленным движением пластовых вод, могут иметь значительные отклонения от средних величин.

Для месторождений Прикамнефти в девоне, а особенно в карбоне характерны очень резкие изменения газовых факторов. Так, по данным Н. А. Пьянкова [45] газовый фактор на Яринском месторождении равен 170 м<sup>3</sup>/т, на Шалашинском 95 м<sup>3</sup>/т, на Полазненском 62 м<sup>3</sup>/т, на Северокамском и Краснокамском 40—50 м<sup>3</sup>/т.

Н. А. Пьянков совершенно справедливо считает, что указанное изменение газонасыщенности нефти зависит от того, что здесь имеет место движение нефти с востока на запад из Предуральского прогиба [25]. На это движение накладывается процесс подземного окисления углеводородов, влияние которого усиливается в направлении с востока на запад и снизу вверх. Изменение газонасыщенности закономерно связано здесь с изменением качества нефти, резким изменением содержания азота, распределением сероводорода, т. е. всеми теми показателями, которые уже давно [24, 26] считаются индикаторами процесса подземного окисления нефти.

Различия нефтей и газоносности пластов D<sub>I</sub> и D<sub>IV</sub> Шкапова, несомненно, связаны с подземным окислением углеводородов, более резко проявившимся в пласте D<sub>I</sub>, но обстоятельства, обусловившие эти различия, пока еще неясны. Можно высказать предположение, что циркуляция вод в пласте D<sub>I</sub> более интенсивна, чем в D<sub>IV</sub>, что связано с лучшей выдержанностью по площади пласта D<sub>I</sub>. Пласт D<sub>IV</sub> к северу от Шкапова выклинивается и в районе Белебея к зоне выклинивания пласта D<sub>IV</sub> приурочена стратиграфическая залежь нефти. Однако это предположение пока нельзя считать доказанным, так как у нас нет всех необходимых гидрогеологических и геохимических данных.

Для полноты картины можно указать, что многие геологи,

особенно бакинцы, в частности В. С. Мелик-Пашаев [39], указывали, что дифференциация нефти и газа может быть обусловлена различием литологии пластов-коллекторов. Они отмечают, что на Апшероне, а также и в других районах замечается преобладание газовых залежей в тонкозернистых песчаных пластах, тогда как в соседних, более крупнозернистых песках располагаются нефтяные залежи. Эти авторы указывают, что отмеченную закономерность можно объяснить относительно большей легкостью проникновения газа в водонасыщенные тонкозернистые пески (алевриты), из которых нефть не сможет вытеснить воду.

С физической стороны такое объяснение имеет основание, но механизм образования чисто газовых залежей по этому принципу в многопластовых газо-нефтяных месторождениях для нас не вполне ясен.

## МИГРАЦИЯ ГАЗА И НЕФТИ

### Некоторые принципиальные вопросы миграции флюидов в земной коре

Перейдем к рассмотрению влияния условий миграции флюидов на распределение нефтяных и газовых залежей. Сразу же оговоримся, что вертикальная миграция и пластовая миграция флюидов тесно связаны между собой; условия вертикальной миграции часто определяют условия и характер пластовой миграции и наоборот. Это положение довольно подробно рассмотрено В. П. Савченко [50]. Однако для выявления закономерностей вертикальную и пластовую миграцию удобнее рассматривать обособленно.

Вопросы вертикальной миграции флюидов в земной коре рассматриваются в очень большом числе исследований, и она признается в том или ином виде всеми геологами. Однако по существу вопрос этот изучен совершенно недостаточно. Точных геологических наблюдений и экспериментальных данных по этой проблеме очень мало; многие опубликованные выводы и цифровые данные о скорости диффузии являются мало обоснованными или даже явно ошибочными.

В самом деле, если верить значениям коэффициентов диффузии, которые приводит в своей работе В. А. Соколов [54], то оказывается, что большая часть известных газовых залежей должна полностью уничтожиться из-за диффузии в атмосферу в течение сотен тысяч или нескольких миллионов лет. Геологически и по содержанию гелия в природных газах такие скорости обмена запасов газа в нефте-газовых месторождениях представляются невероятными.

В. А. Соколов указывает [54], что диффузия газа зависит от различия его концентрации; между тем из физико-химических законов нам известно, что диффузия газов зависит не от кон-

центрации, а от изменения значений упругости или фугативности газов. Если говорить о диффузии в водонасыщенной породе или однофазной системе, то различие поднятий концентрации и фугативности дает поправку в скорости диффузии при высоких упругостях газа в 2—3 раза.

Если же говорить о значении различия этих поднятий для изучения явлений диффузии из участков пласта, содержащих газовые и нефтяные залежи, и законтурных, водоносных участков, то окажется, что несмотря на резкое различие концентраций газов на этих различных участках, упругости газа во многих случаях могут быть одинаковыми, ибо пластовые воды насыщены газом до давления в газовой залежи. Поэтому и диффузионный поток, берущий начало от газовой залежи и от водоносных частей пласта, должен быть одинаковым или почти одинаковым.

Указанное обстоятельство исключает возможность использования метода газовой съемки в очень многих нефтегазоносных районах. К сожалению, В. А. Соколов, так же как и другие сторонники метода газовой съемки, ни в одной из своих работ не рассматривает указанных выше физико-химических закономерностей.

Надежные количественные данные о скорости эффузии, фильтрации и диффузии углеводородов и воды через различные горные породы едва ли могут быть получены в результате лабораторных экспериментов, ибо моделирование природных условий в данном случае чрезвычайно затруднительно.

Например, почти невозможно учесть явления трещиноватости. Если допустить наличие трещиноватости в той или другой породе или возможность ее образования, хотя бы временно, под влиянием тектонических движений или больших перепадов давлений флюидов, заключенных в соседних пластах, то условия миграции и качественно и количественно будут резко отличаться от тех случаев, когда трещиноватости нет.

Не менее трудно учесть фактор времени. Если проницаемость данной породы для того или иного флюида (воды, газа) составляет, скажем, 0,0001 миллидарси, то определить эту проницаемость лабораторным путем практически невозможно; однако в геологическое время через площади, исчисляющиеся тысячами квадратных километров, даже при ничтожной проницаемости могут профильтроваться весьма значительные количества воды или других флюидов.

Приведенные выше соображения никоим образом не говорят о том, что лабораторные и опытные исследования проницаемости пород для различных флюидов ненужны. Соответствующие работы могут дать очень многое для качественного изучения процесса и понимания общих условий миграции. Однако, по нашему мнению, количественную сторону миграции, а также и некоторые принципиальные вопросы уверенно можно решить,

только изучая общую гидрогеологию, фактическое распределение нефтяных и газовых залежей и т. д.

Например, как ни малы значения проницаемости глин, определенные лабораторным путем, тот факт, что глинистые породы с глубиной уменьшают свою пористость, неопровержимо говорит о том, что вода может из глин выжиматься, т. е. фильтроваться через них<sup>1</sup>. Наличие многопластовых нефте-газовых месторождений, в которых наблюдаются определенные закономерности изменения нефтегазонасности по вертикали, говорит о связи (сообщаемости) различных пластов, о возможной общности источника поступления нефти и газа и т. д.

За последнее время некоторые, по нашему мнению, действительно обоснованные данные о вертикальной миграции флюидов были получены В. П. Савченко [47, 50], который, однако, основывался преимущественно на теоретическом рассмотрении вопроса и лабораторных исследованиях. Данные же непосредственно нефтяных и газовых месторождений количественно пока не изучены. По этой причине мы в настоящее время не можем дать развернутой картины условий и количественной оценки вертикальной миграции нефти и газов, так же как и подземных вод, и принуждены указать только самые общие положения, основанные более всего на идеях, высказанных В. П. Савченко.

Основным отличием представлений о миграции углеводородов в земной коре, развиваемых В. П. Савченко, от представлений многих других геологов является идея о том, что в определенное время и в определенных условиях миграция углеводородов происходит в породах, насыщенных водой, не только в виде эмульсии или раствора и пассивно вместе с движущейся водой, (что, впрочем, несомненно, бывает очень часто) и не только благодаря диффузии. Миграция углеводородов происходит, кроме того, и в виде прорывающихся струйных фильтрационных потоков нефти и свободного газа в водонасыщенных породах, по-видимому, в основном квантового, прерывистого характера. Условия движения струи нефти и газа определяются при этом силой тяжести (всплыванием) и капиллярными силами.

---

<sup>1</sup> Проницаемость глин для воды принципиально меняется в связи с уплотнением глин и уменьшением расстояния между частицами глин. При сравнительно большом диаметре пор вода, а также нефть и газ при определенном давлении могут продавливаться через глины. Однако при определенной степени уплотнения (по некоторым данным оно наступает на глубинах порядка 2000 м и более) в глинах может остаться почти только одна пленочная вода, которая имеет очень высокую, так называемую структурную, вязкость и капиллярная проницаемость таких уплотненных глин резко падает. Видимо, с этим связано явление сверхдавлений, наблюдаемое в песчаных линзах, заключенных в глинистых породах на большой глубине, в которые выдавливаются флюиды из глин во время уплотнения последних. После определенной степени уплотнения глин давление воды через них «разрешаться» не может и пластовое давление в песчаных линзах приближается к горному.

Заметим, что наличие естественных выходов газа и нефти наглядно показывает существование вертикальной внерезервуарной миграции углеводородов. Практикой эксплуатации нефтяных и газовых месторождений установлено распространение депрессионных воронок, а иногда и непосредственное течение газа и нефти в пределах пластов-коллекторов (резервуаров) на многие километры и десятки километров.

В последнее время непосредственными наблюдениями за эксплуатацией соседних газовых и нефтяных месторождений и расчетами установлены [21, 27] явления прорыва и перетока газа из одной залежи в другую по пласту через водяные пере-  
мычки.

На первых этапах миграция углеводородов из нефтегазоматеринских пород, несомненно, происходит в дисперсном виде. Возможно, что нефть и газ, дисперсно распределенные в пластовых водах, могут мигрировать вместе с этими водами на очень большие расстояния. Условия и закономерности такой миграции до сих пор еще недостаточно ясны. В частности, все еще неизвестно, каким путем происходит соединение нефти, дисперсно рассеянной в породах и в воде, в сплошные нефтяные залежи, заполняющие пласты-коллекторы.

Известно, что мелкие капельки нефти и пузырьки газа могут неопределенно долго оставаться во взвешенном состоянии в пористой среде, заполненной водой. Таким образом, гравитационные силы сами по себе как будто не в состоянии произвести дифференциацию эмульсии нефти, газа и воды. Однако в природе такая дифференциация, несомненно, происходит. Возможно, что эта дифференциация происходит в основном при условии движения воды, содержащей капельки нефти. Это хорошо было показано лабораторными опытами Иллинга [72] и других. Следует отметить, что при существенном снижении давления отделение пузырьков газа из нефти в пористой среде происходит легко и быстро. Об этом наглядно говорят данные эксплуатации нефтяных залежей с газокapиллярным режимом, когда газ легко проскальзывает к забоям скважин и очень быстро образует вторичные газовые шапки.

Мы не будем здесь детально рассматривать вопрос об образовании первичных залежей нефти и газа; с нашей точки зрения в настоящее время более актуальным является рассмотрение процессов струйной миграции нефти и газа в земной коре. Первоочередность рассмотрения этого процесса определяется хотя бы уже тем, что это процесс, который воздействует на нефтяные и газовые залежи в последние стадии их существования, а мы уже имели случай указать, что для понимания условий формирования ныне существующих нефте-газовых месторождений нужно прежде всего изучить последние этапы «жизни» месторождений с тем, чтобы двигаться от известного к неизвестному, постепенно «снимая» все более и более ранние наслоения.

Отмечая, что процесс концентрации рассеянной нефти в промысленные залежи до сих пор не вполне ясен, в то же время можем совершенно определенно утверждать, что такая концентрация происходит и более того широко распространена в природе. Бесспорным доказательством этому служит само существование нефтяных и газовых месторождений.

Логически рассуждая, как бы ни происходила концентрация углеводородов в земной коре, она может привести к образованию только двух видов скоплений: 1) нефте-газовых залежей в пористых породах таких, которые видим сейчас во всех месторождениях; 2) нефтяных (или газовых) скоплений движущихся «пузырей», больших или меньших размеров, прерывистых или сплошных струй, перемещающихся в наклонно залегающих водоносных пористых пластах или по трещинам. При этом скопления, всплывая в воде, заполняющей пористую породу, конечно, должны сливаться с соседними скоплениями, а затем или истекать на дневную поверхность, или вливаться в нефтяную (газовую) залежь, находящуюся в структурной или литологической ловушке, оттесняя воду из этой ловушки.

Допустим, что первоначальные нефтяные и газовые залежи образуются без предварительной стадии концентрации углеводородов в «пузыри» путем диффузии, выделения капелек нефти из пластовых вод, протекающих через ловушки или омывающих нефтяную залежь. Значит ли это, что в природе не существует «квантового», струйного течения (фильтрации) нефти и газа по пористым породам? Нет, ибо ловушки, в которых оказались нефте-газовые залежи, раз образовавшиеся, в дальнейшем под влиянием различных тектонических процессов и геологических факторов могут изменяться и углеводороды при этом будут вынуждены покидать первичную ловушку. Это перемещение в большинстве случаев будет происходить в виде струйного потока по пласту-коллектору или вертикально в соседние пласты<sup>1</sup>. Приведем два возможных случая, по-видимому, достаточно часто встречающихся.

Представим себе, что в брахиантиклинальной структуре, расположенной на валу, имеется нефтяное или газовое месторождение, которое занимает всю или почти всю структурную ловушку. Если в процессе продолжающихся тектонических движений эта структура будет наклонена, то нефть и газ начнут перетекать из нее. Это явление можно выразить на прилагаемой схеме (рис. 1).

Естественно, что переток, происходящий по пористому пласту в вышележащую или новую структуру не может иметь пло-

---

<sup>1</sup> И. М. Губкин в своих трудах не рассматривал вопрос о дальней струйной миграции нефти, однако он писал [16] что «при изменении геологической обстановки нефтяные залежи все время приспособлялись к новым структурным формам». Это положение по существу заключает в себе мысль о струйном перемещении нефти.

щадного характера, он будет иметь струйный характер, приурочиваясь к наиболее приподнятым участкам пласта, например к осевой линии вала, контролируясь одновременно и литологией пласта. Доказательством наличия таких перетоков является наличие на многих платформенных валах, осложненных куполовидными поднятиями небольшой амплитуды, например на Больше-Кинельском валу, цепочки нефтяных и газовых залежей, целиком заполняющих все структурные ловушки (рис. 2). Совпадение высотных отметок контактов газ — вода (или нефть — вода) с отметкой низшей точки соседней седловины<sup>1</sup>, конечно, нельзя считать случайным; такая картина может образоваться только в связи с перетоком газа и нефти из одного купола в соседний.

Как мы указали выше, явление перетока газа из одной залежи в другую доказано сейчас и данными эксплуатации [27].

Непосредственными наблюдениями и расчетами доказано, что в результате снижения давления в эксплуатирующихся залежах газ перетекает из соседней, не эксплуатирующейся залежи. В настоящее время установлено наличие в СССР семи групп газовых залежей с перетоками газа. Больше всего их в Куйбышевском районе, но доказаны также перетоки в Западной Украине, Западной Сибири (Березово).

Перетоки доказаны для месторождений, отстоящих друг от друга до 2 км. По таким месторождениям, как Угерско-Бильче-Волица, доказан переток газа в количестве до 1,5 млрд. м<sup>3</sup>. Имеются фактические данные, показывающие существенное перемещение нефтяной залежи в сторону депрессии, образовавшейся при разработке соседнего нефтяного месторождения [21].

Весьма показательные примеры боковой пластовой миграции газа наблюдаются в аварийных газовых (а также и нефтяных) скважинах. Приведем несколько примеров. В скв. 50 на месторождении Бильче-Волица газ прорвался из-под направления на глубине 15 м в алювиальные породы, покрытые несколькими метрами торфа и почвы. Мощные грифоны газа в результате образовались на месте мелких структурных скважин на расстоянии 700—800 м от скв. 50. Между тем вблизи самой скв. 50 никаких газопоявлений не было. После закачки скв. 50 глинистым раствором грифоны прекратились.

В аварийной скв. 28 Ново-Степановского месторождения газ уходил в карбонатные породы казанского возраста, покрытые



Рис. 1. Схема перетока нефти из существующей залежи при тектонических движениях.

<sup>1</sup> В отдельных случаях под влиянием изменения напора подошвенных вод или коллекторских свойств пласта контакт газ — вода или нефть — вода может быть наклонным, но это не изменяет принципиальной стороны вопроса.

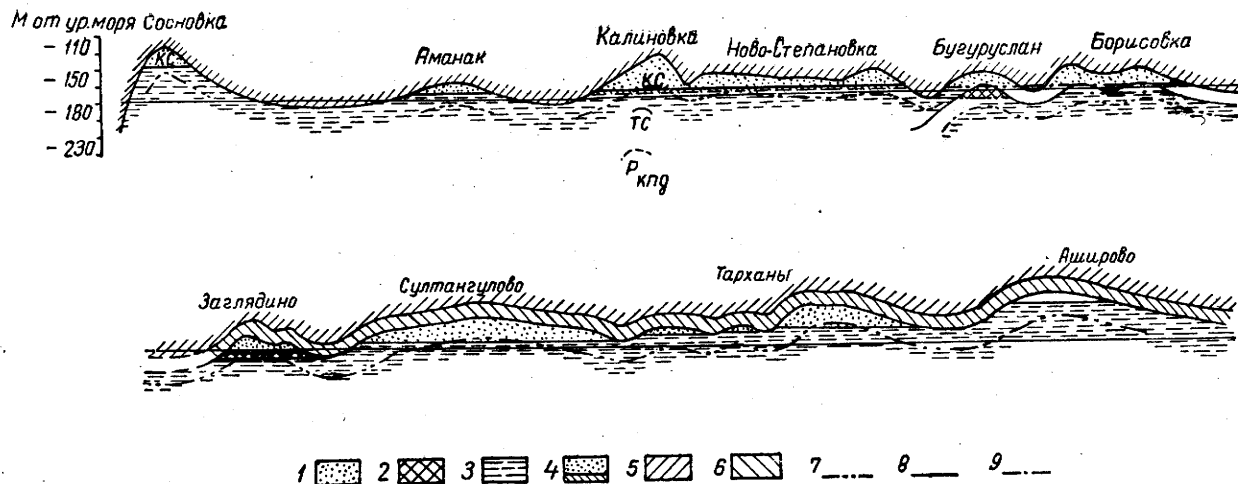


Рис. 2. Соотношение залежей газа и нефти в продуктивных свитах КС и ТС Больше-Кинельского вала. Профиль составлен по материалам трестов Бугурусланнефть, Кинельнефть и Куйбышевгаз. Составил В. П. Савченко.

1—зона газонасыщения; 2—зона нефтенасыщения; 3—зона водонасыщения; 4—зона водонасыщения с залеганием нефти на южном крыле; 5 и 6—водоупорные толщи; 7—подошва продуктивного горизонта; 8—подошва газовой залежи; 9—граница неизученных зон.



татарскими слоями, на глубине порядка 150 м. Газ вырвался в виде мощного грифона, образовавшего кратер площадью в несколько гектаров на расстоянии около 1 км от скв. 28.

На Богаевском месторождении наблюдается несовпадение структуры карбона и юры. Свод угленосной свиты располагается в районе скв. 18, а свод структуры по юрским отложениям в 1,5 км к северо-западу в районе скв. 14, расположенной за контуром газоносности месторождения.

В скв. 18 (получившей газ из угленосной свиты) было нарушение колонны против песчаников юры. Газ из скв. 18 провалился в юрские слои в скв. 14, т. е. в кратчайшее время прошел по юрским водоносным песчаникам 1,5 км.

Таким образом, можно сказать, в настоящее время видим непосредственно струйные потоки газа и нефти по водоносному пласту.

Рассмотрим второй вид струйной миграции. В одном из пластов куполовидной структуры имеется нефтяная или газовая залежь. Если эта структура будет нарушена каким-либо разрывом, то нефть (или газ) начнет перетекать в виде струи в вышележащие пласты. Как мы покажем ниже, вертикальная струйная миграция, по-видимому, может происходить и без открытых тектонических разрывов.

Таким образом, видим, что при перераспределении нефти и газа из уже сформировавшихся нефте-газовых месторождений миграция углеводородов в большинстве случаев будет происходить в виде струйной фильтрации. Если вспомним, что образование первичных нефте-газовых залежей происходит уже на первых этапах геологической истории нефтегазоносного бассейна [16], то должны будем согласиться с тем, что во многих случаях именно струйная миграция определяет современное распределение нефтяных и газовых залежей. Так, если говорить о Волго-Уральской нефтегазоносной области, то можно думать, что нефте-газовые месторождения здесь образовались уже в девонское и каменноугольное время [24]. Затем эта область, как известно, претерпела разнообразные и относительно очень интенсивные тектонические движения и в пермское время, и в мезозое, и в кайнозое. Поэтому мы едва ли ошибемся, если будем считать, что за последние 100—200 млн. лет нефть в Волго-Уральской области, если перемещалась, то в основном перемещалась из уже сформировавшихся месторождений путем струйной, «квантовой» миграции.

Газы благодаря своей относительно высокой растворимости в воде, перемещались, кроме того, и в растворенном состоянии вместе с пластовой водой, движущейся в соответствии с региональными гидрогеологическими условиями.

Некоторые американские исследователи [68, 69] указывают, что водоносные породы на определенных участках ниже нефтяных залежей часто содержат довольно значительное количество

рассеянной нефти, которая, видимо, трассирует именно пути струйной фильтрации.

Представление, что нефть, а также часто и газ перемещаются, как правило, в виде струйных потоков, показывает, что латеральная, внутрирезервуарная миграция происходит в основном по наиболее проницаемым пластам вдоль осевых (сводовых) частей структур — по валам. Следовательно, палеотектонический анализ может дать ценные указания о возможности и путях миграции нефти и газа.

Возможны случаи, когда структурный план нефтегазоносных свит во время основной фазы миграции углеводородов резко отличался от современного, и это обстоятельство обусловило распределение нефтяных и газовых месторождений, как будто бы не связанное со структурными условиями.

Вторым, очень важным выводом является то, что газ, растворенный в нефти, при струйной миграции должен перемещаться вместе с ней до тех пор, пока давление насыщения его будет меньше пластового давления, и будет выделяться в свободную фазу по мере того, как мигрирующая нефть будет подниматься в зоны с относительно меньшим пластовым давлением. Выделение нефтяных газов в свободную фазу создает условия для дифференциации нефти и газа, и это во многом определяет закономерности формирования и распределения нефтяных, газовых и нефте-газовых месторождений. Поэтому если мы не будем ясно представлять себе возможностей и условий струйного фильтрационного течения нефти и газа в водоносных породах, если мы не будем думать об условиях выделения газа из раствора в нефти и воде, то мы едва ли сможем понять условия формирования и существования месторождений углеводородов.

### Вертикальная миграция флюидов

Весьма важным положением, выдвинутым В. П. Савченко [47], является утверждение, что вертикальная межпластовая миграция флюидов зависит от различия приведенных пластовых давлений (напоров) флюидов в различных пластах. Причем В. П. Савченко в отличие от большинства других авторов подчеркивает необходимость конкретного гидрогеологического анализа с определением напоров вод в различных пластах и свитах и на различных участках структур. Особенно важным являются различия приведенных пластовых давлений флюидов, которые создаются в связи с различием удельных весов воды, нефти и газа и различием высоты нефтяных и газовых залежей.

В гидрогеологических работах, а также в учебниках нефтепромышленной геологии излагаются совершенно определенные и твердо установленные положения о закономерностях распределения пластовых давлений воды, нефти и газа в пределах нефтегазоносных и артезианских бассейнов.

Учитывая исключительную важность этих положений для понимания условий миграции флюидов в земной коре и формирования нефте-газовых месторождений, необходимо хотя бы вкратце напомнить их.

Пластовым давлением называется давление флюидов, заполняющих поровое пространство пласта, в данной точке пласта. Пластовое давление в различных точках пласта различно и зависит от высотного положения данной точки пласта, удельного веса флюида, заполняющего пласт, и изменения напора пластовых вод по площади пласта. Пластовое давление можно выразить в атмосферах или метрах водяного столба.

Условия выделения газа из раствора в нефти или пластовой воде, удельные запасы газа и т. д. определяются пластовыми давлениями, поэтому они изменяются с изменением глубины залегания пласта.

Приведенным пластовым давлением или пьезометрическим напором называется пластовое давление, приведенное к определенной гипсометрической поверхности. Чаще всего пьезометрический напор выражается в метрах столба пресной воды над уровнем моря. При отсутствии движения пластовых флюидов и одинаковых их удельных весах пьезометрический напор по всей площади пласта на любых глубинах его залегания, а иногда даже и по целой мощной свите пластов сохраняется постоянным. В противном случае возникают изменения напоров, соответствующие скорости движения флюидов, проницаемости пород и изменению удельного веса флюидов по площади и с глубиной.

Различие пьезометрических напоров в двух точках земной коры при наличии хотя бы слабой проницаемости промежуточных пород определяет движение флюидов от области больших пьезометрических напоров к меньшим. Различие пластовых давлений само по себе не определяет направления движения пластовых флюидов. Движение флюидов определяется разностью пьезометрических напоров. Пьезометрические напоры пластовых вод определяются общими гидрогеологическими условиями: положением области питания и разгрузки данного пласта, его проницаемостью, удельным весом пластовых вод и т. д.

В пластах или, лучше сказать, линзах, не имеющих непосредственной связи с дневной поверхностью, напоры, а следовательно, и давления пластовых флюидов могут определяться местными условиями: выжиманием воды под влиянием горного давления из вмещающих уплотняющихся пород, образованием газов, изменением температуры, тектоническими движениями и т. д.

Влияние перечисленных местных условий, в том числе и величины горного давления, на пластовое давление может проявиться только при условии изоляции или весьма затрудненного сообщения данного участка земной коры с общей водонапорной

системой данной территории, что бывает не очень часто. Различие гидрогеологических условий отдельных, иногда даже близких горизонтов (различие областей питания и разгрузки и т. д.) встречается чаще, особенно в горных и предгорных районах.

Следует указать, что при медленном движении пластовых вод в застойных бассейнах и особенно на платформах напоры вод оказываются обычно очень близкими или одинаковыми даже в далеко отстоящих пластах. Это объясняется тем, что обычные наиболее плохо проницаемые породы, представленные глинами и известняками, не являются все же абсолютно непроницаемыми. Будучи насыщены водой, глины из-за капиллярных сил являются малопроницаемыми для газа и нефти, но заметно проницаемы для воды. Даже самые плотные известняки могут быть (и обычно бывают) трещиноваты или местами закарстованы. Поэтому при малых скоростях тектонических движений и малых разностях отметок областей питания и разгрузки, характерных для платформ, напоры вод в значительной мере успевают выравниваться по всей мощности осадочных толщ. Однако если в толще пород имеются пласты каменной соли или ангидритов, то вследствие своей весьма малой проницаемости (в определенных пределах их можно считать даже непроницаемыми) они могут обусловить значительные разности напоров вод даже в близких пластах.

Иногда приходится встречаться с утверждением, что в толще глубоко залегающих нормальных осадочных пород могут быть сухие пласты, т. е. такие, в порах которых нет воды, а также нефти и газа. В качестве доказательства этого приводится довольно распространенное явление отсутствия притока каких-либо флюидов при опробовании ряда интервалов во многих глубоких скважинах. Однако отсутствие притока флюидов при опробовании того или иного пласта объясняется, конечно, не отсутствием флюидов в порах этого пласта (ибо там, конечно, не может быть пустоты), а низкой проницаемостью опробованного пласта, которая иногда (в плотных породах) сочетается и с малой пористостью.

С генетической точки зрения этот вопрос рассмотрен нами в другом месте [26] и не будем на нем подробно останавливаться. Напомним только, что сухие глины должны были бы иметь весьма высокое электрическое сопротивление, между тем, как известно, глины всегда имеют низкое электрическое сопротивление; это положение доказано всеми прокаротированными глубокими скважинами. Следовательно, все глинистые пласты (за исключением, конечно, пластов, залегающих выше уровня грунтовых вод) являются полностью насыщенными водой.

Это положение — полное насыщение нормальных осадочных пород водой (если их поры не содержат нефти и газов) —

нужно всегда иметь в виду при рассмотрении всех вопросов миграции флюидов в земной коре.

Следует особо подчеркнуть, что пластовые напоры в поровом пространстве смежных песчаных и глинистых водоносных пластов (вопреки очень широко распространенному мнению) практически являются одинаковыми, так как поровые пространства глин и песков непосредственно сообщаются между собой, а молекулярные силы в смежных породах различной проницаемости, но одинаково насыщенных водой не могут обусловить большой разности напоров.

График распределения пластовых давлений, приведенный В. А. Соколовым [54, стр. 307], на котором показано, что пластовое давление в песках возрастает с глубиной пропорционально гидростатическому давлению, т. е. приблизительно на 1 ат с увеличением глубины на 10 м, а давление в глинах (как уплотняющихся породах) возрастает пропорционально горному давлению, т. е. на 2—2,5 ат на 10 м глубины, является принципиально неверным. За недостатком места не будем на этом вопросе останавливаться более подробно, тем более, что он недавно был рассмотрен Н. А. Кудрявцевым [34].

В настоящей книге мы часто будем употреблять термин «проницаемость» не в его обычном значении. С понятием проницаемости обычно связывается явление спокойного непрерывного течения флюидов через пористую или трещиноватую породу, причем порода как таковая не изменяет своих свойств.

Течение воды через водонасыщенные породы происходит вследствие обычной проницаемости вне зависимости от размера поровых каналов, пока эти каналы не уменьшатся до величины, близкой к толщине пленки воды, прочно связанной с минеральными зернами. Близко к этому и явление многофазной проницаемости, когда через крупнозернистую породу одновременно движутся различные флюиды (нефть, вода или газ и нефть).

Иной характер носит проницаемость пород, которую начал изучать В. П. Савченко, а именно проницаемость при струйном проникновении газа и нефти через водонасыщенные породы. Здесь мы имеем собственно явление прорыва газа и нефти, прорыва, который происходит или в результате скачкообразного преодоления капиллярных сил, или прорыва, связанного с раскрытием трещин. Может быть для этого явления следовало бы ввести новый термин «прорывность» вместо проницаемости.

Вертикальная миграция подземных вод осуществляется вследствие разности напоров в соседних пластах, разности, которая обуславливается или общими гидрогеологическими условиями циркуляции вод в различных пластах, или явлениями выжимания погребенных вод при уплотнении горных пород (особенно глин). Абсолютно водонепроницаемых пород нет (если не считать мощных толщ каменной соли), и соответственно вертикальная миграция вод распространена практически повсеместно,

но часто она очень медленна и является заметной только в геологические времена. В зонах повышенной трещиноватости, например в сводах крутых, приподнятых антиклиналей или на флексурных перегибах, вертикальная миграция существенно ускоряется.

Вместе с водой в земной коре перемещаются растворенные в ней газы. При проникновении воды в пласты с меньшим гидростатическим давлением газы могут выделиться из раствора и образовать свободную газовую фазу. Свободные газы могут проникнуть из одного пласта коллектора в другой через такие промежуточные породы, как более или менее уплотненные насыщенные водой глины, только по достижении определенных относительно больших градиентов перепада приведенных пластовых напоров. Однако при большой высоте газовой залежи в связи со значительной разностью удельных весов газа и пластовой воды необходимые перепады приведенных давлений могут быть достигнуты и в первую очередь в наиболее повышенных частях газовых залежей.

Обычно условия для проникновения нефти через водонасыщенные породы более затруднены, чем для газа, что объясняется между прочим тем, что разность напора в сводовой части залежи и напора в водяной части пласта для нефтяной залежи гораздо меньше, чем для газовой. Это связано с малой разницей удельных весов нефти и воды. Кроме того, газ может проникать в вышележащие слои и путем диффузии, которая для нефти практически не имеет места. Необходимо, однако, отметить, что, как показали лабораторные опыты В. П. Савченко [50], нефть продавливается через тонкопористые породы при существенно меньших перепадах давления, чем газ, и это иногда имеет большое значение для формирования многопластовых нефтегазовых месторождений. К этому вопросу мы еще вернемся несколько ниже.

На прилагаемой схеме (рис. 3) можно видеть природу образования различий приведенных напоров газа, нефти и воды в смежных пластах-коллекторах, содержащих нефтяные и газовые залежи. Представим себе, что на антиклинали имеются два соседних пласта песчаника, из которых нижний содержит газовую залежь высотой  $h$  метров, а верхний водоносный. Статические уровни (напоры) вод в обоих пластах равны. Следовательно, на уровне контакта газ — вода пластовые давления в обоих пластах одинаковы; скажем, они равны  $H$  метров водяного столба. Пластовое давление в высшей точке газовой залежи  $P_1$  равно  $\gamma_{\text{в}}H - \gamma_{\text{г}}h$ , а в соседнем водяном пласте на том же уровне давления  $P_2$  равно  $\gamma_{\text{в}}H - \gamma_{\text{в}}h$ . Отсюда разность давлений в соседних пластах на уровне вершины газовой залежи равна

$$P_1 - P_2 = \gamma_{\text{в}}H - \gamma_{\text{г}}h - (\gamma_{\text{в}}H - \gamma_{\text{в}}h) = (\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{г}})h; \Delta P = (\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{г}})h.$$

Эта разность и будет определять стремление газа нижнего пласта перетекать в верхний пласт. На рис. 3 показано распределение давлений в многопластовом газовом месторождении с конкретными цифрами, рассчитанными по указанным выше формулам. При высоте газовой залежи 200 м в своде ее создается избыточное давление над соседними водоносными пластами порядка 17 ат.

В нефтяной залежи вместо удельного веса газа следует подставить удельный вес нефти. Для случая газовой залежи в виду малого значения  $\gamma_g$  разность  $\gamma_v - \gamma_g$  близка к 1,0. Для нефти она колеблется в зависимости от удельных весов нефти и пластовой воды от 0,5 и до 0 в случае тяжелой нефти и пресной воды.

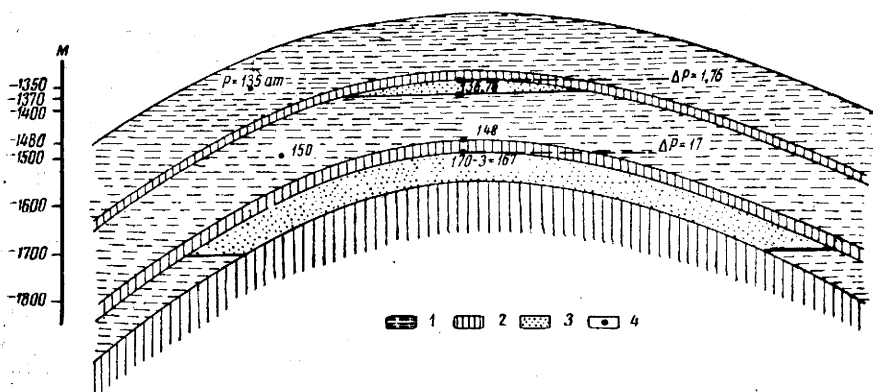


Рис. 3. Схема распределения давлений в многопластовых газовых месторождениях.

1—водоносный песок; 2—глина; 3—газоносный песок; 4—давление в данной точке в ат.

На рис. 4 даны расчеты избыточных давлений и градиентов приведенных пластовых давлений для газо-нефтяного месторождения. Для принятых высот нефтяной и газовой залежей и соответствующих удельных весов газа, нефти и воды избыточное давление над нормальным гидростатическим в верхней части нефтяной оторочки составило 4 ат, а в верхней части газовой шапки 29 ат. На глубине 1500 м давление в газовой залежи оказалось 179 ат, т. е. градиент давления в этом случае составит 1,19 против нормального 1,0.

Глинистый прослой, разделяющий рассматриваемые два пласта (см. рис. 3), насыщен водой, поэтому разность приведенных давлений между верхней точкой газовой залежи и соседним водоносным пластом во всех направлениях остается постоянной, ибо удельные веса воды, заключенной в породах глинистого пласта и соседнего водоносного пласта, для наших расчетов могут считаться одинаковыми.

Отметим, что разность приведенных давлений между газовой залежью и соседним водоносным пластом создается не только по отношению к верхнему пласту, но и по отношению к нижнему пласту, если только водоносная часть нижнего пласта окажется выше контакта газ — вода верхнего пласта. При этом газ будет стремиться перейти в нижний пласт и будет перетекать в него пока контакт газ — вода в нижнем пласте не окажется (в соответствии с закономерностями, установленными В. П. Савченко)

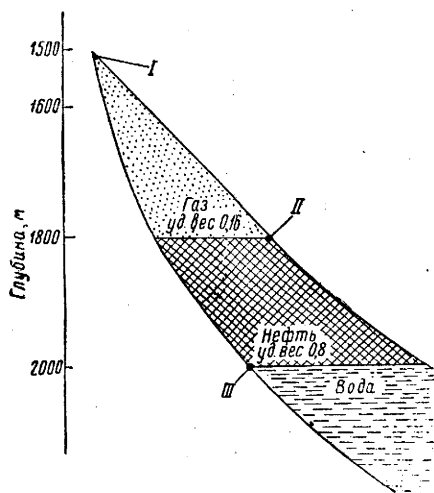


Рис. 4. Давление в газонефтяной залежи с высоким этажом нефтегазонасыщенности.

I — давление  $184 \text{ ат} - 5 \text{ ат} = 179 \text{ ат}$ , градиент давления  $1,19 \text{ ат}/10 \text{ м}$ ; II — давление  $200 \text{ ат} - 16 \text{ ат} = 184 \text{ ат}$ , градиент давления  $1,02 \text{ ат}/10 \text{ м}$ ; III — нормальное гидростатическое давление  $200 \text{ ат}$ , градиент давления  $100 \text{ ат}/10 \text{ м}$ .

той чередующихся коллекторских и малопроницаемых пород, если нефтегазоматеринские отложения располагаются в нижней части разреза, должна наблюдаться вертикальная дифференциация нефти и газа, в результате которой нижние горизонты будут

на уровне близком, но несколько более высоком, чем контакт в верхнем пласте.

Отсюда видим, что контакт газ — вода в нижнем пласте должен быть в зависимости от того, вверх или вниз направлена миграция газа, либо на уровне более низком, чем контакт газ — вода в верхнем пласте, либо несколько выше.

Поскольку обычно миграция направлена снизу вверх, подошва газовой залежи в нижнем пласте чаще всего бывает ниже, чем подошва газовой залежи в верхнем пласте<sup>1</sup>.

Учитывая рассмотренные выше большие величины движущих сил, определяющих вертикальную миграцию (всплывание), газа по сравнению с нефтью, можно высказать совершенно определенное положение. На антиклинальной структуре, сложенной сви-

<sup>1</sup> Теоретически могут быть случаи более высокого положения контакта газ — вода в нижнем пласте по сравнению с верхним, например вследствие более интенсивного уничтожения газа в нижнем пласте за счет процессов подземного окисления или прямого истечения газа из нижнего пласта на дневную поверхность. Могут быть случаи резкого превышения пьезометрических напоров пластовых вод нижнего горизонта по отношению к верхнему, что может временно обусловить подъем контакта газ — вода в нижнем горизонте. Однако такие обстоятельства, видимо, бывают редко. Нам пока неизвестно ни одного надежно определенного случая с «аномальным» соотношением контактов газ — вода в соседних пластах.



содержать в основном нефтяные залежи, а верхние — обогащаться газом.

В самом деле, допустим, что в своде антиклинали располагается крупная нефтяная залежь. Высота нефтяной залежи 100 м. Высшая точка ее располагается на глубине 1000 м, а контакт нефть — вода на глубине 1100 м. Допустим, как это обычно и бывает на платформе, что при отсутствии интенсивного движения пластовых вод давление последних возрастает точно в соответствии с глубиной залегания водоносных пластов. Для простоты расчетов предположим, что удельный вес подземных вод по всему разрезу равен единице, а удельный вес нефти 0,8. С учетом указанных выше допущений на глубине 1100 м на уровне контакта нефть — вода будем иметь давление 110 ат. В верхней части нефтяной залежи при ее высоте 100 м, т. е. на глубине 1000 м, давление будет  $110 - 0,8 \times 100 : 10 = 102$  ат. В водоносных пластах на том же уровне пластовое давление будет только 100 ат ( $110 - 1 \times 100 : 10$ ).

Иными словами, в верхней части нефтяной залежи вследствие меньшего удельного веса нефти создается пьезометрический напор, на 2 ат превышающий гидростатический напор подземных вод на той же гипсометрической отметке.

Для газовой залежи при той же глубине залегания разность напоров будет около 10 ат, так как разность удельных весов воды и газа в пластовых условиях будет около единицы.

Предположим, что над рассмотренной выше первичной нефтяной залежью располагается мощная серия чередующихся песчано-глинистых пород, которые первоначально были целиком заполнены водой. При избыточном пьезометрическом напоре, имеющемся в верхней части нефтяной залежи, нефть будет стремиться проникнуть вверх.

При соответствующей характеристике пород (мощности, проницаемости, трещиноватости), покрывающих нефтеносный пласт, нефть может проникнуть в верхний пласт-коллектор. По существу мы будем наблюдать процесс всплывания нефти в водонасыщенных породах. При этом следует иметь в виду, что процесс этот будет определяться высотой нефтяной залежи, разностью удельных весов нефти и пластовых вод и капиллярными силами (сопротивлением прослоя, разделяющего наши пласты-коллекторы).

В. П. Савченко [50] экспериментально показал интересные закономерности, определяющие условия прорыва нефти (газа) через малопроницаемые водонасыщенные пласты и условия прекращения перетока нефти (газа) после прорыва, связанные с капиллярными явлениями. Эти данные показывают, что переток нефти (газа) из нижней залежи в верхний пласт-коллектор начинается при определенной высоте нефтяной (газовой) залежи, создающей избыточное приведенное давление, соответствующее давлению капиллярного прорыва, и прекращается после того,

как высота ее уменьшится до определенного уровня, соответствующего давлению капиллярного пережатия прорвавшейся струи. Таким образом, переток нефти и газа из нижних пластов в верхние будет происходить периодически, как-бы квантами.

В нижнюю залежь, которая является источником вертикальной миграции, нефть или газ могут постепенно поступать непосредственно из нефтегазоматеринских свит или путем боковой миграции из соседней первичной залежи, откуда нефть или газ поступают вследствие, скажем, перекоса структурной ловушки (см. рис. 1).

Из этих лабораторных данных и теоретических представлений ясно, что при определенных характеристиках вод, нефти и малопроницаемых пластов, разделяющих пласты-коллекторы, в каждом пласте-коллекторе может сохраняться нефтяная залежь, не превышающая определенной высоты. Если эта высота превышена, сила всплывания оказывается настолько значительной, что нефть прорывается в вышележащий пласт. Прорыв нефти обычно легче всего должен произойти в верхней части залежи, например в самом своде антиклинали, где образуется наибольшая разность напоров нефти и воды и где породы могут быть наиболее трещиноваты. Если зона трещиноватости будет расположена на некотором расстоянии от свода складки, то прорыв может произойти в стороне от свода.

Естественно, что вместе с нефтью в верхние пласты проникает и газ, растворенный в нефти. По мере подъема (всплывания) нефти она может достигнуть пластов, где давление воды, а следовательно, и проникшей туда нефти окажется меньше давления насыщения. Тогда газ начнет выделяться из раствора. Образуется газовая шапка.

Условия для прорыва (всплывания) свободного газа в вышележащие пласты являются более благоприятными, чем для нефти. Это определяется несколькими причинами, из которых основной, как мы указывали выше, является меньший удельный вес газа, вследствие чего сила всплывания (подъемная сила) газа в воде будет больше, чем для нефти. Если мы вспомним, что прорыв флюидов происходит преимущественно в присводовой части структуры, а газовые шапки там именно и располагаются, то мы легко поймем, что газ, если только он выделится в свободную газовую фазу, будет во многих случаях опережать нефть в процессе вертикальной миграции (всплывания, продавливания) в толще переслаивающихся водонасыщенных пород различной пористости и проницаемости.

Известно, что платформенные структуры часто имеют сравнительно небольшую амплитуду. При этом, как указывает В. П. Савченко [47], может оказаться, что максимальная высота нефтяной залежи на такой структуре может быть слишком малой, чтобы образовалась разность напоров в верхней части нефтяной залежи по отношению к верхнему водоносному пласту.

достаточная для продавливания нефти через некоторую разделяющую их малопроницаемую пачку, тогда как газовая залежь этой высоты создает достаточный напор для преодоления данной преграды. В этом случае некоторый глинистый (или другой малопроницаемый) раздел на данной структуре может оказаться абсолютным препятствием для нефти, тогда как газ будет проникать через него. Соответственно нижняя часть разреза может содержать нефтяные (а также и газо-нефтяные) залежи, тогда как сверху будут только чисто газовые залежи.

Естественно, что в очень многих случаях, особенно на структурах с малой амплитудой, соответствующие пачки пластичных глин, каменной соли, ангидритов и т. п. могут служить практически совершенно непроницаемой крышкой для вертикальной миграции как нефти, так и газа и соответственно все пласты-коллекторы выше подобной пачки будут лишены залежей нефти и газа.

При определенных условиях, если месторождения формируются в основном за счет вертикальной миграции, некоторые структуры малой амплитуды вообще могут оказаться непродуктивными. Вероятно, таким образом можно объяснить непродуктивность ряда миоценовых малоамплитудных структур в южной части Краснодарского края, расположенных вблизи Анастасиевского месторождения.

Интересно отметить, что на больших глубинах пластовые воды имеют высокую минерализацию и соответственно значительный удельный вес, которые постепенно уменьшаются кверху.

Для нефтей обычно наблюдается обратная картина: на глубине залегают относительно легкие нефти, а верхние пласты содержат тяжелые нефти. Эти соотношения определяют относительно большую разность удельных весов нефти и пластовых вод на глубине и малую разность в верхах разреза. Отсюда следует, что сила всплывания нефти для глубоких горизонтов, как правило, должна быть больше, чем для залегающих ближе к поверхности. Изменение соотношения удельных весов газа и воды не играет большой роли. Это также способствует разделению нефти и газа в вертикальном разрезе.

Следует, однако, иметь в виду, что, как показывают эксперименты В. П. Савченко, при наличии сравнительно небольшой газовой шапки и при достаточной высоте подстилающей нефтяной оторочки нефть может прорываться в вышележащие пласты из верхних частей нефтяной оторочки, тогда как газ из газовой шапки еще не будет целиком выжат вверх. Это следует из того, что, как уже указывалось, для прорыва нефти через тонкокапиллярную породу требуется меньший перепад давления, чем для прорыва газа. В некоторых случаях в породах, являющихся гидрофобными, нефть может иметь весьма малое давление капиллярного пережатия, иногда оно может быть даже отрицательным. Для газа такие явления исключены. В связи с этим на

антиклиналях с достаточно большой амплитудой (особенно на крутых складках) могут образовываться многопластовые нефтегазовые месторождения, в которых все пласты имеют высокие нефтяные залежи с газовыми шапками. Последние, конечно, не могут быть особенно высокими, так как они испытывают значительный подпор со стороны подстилающей нефтяной залежи. Таковы многие месторождения Бакинского района, например Лок-Батан, Куш-Хана и др. (рис. 5).

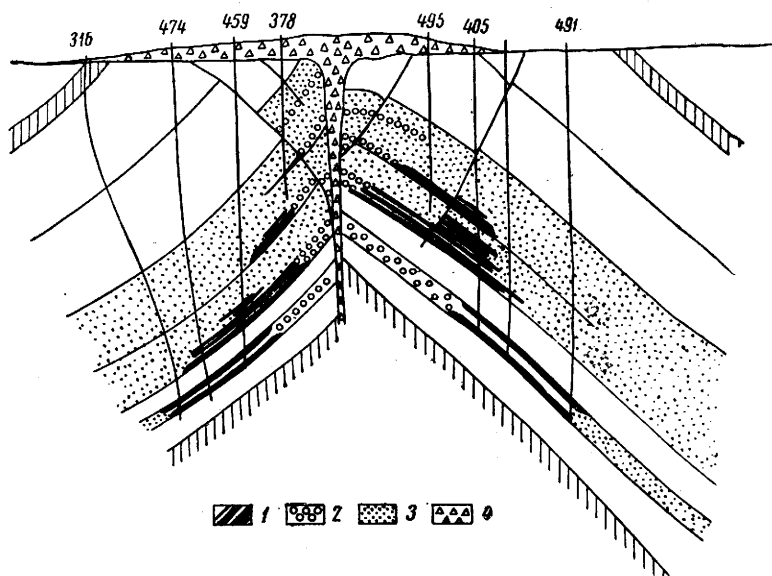


Рис 5. Локбатан. Поперечный геологический профиль.

1—нефтяные залежи; 2—газовые залежи; 3—песчаные свиты с прослоями глин; 4—глистая брекчия.

Естественно, что на структурах сильно перебитых разрывами (структуры Бакинского района), на распределении газа и нефти может сказаться расположение трещиноватых зон, являющихся путями перетока.

Кроме явлений прорыва (прожимания) нефти и газа из нижних слоев в верхние, некоторое значение должны иметь и явления диффузии. Следует напомнить, что последняя направляется от больших упругостей в сторону меньших упругостей, т. е. чаще всего снизу вверх. Коэффициент диффузии различных веществ, грубо говоря, обратно пропорционален корню квадратному из их молекулярных весов. Поэтому углеводородные газы обладают заметной диффузией, тогда как диффузия нефти практически незаметна [54]. Это обстоятельство также способствует дифференциации нефти и газа в вертикальном разрезе.

Природные условия в различных районах и даже на соседних структурах одного и того же района могут быть различными в отношении характера разреза пород, высоты ловушек и гидрогеологических условий. Поэтому мы вправе ожидать различия нефтегазонасыщенности различных структур даже при наличии принципиально одинаковых условий нефтеобразования и общности нефтегазоматеринских свит. Картина может еще больше осложниться в случае присутствия в разрезе нескольких нефтегазоматеринских свит, явления подземного окисления или метаморфизма углеводородов, наконец, под влиянием просто перетока газа или нефти по трещинам или утечки их на дневную поверхность.

При всей возможной сложности и разнообразии природной обстановки все же следует признать несомненным, что если в нижней части серии осадочных пород так или иначе образуется нефтяная залежь с растворенным в ней газом, то в результате вертикальной миграции углеводородов в пределах каждой отдельной структуры должна наблюдаться дифференциация нефти и газа с преимущественным формированием нефтяных залежей в глубоких частях разреза и газовых залежей на меньших глубинах.

В качестве примера описанных взаимоотношений можно привести многопластовые месторождения правобережья Сталинградской и Саратовской областей. Здесь в толще каменноугольных отложений, имеющей общую мощность около 1000 м, отсутствуют толщи полностью непроницаемых пород. Карбонатные породы трещиноваты и закарстованы, терригенные свиты обычно не содержат высокопластичных глинистых пачек, большей частью глинистые породы являются песчанистыми. Указанные условия создают благоприятную обстановку для вертикальной миграции флюидов и соответственно дифференциации нефти и газа. Здесь едва ли не все пласты-коллекторы, покрывающиеся плохо проницаемыми пачками, содержат нефтяные и газовые залежи, причем нижнекаменноугольные отложения (сталингогорский, тульский горизонты) содержат чаще всего нефтяные или газо-нефтяные залежи, тогда как в верхних горизонтах, начиная с намюра, преобладают газовые залежи (рис. 6).

На отдельных месторождениях этой области известно до 15 продуктивных горизонтов, не считая отдельных пропластков, причем в них наблюдается закономерное изменение количественных соотношений нефти и газа с глубиной, а также постепенное закономерное изменение химической характеристики газов, уменьшение кверху содержания тяжелых углеводородов и увеличение легких. Табл. 1 и 2 анализов газов двух месторождений Сталинградской области составлены сотрудницей ЦНИЛ Сталинграднефтегазразведки В. Н. Востриковой.

Интересно отметить, что химический состав газов по каждому горизонту в различных месторождениях изменяется по на-



**Сравнительная характеристика физико-химических свойств газа разных горизонтов  
Коробковского месторождения**

№ скважины	Дата отбора пробы	Горизонт	Интервал перфорации, м	Удельный вес газа по воздуху при 760 мм рт. ст. и 0° С	Состав газа в объемн. % в пересчете на безвоздушный						Пластовое давление газа, атм
					CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +В	N <sub>2</sub> +He+Ar	
9	16/V 1952 г.	Байос . . . . .	202—211	0,573	96,0	Нет	Нет	Нет	Нет	4,0	8,6
5	16/X 1954 г.	Верхний карбон . . . .	486—495	0,568	96,75	0,25	"	"	"	3,0	40
5	4/VIII 1954 г.	Верхнебашкирский . .	1200—1205	0,586	95,57	1,76	0,58	0,39	0,54	1,14	120,6
16	16/X 1954 г.	Нижнебашкирский . . .	1367—1378	0,589	95,66	0,93	0,65	0,36	0,25	2,0	131,5
16	16/X 1954 г.	Намюр . . . . .	1403—1410	0,590	94,84	1,20	0,48	0,24	0,31	2,4	140,4
1	—	Сталиногорский . . . .	1752—1756	—	88,35	6,88	1,40	0,73	1,73	1,6	176

Сравнительная характеристика физико-химических свойств газов различных горизонтов Линевского месторождения

№ скважины	Горизонт перфорации	Удельный вес по воздуху при 760 мм рт. ст.	Состав газа, %					
			CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +B	N <sub>2</sub> +He+Ar
8	Верейский . . . . .	0,576	95,44	0,93	0,43	Нет	Нет	3,2
22	Верхнебашкирский . .	0,582	92,98	1,35	0,24	0,13	"	5,3
4	Нижнебашкирский . .	0,585	92,4	1,95	0,45	"	"	5,2
5	Сталиногорский . . .	0,606	91,70	2,70	0,30	0,18	0,17	3,18

правлению с юга на север. Постепенно в этом направлении газ становится более богатым тяжелыми углеводородами и, следовательно, имеющим больший удельный вес (табл. 3 и 4).

Таблица 3

Сравнительная характеристика свойств газов верейского горизонта Сталинградской и Саратовской областей. Месторождения расположены с юга на север

Месторождение	Удельный вес газа по воздуху при 760 мм рт. ст. и 0° С	Состав газа в объемн. % в пересчете на безвоздушный						Примечание
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +B	N <sub>2</sub> +He+Ar	
Верховское . .	0,562	99,09			0,36		0,44	Приводится усредненный состав газа по результатам работ ЦНИЛ треста Сталинграднефтегазразведка за 1951 г. и 1952 г.
Саушинское . .	0,574	97,31			0,78		1,93	То же
Арчединское . .	0,575	97,30			0,55		2,1	"
Линевское . . .	0,576	95,75	0,25	Нет	Нет	Нет	3,2	"
Курдюмо-Елшанское . .	0,583	93,50			3,30		3,20	По результатам работ Саратовского ЦНИЛ



Таблица 4

Сравнительная характеристика свойств газа нижнебашкирского горизонта Сталинградской области. По данным В. Н. Востриковой (Сталинграднефтегазразведка). Месторождения расположены с юга на север

Месторождение	№ скважины	Удельный вес по воздуху	Состав газа в объемн. % в пересчете на безвоздушный								Примечание
			CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +B	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	N <sub>2</sub> +He+Ar	
Абрамовское ...	5	0,566	98,32	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	1,68	По результатам исследований 1952—1953 гг. Проба отобрана из чисто газового пласта
Верховское	23	0,562	99,35			0,26		0,31	Нет	0,60	Состав газа приводится по результатам исследований 1951—1952 гг. Проба отобрана из чистого газового пласта
Коробковское ...	16	0,589	95,66	0,93	0,65	0,36	0,25	0,15	0,15	2,00	Проба отобрана из газовой шапки нефтяного пласта
Линевское	22	0,585	92,40	1,95	0,5		Нет	Нет	Нет	5,20	Чисто газовый пласт

Для пластовых вод наблюдается постепенное закономерное возрастание минерализации книзу. Все это достаточно убедительно говорит о том, что вертикальная миграция углеводородов и вод захватывает здесь всю толщу каменноугольных отложений.

Механизм, обусловивший закономерное изменение химического состава газов и вод по вертикали, в настоящее время нельзя считать окончательно установленным.

А. А. Смирнов полагает [52, 53], что в гравитационном поле земли происходит заметная дифференциация газов разного молекулярного веса в пределах газовых залежей. Однако А. Ю. Намиот [42], рассматривая этот вопрос, приходит к выводу, что сила тяжести может оказать только незначительное

влияние на изменение состава скоплений флюидов по вертикали. В. А. Соколов указывает [54], что газы, менее растворимые и менее сорбируемые, в неустановившемся потоке мигрируют в большем количестве, чем газы, характеризующиеся противоположными свойствами. Иными словами, при диффузии метан должен несколько обгонять гелий, этан обгонять аргон и т. д. Однако в установившемся потоке изменение содержания газов не должно происходить, так как вся сорбционная емкость пород будет заполнена.

Кроме того, с нашей точки зрения миграция углеводородов в месторождениях Нижнего Поволжья скорее происходит в основном в виде эффузии, а не диффузии и таким образом, казалось бы, сорбция не должна заметно проявляться.

Ниже мы приведем некоторые соображения в пользу того, что изменение состава газов связано с изменением гидрогеологических условий и с явлением подземного окисления.

Однако эти соображения не являются вполне обоснованными, и таким образом пока мы можем только сказать, что вопрос о причинах закономерного изменения с глубиной минерального состава подземных вод и химического состава газовых скоплений изучен совершенно недостаточно, но эти изменения определенно говорят о наличии значительного движения флюидов, залегающих в породах девона и карбона Нижнего Поволжья.

Рассмотренный механизм вертикального перетока нефти и газа из одного пласта-коллектора в другой показывает, что при наличии достаточного количества нефти и газа высота нефтяных и газовых залежей в отдельных пластах зависит от проницаемости и мощности покрывающих их малопроницаемых пачек, ибо высота залежи определяет эффективный перепад напоров, под действием которого происходит продавливание газа и нефти через покрывку.

Для иллюстрации этого положения можно привести пример газовых залежей башкирского и верейского горизонтов Елшанки. Соотношение газовых залежей и характеристика разреза приведены на рис. 6. Из этого профиля видно, что этаж газоносности в слоях верейского горизонта (I пачка) является незначительным — всего лишь 34 м; в верхней пачке башкирского горизонта (II пачка) он несколько больше — 36 м, а в нижней пачке верхнебашкирского горизонта (IV пачка) самый большой — 110 м.

Изучение состава пород, хорошо отражающегося и на каротажной диаграмме, показывает, что наиболее надежной покрывкой в рассматриваемой части разреза является пачка сплошных глин верхнебашкирского горизонта, имеющая мощность порядка 20 м (III пачка). Глинистые пласты верейского горизонта имеют мощность по 2—3 м, а верхняя газоносная пачка этого горизонта залегает почти непосредственно под из-

вестняками каширского горизонта, которые явно не являются хорошим газопором. Мы видим таким образом, что высоты газовых залежей здесь очень хорошо увязываются с характером газонепроницаемых (или, точнее говоря, малопроницаемых) разделов.

Необходимо отметить, однако, что в некоторых случаях наблюдаются кажущиеся отклонения от этой закономерности. Действительно, между нижнебашкирским и верхнебашкирским газоносными горизонтами на Елшанке залегает маломощная пачка глинисто-карбонатных пород, которую едва ли можно считать надежным газопорным разделом, тем не менее высота нижнебашкирской газовой залежи достигла 82 м. Однако если мы глубже рассмотрим наблюдающиеся соотношения, то увидим, что в данном случае «исключение подтверждает правило». В самом деле, высота газовой залежи зависит не только от проницаемости покрышки, но и от давления флюида, которое имеет место в сводовой части вышележащего пласта-коллектора, ибо переток газа происходит под влиянием разности давлений флюидов (газа, нефти или воды) в присводовой части соседних пластов-коллекторов.

Выше мы отмечали, что газовая залежь в верхнебашкирском горизонте (IV пачка) имеет очень большой этаж газоносности; соответственно пластовое давление газа в присводовой части этого горизонта почти на 10 ат выше соответствующего гидростатического. Именно подпор со стороны газа высокого давления верхнебашкирского горизонта обусловил большую высоту нижнебашкирской газовой залежи.

Сопротивление же со стороны нижнебашкирского раздела действительно невелико. Это подтверждается тем, что разность начальных давлений в нижне- и верхнебашкирских газовых залежах составляла всего лишь 1—2 ат (59 и 58 ат соответственно). Следует отметить, что увеличенный подпор со стороны вышележащей газовой (или нефтяной) залежи может быть только в том случае, если эта залежь пластовая. Массивная залежь с подошвенной водой не может оказывать такого эффекта, ибо напор воды в нижней части верхнего пласта-коллектора будет нормальный гидростатический.

Здесь же должны напомнить указания В. П. Савченко [47, 50] о том, что условия перетока газа и нефти из одного пласта в другой зависят в очень значительной мере от соотношения пьезометрических напоров пластовых вод в этих пластах и что, например, если по общим гидрогеологическим причинам пьезометрический напор (не давление, а именно напор) пластовых вод в вышележащем пласте будет выше, чем в нижележащем, то вертикальная миграция нефти и газа снизу вверх будет очень затруднена и даже может стать обратной.

Важно отметить, что сопротивление газопорной покрышки определяет не абсолютную величину запасов нижележащих про-

дуктивных пластов, а прежде всего высоту газовых и нефтяных залежей. Запасы же зависят еще от площади структуры, мощности и пористости соответствующих газоносных горизонтов. Этаж газоносности верейских залежей на Елшанке, как мы упоминали, много меньше, чем этаж газоносности верхнебашкирской залежи, однако начальные запасы их были приблизительно равны, так как эффективные мощность и пористость верейских песчаников много больше. Этаж газоносности нижнебашкирского горизонта несколько меньше этажа газоносности верхнебашкирского горизонта, но запасы его значительно больше, ибо коллекторские свойства нижнего горизонта гораздо лучше и эффективная мощность больше.

Подчеркнем все же еще раз, что богатство газом нижнебашкирской залежи в значительной мере определилось газоупорностью верхнебашкирской глинистой пачки, которая обусловила подпор со стороны верхнебашкирского газового горизонта.

При всем этом все же ниже пачек, обладающих высокими газоупорными свойствами, естественно ожигать наличия газовых (или соответственно нефтяных) залежей с особенно значительным этажом нефтегазоносности и с большими запасами. В качестве примера можно привести Шебелинское месторождение, где ниже соленосной свиты (прекрасного газоупора) располагается крупнейшая газовая залежь с этажом газоносности около 700 м, которая в присводовой части создает избыточное давление порядка 80 ат.

Очень показательным с точки зрения приведенных выше данных является указание Д. В. Жабрева [17] на то, что для Апшерона «богатство газом нефтяных месторождений в целом зависит от мощности и газопроницаемости свит, перекрывающих это месторождение», и что «газоносность отдельного пласта находится в связи с мощностью перекрывающей данный пласт глинистой пачки и также ее газопроницаемостью».

Весьма интересно обратить внимание на возможность определения значений газо- и нефтепроницаемости (или чаще, видимо, условий прорыва углеводородов) отдельных малопроницаемых разделов на основании рассмотренных выше закономерностей. Если принять, что мы имеем установившееся подвижное равновесие в многопластовом месторождении, то по высоте газовых и нефтяных залежей и перепадам давления мы можем рассчитать давления прорыва или пережатия струи [50] соответствующих разделов.

Было бы интересно провести такие расчеты по многопластовым месторождениям для оценки проницаемости (давления прорыва) глинистых и иных пород, разделяющих продуктивные горизонты, ибо никакие лабораторные опыты не могут дать в этом отношении точных и надежных результатов. Конечно, при проведении этих расчетов во многих случаях необходимо учесть ряд побочных геологических, геохимических и гидрогео-

логических обстоятельств, обуславливающих запасы отдельных залежей, некоторые из которых мы рассмотрим несколько позже.

Мы хотели бы подчеркнуть, что условия перетока газа из одного пласта в другой контролируются не просто проницаемостью, а чаще всего «прорывностью» промежуточных пачек, и это следует иметь в виду при различного рода подсчетах и сопоставлениях. Кроме того, следует помнить, что не все газовые и нефтяные залежи находятся в состоянии полной уравновешенности.

Если обратиться к рассмотрению вопроса о значении региональных геологических и гидрогеологических особенностей отдельных нефтегазоносных районов, то мы должны будем отметить, что условия вертикальной миграции и возможности дифференциации нефти и газа в платформенных и геосинклинальных областях во многом отличны. В первую очередь здесь влияют амплитуды и размеры структур, а затем различия в распределении давлений пластовых вод в равнинных и горных или предгорных районах. Несомненно, имеют значение и различия трещиноватости, а также и общей геологической истории районов.

Известно, что платформенные структуры характеризуются обычно малыми углами падения и небольшими амплитудами. Площадные размеры платформенных структур часто бывают большими. В геосинклинальных областях складки характеризуются противоположными особенностями. Если мы вспомним условия вертикальной миграции в свитах, состоящих из переслаивания различных пород, то нам станет ясно, что в платформенных структурах условия для отделения газа от нефти и образования чисто газовых залежей гораздо благоприятнее, чем в геосинклинальных структурах. Во многих случаях при малой амплитуде структуры максимально возможная высота нефтяной залежи, приуроченной к данной структуре, может оказаться недостаточной для прорыва нефти в верхние слои, тогда как высота газовой залежи в той же структуре для этого достаточна. В крутой же структуре небольшой площади легко образуются нефтяные залежи достаточной высоты. Если же в пласте на крутой структуре образуется газовая шапка, то она далеко не всегда предотвратит переток нижележащей нефти, ибо высота подгазовой нефтяной залежи здесь может все же оказаться достаточной для продолжения вертикальной миграции нефти (см. рис. 5). В результате может образоваться многопластовое месторождение, в котором все (или многие) пласты будут содержать нефтяные залежи с газовыми шапками. Таковы некоторые месторождения Бакинского района.

К. А. Машкович обратил внимание на то, что подобные многопластовые нефтяные месторождения с газовыми шапками могут образоваться в результате общего подъема структуры, содержащей чисто нефтяные залежи в нескольких пластах. При

таком подъеме пластовое давление во всех продуктивных горизонтах уменьшится и газ из раствора в нефти каждой залежи может выделиться, образуя газовую шапку.

Изложенное выше показывает, что в крутых структурах условия для вертикальной миграции нефти и газа, как правило, пораздо благоприятнее, чем в пологих. Учитывая это обстоятельство, можно ожидать, что в крутых структурах почти вся серия пластов будет содержать нефтяные залежи или нефтяные залежи с газовыми шапками. Это не значит, что в крутых структурах никогда не должно наблюдаться обогащение газом верхних

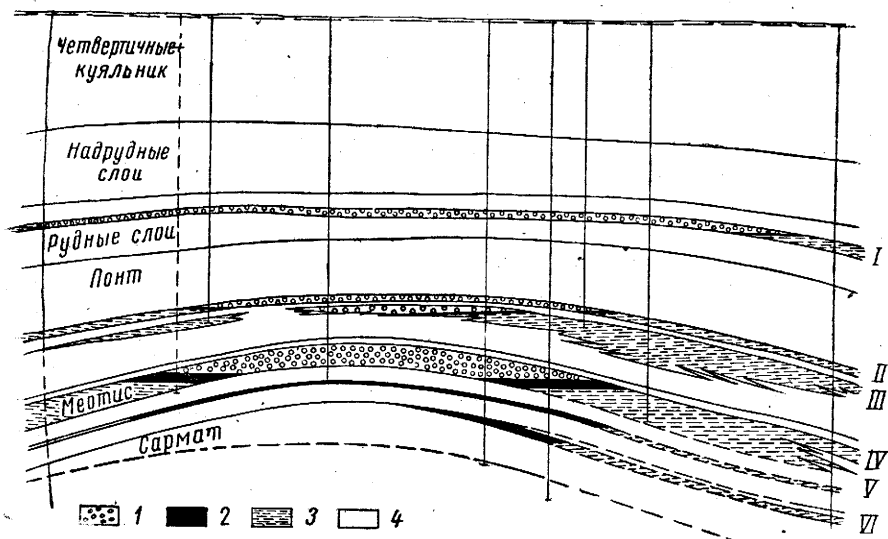


Рис. 7. Профиль через Анастасиевское месторождение.  
Песчаники насыщенные: 1—газом; 2—нефтью; 3—водой; 4—глина.

частей разреза, что там не может быть чисто газовых пластов. Геологические условия могут быть разнообразны, и, например, на спокойных структурах, пусть даже имеющих очень большую высоту, при наличии мощных глин или пластов каменной соли, покрывающих нефтегазоносную толщу и весьма затрудняющих вертикальную миграцию, под ними может сохраниться значительное количество как нефти, так и газа, в том числе свободного.

Интересны соотношения на Анастасиевском месторождении Краснодарского края (рис. 7), где в VI и V горизонтах имеются нефтяные залежи, в IV горизонте — нефтяная залежь с мощной газовой шапкой, а выше располагаются три чисто газовых горизонта. Благодаря большой мощности IV горизонта нефтяная залежь расплылась в нем по большой площади и оказалась

очень низкой — высотой всего лишь 20 м. Это предотвратило переток нефти в верхние горизонты. Газовая же шапка в IV горизонте достигает высоты 120 м, и такая высота оказалась достаточной для проникновения газа в верхние горизонты. Поэтому три верхних горизонта являются чисто газовыми.

В раскрытых или вообще плохо изолированных крутых или сильно перебитых структурах, а также в ловушках литологического типа на моноклиналях (заливообразные залежи) газовые шапки и пласты могут совершенно отсутствовать; высокие нефтяные залежи могут полностью выдавить газовые шапки в атмосферу, но сама нефть в значительной своей части сохранится. Таковы, например, условия на соляных куполах Эмбы, на ряде месторождений Западной Туркмении, в Майкопском нефтеносном районе (см. рис. 17) и т. д.

Интересно указание американских геологов на то, что в солянокупольных структурах побережья Мексиканского залива наблюдается резкое различие насыщенности газом глубоких соляных куполов и соляных куполов, характеризующихся прорывом соли. Так, по Атуотеру [65], сопоставившему данные по 75 куполам Луизианы, запасы газа на одну разведочную скважину, пробуренную на глубоких куполах, в 7 раз больше, чем запасы газа, выявленные одной разведочной скважиной, пробуренной на прорванных куполах. Между тем запасы нефти на куполах разного типа приблизительно одинаковы. Автор отмечает, что причина такого явного различия газоносности неизвестна. Однако нам кажется, что она совершенно ясна.

Одной из причин интенсивной вертикальной восходящей миграции нефти в геосинклинальных областях могут быть гидрогеологические условия, часто встречающиеся в предгорных районах, когда нижние водоносные горизонты имеют относительно большие напоры, которые способствуют подъему (вертикальной миграции) всех флюидов из нижних пластов в верхние и образованию многочисленных восходящих источников и естественных выходов газа и нефти.

Можно предположить, что в некоторых случаях в предгорных структурах избыточные напоры вод в нижних горизонтах могут продавливать нефтяные залежи в верхние пласты и соответствующие пласты с относительно повышенным давлением пластовых вод будут пустыми.

Эти соображения говорят о том, что перспективность районов и структур, характеризующихся сверхнормальными напорами вод, вообще говоря, меньше, чем структур с нормальными или особенно пониженными гидростатическими напорами пластовых вод<sup>1</sup>. Это положение, конечно, не распространяется на газовые и нефтяные месторождения, где сверхнормальные да-

<sup>1</sup> Напомним, что такие крупные месторождения, как Северо-Ставропольское и Амарильо, характеризуются пластовым давлением, на 20—30 ат более низким, чем нормальное гидростатическое.

вления вызываются большой высотой газовых залежей или хорошей изолированностью коллекторских пород, в которых высокое давление определяется выжиманием флюидов из вмещающих пород, уплотняющихся под влиянием горного давления.

Можно высказать предположение, что извержение грязевых вулканов представляет собой во многих случаях как раз явление прорыва газа под влиянием периодического накопления газовых залежей большой высоты. Если вспомним основные черты строения районов грязевого вулканизма, то ясно увидим, что они отвечают всем условиям, благоприятствующим описанному нами вертикальному прорыву газовых залежей (в некоторых случаях, видимо, основным фактором является просто избыточное давление подземных вод). В самом деле, грязевые вулканы приурочиваются к предгорным площадям, часто к территориям мощного накопления молодых осадков, где сверхдавление пластовых вод может быть связано или с относительно высоким положением области питания, или с явлением выжимания вод из уплотняющихся глин. Чаще всего грязевые вулканы приурочены к антиклиналям диапирового характера, т. е. структурам, в ядрах которых пласты залёгают очень круто, иногда даже вертикально и сильно нарушенным разрывами. Такие структурные условия благоприятствуют образованию высоких газовых залежей и прорыву их на дневную поверхность. Здесь уместно напомнить, что при давлении пластовых флюидов, несколько превышающем горное давление, толщи вышележащих пород должны приподниматься и разрываться. Силы здесь действуют по принципу гидравлического пресса. Известно, что на ряде структур, пораженных грязевым вулканизмом, например на структурах Куринской низменности и Пирсагатского района, напоры пластовых вод и газов часто приближаются к двойному гидростатическому, а это значит, что они равны или даже превышают горное давление, ибо удельный вес пород здесь около 2. Эти данные достаточно убедительно указывают на обоснованность наших представлений о механизме грязевого вулканизма.

Мы хотели бы подчеркнуть, что прорывы газов в грязевых вулканах не являются единственной формой вертикальных прорывов газа; по-видимому, чаще всего встречается гораздо более спокойная форма прорыва — продавливание газа, недостигающая поверхности. Однако грязевой вулканизм наглядно показывает мощь вертикальной миграции флюидов — вертикального всплывания газа.

Вопросы вертикальной миграции и распределения в разрезе нефти и газа, конечно, не ограничиваются влиянием рассмотренных факторов (распределения пьезометрических напоров флюидов, проницаемости пород и конфигурации структур). Имеют значение также условия образования и уничтожения углеводородов, явления ретроградной конденсации, движения вод, пере-



носа водами растворенных газов, развитие трещиноватости, литологические и стратиграфические соотношения, история тектонического развития данной структуры и района в целом и т. д. Однако нам представляется, что именно явление всплывания (продавливания) нефти и газов в водонасыщенной толще пород определяет основные особенности процесса вертикальной миграции; остальные факторы, не считая, конечно, тектонического развития и самого процесса образования углеводородов, имеют более частное значение, только накладываясь на основной процесс. Следует отметить, что многие авторы, специально занимавшиеся вопросами миграции нефти и газа в земной коре (В. А. Соколов, И. О. Брод и др.), не уделяли должного внимания силам всплывания нефти и газа в водонасыщенных породах, и это привело к тому, что их работы не смогли внести должную ясность в проблему миграции нефти и газа.

В. Ф. Линецкий указывает, что если в том или ином участке пласта или в линзовидном коллекторе под влиянием каких-либо причин образуется давление флюидов, превышающее давление в соседних пластах, то это сверхдавление с течением времени должно рассеяться, ибо абсолютно непроницаемых пород нет и при достаточном времени флюиды все же перетекут в соседние пласты. Как видим, это утверждение ошибочно. Оно частично справедливо для воды, но только в том случае, когда водоупорные глины не настолько уплотнены, что поровая вода стала обладать структурной вязкостью. Никакого рассеивания сверхдавления воды не будет также, если покрывкой служат пласты соли или ангидритов.

Рассеивания сверхдавления во многих случаях не будут происходить и в нефтяных и газовых залежах, залегающих в водонесных породах, ибо движение газа и нефти может начаться только после того, как разность давлений превысит капиллярные силы, создающиеся на границе пласта-коллектора с водонасыщенной породой. Фактически в верхних частях каждой нефтяной и газовой залежи наблюдается сверхдавление. Если признать неизбежность рассеивания сверхдавления, то пришлось бы признать неизбежность рассеивания нефтяных и газовых залежей, т. е. считать, что нефтяные и газовые месторождения могут существовать только крайне ограниченное время после своего образования.

На предыдущих страницах мы попытались изложить различные доказательства существования вертикальной миграции углеводородов, которые вследствие сил всплывания могут переходить через различные малопроницаемые или даже непроницаемые пласты. Эти данные отнюдь не говорят о безграничной способности вертикальной миграции. Если бы миграция везде проходила очень легко, то не было бы ни нефтяных, ни газовых месторождений. В таких районах, как Бакинский, Эмбенский, Западная Туркмения, на ряде структур мы имеем естественные выходы нефти и газа, следовательно, здесь миграция углеводо-

родов происходит очень энергично и действительно достигает поверхности. Однако, как известно, на большей части месторождений (особенно платформенных) естественных нефтегазопроявлений нет и, следовательно, описанный нами процесс всплытия, прорыва углеводородов здесь не достигает поверхности.

Следует особенно подчеркнуть, что явление всплытия нефти и газов может происходить только в том случае, когда газ или нефть образуют обособленные скопления, когда газы образуют свободную газовую фазу. Если же в верхней части разреза пород развиты только водоносные пласты, как, например, в верхнекаменноугольных известняках и юрских отложениях Елшанки, то никакого всплытия в этой толще, видимо, не происходит, газы здесь могут мигрировать только в результате диффузии, а диффузия — процесс гораздо более медленный и к тому же рассеянный. Поэтому диффундирующие углеводородные газы легко могут быть полностью уничтожены процессами подземного окисления [26] или просто унесены в растворе быстро движущимися водами. С этой точки зрения интересно отметить, что на ряде структур Саратовского района (Елшанке, Соколовой горе) над газовыми горизонтами залегают верхнекаменноугольные известняки, содержащие сероводородную воду (показатель подземного окисления), но не имеющие сколько-нибудь заметного содержания растворенных углеводородов; в юрских и меловых водоносных горизонтах здесь чаще всего нет ни углеводородных газов, ни сероводорода.

Нечего и говорить о том, что мощные толщи плотных глин, соли, ангидритов могут вообще приостанавливать вертикальную миграцию углеводородов по принципу всплытия. Поэтому в очень и очень многих случаях поток газа не достигает дневной поверхности.

Признавая широкое развитие вертикальной миграции, не можем утверждать, что нефть и газ связаны с какой-то одной нефтематеринской свитой, залегающей внизу толщи осадочных пород, и что нижние нефте-газовые скопления образуют все вышележащие залежи нефти и газа. Вполне допустимы обособленные нефтегазоносные свиты или горизонты, разделенные толщами пород, через которые нефть и газ, может быть, никогда не проникали в сколько-нибудь значительном количестве, а может быть, и совсем не проникали.

Признавая органическое происхождение нефти и газа, следует отметить, что в пределах мощных толщ осадочных пород чаще всего должно встречаться несколько свит нефтегазоматеринских пород<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Можно думать, например, что нефтегазоносность отложений палеогена Ферганы генетически не связана с нефтегазоносностью меловых отложений. Геохимическое различие этих двух нефтегазоносных свит очень определенно проявляется в различии химического состава газов палеогена и мела и особенно в содержании гелия, которое в мелу гораздо выше, чем в палеогене.

Допуская таким образом наличие обособленных нефтегазо-материнских и нефтегазоносных свит, мы все же считаем, что в пределах каждого нефтегазоносного бассейна и даже месторождения желательны выяснение всех возможностей миграции, всех возможностей связи нефтегазоносных горизонтов между собой. При этом несомненно, что в ряде случаев, а может быть, даже в большинстве случаев промышленные залежи нефти и газа благодаря вертикальной миграции, а также и боковой (которую мы рассмотрим ниже) могут находиться на очень значительных расстояниях как по вертикали, так и по горизонтали от основных источников нефтегазообразования.

### Пластовая (боковая) струйная миграция

Условия струйной пластовой миграции нефти и газа и влияние этого процесса на распределение нефтяных и газовых залежей были поняты только в последнее время. Первой серьезной работой в этой области следует считать статью В. П. Савченко [47], в которой в весьма сжатой форме изложены основные моменты пластовой миграции нефти и газа. Несколько позже появились статьи Гусова [68, 69, 70], в которых вопросы пластовой миграции нефти и газа рассмотрены не так многосторонне, как у В. П. Савченко, но в более развернутом виде.

Следует отметить, что новизна идей и некоторая сухость изложения привели к тому, что указанная работа В. П. Савченко не была замечена и должным образом оценена широкими кругами геологов-нефтяников.

Выше мы изложили общие соображения, показывающие, что струйная миграция нефти и газа, как вертикальная (межрезервуарная, так и латеральная (внутрирезервуарная), несомненно, должна иметь широкое распространение. Следует отметить, что некоторые авторы, в том числе В. А. Соколов [54], уже и после опубликования статьи В. П. Савченко [47] отрицают возможность дальней внутрирезервуарной струйной фильтрации. Учитывая это, мы должны остановиться на ней более подробно.

В. А. Соколов считает, что дальняя пластовая фильтрация нефти и газа при пологом залегании пород невозможна, ибо в пористой породе струйки газа будут разбиваться на ряд капелек, а движение капелек из-за явления Жамена и из-за малой подъемной силы отдельных капелек будет приостановлено. В. А. Соколов утверждает, что дальняя миграция возможна только совместно с движением пластовой воды.

Прежде всего следует отметить, что по данным промысловой практики и по изучению проницаемости пород в лабораториях при течении многофазных флюидов значение эффекта Жамена, видимо, не так велико, как это обычно принимается. По Маскету эффект Жамена не следует переоценивать, ибо в пористой среде возможно пленочное движение жидкости даже тогда,

когда пузырьки свободного газа в порах заторможены. При движении газированной жидкости по трещинам эффект Жамена практически совершенно незаметен, ибо в трещинах не образуются цепочки из пузырьков газа.

Мы должны согласиться с В. А. Соколовым, что в породе, насыщенной водой, всплывание отдельных капелек нефти и пузырьков газа невозможно или крайне затруднено. Однако нам непонятно, почему струйка газа (или нефти) при вытекании из переполнившейся или перекосившейся структурной ловушки должна полностью разбиться на пузырьки или капельки. Если поступление нефти и газа будет весьма незначительно, то они действительно могут растечься по породе и разбиться на капельки, но постепенно, по мере подхода все новых порций газа и нефти, рассеянная нефть будет подпираться новыми количествами, соединяясь в скопления достаточного размера, которые будут постепенно продвигаться вверх по восстанию пласта-коллектора.

Условия всплывания нефти и газа в наклонно залегающем водоносном пласте детально рассмотрены в последней статье В. П. Савченко [50], и здесь не будем подробно останавливаться на них. Отметим только, что при струйной миграции нефти по наклонному пласту решающее значение имеет собственно не угол наклона пласта, а возможность образования в этом пласте скопления достаточной высоты, чтобы преодолеть капиллярные силы. Поэтому даже в пластах с наклоном порядка 1 м на километр и даже меньше струйная миграция вполне возможна.

Неопровержимые доказательства возможности и действительно широкого распространения струйной миграции газа и нефти приведены нами выше, и мы не будем их повторять.

Ниже приведем ряд примеров фактических соотношений нефтяных и газовых месторождений и залежей, которые хорошо согласуются с представлением о формировании их в результате струйной миграции и которые едва ли могут быть объяснены каким-либо другим способом.

В. А. Соколов [54] при отрицании различных положений, высказываемых другими исследователями, в частности и при отрицании возможности дальней струйной миграции нефти и газа, охотно пользуется аргументом сложности и недостаточной ясности этого явления. Такой агностицизм, конечно, не может служить доказательством. Так можно договориться до того, что неясность процесса образования нефти является доказательством отсутствия нефтяных месторождений.

Мы видим много доказательств наличия струйной миграции нефти и газа и, следовательно, можем утверждать, что такая миграция действительно происходит в природе. К тому же никакой особенной неясности в условиях струйной миграции углеводородов по водоносным пластам нет. Сам В. А. Соколов справедливо указывает, что лабораторные опыты, показываю-

щие, что капельки нефти, рассеянные в водоносном песке, совершенно не всплывают в силу проявления определенных капиллярных сил, не могут служить доказательством невозможности всплывания скоплений нефти и газа, ибо подъемная сила отдельной капельки по сравнению с действующими на капельку капиллярными силами ничтожна, тогда как подъемная сила всплывания скопления нефти может преодолеть капиллярные силы при достаточной высоте этого скопления.

Некоторые геологи, возражая против возможности дальней миграции по восстанию пород, указывают, что такое предположение можно было бы считать возможным, если бы была доказана непрерывность соответствующих проницаемых пластов на всем предполагаемом пути миграции, причем они отмечают, что в действительности пласты, прослеживающиеся непрерывно на сотни километров, если и встречаются, то очень редко.

Мы не будем сейчас рассматривать вопрос о том, насколько часто встречаются непрерывные пласты большой протяженности. Точных данных в этом отношении, по существу говоря, нет. Хотя известно, что на нефтяных месторождениях Среднего Востока наблюдались случаи взаимодействия скважин, расположенных почти на 100 км друг от друга.

Можно указать, что многие артезианские горизонты, в отношении которых ни у кого нет сомнений в их непрерывности и гидродинамической сообщаемости, прослеживаются на сотни километров. В качестве примера можно привести кембрийский артезианский бассейн Ленинграда, водоносные горизонты палеогена в Ставрополье, водонапорную систему пласта Вудбайн в восточном Техасе и т. д.

Следует обратить внимание на то, что даже при отсутствии полной непрерывности проницаемых пород дальняя миграция все же возможна. Выше мы рассматривали вопрос об условиях вертикальной миграции, когда под влиянием избыточных напоров, пропорциональных высоте газовых и нефтяных залежей, газ и нефть могут продавливаться из одного пласта в другой. Это же явление должно наблюдаться и при дальней латеральной струйной миграции.

Нефть и газ при движении по восстанию пород будут накапливаться перед препятствием: выклиниванием проницаемого пласта, ухудшением его проницаемости, разрывом и т. п., но после создания определенной высоты залежи соответствующая разность напоров может обеспечивать продавливание углеводородов через это препятствие по данному пласту или же в соседний пласт.

Не подлежит никакому сомнению, что силы всплывания, продавливания не являются всемогущими, иначе мы вообще не имели бы нефтяных и газовых месторождений. В ряде случаев мы имеем стратиграфические и литологические залежи, которые образуются там, где дальнейшее движение по восстанию слоев

становится невозможным или затруднено, но там, где имеются антиклинальные залежи и где нет стратиграфических залежей на склонах тектонических поднятий, несомненно, должна быть далекая пластовая миграция. Если пронизываемые пласты непрерывно не прослеживаются, то могут происходить переток из одного пласта в другой и продолжение перемещения флюидов уже по этому соседнему пласту.

Мы хотели бы подчеркнуть еще одно обстоятельство, на которое в нефтяной геологии почти не обращалось внимания, но большее значение которого за последнее время становится все яснее и яснее. Мы говорим о трещиноватости пород.

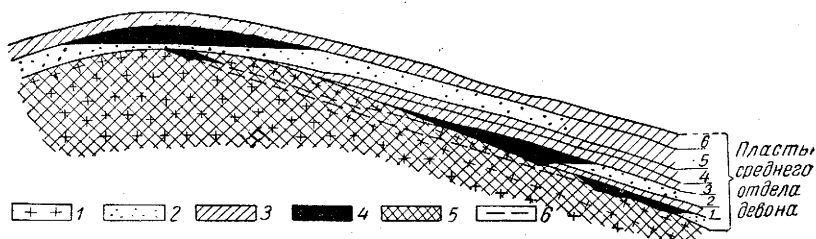


Рис. 8. Схема путей миграции нефти в Ухтинском районе по А. Я. Кремсу.

1 — породы докембрийского кристаллического фундамента; 2 — песчаные пласты; 3 — глинистые пласты; 4 — залежь нефти; 5 — трещины; 6 — пути миграции нефти.

Примечание. Наравне с горизонтальной (боковой миграцией) залежь нефти в пласте 4 могла образоваться и в результате миграции ее из пластов 1 и 3 по системе бесчисленных трещин в породах докембрийского фундамента.

Трещиноватость — весьма широко распространенное явление, и она, несомненно, во многих случаях определяет коллекторские свойства пород и пути миграции нефти и газа. Трещиноватость обычно наиболее развита в присводовой части антиклинальных структур как в геосинклинальных, так и в платформенных областях. Поэтому струйная миграция нефти и газа вдоль осей тектонических валов может происходить в основном даже и не по равномерно пористой породе, а преимущественно по системе трещин. Здесь уместно напомнить, что трещины в той или иной степени всегда развиты в песчаниках и известняках и отсутствуют только в сыпучих породах, пластичных глинах и гидрехимических породах.

В некоторых случаях можно предположить, что путями дальней миграции могут быть верхние трещиноватые зоны кристаллического основания. А. Я. Кремс приводит [31] в этом отношении очень показательный материал для Ухтинского района. На рис. 8 мы даем схему А. Я. Кремса, показывающую его представления о путях боковой миграции нефти в условиях Ухтинского района.

Наглядным примером способности нефти проникать из одного пласта в соседний являются Туймазинское и особенно Ромашкинское месторождения, где, несмотря на чрезвычайную сложность строения коллекторов, разделенных глинистыми пропластками и участками, на весьма большой площади в своде структуры мы имеем сплошное насыщение коллекторов нефтью, которая, конечно, пришла сюда, если не целиком, то в значительной мере со стороны, а не образовалась в самих нефтеносных пластах.

Учитывая размеры сплошной нефтеносной площади Ромашкинского месторождения, едва ли можно себе представить, что нефть здесь мигрировала на расстояние, меньшее 85 км. Ниже при рассмотрении соотношения Ромашкинского и соседних месторождений, расположенных к юго-востоку, мы покажем, что миграция нефти здесь прослеживается по крайней мере от Шкапова, т. е. на расстояние свыше 150 км.

Интересно напомнить о результатах гидроразведки по методу В. П. Яковлева, проведенной на ряде нефтяных месторождений Грозного, Сталинграда и Башкирии, и данных эксплуатации этих месторождений. Эти работы установили, что в пределах ряда нефтяных залежей, которые по всем данным бурения являются едиными и приуроченными к непрерывно прослеживаемому пласту, имеются изолированные блоки, разделенные экранами, которые не позволяют распространяться волнам депрессии при гидроразведке. Эти же экраны явно проявляются и при эксплуатации. Между тем залежи в этих пластах являются сплошными, имеющими единый контакт нефть — вода и т. д. Отсюда видим, что многие экраны, являющиеся таковыми при кратковременных исследованиях и эксплуатации, не являются экранами в процессе формирования месторождений. Основными причинами этого являются, видимо, продолжительность геологического времени, в течение которого формируется месторождение, и возможность движения флюидов по различным обходным путям, которые могут быть весьма сложной конфигурации. Уместно указать, что в процессе эксплуатации Туймазинского месторождения было установлено несколько участков перетока нефти и воды из пласта  $D_{II}$  в  $D_I$ . Между тем эти пласты даже после бурения нескольких сот скважин казались разобшенными на всей площади месторождения. Участки соединения пластов были найдены по данным эксплуатации и только потом подтверждены при помощи составления многочисленных детальных геологических профилей, проведенных в различных направлениях.

В настоящей работе нет нужды подробно рассматривать общие физические основы возможности дальней струйной пластовой миграции нефти и газа. Они в достаточно убедительной форме изложены В. П. Савченко и Гусовым. Кроме того, на примере материалов ряда месторождений, особенно взаимодей-

ствующих в процессе эксплуатации, а также используя данные утечки газа из аварийных скважин, мы показали, что пластовая струйная фильтрация газа по водоносным пластам, несомненно, существует. Для нас сейчас важнее изложить геологические выводы, касающиеся условий формирования нефтяных и газовых месторождений, и рассмотреть фактический материал по нефтегазоносным бассейнам различных типов для того, чтобы увидеть, насколько он согласуется с выводами, следующими из положений о дифференциальном улавливании нефти и газа в процессе дальней струйной миграции.

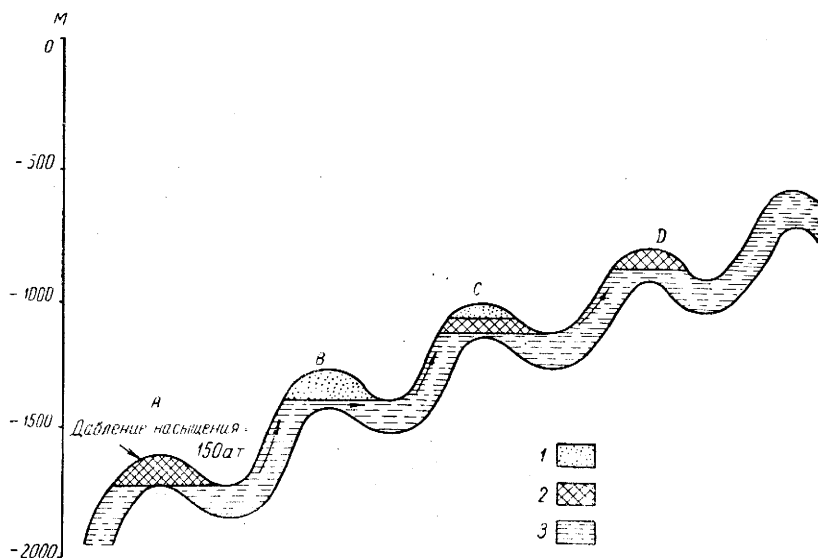


Рис. 9. Схема распределения залежей нефти и газа при дальней боковой миграции.

1 — газонасыщенный песок; 2 — нефть; 3 — водоносный песок.

На схематическом чертеже (рис. 9), представляющем некоторое развитие схем Гусова [68], показан валь, регионально поднимающийся слева направо (с запада на восток), с рядом более мелких структур на нем.

Представим себе, что слева направо по этому валу идет движение нефти с растворенным в ней газом. На большой глубине, там, где пластовое давление превышает давление насыщения нефти газом, газ будет целиком растворен в нефти и соответственно в нижней структуре образуется нефтяное месторождение. Никакого разделения газа и нефти не произойдет.

Однако после заполнения ловушки нефть с растворенным в ней газом будет двигаться (всплывать в водоносном пласте) вверх по валу. На некоторой глубине, там, где давление насыщения окажется выше пластового давления, скажем, между



структурами *A* и *B*, газ будет выделяться из нефти. В соответствии с этим в структуру *B* будет поступать газ вместе с нефтью не только в растворенном виде, но и в свободной газовой фазе. Естественно, что газ может выделиться из нефти и во время нахождения этой перенасыщенной нефти в самой ловушке. При этом в данной структуре будет образовываться нефтяное месторождение с газовой шапкой. Если газа накопится достаточно много, может образоваться чисто газовая залежь, а вся нефть будет отداвлена книзу и перетечет по региональному подъему. Будет наблюдаться своеобразный процесс декантации нефти через структурный порог. В соответствии с этим структура *B*, являясь ловушкой для газа, не будет ловушкой для нефти. Естественно, что в этом пласте и особенно в пределах нижней части газовой залежи, где протекает большое количество нефти, будет иметься остаточная капиллярная нефть, но промышленной нефти может не быть совсем. Более или менее значительные скопления нефти могут задержаться здесь в различного рода литологических ловушках. Выше по валу будут нефтяные или газо-нефтяные месторождения.

Если на той или иной структуре благодаря ее большой амплитуде или наличию размывов либо трещиноватости создадутся условия, благоприятные для истечения газа (а может быть, и нефти) в верхние пласты или на дневную поверхность (последнее чаще всего бывает в наиболее приподнятой структуре), то такая структура может оказаться чисто нефтяной или даже водяной. Поток нефти или газа по данному валу (пласту) может быть полностью перехвачен такой структурой, и все вышележащие структуры могут оказаться пустыми. Как показывают схемы В. П. Савченко [50], могут быть случаи, когда газ или нефть в той или иной «критической» структуре благодаря ее большой высоте и относительно плохой крышке перейдет из нижнего пласта в верхний, и будет наблюдаться такое соотношение, что в одном пласте залежи нефти и газа будут иметься в структурах, расположенных ниже по валу от «критической» структуры с вертикальным перетоком, а в вышележащем пласте, наоборот, только в куполах, расположенных выше этой «критической» структуры.

Естественно, что при условии односторонней миграции углеводородов по длинному валу нефти и газа может просто не хватить для заполнения всех ловушек и наиболее далекие купола будут пустыми (водоносными) структурами.

Очень важным для понимания условий миграции и дифференциации газа и нефти является то, что газ, растворенный в нефти, при струйной миграции нефти должен перемещаться вместе с ней до тех пор, пока давление насыщения его будет меньше пластового давления. Однако газ будет выделяться в свободную фазу по мере того, как мигрирующая нефть будет подниматься в зоны с относительно меньшим пластовым давле-

нием после того, как оно станет ниже давления насыщения.

Выделение нефтяных газов в свободную фазу создает новые, благоприятные условия для дифференциации нефти и газа, и это определяет многие условия формирования и распределения нефтяных, газовых и нефте-газовых месторождений.

Многое в распределении и соотношении газа и нефти в отдельных структурах будет зависеть от количества перетекшей нефти и, естественно, количества выделившегося из нее газа, высоты и конфигурации структурных ловушек, разности высот и связанных с ней различий пластовых давлений смежных ловушек и, наконец, от общей геологической истории развития данной группы структур и бассейна в целом.

Если вернемся снова к схеме, изображенной на рис. 9, то увидим, что на рассматриваемом нами валу к нижним структурам будут приурочены чисто нефтяные месторождения только с растворенным газом и с большим газовым фактором; в средней части в зависимости от конфигурации ловушек чисто газовые (*B*) или смешанные нефтяные с газовыми шапками (*C*), еще выше может быть чисто нефтяное месторождение (*D*) с малым газонасыщением. Строго говоря, самое верхнее нефтяное месторождение должно бы иметь газовую шапку (хотя бы маленькую), но поскольку это месторождение располагается уже на небольшой глубине, газ легко может уйти в атмосферу. Так чаще всего и бывает. Самые верхние ловушки, не изображенные на рис. 9, могут быть пустые, так как до них нефть может не дойти, будучи перехвачена нижележащими ловушками, или потому, что верхние структуры будут иметь слишком тонкие и плохие покрышки, размытые и трещиноватые.

Образование чисто газовых залежей в невысоких, малоамплитудных структурных ловушках происходит за счет перетока нефти вверх по пласту при непрерывности проницаемого пласта. Если же мы имеем нарушение непрерывности — тектонический разрыв, выклинивание пласта или даже ухудшение проницаемости, то перед таким экраном должна накапливаться нефть, ибо здесь для нефти и газа создаются совсем другие условия перетока, чем в чисто структурной ловушке непрерывного пласта. Декантация нефти здесь невозможна, наоборот, газ может быть выдавлен через верхнюю часть выклинивающегося пласта или пласта, коллекторские свойства которого ухудшаются.

В этом отношении показательный пример расположения нефтяных и газовых залежей мы имеем на небольшом ферганском месторождении Чонгара. Это месторождение, приуроченное к палеогеновым слоям, располагается на небольшой ундуляции периклинали крупной Гузанской антиклинали, в ядре которой на запад от месторождения Чонгара размыты все отложения палеогена, мела и юры вплоть до палеозоя. На месторождении Чонгара известны три продуктивных горизонта, приуроченных

к палеогену, из которых два нижних (V и VII пласты) являются чисто газовыми, а верхний (IV пласт) — нефтяным. Из схематического продольного профиля вдоль оси антиклинали (рис. 10) видно, что нефтяная залежь приурочена к выклинивающемуся кверху литологически невыдержанному пласту песчаника, т. е. она является литологической. Газовые же залежи приурочены к выдержанным пластам известняков, прослеживающимся вверх по воздымающейся к западу оси антиклинали, но образующим здесь небольшой купол. Причем отметка контакта газ—вода в этих залежах, по-видимому, совпадает с отметкой западного прогиба. Здесь совершенно ясно видно, что нефть сохранилась в литологической ловушке (газ мог выдавиться вверх), а газовые залежи оказались в структурных ловушках, —

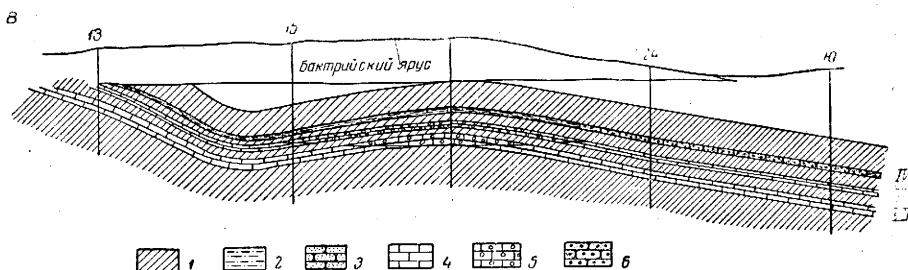


Рис. 10. Схематический профиль вдоль оси Чонгарской (Гузанской) антиклинали по данным Средазнефти, 1955 г.

1 — глина; 2 — алевролит; 3 — песчаник; 4 — известняк; 5 — газ; 6 — нефть.

нефть декантировалась и вытекла через размытые головы пластов. Этими соотношениями и обусловлено то обстоятельство, что нефтяная залежь в Чонгарском месторождении залегает выше газовых.

Такие соотношения — чередование нефтяных и газовых залежей в разрезе — естественны при условии боковой миграции по разным пластам.

Рассмотрим некоторые факты, которые могут осложнять процесс миграции газа и нефти, описанный нами выше в общем виде.

### Влияние тектонического развития района

Все основные условия образования нефтяных и газовых месторождений, фациальные условия накопления осадков и мощности осадочного покрова, развитие структурных форм, гидрогеологические условия и т. д. — все это и даже в некоторой степени климат определяются историей тектонического развития района. Здесь, конечно, нельзя рассмотреть данную проблему целиком, и поэтому остановимся только на некоторых моментах, непосредственно сказывающихся на последних этапах жизни нефтяных и газовых месторождений.

Изменение структурного плана данного нефтегазоносного района может привести к перераспределению уже сформировавшихся месторождений. Размещение месторождений и их запасы на каждом данном этапе зависят не только от современного строения района, но и от структурных форм на предыдущих этапах геологической истории, когда происходила миграция нефти и газа. Следовательно, для того, чтобы понять распределение месторождений, необходимо изучить основные этапы развития тектоники района и определить время миграции углеводородов.

Многие авторы [44] указывают, что первичная миграция нефти из нефтегазоматеринских свит может быть прерывистой. Эта миграция связана с процессами сжатия осадков при погружении в связи с увеличением нагрузки или тектоническими напряжениями в определенные орогенические фазы. Мы не будем, однако, рассматривать этот вопрос, так как нашей основной темой является изучение процессов вторичной миграции из уже сформировавшихся залежей.

Как при эпейрогенических движениях, так и при тектонических подъемах и опусканиях отдельных структур и блоков может изменяться глубина залегания, а следовательно, температура и давление продуктивных горизонтов. При этом давление может оказываться ниже давления насыщения в уже сформировавшихся нефтяных залежах, и в них будут заново образовываться газовые шапки. При снижении давления газовые залежи будут расширяться и может активизироваться процесс перетока газа или нефти из одной структуры в другую, из одного пласта в другой.

При повышении давления газовые шапки могут уменьшаться и даже совсем исчезать. При этом купола ранее «до краев» заполненные газом и нефтью, могут оказаться заполненными только частично. При последующих тектонических движениях могут изменяться конфигурация и емкость структуры и газо-нефтяная залежь может оказаться не соответствующей новой форме структуры.

Если основная миграция нефти и газа происходила при некоторых определенных глубинах залегания нефтегазоносных горизонтов, то участки выделения газа из раствора в нефти, которые могут стать участками дифференциального улавливания газа, контролировались этими глубинами и давлениями. При общем подъеме или опускании либо при региональном наклоне данной площади условия изменяются и может создаться впечатление, что закономерности распределения нефтяных и газовых залежей не отвечают принципам дифференциального улавливания.

Следует иметь в виду, что каждая газовая или нефте-газовая залежь в тот или другой момент геологической истории может быть или начальным очагом миграции для вышележащих структур.

тур и пластов, или, наоборот, может повторно начинать получать газ или нефть из нижележащих очагов миграции. Причем количественное соотношение мигрирующих нефти и газа может меняться и во времени и в пространстве.

Выяснение времени миграции нефти и газа и реконструкция структурных и других условий, соответствующих времени миграции, в некоторых случаях, видимо, являются необходимыми для понимания условий формирования нефтяных и газовых месторождений. Некоторые геологи указывают [23, 38], что молодые структуры, образовавшиеся после окончания основной фазы миграции нефти по данному пласту, должны быть пустыми независимо от их современной конфигурации, тогда как соседние структуры, начавшие образовываться ранее времени миграции, будут продуктивны. Такие соотношения, в частности, наблюдаются на Елшанке и Соколовой горе.

Однако можно высказать предположение, что некоторые структуры Саратовского района — особенно западные поднятия зоны Саратовских дислокаций — оказались пустыми не потому, что они поздно образовались, а потому, что они оказались расположенными не на пути миграции или там, куда струйный поток нефти и газа вообще не дошел, будучи перехвачен более восточными ловушками. Эти два принципа необходимо сочетать.

Струйные потоки углеводородов, следуя сложным тектоническим формам, могут быть не прямолинейны и не единичны. Так, наряду с потоком, направляющимся вдоль структурного вала, могут быть в те или другие отрезки времени дополнительные потоки со стороны соседних прогибов. Эти потоки могут иметь иную характеристику в смысле качества нефти, соотношения с газом, чем основной поток, и, сочетаясь с ним, осложнять общую картину.

Интересно отметить, что направления струйной пластовой миграции в одном и том же районе и даже на одном и том же валу, но в свитах разного возраста могут быть различны в связи с различием структурных планов разновозрастных отложений, связанных с изменением мощности промежуточных толщ. Ниже мы покажем, что в пределах Волго-Уральской области (например, на Жигулевском валу) в девонских и каменноугольных отложениях основное направление миграции было с востока на запад. Однако на площади, прилегающей к северному борту Прикаспийской впадины, преобладающее направление миграции должно быть с юга на север. Таково же движение углеводородов в зоне Мало-Кинельских дислокаций, где в пермских отложениях, как видно из профиля Пилугино — Кирюшкино — Ново-Степановка (рис. 11), газ и нефть мигрируют с юга на север, направляясь в сторону приподнятого Больше-Кинельского вала. Однако сам Больше-Кинельский вал по пермским отложениям имеет общее воздымание с запада на восток (см. рис. 2), и со-

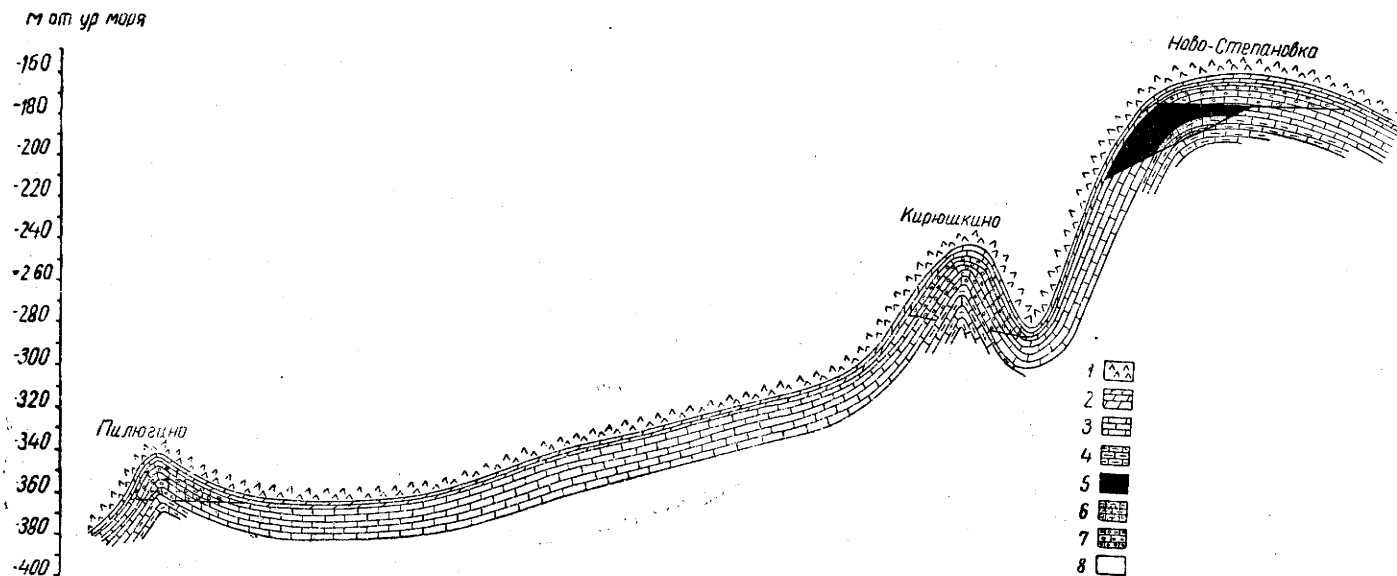


Рис. 11. Схематический геологический профиль вкрест простирания Мало-Кинельских и Больше-Кинельских дислокаций через месторождения Пилюгино—Кирюшкино—Ново-Степановка. По состоянию на 1950 г.

1—ангидриты; 2—мергели; 3—доломиты; 4—известняки глинистые (2, 3, 4—калиновская свита); 5—интенсивное нефтенасыщение; 6—слабое нефтенасыщение; 7—зона газонасыщения; 8—зона водонасыщения.

ответственно струйное движение нефти и газов здесь направлено с запада на восток.

Пластовая миграция очень часто сочетается с вертикальной миграцией. Если при определенных структурных взаимоотношениях нефть в карбоне, скажем, мигрирует с востока на запад вследствие вертикальной миграции, то на некоторых «высоких» структурах она переходит в пермские отложения и по пермским коллекторским пластам мигрирует с запада на восток.

Тектонические движения, обусловившие глубокие размывы и несогласия, могут уничтожить некоторые ранее сформировавшиеся залежи и нарушить первоначальную картину. Древние размывы могут способствовать поступлению пресных вод, богатых кислородом или сульфатами, в нефтегазоносные отложения и обусловить широкое или локальное развитие явлений подземного окисления и уничтожения нефте-газовых месторождений в тех или иных свитах, оставляя незатронутыми другие.

Важно отметить, что на некоторых структурных валах амплитуда вторичных куполов является незначительной, ловушки оказываются небольшого объема и миграция распространяется на большое расстояние вдоль вала. Таковы, например, Больше-Кинельский вал, Жигулевский и др. Однако если на соответствующем валу имеется глубокий прогиб древнего заложения, то он будет служить препятствием для дальней миграции и на куполах перед этим прогибом должны образоваться наиболее крупные месторождения, причем здесь обязательно должна быть уловлена и нефть. Таковы, по-видимому, Жирновское и Бахметьевское месторождения на Доно-Медведицких дислокациях, расположенные перед Карамышским прогибом, Ромашкинское месторождение перед Казанским прогибом.

Теоретически несомненно, что в обширном регионе, имеющем многочисленные структурные ловушки, различно расположенные относительно путей миграции, некоторые структуры могут оказаться продуктивными, ибо они находились на пути миграции, в то же время соседние структуры, во всех других отношениях сходные с первыми, но расположенные вне путей миграции, будут пустыми.

В этом отношении районы, содержащие нефтематеринские свиты, должны быть отличны от районов, в которые нефть или газ поступают в результате дальней миграции. В пределах первых почти все структуры, образовавшиеся ко времени миграции углеводородов, должны быть продуктивны, тогда как во вторых продуктивные и пустые ловушки могут располагаться рядом друг с другом, причем продуктивные ловушки как бы трассируют пути миграции. Примером такого расположения цепочки нефтяных месторождений среди пустых структур является западная часть Жигулевского вала.

Не следует думать, что в пределах территории, где отсутствуют нефтегазоматеринские свиты, распределение продуктив-

ных и пустых ловушек обязательно будет прихотливым и только редкие структуры будут нефтегазоносными. Учитывая региональность процессов нефтегазообразования, полную насыщенность многочисленных и прихотливо расположенных ловушек на площади нефтегазообразования, следует предположить, что струйные потоки углеводородов будут вторгаться в прилегающие районы нефтегазонакопления по многочисленным путям; в пределах самих районов нефтегазонакопления в процессе их сложной тектонической жизни будут наблюдаться многочисленные явления перетоков из одной ловушки в соседнюю. Соответственно в районах нефтегазонакопления, непосредственно прилегающих к районам нефтегазообразования (которые, конечно, также могут быть районами нефтегазонакопления), большая часть ловушек должна содержать залежи нефти и газа, но с удалением от области нефтегазообразования пути миграции определенным образом концентрируются и между ними могут оставаться пустые структуры. По мере удаления от области нефтегазообразования и приближения к внешней границе области нефтегазонакопления число пустых структур должно увеличиваться.

Конечно, в этом отношении некоторое значение должна иметь и геохимическая обстановка, так как вблизи границ области нефтегазонакопления могут происходить явления частичного или полного уничтожения тех или других нефтегазовых залежей за счет подземного окисления и т. д.

Несмотря на все указанные выше дополнительные обстоятельства все же представляется весьма вероятным, что в пределах развития нефтегазоматеринских свит (и в площадном отношении и по вертикали) все имеющиеся ловушки будут в той или иной степени насыщены нефтью или газом, тогда как за пределами площади нефтегазообразования может быть сравнительно прихотливое распределение залежей нефти и газа. Это обстоятельство до известной степени может служить критерием для определения участков нефтегазообразования и участков, куда газ и нефть проникли из отдаленных очагов нефтегазообразования.

Мы не можем привести всех возможных соотношений, которые могут встретиться в природе, но уверены, что исследователь, имея в виду общие принципы, изложенные выше, а также в статьях В. П. Савченко [47, 50], сумеет применить их к любому частному случаю. При этом нужно учитывать, что никакую схему формирования залежей нельзя применять для выяснения закономерностей их распределения механически без учета конкретной обстановки и истории геологического развития данного района.

Следует высказать мысль о возможности объяснить относительно высокую газонасыщенность глубоких зон нефтегазоносных бассейнов также явлениями дифференциального улавливания газов и нефти.



Представим себе, что миграция нефти и газа и формирование нефтяных и газовых залежей в Волго-Уральской области происходили, скажем, в верхнекаменноугольное время, когда еще не было покрывки пермских и мезозойских пород. Тогда глубины нефтегазоносных отложений были значительно меньше современных и соответственно давление насыщения нефти газом было достаточно для выделения газа из раствора в самых глубоких частях или в средних частях бортов седиментационного бассейна. В этом случае в соответствии с принципом дифференциального улавливания нефти и газа нижние структуры будут содержать газовые залежи или нефтяные залежи с большими газовыми шапками, а выше будет располагаться пояс преимущественно нефтяных месторождений.

При последующем погружении седиментационного бассейна ранее сформировавшиеся нефтяные месторождения окажутся на большой глубине и будут недонасыщены газом, нефтяные месторождения с газовыми шапками станут нефтяными месторождениями с высоким насыщением газом, а чисто газовые залежи так и останутся чисто газовыми. В результате получится, что на больших глубинах газонасыщенность увеличивается, и это может быть ошибочно понято как следствие газификации нефти на глубине под влиянием катагенеза.

Те же соотношения могут получиться даже и при первоначальном образовании нижней нефтяной залежи (см. рис. 9). Эти (или эта) нижние нефтяные залежи будут расположены в глубоких частях геосинклинального бассейна. Затем при инверсии геосинклинали они будут полностью уничтожены и часто газовые залежи окажутся самыми нижними из сохранившихся залежей.

Таким образом видим, что по значению давления насыщения нефти, особенно в том случае, когда оно меньше гидростатического, можно судить об условиях и времени формирования нефтяных залежей. Величина газонасыщения зависит от многих причин: возможности подземного окисления углеводородов, растворения или привноса газа движущимися пластовыми водами и т. д. [26]. Соответственно к таким расчетам времени формирования залежей следует относиться гораздо осторожнее, чем это делают некоторые американские геологи [69].

Мы уже отмечали, что каждая из нефте-газовых залежей, уравнившаяся на определенном этапе тектонического развития данного региона, в последующем может стать источником потока углеводородов, которые вновь будут мигрировать и дифференцироваться в соответствии с изложенными принципами и в соответствии с новыми глубинами и давлениями.

Естественно, что в зависимости от первичного соотношения образующихся газа и нефти или от условий формирования нижние залежи углеводородов, являющиеся очагами струйной миграции, могут характеризоваться различным количественным со-

отношением газа и нефти. Так нижние залежи могут быть чисто газовыми, газо-конденсатными, а могут быть и газо-нефтяными.

Первый случай самый простой (его не стоит и разбирать) — все ловушки, связанные с данным очагом питания, будут содержать только газовые залежи.

Если первичной для миграции будет газо-конденсатная залежь, то физико-химический процесс при струйной миграции прямо противоположен рассмотренному выше процессу миграции газированной нефти, однако конечный результат будет сходным. Конденсатный газ, мигрируя вверх по пласту (или вертикально), после достижения участков, где пластовое давление меньше давления конденсации, начнет выделять конденсат (легкую нефть), который в соответствии со сказанным выше или образует нефтяную оторочку в газо-нефтяной залежи, или, декантируясь, перетечет в верхнюю ловушку и там образует залежь легкой нефти. В соответствующей цепочке газо-нефтяных залежей будет наблюдаться своеобразная характеристика газа и нефти — газы здесь будут тяжелые (газо-конденсатные), а нефти легкие. По мере движения вверх по цепочке структур как газы, так и нефти (конденсаты) должны становиться все легче и легче вследствие конденсации тяжелых углеводородов в нижних ловушках при ступенчатом снижении давления от структуры к структуре. Конечно, в процессе дальнейшей геохимической жизни месторождений химическая характеристика нефтей и газов может существенно измениться.

Существенно отметить, что в рассмотренном случае не должно быть нижней нефтяной залежи.

Принципиально та же картина уменьшения удельного веса углеводородов кверху должна наблюдаться и при струйной вертикальной миграции газо-конденсатного газа в многопластовых месторождениях. Интересно с этой точки зрения было бы произвести расчеты по изменению состава газов, например, по Саратовско-Сталинградским месторождениям.

Если предположить, что в самых глубоких частях газонефтеносного пласта нет первичной залежи, тогда будет происходить поступление углеводородов из нефтегазоматеринских пород, причем соотношение газа и нефти будет таково, что газ не может весь растворяться в нефти при имеющемся пластовом давлении, т. е. будем иметь двухфазную газо-нефтяную струю; картина дифференциации нефти и газа будет такова, как ее изобразил Гусов, т. е. нижние структурные ловушки будут чисто газовыми, а верхние газо-нефтяными и затем чисто нефтяными.

Конечно, на распределении нефти и газа по цепочке структур будут сказываться еще возможности и условия вертикальной миграции в высоких, средних и низких ловушках с различной характеристикой покрышек, налегающих на пласты коллекторы. Эти соотношения подробно рассмотрены В. П. Савченко [50].

В последнее время многие геологи указывают на влияние явлений ретроградной конденсации и испарения на условия миграции и дифференциации нефти и газа в земной коре. Нет сомнения, что газо-конденсатность действительно имеет значение для интересующих нас процессов. Однако нам кажется, что роль и возможности ретроградной конденсации часто преувеличиваются. Дело в том, что количество газа, необходимое для перенесения в газовой фазе заметных порций нефти, сравнительно велико, и прежде чем утверждать, что то или иное месторождение нефти произошло за счет миграции в виде конденсатного газа, следует хотя бы грубо оценить количественные соотношения нефти и газа и растворимость нефти в газе при давлениях, предполагаемых во время миграции. Следует напомнить, что согласно известным физико-химическим законам газо-конденсатный газ, мигрирует диффузионно или в форме струйного прорыва через плотные породы не с большей легкостью, чем сама нефть.

При пластовой и вертикальной струйной миграции гомогенного газо-конденсатного флюида он практически не будет дифференцироваться до тех пор, пока не достигнет таких глубин, где начнется заметное выпадение конденсата в жидкую фазу. В том же случае, когда углеводороды разделятся на газовую фазу и жидкую фазу, дифференциация будет происходить в соответствии с уже рассмотренными принципами декантации и квантового прорыва.

Само собой разумеется, что нефте-газовые залежи, находящиеся под большим давлением, с газовой шапкой газо-конденсатного характера при вертикальной миграции будут дифференцироваться по тем же принципам, как и обычные газо-нефтяные залежи. Только из газа, проникшего в верхние пласты, могут выпасть жидкие углеводороды и соответственно несколько изменить распределение газа и нефти по пути миграции.

### **Влияние движения пластовых вод на боковую миграцию углеводородов**

Вопрос о значении региональных гидрогеологических условий рассмотрим более детально на примере Волго-Уральской нефтегазоносной области, здесь же мы коснемся только соображений Гусова [68] о возможности смещения направления струйных потоков всплывающих углеводородов под влиянием движения пластовых вод.

Направление движения пластовых вод и направление всплывания, вообще говоря, совершенно независимы, ибо они определяются различными факторами. Движение вод определяется общими гидрогеологическими условиями, а всплывание углеводородов направлено вверх по восстанию проницаемого пласта на

данном участке. Эти направления могут быть ориентированы по отношению друг к другу под любыми углами.

Гусов предполагает, что региональный поток вод может отклонить струю углеводородов или задержать ее, если она направлена навстречу потоку. Едва ли в действительности это явление может быть сколько-нибудь заметно. В. П. Савченко рассчитал, что в пласте средней проницаемости при наклоне 10 м на 1 км скорость всплывания нефти должна быть около 230 м в год. Между тем скорости движения вод в нефтегазоносных свитах, как правило, значительно меньше, ибо большинство нефтегазоносных бассейнов характеризуется застойным или полужастойным режимом вод продуктивных пластов.

В хадумском горизонте Ставрополя, где отмечается относительно очень быстрое движение вод, обуславливающее, в частности, вследствие падения пьезометрических напоров, резкие наклоны контакта газ—вода, скорость движения пластовых вод составляет всего лишь 3 м в год [30]. Сложение таких скоростей, конечно, практически не будет заметно отклонять направление потока углеводородов. Струйная фильтрация всплывания углеводородов легко может происходить и против течения подземных вод.

Несмотря на сказанное, региональное движение пластовых вод все же может отклонить направление движения газа и особенно нефти. Это объясняется тем, что при движении вод наблюдается изменение пьезометрических напоров вод, а изменение напоров обуславливает наклонное положение контактов газ—вода и еще более крутой наклон контактов нефть—вода, как показали В. П. Савченко и Хаббард [49, 71, 76].

При пологом залегании пластов наклон контакта нефть (газ)—вода может обусловить существенное изменение условий миграции и залегания нефтяных и газовых залежей. В частности, например, некоторые структурные ловушки могут оказаться не ловушками для нефти, а ловушками для газа; это может обусловить дифференциальное улавливание только газа в этих пологих ловушках<sup>1</sup>. Естественно, что может происходить и отклонение направления потока нефти и газа в сторону падения пьезометрических напоров пластовых вод.

Мы не будем подробно излагать этот вопрос, ибо вследствие своей сложности он не может быть изложен кратко и заслуживает специального рассмотрения. Если для некоторых нефтегазоносных районов (Бугурусланского, Ставропольского, Бакинского) смещение контактов нефть—вода и газ—вода под влиянием изменения напора вод может быть изучено и как-то

---

<sup>1</sup> При резком изменении пьезометрических напоров пологие структурные поднятия из-за соответствующей величины наклона контакта газ—вода могут не оказаться ловушками и для газа.

оценено для современных условий, то наши данные о палеогидрогеологии нефтегазоносных бассейнов настолько ничтожны, что никакой конкретный анализ пока невозможен.

В заключение настоящего принципиального рассмотрения влияния условий струйной миграции нефти и газа на распределение залежей нефти и газа в земной коре мы должны отметить, что в последнее время в советской геологической литературе появилось довольно много статей, односторонне и схематично рассматривающих условия залегания нефти и газа с точки зрения этой концепции. Изложение ведется под углом зрения только дальнейшей латериальной пластовой миграции, но не учитываются дополнительные важные обстоятельства. Так, С. П. Максимов [35, 36], рассматривая изменение залежей нефти на Жигулевском валу, недостаточно учел явления подземного окисления нефти. А. Г. Габриэлян и С. П. Максимов [11], описывая распределение нефти и газа в Сталинградской области, нарисовав в общем правильную картину дифференциального улавливания нефти и газа при боковой миграции, не учли явления смещения нефтяных оторочек под влиянием падения пьезометрических напоров пластовых вод и не отметили весьма интересного явления сохранения односторонней нефтяной оторочки в Линевском месторождении.

А. Г. Дурмишьян [19] слишком увлекся схемами Гусова и применил их к Бакинскому району, где их применять невозможно, ибо вследствие большой амплитуды складок и наличия разрывов здесь основное значение имеет не пластовая, а вертикальная миграция. Ниже мы дадим иное объяснение фактам, описанным А. Г. Дурмишьяном, на основе сочетания геохимических закономерностей и условий вертикальной миграции.

### **ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РАЙОНАХ СССР**

Мы не ставим перед собой задачу рассмотреть детально с точки зрения изложенных выше идей нефтегазоносность отдельных месторождений и районов, но для подкрепления наших взглядов целесообразно хотя бы в общих чертах рассмотреть закономерности распределения нефтяных и газовых залежей по некоторым месторождениям, районам, а затем по СССР в целом. Прежде всего рассмотрим два соседних туркменских месторождения — Кизыл-Кум и Кум-Даг.

#### **Западная Туркмения**

На прилагаемых схематических структурной карте и профиле (рис. 12) видно, что купол Кизыл-Кум расположен структурно значительно ниже, чем Кум-Даг. Кизыл-Кум, однако,

представляет чисто газовое месторождение с небольшим количеством нефти, а Кум-Даг чисто нефтяное, лишенное свободного газа, причем запасы обоих месторождений довольно велики — запасы Кизыл-Кума оцениваются в 10 млрд. м<sup>3</sup> газа, а Кум-Дага в несколько десятков миллионов тонн нефти.

Чем вызвано это разделение нефти и газа? Его легко можно объяснить тем, что в этом районе имеется пластовое движение углеводородных флюидов нефти и газа не в растворе, а раздельно в газовой и жидкой фазах. Движение происходит в направлении на север и северо-восток из Западно-Турменской депрессии.

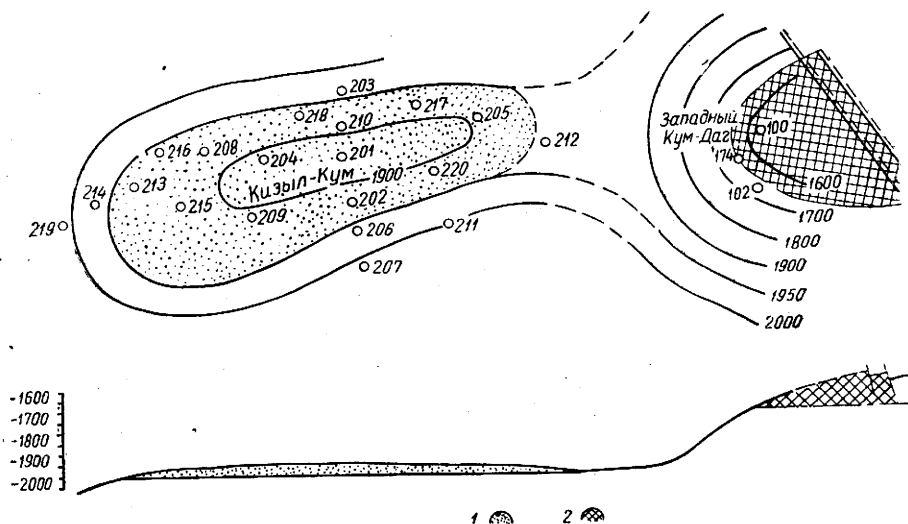


Рис. 12. Соотношение Кизыл-Кумского газового и Кум-Дагского нефтяного месторождений.

1 — газ; 2 — нефть.

То, что в Кизыл-Куме имеется чисто газовое месторождение, объясняется тем, что спокойный пологий купол Кизыл-Кума заполнился газом до структурного порога, отделяющего его от поднятия Кум-Даг. Это отчетливо видно на общей структурной карте, охватывающей оба эти поднятия (см. рис. 12). Следует отметить, что прогиб перемычки между Кум-Дагом и Кизыл-Кумом недостаточно изучен. Если бы высотное положение продуктивных пластов на этой перемычке было точно установлено, то сопоставление высоты нижних интервалов, давших при опробовании газ, с этим прогибом показало бы максимально возможную высоту нефтяной оторочки, если она есть на этом месторождении.

Почему же в Кум-Даге не осталось газа? Конечно, трудно думать, что весь газ задержался в Кизыл-Куме и ни одного кубического метра свободного газа не перешло в Кум-Даг. Наличие свободного газа в Кизыл-Куме и отсутствие его в Кум-Даге объясняются еще и тем, что Кизыл-Кум более спокойная структура с малой амплитудой, а Кум-Даг более приподнятая и перебитая, вследствие чего газ из нее легко истекал в атмосферу. В соответствии с теми общими положениями о вертикальной струйной миграции газа и нефти, которые изложены выше, следует думать, что высокая нефтяная залежь Кум-Дага выдавила весь газ в атмосферу.

Здесь уместно сделать несколько общих выводов, касающихся формирования нефте-газовых месторождений Туркмении.

Несомненно, в условиях Западной Туркмении в плиоценовых отложениях образовалось и циркулировало очень большое количество газа. Ясно, что те 10 млрд. м<sup>3</sup> газа, которые задержались в Кизыл-Куме, только незначительная часть общего количества газа, образовавшегося в этом районе.

То, что в других соседних месторождениях Прибалханского района — Небит-Даге, Челекене и др., запасы нефти в которых того же порядка, что и в Кум-Даге, мы не имеем газовых скоплений, объясняется, конечно, тем, что газ вследствие сильной перебитости этих структур ушел в воздух, а не тем, что там его не было. Наличие естественных выходов нефти и газа, грязевые вулканы наглядно подтверждают это положение.

В соответствии с этим можно думать, что если будут в Западной Туркмении обнаружены более глубокие и спокойные ловушки, то там могут быть и чисто газовые залежи или нефтяные с газовыми шапками.

В отношении месторождений Прибалханского района часто задают вопрос: откуда пришла нефть? Пришла ли она по вертикальным разрывам или латерально по пластам? Мы думаем, что рассматриваемый пример Кизыл-Кум — Кум-Даг, говорит о том, что здесь мы имеем широкое развитие латеральной пластовой миграции, а вертикальная по разрывам с больших глубин может быть и отсутствует. Хотя, конечно, в верхних частях перебитых структур, как мы уже указывали, вертикальная миграция, несомненно, происходит. В самом деле, если бы нефть и газ поднимались только по глубинным разрывам, известным в Кум-Даге, то каким образом мог бы газ из Кум-Дага проникнуть в нижележащий купол Кизыл-Кум, где разрывов, по-видимому, нет?

### **Куйбышевско-Бугурусланский район**

Глубокие горизонты здесь являются нефтеносными; ни в девоне, ни в карбоне до сих пор не обнаружено ни чисто газовых залежей, ни даже газовых шапок. Это согласуется с тем, что указанные отложения залегают здесь на средних глубинах —

от 1200 до 2500 м. Давление насыщения в нефтяных месторождениях колеблется около 100 ат. На некоторых участках, особенно на юго-востоке района, глубины залегания палеозоя возрастают; соответственно здесь можно ожидать и повышения газонасыщенности продуктивных горизонтов девона и карбона.

Газовые залежи и газовые шапки в Куйбышевско-Бугурусланском районе приурочены только к пермским отложениям, залегающим на глубинах от 250 до 600 м. Небольшие скопления газа известны в кунгуре, но основные запасы сосредоточены в уфимских отложениях (ТС) и в казанском ярусе (КС). Газовые залежи в этом районе приурочены таким образом к самым верхним частям разреза. Их сохранению содействует широкое распространение хорошей газоупорной покрышки в виде ангидритов казанского яруса, непосредственно налегающих на продуктивные отложения КС [46].

В соответствии с данными ВНИГРИ [44] есть все основания предполагать, что газ и нефть пермских отложений этого района поднялись из нижележащих отложений девона и карбона.

Таким образом, общие условия нефтегазоносности здесь согласуются с представлением о значительной вертикальной миграции углеводородов и опережении при этом миграции газа.

Как установил впервые В. П. Савченко, почти все структурные ловушки в пермских отложениях здесь «до краев» заполнены газом, иногда залежи имеют небольшую нефтяную оторочку (см. рис. 2 и 11). Такие соотношения весьма благоприятны для дифференциации нефти и газа. Газ остается в ловушке, а нефть перетекает по пласту вверх, в пределах нефть должна утек на дневную поверхность.

В монографии по нефтеносности Волго-Уральской области, составленной ВНИГРИ, указывается [44, стр. 44], что в пермских породах описываемого района нефтепроявления в виде примазок и тяжелой малоподвижной нефти встречаются на всех площадях, где имеются чисто газовые залежи. Это достаточно определенно свидетельствует о том, что нефть по этим слоям мигрировала, но не скопилась в больших количествах.

В уфимских и казанских отложениях рассматриваемого района известно только одно крупное нефтяное скопление — нефтяная оторочка на южном крыле Калиновско-Ново-Степановского месторождения, приуроченная к калиновской свите. Первоначальные геологические запасы нефти здесь исчислялись десятками миллионов тонн.

Положение нефти на южном крыле, как установлено В. П. Савченко [49], связано с потоком пластовых вод с северо-востока на юго-запад, но, кроме того, оно хорошо согласуется с идеей о притоке нефти с юго-запада, т. е. навстречу потоку вод, со стороны более погруженных структур Мало-Кинельских дислокаций, где залежи, как и следует из принципов дифференциального улавливания, является чисто газовыми (см. рис. 11).



Известно, что Больше-Кинельский вал, осложненный многочисленными куполовидными поднятиями по пермским отложениям, в общем поднимается на восток, где как казанские, так и уфимские отложения выходят на поверхность. Поэтому встает вопрос, почему нефть при этих условиях все же задержалась в Калиновке — Ново-Степановке, а не ушла на восток, где располагаются снова газовые залежи. Объяснением является то обстоятельство (см. рис. 2), что в восточном конце Ново-Степановской площади пористые доломитизированные известняки калиновской свиты переходят в непроницаемые глинистые известняки и мергели. Ни газ, ни нефть не могли по ним мигрировать далее к востоку. Газовые залежи восточной половины Больше-Кинельского вала приурочены уже к нижележащей толще уфимских отложений, в которой сколько-нибудь крупных нефтяных скоплений уже и нет, ибо нефть по ним может достаточно свободно перетекать на восток.

Мы хотели бы еще раз отметить, что на примере Куйбышевско-Бугурусланского района хорошо видно, что струйные потоки нефти и газа могут резко изменять свое направление в соответствии с локальными условиями и, следовательно, региональные закономерности не могут механически распространяться на все отдельные структуры и площади.

Можно думать, что в западной части Больше-Кинельского вала пластовая миграция происходила в северо-западном направлении, куда поднимается ряд структур. По-видимому, нефть отсюда утекла в сторону Сокско-Шешминского водораздела, где в пермских отложениях имеются громадные закированные площади. Интересно отметить, что при таком представлении битуминозность пермских отложений Сокско-Шешминского района не имеет прямой связи с подстилающими их отложениями карбона и девона, следовательно, нефтепроявления в перми этого района не являются поисковым признаком для бурения на глубину, хотя, конечно, они не противоречат продуктивности девона и карбона на этих площадях.

На стр. 92 монографии ВНИГРИ [44] указывается, что «наибольшее насыщение нижнепермских слоев продуктами окисления нефтяных залежей обнаруживается на площадях, где эти породы или обнажаются на дневной поверхности (Шугурово, Байтуган), или непосредственно затрагивались размывом перед началом отложения акчагыльских осадков». На структурах же соседних зон, где те же отложения залегают под сплошным покровом существенно глинистых отложений уфимской свиты, нефтенасыщение оказывается более слабым — только спорадическим. Авторы монографии предположительно объясняют эти соотношения тем, что под влиянием гипергенных факторов нефть интенсивно осмоляется и продукты окисления в значительном количестве остаются, тогда как в толщах, лучше изолированных, там, где разрушение залежей происходило только под

влиянием пластовых вод, осмоление имело меньшее значение и нефть преобразовалась в какие-то легко удаляющиеся из пласта, скорее всего газообразные, продукты.

Нет сомнения, что в разных условиях нефть окисляется и изменяется по-разному, и действительно на больших глубинах мы асфальтов не встречаем, хотя подземное окисление нефтяных залежей на глубине местами протекает весьма интенсивно.

Однако описанные закономерности могут быть объяснены и иным образом. На структурах, где продуктивные пласты перекрыты хорошей покрывкой, газ мог образовывать газовые шапки, которые оттесняли нефть вверх по пласту по описанной схеме. В этих зонах нефть почти не задерживалась и, естественно, в них оказалось мало остаточной нефти, после того, как газовые залежи были в свою очередь уничтожены явлениями подземного окисления или просто эффузией в атмосферу. На структурах с плохими покрывками, так же как и на выходах пластов, по которым мигрировали газ и нефть, газ легко уходил в атмосферу, а нефть, выветриваясь, постепенно накапливалась в виде продуктов окисления.

На условиях залегания и характере нефте-газовых месторождений пермских отложений Больше-Кинельского вала весьма определенно отразились своеобразные гидрогеологические условия, способствовавшие смещению нефти на южное крыло, а также интенсивному развитию здесь явлений подземного окисления [5, 6, 26], но мы на них не будем останавливаться, так как они не имеют прямого отношения к теме настоящей книги.

### Саратовско-Сталинградский район

Вдоль правобережья Волги протягивается Доно-Медведицкий вал, который (после довольно глубокого Карамышского прогиба) на севере переходит в Саратовские дислокации, геологически весьма сходные с Доно-Медведицкими структурами.

Для этих дислокаций характерен общий подъем с юга на север, прерываемый довольно глубокими поперечными прогибами. Такое строение благоприятствует общей миграции газа и нефти с юга на север на отдельных участках вала. Однако наличие восточнее вала обширной Прикаспийской депрессии определяет, кроме того, возможность бокового притока углеводородов к любой части вала.

Многопластовые нефте-газовые месторождения Саратовско-Сталинградского района являются примером ярко выраженной вертикальной миграции нефти и газа, сопровождающейся дальней боковой миграцией. Заметим только, что газоносность пологого Линевского купола, имеющего амплитуду порядка 20 м, при отсутствии в нем промышленной нефти, а также наличие в тех же сталингорских песчаниках Жирновско-Бахметьевского нефтяного месторождения, расположенного непосредствен-

но севернее Линевого, были объяснены А. Г. Габриэляном и С. П. Максимовым именно с точки зрения принципов дифференциального улавливания газа и нефти при боковой миграции [11].

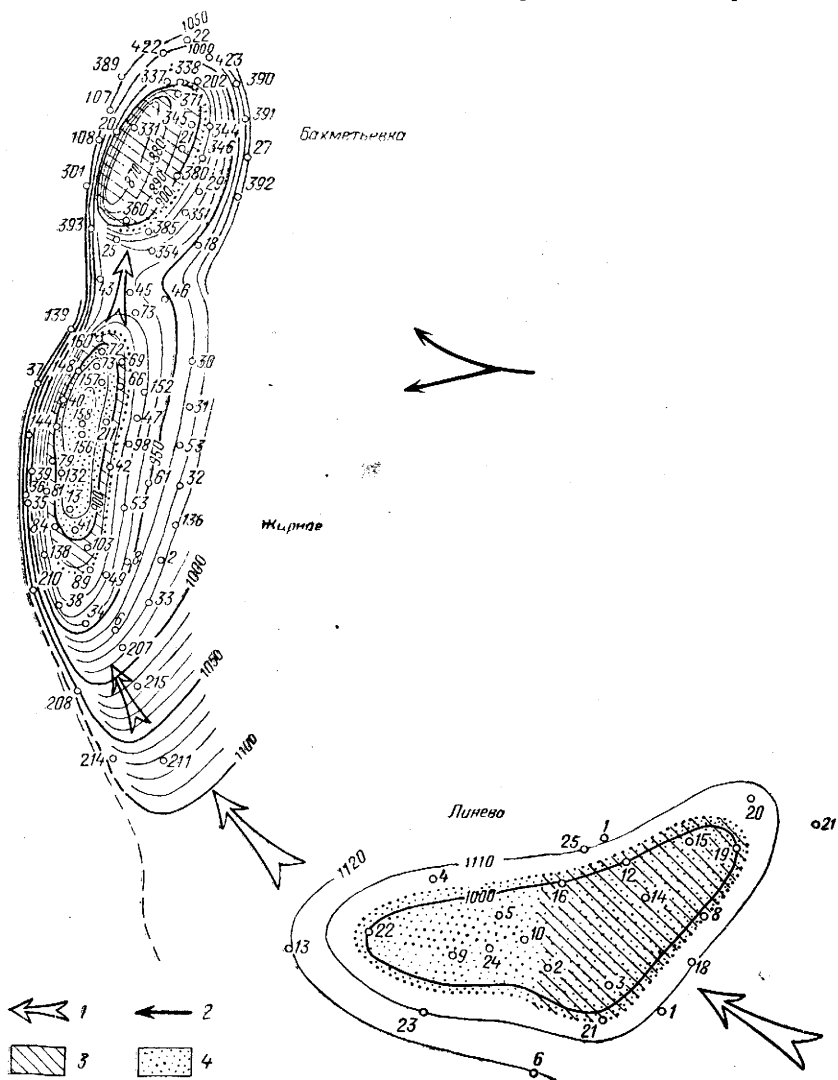
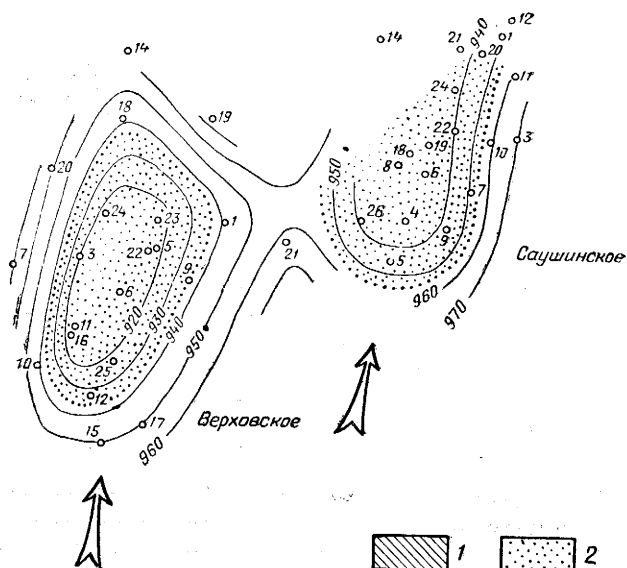
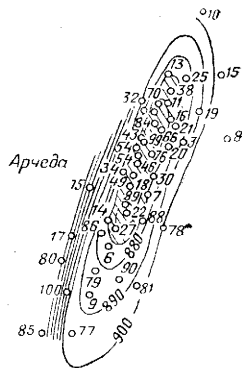


Рис. 13. Схематическая структурная карта по кровле сталингорского горизонта (месторождения Бахметьевка, Жирное, Линево).  
1 — основное направление; 2 — локальное направление; 3 — нефть; 4 — газ.

На рис. 13 и 14, взятых нами из статьи А. Г. Габриэляна и С. П. Максимова, показаны условия дифференциального улавливания нефти и газа на ряде структур Сталинградской обла-

Рис. 14. Схематическая структурная карта по кровле сталингорского горизонта (месторождения Арчеда, Саушинское, Верховское).

1—нефть; 2—газ; 3—основное направление миграции.



сти. В общем мы согласны с представлениями этих авторов, выраженными на прилагаемых рисунках. Однако следует отметить, что А. Г. Габриэлян и С. П. Максимов в своей статье ничего не говорили о влиянии вертикальной миграции и о значении гидрогеологических условий на распределение нефти и газа, а эти факторы определяют некоторые интересные обстоятельства.

Нет сомнения в том, что отсутствие газовой шапки в сталингорском горизонте Арчединского месторождения объясняется тем, что газ ушел в более высокие горизонты.

А. Г. Габриэлян и С. П. Максимов не совсем точно изобразили и описали нефтегазоносность Линевского месторождения. В восточной части этого месторождения имеется тонкая, но довольно большая по площади подгазовая нефтяная залежь, которую мы изобразили на рис. 14 штриховкой, дополнив таким образом схему указанных выше авторов. Присутствие нефтяной оторочки в восточной части Линевского месторождения связано с оттеснением нефти в сторону падения пьезометрических напоров пластовых вод продуктивного горизонта в соответствии с принципами, установленными В. П. Савченко [49]. На этом вопросе мы еще остановимся во второй главе настоящей работы, сейчас же только подчеркнем, что на структурах, где имеются заметное движение вод продуктивных горизонтов и соответствующие перепады пьезометрических напоров, в результате пластовой миграции углеводородов должны образовываться не чисто газовые залежи, а газо-нефтяные со смещенной нефтяной оторочкой. Известно, что контакт нефть — вода может быть значительно наклонен под влиянием изменения пьезометрического напора пластовых вод. В Калиновско-Ново-Степановском месторождении угол наклона контакта нефть — вода достигал 3°. Естественно, что нефть будет задерживаться при этом только в том случае, когда струйная миграция газа и нефти будет происходить в водоносном пласте с заметным встречным перепадом пьезометрических напоров на площади струйной ловушки.

Мы хотим подчеркнуть, что относительно крупные запасы нефти Жирновско-Бахметьевского месторождения объясняются положением этой структуры перед глубоким Карамышским прогибом, который обусловил невозможность дальнейшей миграции нефти на север. Соответственно нефтяные и газовые месторождения Саратовского района обусловлены притоком углеводородов из пределов Прикаспийской впадины. Впрочем, достаточно глубокого анализа палеотектоники Доно-Медведицкого вала и Саратовских дислокаций еще не сделано.

Можно думать, что отсутствие нефти в чисто газовых месторождениях южной части Доно-Медведицкого вала — Саушинском, Верховском, Абрамовском — связано с явлением дифференциального улавливания газа при пластовой миграции, в сле-

дующих, более высоко расположенных структурах — Арчединской и других — нефть уже присутствует.

Однако имеются данные, указывающие, что некоторые особенности нефте-газовых месторождений этого района связаны с определенными геохимическими особенностями — подтоком газа с юга со стороны Донбасса и влиянием регионального движения вод со стороны Воронежского свода, о чем будет сказано ниже.

### Тимано-Печорский район

Весьма интересное распределение нефти и газа наблюдается в Ухтинском нефтегазоносном районе, который теперь правильнее называть Тимано-Печорским, поскольку цепочка месторождений сейчас прослежена от Ухты до верхнего течения Печоры.

Разведанные месторождения приурочены здесь к восточному склону юго-восточного погружения Тимана, представляющего собой цепочку куполовидных структур, имеющих региональный подъем от Предуральского прогиба к северо-западу, к центральной части Тимана (рис. 15).

Интересно, что в девоне и карбоне Татарии, Башкирии и Куйбышевской области, где сосредоточены крупнейшие нефтяные месторождения, пока совершенно неизвестно газовых залежей. Это согласуется с тем фактом, что давление насыщения соответствующих нефтяных залежей обычно не превышает 100 ат, тогда как указанные продуктивные горизонты залегают на глубинах 1300—1700 м и пластовое давление в них соответственно равно 130—170 ат.

Условия залегания девона на юго-восточном Тимане существенно иные: продуктивные горизонты девона залегают на глубинах от 200 до 1300 м и только на крайнем юго-востоке на стыке с Предуральским прогибом спускаются до 2000—2500 м.

Если считать, что давление насыщения растворенных газов в девоне Тимана будет близко к давлению насыщения нефтеносных площадей Поволжья, то при течении нефти с востока на запад вдоль поднимающейся цепочки структур давление насыщения должно оказаться выше пластового давления. При этом создаются условия для выделения газа из раствора в нефти, а следовательно, и для дифференциации их.

Все соотнесения указывают, что струйный поток нефти и газа направляется или направлялся по цепочке структур с юго-востока на северо-запад. Структурные ловушки Верхне-Ижемского района сравнительно небольшой амплитуды, и вот они по известному уже нам принципу оказались заполненными газом, поэтому нефть ушла дальше на северо-запад. Несомненно, что здесь мигрировало большое количество нефти. В пользу этого говорит, во-первых, то, что чисто газовыми оказываются преимущественно наиболее выдержанные пласты III, I,а и I,б, тогда как пласт I,г на Вой-Вожском месторождении, представляющий

собой песчано-гравелистую ленту среди глин, содержит нефтяную залежь, так как нефть не могла из нее уйти вверх по региональному подъему.

На структурах Верхняя и Нижняя Омра, где имеются многочисленные разрывы, разбивающие купола на изолированные и

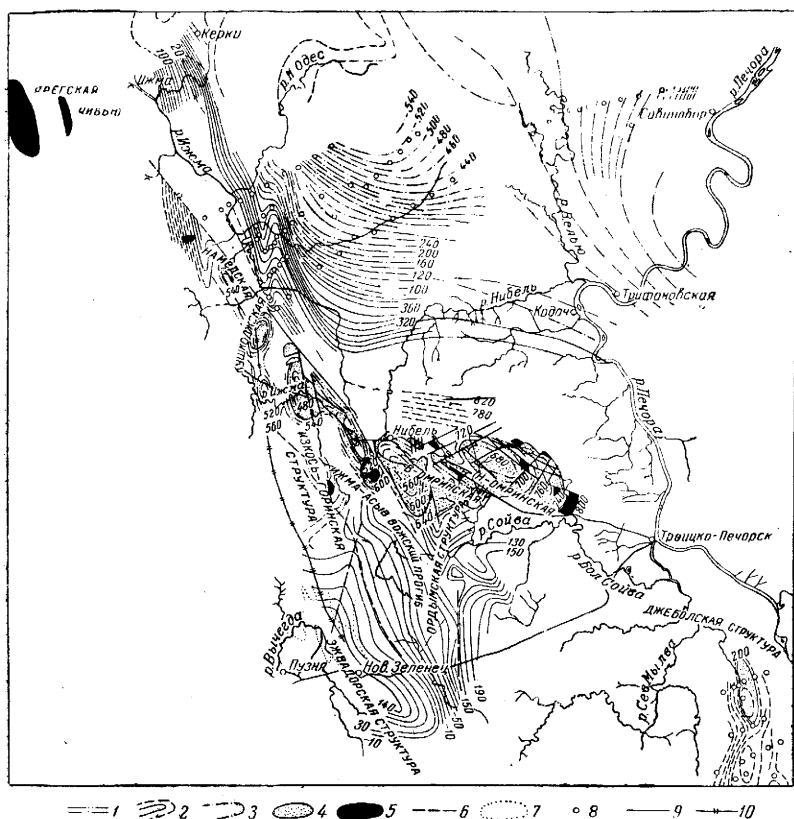


Рис. 15. Карта Тимано-Печорской газонефтеносной провинции Коми АССР.

1 — изогипсы по кровле пласта I, а (нижнефранский подъярус D<sub>31</sub>); 2 — изогипсы по кровле песчано-глинистой пачки визейского яруса (C<sub>12</sub>); 3 — изогипсы кровли кунгура; 4 — разведанный контур газовых залежей по III, I, а, I, б, (пашийской свиты); 5 — нефтяные залежи (I, а, I, б, I, в (пашийской свиты)); 6 — граница вклинивания продуктивных горизонтов I пласта (I, а, I, б); 7 — геологические границы; 8 — скважины структурно-колонковые; 9 — тектонические нарушения; 10 — граница выклинивания III пласта (живетский ярус среднего девона).

полуизолированные блоки, и где некоторые пласты характеризуются резкой фациальной изменчивостью, мы находим многочисленные, но небольшие по запасам нефтяные залежи — оторочки. Они явно «запутались» в этих блоках и полосах.

В Тиманском районе очень интересным является то, что мы здесь находим и ту верхнюю нефтяную залежь, которая теоретически должна быть в последней структуре на пути миграции.

Во многих случаях она может утечь на поверхность, здесь же она сохранилась, это — Ярегское нефтяное месторождение, приуроченное к своду крупнейшей Ухтинской антиклинали.

Запасы этого месторождения, залегающего на глубине около 200 м и содержащего тяжелую нефть, извлекаемую нефтешахтами, весьма велики, они в несколько раз больше (по весу), чем запасы газа Верхне-Ижемского района. Это вполне соответствует предположению, что это та самая нефть, которая протекла по всей цепочке структур и отдала там большую часть своего газа, образовав газовые месторождения верховьев Ижмы. Остатки газа эта нефть почти целиком потеряла уже в самой Ухтинской антиклинали вследствие малой мощности покрывающей. Учитывая общие геологические соображения и тот факт, что нефтеносные горизонты на Ухтинской антиклинали залегают почти непосредственно на метаморфических сланцах, А. Я. Кремс [31] уже давно указывал, что нефть сюда пришла с востока (см. рис. 8).

К. А. Машкович [37] определенно утверждает, что газо-нефтяные месторождения Тимано-Печорского района произошли за счет боковой миграции. Он пишет: «Возможность образования залежей этого месторождения за счет вертикальной миграции нами исключается». Однако К. А. Машкович считает, что нефтяные оторочки Нижне-Омринского месторождения произошли не вследствие экранирования нефти тектоническими нарушениями при боковой миграции, а за счет выпадения жидких углеводородов из ранее сформировавшихся газо-конденсатных месторождений, первоначально не имевших нефтяных оторочек. Мы должны отметить, что доказательства К. А. Машковича в пользу этого положения недостаточно убедительны, ибо он не дал количественных физико-химических расчетов, показывающих возможность и условия растворения всей нефти в соответствующих газовых шапках. Однако, если даже мы и признаем объяснение К. А. Машковича о механизме образования нефтяных оторочек Омринских месторождений правильным, это никоим образом не опровергает общего положения об условиях дифференциации нефти и газа в Тимано-Печорском районе в процессе дальней струйной миграции. К. А. Машкович только утверждает, что Омринские месторождения образовались до времени развития разрывов и что они первоначально были чисто газовыми. Он собственно не рассматривал вопрос о том, почему это «первичное» скопление углеводородов было чисто газовым и протекала ли нефть через Омринские структуры до времени образования разрывов.

По нашей схеме миграции и формирования газо-нефтяных месторождений Тимано-Печорского района пологие куполовидные ловушки, не имеющие разрывов, также должны содержать чисто газовые залежи. Если эти залежи будут расположены на больших глубинах и иметь соответствующий химический состав,



то они будут иметь газо-конденсатную характеристику, при других условиях они окажутся обычными газовыми залежами.

То обстоятельство, что по девонским песчаникам юго-восточного Тимана протекали большие количества жидкой нефти, доказывается не небольшими нефтяными залежами Омры, а крупной литологической нефтяной залежью Вой-Вожа, а главное, Ярегским и Чибьюским месторождениями нефти, которые, конечно, не были сформированы за счет выпадения жидких углеводородов из газо-конденсатных залежей.

Очень показательны с точки зрения дальней струйной миграции общие условия распространения и химическая характеристика нефтяных и газовых месторождений Западного Приуралья, которые мы рассмотрим подробно во второй главе настоящей работы.

### **Бакинский район**

Выше мы уже отмечали, что условия миграции и дифференциации газа и нефти в геосинклинальных районах существенно иные, чем на платформах. Здесь из-за большой амплитуды структур переток нефти и газа из одной структуры в другую встречается не так часто, как на платформах. С другой стороны (по той же причине), здесь может наблюдаться сравнительно интенсивная вертикальная миграция как нефти, так и газов. Эти обстоятельства привели к тому, что в таком районе, как Бакинский, и близком к нему по строению Прибалханском (Западная Туркмения) преимущественное развитие приобретают многопластовые нефтяные месторождения, в которых чисто газовые залежи редки, а нефтяные залежи с газовыми шапками, если и встречаются, то также развиты по всему разрезу и с приблизительно одинаковым соотношением нефти и газа (см. рис. 5), а не так, как скажем в Сталинградском районе, где всегда заметно увеличение газонасыщенности кверху по разрезу.

Однако и в Бакинском районе, в верхних пластах особенно, если они покрываются достаточно мощными, ненарушенными глинистыми пачками, замечается обогащение газом. Это можно видеть на примере Сураханов.

Мы уже упоминали о том, что сверхглубокие горизонты Бакинского района могут быть значительно обогащенными газом вследствие влияния геохимических, а не физических причин, именно в этом мы видим причину высокой газонасыщенности Гоусанов, Кара-Дага, Кяниза-Дага.

### **Краснодарский нефтегазоносный район**

Этот район представляет для нас особый интерес, так как здесь на близких расстояниях можно видеть соотношения нефте-газовых месторождений, приуроченных к структурам принципиально различного типа.

Известно, что в предгорной полосе развиты стратиграфические и литологические месторождения, приуроченные к своеобразным песчаным «заливам», расположенным на относительно крутой моноклинали (рис. 16). Эти месторождения имеют довольно значительный этаж нефтеносности, доходящий до не-

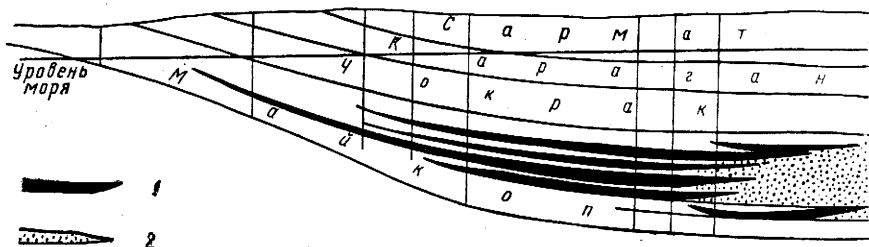


Рис. 16. Геологическое строение зональной залежи заливообразной формы.  
1—нефтеносные слои; 2—водоносные пески.

скольких сот метров, и характеризуются отсутствием газовых залежей и даже газовых шапок, хотя нефтяные залежи имеют высокий газовый фактор.

Как видно на схематическом профиле через Кубанскую впадину (рис. 17), к северу от моноклинали располагаются слож-

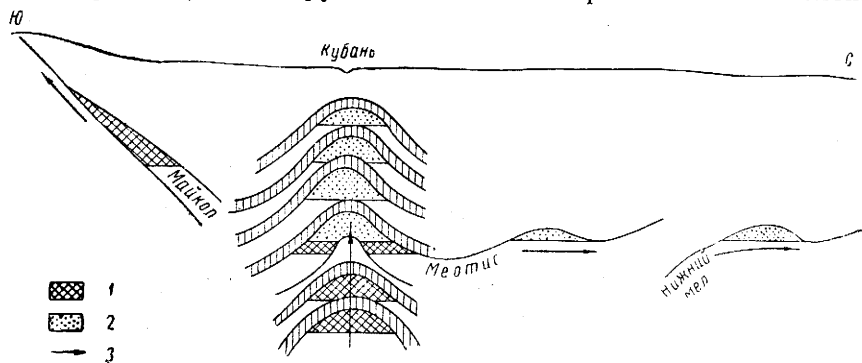


Рис. 17. Схематический профиль через Кубанскую впадину, показывающий различные типы ловушек и условия залегания нефтяных и газовых залежей в разных ее частях.

1—нефтяные залежи; 2—газовые залежи; 3—направление миграции нефти и газа.

но построенные складки с большой амплитудой — порядка сотен и даже до 1000 м, содержащие наряду с нефтяными залежами чисто газовые залежи (Анастасиевка, Северо-Ахтырская) и иногда газовые шапки.

На северном борту Кубанской впадины, т. е. уже в зоне платформы, за последнее время открыто несколько чисто газовых месторождений: Славянское, Фрунзенское, Ленинградское.

Каневское. Структуры, к которым они приурочены, представляют собой очень пологие куполовидные поднятия с относительно небольшой амплитудой — порядка от нескольких десятков метров до 150 м.

Если мы попытаемся применить к этим различным зонам принципы, изложенные в настоящей работе, то легко увидим, что указанные различия нефтегазоносности совершенно закономерны.

Круто поставленные литологические и стратиграфические ловушки на моноклинали, конечно, не могут удержать газовые залежи, ибо большая высота нефтяных залежей создает значительный подпор, который выдавливает газ по восстанию слоев. Это выдавливание облегчается тем обстоятельством, что песчаные прослои часто, утоняясь, все же прослеживаются вверх по напластованию до выхода на поверхность. В этом районе нефть по условиям залегания и увеличению мощности глинистых прослоев вниз по моноклинали не может перетекать нормально к напластованию, как это может быть, скажем, на структурах типа Локбатана. Поэтому пока нефть не выдавит весь газ, она не будет вытекать на поверхность. Такие условия залегания способствовали удалению всего свободного газа из месторождений; нефти же осталось столько, сколько ее могло остаться в соответствии с условиями миграции, выдавливания нефти.

Методика поисков заливообразных месторождений, применявшаяся Краснодарнефтью, состояла в бурении ряда мелких скважин в верхней части моноклинали. Эти скважины на определенных участках показывали газопроявления и нефтепроявления. При обнаружении таких зон газонефтенасыщенности глубокие разведочные скважины закладывались вниз по моноклинали и почти безошибочно открывали нефтеносный «залив». Следует предполагать, что указанные зоны газонасыщения вверх по восстанию от нефтяных залежей как раз представляют собой поток газов, выдавливаемых нефтяной залежью.

В связи с описываемыми взаимоотношениями можно отметить, что применение здесь газовой съемки в ее «классическом» виде, основывающемся на предположении, что газовые аномалии располагаются непосредственно над нефтяными залежами, является безусловно необоснованным. Газ и нефть мигрируют не по вертикали от залежей, а по напластованию, следовательно, газовые аномалии никак не могут быть над залежами.

Образование нефть-газовых месторождений на складках типа Анастасиевской происходило в соответствии с описанными выше обычными условиями вертикальной миграции на складках. Сравнительно значительной амплитуды, когда нефть задерживается в нижних пластах, а газ «всплывает» в верхние.

На северном платформенном склоне Кубанской впадины вертикальная миграция не могла играть существенную роль ввиду большого содержания глин в разрезе, а главное, из-за незна-

чительной амплитуды структур, при которой высота газовых и нефтяных залежей, а следовательно, и избыточный напор в верхних частях залежей были очень малы. Наоборот, здесь широко могла проявляться дифференциация газа и нефти в процессе пластовой, боковой миграции. Это и обусловило наличие здесь чисто газовых месторождений, ибо нефть ушла на север по восстанию пластов.

И. В. Высоцкий [9] впервые отметил преимущественное распространение газовых месторождений на платформенных склонах предгорных прогибов, а нефтяных месторождений — в пределах геосинклинальных склонов этих прогибов, но не дал этому факту развернутого объяснения. С. Т. Коротков независимо от нас объяснил [29] образование чисто газовых месторождений на северном склоне Кубанской впадины дифференциальным улавливанием газа при пластовой струйной миграции.

Следует подчеркнуть, что наличие нефтяных залежей на северном борту Кубанской впадины не исключено. По всей вероятности, миграция не только газа, но и нефти из Кубанской предгорной впадины, а в мезозойское время и из самой Кавказской геосинклинали на север происходила в больших масштабах. Вопрос лишь в том, ушла ли вся нефть на дневную поверхность или осталась где-либо уловленной. Ловушками для нефти могли оказаться купола, расположенные на большой глубине, либо структуры относительно большой амплитуды, либо скорее участки выклинивания проницаемых свит. Могут быть нефтеносны и самые верхние структуры, аналогичные Ярегской. Для решения этого вопроса необходимо тщательное изучение условий осадконакопления и тектонического развития интересующей нас области.

Можно отметить, что в принципиально аналогичных геологических условиях северного борта Терско-Кумской впадины уже выявлены нефтяные месторождения. Условия, благоприятствующие задержанию нефти на таких площадях, как Озек-Суат, не вполне ясны, вероятно, здесь имел значение не только структурный, но и литологический фактор, но самое главное, что в Озек-Суате вследствие большой глубины залегания продуктивных горизонтов и соответственно высокому пластовому давлению не было условий для выделения газа из раствора в нефти, следовательно, не могла здесь образоваться газовая шапка и не могло происходить дифференциальное улавливание газа.

На Каневском месторождении газоносные песчаники нижнего мела залегают на глубине 1600—1700 м и пластовое давление в газовой залежи около 170 *ати*. В то же время в Озек-Суате в нижнемеловых нефтеносных пластах, залегающих на глубине более 3000 м, при пластовом давлении 340 *ати* давление насыщения составляет 175 *ати*. Следовательно, газ мог выделяться из раствора только на глубинах порядка 1700 м и меньше. В связи с этим интересно отметить, что севернее Озек-Суата на

Промысловской площади, где нижнемеловые (альбские) продуктивные горизонты залегают на глубине 820 м, они являются чисто газовыми. Давление в газовой залежи здесь 88 атм.

Указанные соотношения хорошо согласуются с изложенными представлениями об условиях дифференциации нефти и газа при боковой миграции.

Если говорить о перспективах нефтеносности северного склона Кубанской впадины, то можно высказать предположение, что нефтяные залежи могут быть приурочены к пологим структурам к югу от Каневского месторождения, если продуктивные горизонты будут залегать на них на большой глубине — порядка 2500 м и больше. На северном склоне Кубанской впадины нефтяные залежи могут находиться в стратиграфических ловушках везде, где они существуют. Структурных ловушек достаточной амплитуды, могущей обусловить вертикальную миграцию газа из газовых шапок и соответственно улавливание нефти, по-видимому, в южной и средней частях платформенного склона нет, не исключена возможность того, что в верхней части северного склона Азово-Кубанской впадины могут находиться «верхние» нефтяные залежи — последние в ряду цепочки месторождений. Однако, может быть, здесь нефть ушла на дневную поверхность.

Изложенные принципы миграции и дифференциации нефти и газа по существу являются логическим завершением структурно-гравитационной теории образования нефте-газовых месторождений. Эти принципы основываются на действии несомненных физических законов, и первые попытки использовать их для выяснения закономерностей распределения нефтяных и газовых залежей в изученных нефтегазоносных бассейнах не только не встретили противоречий, но позволили выявить некоторые до сих пор не замеченные особенности нефтегазоносности рассмотренных районов. Мы не сомневаемся, что широкое их применение может оказать существенную помощь как в составлении планов поисковых работ на нефть и газ, так и при разведке и изучении отдельных месторождений.

Следует, однако, подчеркнуть, что факторы, определяющие условия распространения нефтегазоносности, весьма многообразны и во многих случаях даже, казалось бы, очень небольшие, незаметные детали геологического строения могут существенно изменить условия нефтегазоносности. Особенно большое значение имеет возможность миграции газа в атмосферу, вследствие которой, несомненно, десятки и сотни миллиардов кубических метров газа были уничтожены. Например, в небольшом Кизыл-Кумском куполе десяток миллиардов кубических метров газа улетучился бы в атмосферу через разбитую Кум-Дагскую структуру, если бы не оказалось дополнительного купола на периклинали Кум-Дага.

Не менее показательно различие нефтегазоносности северного борта Кубанской и Терско-Кумской впадин, которые на первый взгляд имеют принципиально одинаковое строение; между тем на северном борту Кубанской впадины пока обнаружены только газовые месторождения, а на северном борту Терско-Кумской — значительные нефтяные месторождения. Это различие объясняется тем обстоятельством, что в Терско-Кумской впадине продуктивные структуры оказались несколько более погруженными, чем структуры, разбуренные на северном борту Кубанской впадины.

Мы должны сказать несколько слов о примерах дифференциального улавливания газа и нефти, приведенных Гусовым [68, 69, 70], который высказал очень много интересных и правильных соображений о разделении нефти и газа в процессе латеральной миграции, но совершенно не рассматривал вопрос о вертикальной внерезервуарной миграции нефти и газа, не касался также и вопроса о выделении газа из раствора нефти в процессе миграции, о влиянии различных геохимических процессов и т. д. Поэтому многие его положения и примеры являются упрощенными, неубедительными или просто ошибочными.

В частности, нельзя признать удачным пример взаимоотношения иранских нефтяных и нефтегазовых месторождений, приведенный Гусовым и рассмотренный А. А. Бакировым [3].

На цепочке месторождений, изображенной Гусовым, нижние представляют нефтяные месторождения с газовыми шапками, а верхние имеют небольшие газовые шапки или даже являются чисто нефтяными. Вспомним, что при движении нефти вверх по пласту при соответствующем снижении давления из нее должен выделиться газ. Если все объясняется только пластовой миграцией, то верхние месторождения обязаны иметь газовые шапки, ибо в нижних нефтяных месторождениях давление насыщения практически равно пластовому давлению — там имеются газовые шапки. Следовательно, отсутствие или малые размеры газовых шапок в верхних месторождениях должно объясняться какими-то иными (может быть дополнительными) причинами. Такими причинами могут быть скорее всего утечка газа из верхних структур в атмосферу, или различные условия питания нижних и верхних структур, или просто образование газовых шапок в процессе эксплуатации. И в том и в другом случаях пример иранских месторождений не может служить уверенным доказательством дифференциации нефти и газа при боковой миграции.

В последнее время А. А. Бакиров опубликовал интересные статьи [2, 3], в которых рассматривал вопросы закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений. К сожалению, приходится отметить, что А. А. Бакиров не изложил в этих работах с достаточной четкостью свое отношение к дальней струй-

ной миграции нефти и газа. С одной стороны, он приводит [3, стр. 77 и 78] ряд фактов, убедительно доказывающих весьма значительные размеры вертикальной и боковой миграции нефти на материале месторождений Среднего Востока. В частности, А. А. Бакиров говорит о широком развитии вертикальной миграции, о несомненности боковой миграции на несколько десятков километров, доказанной прямыми наблюдениями на промыслах. С другой стороны, в своей обобщающей работе [2] он почти ничего не говорит о значении дальней миграции для процессов формирования нефтяных и газовых месторождений и распределения их по площади и по разрезу. Более того, ряд высказываний А. А. Бакирова можно понять таким образом, что он вообще отрицает возможность дальней миграции. Так, на стр. 27 он пишет, что «области нефтеобразования и нефтенакопления... на всех... материках нашей планеты генетически закономерно связаны с определенными геоструктурными элементами и формациями», и далее он пишет, что «области нефтеобразования и нефтенакопления связаны в фациальном отношении с... субаквальными образованиями, накопление которых происходило в водном бассейне с восстановительной или слабовосстановительной геохимической обстановкой...» Из этих цитат видно, что А. А. Бакиров не отделяет области и формации нефтеобразования и нефтенакопления, т. е. иными словами не учитывает того обстоятельства, что дальняя пластовая и вертикальная миграции могут обусловить формирование крупнейших нефтяных и газовых месторождений на очень значительных расстояниях от очагов нефтеобразования и таким образом скопления нефти и газа могут быть далеко от площадей и формаций, в которых имеются условия, благоприятные для нефтеобразования.

В качестве примера отделения очага нефтеобразования и нефтегазонакопления можно привести хотя бы продуктивную толщу Бакинского района, которую почти никто из геологов не считает нефтематеринской, несмотря на то, что она содержит богатейшие скопления нефти и газа.

Мы должны согласиться с А. А. Бакировым, что «масштабы, характер и направления региональной миграции нефти и газа в течение отдельных этапов геологической истории этой территории (речь идет о Ближнем и Среднем Востоке. — А. К.) еще в достаточной степени не выяснены». Однако с нашей точки зрения недостаточная ясность роли определенного фактора в том или ином случае не может служить основанием для того, чтобы этот факт совершенно сбрасывать со счетов и не пытаться его изучать. Для нас несомненно, что, если при изучении закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений мы не будем стремиться в наиболее полном объеме понять условия и значение миграции нефти и газа, это будет значить, что мы заранее обрекаем свое исследование на неудачу.

## О ПРОГНОЗАХ НЕФТЕНОСНОСТИ ИЛИ ГАЗОНОСНОСТИ

Рассмотренные выше закономерности позволяют во многих случаях давать более или менее уверенные заключения о наличии чисто газовых или, наоборот, нефтяных залежей в тех или иных продуктивных горизонтах или структурах. Эти вопросы были уже нами частично рассмотрены при описании отдельных нефтегазоносных районов. Здесь изложим некоторые дополнения о прогнозах нефтеносности и газоносности, основанные на указанных выше закономерностях дифференциации нефти и газа в процессе пластовой и вертикальной струйной миграций углеводородов.

Мы должны заранее подчеркнуть сложность условий генезиса, миграции и метаморфизма углеводородов в земной коре и связанную с этой сложностью некоторую неуверенность прогнозов. Так, например, при наличии дальней струйной миграции углеводородов по цепочке структур и определенном распределении нефтяных и газовых залежей, закономерно связанных с этой миграцией, на отдельных структурах могут оказаться отклонения от этой закономерности. На той или иной структуре благодаря ее большой высоте, наличию тектонических разрывов или из-за глубокого размыва, образовавшихся после формирования месторождений, газ или нефть могут утечь на дневную поверхность, а на соседних структурах они сохраняются. По молодым разрывам газ или нефть могут проникнуть из нижних горизонтов в верхние и нарушить первоначальную закономерность. В том или другом участке цепочки структур, приуроченных к крупному валу, может подходить боковой струйный поток углеводородов, нарушающий распределение нефти и газа, наметившееся при течении углеводородов по этому крупному валу.

Встречаются случаи сложного сочетания вертикальной и пластовой миграции углеводородов. В мощной серии нефтегазоносных отложений может быть несколько нефтегазоматеринских свит, каждая из которых будет давать начало потоку углеводородов.

В процессе тектонического развития того или иного бассейна структурные формы отдельных участков могут существенно изменяться, и распределение газа и нефти, обусловленное палеотектоникой, трудно расшифровать и сопоставить с современным структурным планом. При этом следует иметь в виду, что, как указал С. Ф. Федоров [60], условия перестройки структурных форм в геосинклинальных и в платформенных областях существенно различны. Платформенные локальные поднятия при различного рода подвижках кардинально изменяют свою форму. Соответственно здесь соседние локальные структуры, даже расположенные на одном валу, формируются разновременно. При этом возникают существенные несоответствия между залежами и новыми структурными формами и как следствие переток



и нефти, и газа в соседние или вновь образующиеся структуры.

В геосинклинальных крутых складках с большой амплитудой имеется гораздо меньше возможностей для пластовой миграции в процессе их тектонического развития.

В геосинклиналях случай, когда локальные структуры в пределах одной и той же антиклинальной линии формировались бы одновременно, по-видимому, крайне редки.

Таким образом, условия переформирования нефтяных и газовых залежей на платформах и в геосинклиналях существенно различны.

Можно указать много и других обстоятельств, которые нарушают закономерности распределения нефтяных и газовых залежей, связанные с дальней струйной миграцией, и обуславливают отклонения от этих закономерностей, а именно: возможность преимущественного уноса пластовыми водами или подземного окисления газообразных, либо жидких углеводородов, метанизации нефти на больших глубинах, эпейрогенические движения, обуславливающие изменение пластовых давлений, изменение гидрогеологических условий и т. д.

В тех нефтегазоносных районах, которые были нами до сих пор рассмотрены, закономерности распределения нефтяных и газовых залежей оказались в общем соответствующими современным структурным условиям и распределению коллекторов и покрышек<sup>1</sup>. Поэтому можно думать, что различные «побочные» факторы не очень часто вносят существенные коррективы в общую картину распределения нефтяных и газовых залежей.

Первое положение, которое можно указать в отношении прогноза нефтеносности и газоносности: если в той или иной продуктивной свите стратиграфические или литологические ловушки (пусть даже только одна ловушка) содержат чисто газовые залежи, то в этой свите нефти никогда и не было. Иными словами данная свита является чисто газовой. Это положение определяется тем, что нефть из ловушек выклинивания не может быть вытеснена газом ни в процессе пластовой, ни в процессе вертикальной миграции.

В качестве примера можно привести моноклинально залегающие отложения сармата Мелитопольского района (Приазовья), а также промышленно более важные отложения верхнего тортона Западной Украины. Здесь на ряде месторождений (Угерско, Рудки) газоносные пески верхнего тортона выклиниваются к северо-западу, т. е., вообще говоря, вверх по региональному подъему, и они не содержат нефти. Можно утверждать, что через эти отложения нефть никогда и не мигриро-

---

<sup>1</sup> Для Саратовского района возможны исключения. С. П. Козленко, К. А. Машкович и другие думают, что залежи здесь контролируются в основном древнеструктурным планом [23, 38].

вала, т. е. что верхний тортон чисто газовый горизонт. Однако в подобных случаях нельзя делать слишком категорические заключения. В самом деле, это заключение мы делаем, исходя из предположения, что нефть и газ мигрируют вверх по восстанию пластов-коллекторов; так, видимо, чаще всего и бывает. Представим себе, однако, что стратиграфические или литологические ловушки образуют серию заливов на моноклинали (подобных Майкопским), но воздымающихся по простиранию. Тогда могут быть случаи пластовой миграции из залива в залив по простиранию пород, и при этом будет наблюдаться дифференциация нефти и газа по тому же принципу, что и при перетоке из структуры в структуру по воздымающемуся валу, т. е. с возможностью образования чисто газовых залежей.

Здесь нужно помнить, что каждый «высокий» залив или залив, на котором создались благоприятные условия для истечения газа вверх по напластованию в атмосферу, будет «критическим» для перетока газа по цепочке заливов и он должен быть чисто нефтяным. Следует думать, однако, как показывает пример Майкопских месторождений, что стратиграфические залежи большей частью бывают нефтяными, ибо в них преобладает миграция газа вверх по напластованию.

Следующее исключение: если ниже данного газоносного горизонта залегает мощный газо-нефтяной горизонт, который питает углеводородами верхний горизонт за счет описанных нами процессов вертикальной миграции, то на одной площади в верхний горизонт мог перейти только газ, а на другой и газ и нефть. Следовательно, в верхнем горизонте первой структуры нефть действительно никогда не была, но во второй структуре в том же горизонте могут быть и промышленные скопления нефти.

В Саратовско-Сталинградском районе на разных площадях нижняя граница чисто газовых залежей проходит то в пределах нижнего карбона, то в верхах среднего карбона. Для Западной Украины, если считать, что углеводороды в верхнетортонские отложения проникли из нижнетортонских (чтобы безусловно доказать, что верхнетортонские отложения не могут содержать нефть), следует показать, что нижнетортонские (и мезозойские) отложения являются чисто газовыми или что жидкие углеводороды не могли проникать из нижнего тортона в верхний. В нижнем тортоне песчаные горизонты более выдержаны, чем в верхнем, и в отношении угерской свиты нельзя утверждать, что по ней нефть не могла утечь к северо-западу, к выходам угерской свиты на краю Русской платформы.

Наглядным признаком поступления весьма значительных количеств углеводородов из Предкарпатского прогиба в прилегающую краевую зону Русской платформы является наличие здесь крупнейших месторождений самородной серы, которые, несомненно, связаны с явлением окисления сероводорода, обра-

зовавшегося из залегающих здесь гипсов под влиянием углеводородов [26]. Разведанные запасы самородной серы только в польской части края платформы оцениваются в 110 млн. т. Для образования такого количества серы по известной химической формуле необходимо половинное (по весу) количество  $\text{CH}_4$ , т. е. более 50 млн. т. Учитывая наличие серных месторождений в этой зоне на советской территории и также то обстоятельство, что значительное количество углеводородов утекло на дневную поверхность, не прореагировав с сульфатами, можно утверждать, что из пределов Предкарпатского прогиба мигрировало на платформу и уничтожилось не менее 200—300 млн. т углеводородов, т. е. количество того же порядка, что сохранилось в месторождениях Прикарпатского нефтегазоносного района.

Следует указать, что на моноклиналях могут быть нефтяные и газовые залежи, приуроченные не к полному выклиниванию пласта-коллектора, а только к изменению его проницаемости и соответствующему изменению перепадов пьезометрических напоров, вследствие чего получается своеобразная гидродинамическая ловушка. Эти условия Хаббард [71] предполагает, например, для крупнейшего газового месторождения Хьюгтон.

В такой гидродинамической ловушке нефть будет декантироваться — утекать вверх по принципу дифференциального отделения газа от нефти — и соответственно образуется чисто газовая залежь.

Необходимо указать еще на одно исключение из того положения, что если стратиграфические ловушки содержат чисто газовые залежи, то данная свита вообще не содержит нефти. Мы многократно указывали, что с изменением геохимической обстановки могут изменяться условия образования нефти и газа, следовательно, с глубиной или по площади газоносные ловушки могут сменяться нефтеносными. Соответственно, если мы попытаемся слишком расширить область наших прогнозов, то мы можем впасть в серьезную ошибку. В качестве примера можно напомнить газо-конденсатную залежь Кара-Дага [18], которая является литологически экранированной, но которая никак не может служить доказательством того, что продуктивная толща Апшерона является чисто газовой. Напомним также переход газоносной полосы Аппалачей к западу в нефтеносную область [74]. На этом примере лишний раз убеждаемся, как осторожно нужно делать всякого рода прогнозы в тех случаях, когда имеем дело с природными явлениями, зависящими от сочетания различных факторов. В некоторых случаях, казалось бы, совершенно ясные физические закономерности могут терять силу из-за наложения дополнительных обстоятельств.

Второе положение: если структурная ловушка заполнена газом «до краев», до замка соседнего прогиба, то наличие этой чисто газовой залежи не доказывает отсутствия нефти в данной

свите и тем более районе. Вполне возможно допустить, что нефть из этой ловушки ушла вверх.

Нефть может быть в более верхней структуре или в соседней стратиграфической ловушке, кроме того, и в сильно погруженной ловушке, там, где пластовое давление больше давления насыщения.

Третье положение: если в толше пород, характеризующейся «газонасыщенностью разреза» [47], т. е. если в нескольких соседних пластах упругости растворенных в воде газов равны пластовому давлению и если мы в этих пластах находим серию мелких газовых залежей, полностью заполняющих соответствующие структурные ловушки, то это никак не может служить доказательством того, что в данном районе имеются только небольшие газовые месторождения. Структуры крупных размеров, расположенные вблизи, должны содержать крупные месторождения, если только там развиты породы-коллекторы.

В очень и очень многих газоносных районах мы находим много (иногда десятки) небольших месторождений, а рядом с ними одно, два, три крупных или крупнейших месторождений. Таково Ставрополье, Нижнее Поволжье, Бухаро-Хивинский район и т. д.

Для оценки перспектив изучаемого района следует взвесить возможность утечки газа в атмосферу. Если коллекторские породы имеют плохую крышку или если газонефтеносная свита, поднимаясь по цепочке структур, достигает дневной поверхности, то крупных месторождений может и не быть. Однако в противном случае наличие крупных месторождений более чем вероятно.

В этом отношении перспективы такого, например, района, как Березовский вал в Западной Сибири, следует оценить очень высоко, ибо нижнемеловые и юрские породы здесь, несомненно, хорошо перекрыты, а сам Березовский вал является структурой, по-видимому, со всех сторон ограниченной глубокими прогибами.

Четвертое положение: если давление насыщения в нефтяных залежах близко к пластовому давлению, то можно предполагать, что в этом или соседнем месторождении имеется газовая шапка, а может быть, и чисто газовая залежь.

Если давление насыщения мало относительно пластового давления, то наличие газовых залежей маловероятно. При этом для некоторых районов следует учитывать возможность вторичного абсолютного снижения давления насыщения за счет подземного окисления или относительного последующего уменьшения давления насыщения в результате общего погружения и увеличения пластового давления.

Пятое положение: в многопластовых месторождениях, сформированных за счет вертикальной миграции (при боковой миграции соотношения могут быть иными), обычно выше чисто газовых горизонтов не должно быть нефтяных залежей

(исключения бывают из-за влияния некоторых геохимических обстоятельств, например, для особо глубоких газовых залежей). Наоборот, ниже чисто газовых залежей, в более глубоких горизонтах, очень вероятно наличие нефтеносных горизонтов. Отметим, что содержание тяжелых углеводородов в газе само по себе без учета условий дифференциации нефти и газа в процессе миграции не может дать указаний на присутствие или отсутствие нефтяных скоплений вблизи исследованной газовой залежи. Например, в верхних горизонтах Коробковского месторождения тяжелые углеводороды полностью отсутствуют, а на глубине имеются крупнейшие нефтяные залежи.

Однако в таких районах, как Саратовско-Сталинградский, где большое значение имеют вертикальная миграция и своеобразные гидрогеологические условия (о чем см. в следующей главе), отсутствие тяжелых углеводородов в газе во вновь выявленной газовой залежи скорее всего говорит об отсутствии в этом пласте нефтяной оторочки.

Наоборот, в продуктивных горизонтах, где развита боковая миграция, газовые залежи, приуроченные к структурам с малой амплитудой, могут содержать высокий процент тяжелых углеводородов (например, пермские залежи Бугурусланского района), но быть чисто газовыми; рядом на соседней структуре, может быть в том же горизонте нефтяное или нефте-газовое месторождение.

Шестое положение: при оценке перспектив нефтегазоносности всегда следует очень внимательно изучать возможности утечки нефти или газа на дневную поверхность, ибо эти утечки во многих случаях (учитывая масштабы дальней струйной миграции углеводородов) могут быть очень велики. При этом, как правило, в геосинклинальных условиях (на крутых структурах и моноклиналях) нефть преимущественно вытесняет газ к дневной поверхности. В платформенных условиях (на цепочке пологих структур) часто, наоборот, газ занимает ловушки и вытесняет нефть.

Образно выражаясь, можно сказать, что в геосинклинальных областях нефть выжимает газ, а на платформах газ оттесняет нефть. В связи с этим геосинклинальные области являются относительно богатыми нефтью, а платформенные газом. Однако из этого правила имеются очень существенные и вполне закономерные исключения, например чисто газоносная область в Аппалачах, исключительно нефтеносная территория в Татарии и Башкирии.

### **ОТНОСИТЕЛЬНОЕ РЕГИОНАЛЬНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СССР**

Рассмотрим региональное размещение нефтяных и газовых месторождений в пределах СССР. В пределах южного пояса нефтегазоносности, связанного с Альпийской геосинклиналью,

наблюдается закономерное распределение нефтяных и газовых месторождений. В предгорных частях — в собственно геосинклинальной зоне — развиты нефтяные месторождения, часто даже лишенные газовых шапок: Карпатские месторождения (Борислав, Долина, Битков и др.), месторождения южной части Краснодарского края (Хадыженского района, Зыбза — Глубокий яр и др.), месторождения Грозненского района. К этой полосе относятся нефтегазоносные месторождения Азербайджана, где нефть резко преобладает над газом. К востоку от Каспийского моря мы находим нефтяные месторождения Туркмении и затем Ферганы.

Для всей этой полосы нефтяных месторождений характерно развитие крутых складок, часто нарушенных разрывами, местами встречаются литологические и стратиграфические ловушки. Севернее описанной полосы нефтяных месторождений — на платформенном склоне предгорных прогибов или на краях платформ — располагаются преимущественно газовые месторождения. Таковы газовые месторождения внешней зоны Предкарпатского прогиба (Дашава, Опары, Угерско, Косов и др.), газовые месторождения северного платформенного склона Азово-Кубанской впадины (Фрунзенское, Славянское, Каневское и др.); северного склона Терской впадины (Промысловское, Олейниковское), наконец, газовые месторождения Бухаро-Хивинского района (Газли, Дажрак, Караул-Базар и др.). Все эти месторождения приурочены к зоне развития более или менее спокойных, пологих складок относительно небольшой амплитуды<sup>1</sup>.

Мы видим, что картина регионального распространения нефтяных и газовых месторождений исключительно стройная, она прекрасно увязывается с изложенными условиями дальней струйной миграции в тектонически различных зонах. Некоторые кажущиеся исключения (Озек-Суат, Кара-Даг, Кизыл-Кум) рассмотрены нами выше, и по существу эти исключения являются именно такими, которые «подтверждают правило».

Распределение нефтяных и газовых месторождений в Волго-Уральской области не имеет такой резко выраженной зональности. Это объясняется тем, что почти все известные нефтегазовые месторождения здесь по существу приурочены к платформенным структурам и условия дифференциации нефти и газа здесь связаны в основном с относительной глубиной залегания продуктивных горизонтов, а не с региональным различием характера структур.

---

<sup>1</sup> В некоторых случаях (Ставрополье, возможно, Западная Украина) отсутствие нефти в краевой зоне платформы объясняется геохимической обстановкой — отсутствием процессов образования нефти в связи с недостаточной мощностью осадков, но это не меняет общей принципиальной картины.

Можно отметить, однако, что и здесь крутые, нарушенные структуры (Ишимбаевский район, прорванные соляные купола Эмбы) являются практически чисто нефтяными.

В заключение остановимся на вопросе о том, почему в течение долгого времени в СССР преимущественно обнаруживались нефтяные месторождения, тогда как в последние годы разведка выявляет многочисленные газовые месторождения. Причиной такого положения является то обстоятельство, что в первое время поиски проводились в основном в районах наличия естественных выходов нефти: Баку, Грозный, Майкоп, Эмба, Ишимбай, Фергана, Сахалин, которые характеризуются крутыми, нарушенными структурами, где нефть выжимает свободный газ на дневную поверхность, т. е. препятствует сохранению газовых залежей.

После того как поисково-разведочные работы вышли в платформенные области, когда в большом количестве стали разбуриваться структуры и районы, лишенные естественных выходов нефти, т. е. объекты, где истечение газа на дневную поверхность затруднено по отношению к нефти, естественно, начали обнаруживаться все больше и больше чисто газовые залежи и месторождения.

#### **ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЗАПАСЫ ОТДЕЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Вопрос о факторах, определяющих запасы газовых и нефтяных залежей и месторождений, имеет большое значение. Если бы мы, зная геологическое строение и условия формирования месторождений данного газо-нефтеносного района, могли давать достаточно точные прогнозы о запасах отдельных залежей и месторождений, то это имело бы очень большое народнохозяйственное значение. Поисково-разведочные работы проводились бы значительно более целеустремленно, эффективно и экономично. Уже на первых стадиях разведки можно было бы судить о ее возможных результатах.

Сложность геологических условий, определяющих запасы газа и нефти, вряд ли позволит когда-нибудь добиться возможности точных количественных оценок для каждого газо-нефтеносного района без проведения детальных разведочных работ с относительно большим объемом глубокого бурения. Однако мы должны стремиться к максимальному улучшению этого положения.

В качестве первого шага к решению указанной проблемы, как нам кажется, следовало бы поставить требование о рассмотрении каждого из известных месторождений в отношении факторов, которые определили, почему данная залежь является газовой или нефтяной, и условий, которые определяют запасы месторождений в целом и каждой отдельной залежи изученного месторождения.

Запасы нефти и газа зависят от емкостной характеристики коллектора — пористости, мощности, изменения их по площади и от высоты этажа нефтегазоносности, а для газа также и пластового давления. Данные о коллекторских свойствах продуктивных пластов точно могут быть получены только по непосредственному изучению пластов (в скважинах, а иногда и в обнажениях). Довольно часто об этих параметрах можно судить по региональным сопоставлениям и по аналогии с соседними разведанными площадями. Очень важным и во многих случаях решающим параметром для сравнительной оценки запасов отдельных площадей является этаж нефтеносности и газоносности (высота залежи).

Современное состояние наших знаний геохимии газо-нефтяных месторождений и условий их формирования, особенно в свете процессов дальней струйной миграции углеводородов, позволяет указать следующие факторы или условия, определяющие запасы (в основном высоту) отдельных газовых и нефтяных залежей.

#### **Факторы, связанные со струйной миграцией при условии неограниченного притока углеводородов**

1. Заполнение структурной ловушки до «порога» — структурная емкость ловушки.

2. Свойства пластов покрывшей, определяющие максимально возможную высоту нефтяных и газовых залежей, а также промежуточные значения, связанные с различием давлений прорыва и пережатия, — физическая емкость ловушки.

3. Наличие проводящих зон разломов на крыльях куполовидных структур.

4. Наличие трещиноватости, местных размывов или других условий, определяющих возможность утечки газа и нефти из верхних частей ловушек.

#### **Факторы, связанные с условиями существования залежей после их образования и после прекращения притока углеводородов со стороны**

5. Изменение абсолютных значений пластовых давлений во времени.

6. Площадное распределение пьезометрических напоров пластовых вод и изменение его во времени.

7. Эрозия, современная или древняя, вызывающая утечки газа и нефти в атмосферу.

8. Унос газа в растворе движущимися пластовыми водами.

9. Подземное окисление углеводородов.

10. Превращение нефти в газ (и наоборот?).

11. Диффузия углеводородов.



12. Расчленение сформировавшегося месторождения на отдельные блоки тектоническими разрывами.

13. Изменение емкости структуры (ловушки) вследствие тектонических движений, последовавших после образования месторождения.

**Факторы, связанные с количественной ограниченностью образования или притока углеводородов в данном районе и данной толще**

14. Первичная недостаточность образования и притока углеводородов — поступление — меньше емкости ловушки.

15. Перехват потока углеводородов ловушками, расположенными до рассматриваемой ловушки.

16. Расположение ловушки в стороне от потока углеводородов.

17. Изменение во времени тектонического плана и емкости ловушки при условии изменения во времени общего количества мигрирующих углеводородов или их путей миграции. Время миграции углеводородов относительно времени формирования структур.

18. Соотношение времени образования стратиграфических ловушек (ловушек несогласия) или ловушек, связанных с окислением нефти в головах пластов, и времени притока углеводородов по данному пласту.

19. Изменение коллекторских свойств пласта относительно времени миграции углеводородов.

На количественные соотношения нефти и газа в каждом из перечисленных случаев так или иначе влияют первичные соотношения нефти и газа, образующихся в данном участке земной коры, и условия дифференциального улавливания, описанные в настоящей книге.

Многие из указанных выше факторов могут определить абсолютную величину запасов газа и нефти в отдельных пластах и месторождениях, а в некоторых (очень частых) случаях обуславливать полное отсутствие залежей газа и нефти в том или ином пласте или на той или иной площади.

Во всех случаях, конечно, нужно учитывать емкостные характеристики ловушек и продуктивных пластов, а именно: площади, мощности, пористость и изменение их во времени и в пространстве.

Приведенный перечень показывает, что факторы, определяющие запасы нефтяных и газовых месторождений, весьма разнообразны; кроме того, многие из этих факторов могут различным образом сочетаться друг с другом.

Точная количественная оценка значения некоторых факторов весьма затруднительна. Поэтому на первый взгляд кажется, что сама попытка определения запасов газовых и нефтяных ме-

сторожений и отдельных залежей по общим геолого-геохимическим данным практически почти невозможна. Однако в действительности для большой группы нефтяных и газовых залежей положение является сравнительно благоприятным. На многих месторождениях и даже в целых районах размеры залежей определяются в основном условиями струйной миграции при неограниченном (в соотношении к емкости данных ловушек) притоке углеводородов.

Если будет доказано, как это имеет, например, место для пермских отложений Больше-Кинельского вала, что структурные ловушки здесь «до краев» заполнены газом<sup>1</sup> или нефтью, то запасы газа и нефти в каждой отдельной ловушке могут быть подсчитаны по геометрической емкости ловушки, считая эту емкость до структурного порога.

Если будет показано, что одна ловушка заполнена «до краев», то экстраполировать это положение вверх по цепочке структур нельзя, так как до верхних структур газ и нефть могут и не дойти.

Исключительно оригинальные литологически-эрозионные ловушки описал Эди [67] на месторождениях юго-восточного Саскачевана, где пористые известняки, залегающие моноклинально и перекрытые ангидритом, в различных местах имеют линзы, как бы «шпоры» ангидрита, экранирующие поток нефти. Высота залежей нефти здесь определяется глубиной распространения «шпор» ангидрита, которые зависят от размеров первичных лагун, где образовывались ангидриты, или другими условиями внедрения ангидрита в известняки. При таких сложных условиях предсказать местоположение залежи, а также и ее высоту, конечно, совершенно невозможно.

Для многопластовых месторождений типа Сталинградско-Саратовских или Бакинских, где залежи формируются за счет вертикальной миграции, можно думать, что в пластах, залегающих между нижним продуктивным пластом и самым верхним продуктивным пластом (определенной продуктивной свиты), высота газовых и нефтяных залежей определяется свойствами покрышек, разделяющих пласты-коллекторы. Следовательно, необходимо научиться определять по исследованию покрышек предельную высоту ниже расположенных газовых и нефтяных залежей. Некоторые фактические данные по этому вопросу указаны нами выше при описании Елшанского месторождения.

Мы не будем здесь детально рассматривать механизм влияния перечисленных выше 19 факторов на запасы отдельных пластов. Полагаем, что каждый вдумчивый исследователь при рассмотрении материалов конкретного месторождения сможет определить или во всяком случае наметить значение отдельных

<sup>1</sup> Это справедливо, в частности, при условии так называемого газонасыщенного разреза [47].

факторов. Ниже приведем только несколько примеров, иллюстрирующих влияние некоторых факторов и условий.

Группа нефтяных месторождений Западной Башкирии и Восточной Татарии — Шкапово, Белебей, Бавлы, Туймазы — представляет структурные ловушки, ранее «до краев» заполненные нефтью. Однако формирование их происходило при нескольких иных гидрогеологических условиях. Как мы укажем ниже, в недавнее время изменилось направление потоков пластовых вод продуктивных горизонтов с длительно существовавшего широтного — на субмеридиональное. Соответственно контакты нефть — вода в этих месторождениях наклонились к югу, и запасы нефти в отдельных структурах несколько перераспределились (см. рис. 22), создалось впечатление, что запасы нефти здесь не контролируются высотным положением структурных порогов.

Ромашкинское месторождение принципиально отличается от перечисленных соседних месторождений; оно приурочено к крупнейшей структуре, последней на пути миграции, и притока углеводородов оказалось недостаточно для заполнения всей структурной ловушки (Татарского свода).

Если мы вспомним, что наклоны контакта нефть — вода под влиянием изменения пьезометрических напоров могут достигать нескольких десятков метров на километр [49], а в Калиновско-Ново-Степановском месторождении фактический наклон достигал почти  $3^\circ$ , то мы ясно себе представим, что под влиянием изменения гидрогеологических условий может происходить существенное перераспределение нефтяных, а иногда и газовых залежей.

Цепочка месторождений Жигулевского вала представляет, по-видимому, ряд структурных ловушек, когда-то целиком заполненных нефтью, однако впоследствии, когда приток углеводородов с востока прекратился или ослаб, произошло дополнительное поднятие структур, емкости ловушек возросли и оказались не до предела заполненными нефтью. Некоторое значение для уменьшения запасов отдельных залежей имело подземное окисление нефти за счет увеличения интенсивности движения пластовых вод, приносящих с запада сульфаты.

В Ставрополье ниже хадумского горизонта, содержащего основные газовые месторождения, залегает толща почти сплошных песчаников мощностью до 700 м. Эти песчаники отделены от алевроитов хадума толщей фораминиферовых мергелей и глин и содержат местами небольшие газовые залежи, приуроченные только к самым приподнятым структурам. По нашему мнению, небольшие запасы газовых залежей в этом горизонте объясняются относительно малым количеством газа, который поступал в песчаниковую толщу (что, вероятно, связано с отсутствием в ней и ниже сколько-нибудь мощных глинистых пачек). Сказалось также и то обстоятельство, что водоносные

песчаные толщи имеют очень большой объем и газ, поступавший в этот громадный водоносный резервуар, не смог насытить пластовую воду до высоких значений упругости — газ как бы рассеялся в этом громадном водоносном бассейне.

Интересно отметить, что в нескольких южных относительно поднятых структурах Ставрополя (Надзорненской, Сенгилевской), как показал Л. С. Темин, углеводородные газовые залежи, по-видимому, были уничтожены вследствие прорыва вод р. Кубань в палеогеновые песчаники в четвертичное время через гидрогеологическое окно в районе Надзорного. Эти воды, богатые кислородом, окислили углеводородные залежи, вероятно, имевшиеся на структурах, прилегавших к области внедрения вод, и вместе с тем оттеснили к северу древние пластовые воды, насыщенные углеводородами.

Приведенные примеры показывают, насколько тонкий геологический и, в частности, гидрогеологический анализ необходим для оценки перспектив газоносности и нефтеносности отдельных структур.

Мы не сомневаемся, однако, что тщательное изучение ряда выявленных нефтегазоносных районов и месторождений, произведенное под углом зрения формирования месторождений путем струйной миграции и с учетом изложенных выше геохимических данных, позволит подойти к количественной оценке перспектив нефтегазоносности новых площадей и пластов по данным геологического изучения.

Если поставить вопрос о главнейших условиях, определяющих местоположение крупнейших нефтяных и газовых месторождений, то мы можем отметить, что эти условия сравнительно просты: они в основном определяются возможностью, путями и историей дальней миграции углеводородов.

Уже довольно давно очень просто и четко эти условия изложил американский геолог Деголье, который известен своими работами в области оценки общих запасов нефти и газа по США. Этот автор пишет [66]: «Я всегда считал, что громадные скопления углеводородов, такие, как Восточный Техас с его 700 млн. т (5 млрд. баррелей) извлекаемых запасов нефти, Панхендл с 1,1 триллионами кубометров газа (38 триллионов кубофут) и 140 млн. т (1 млрд. баррелей) нефти или месторождение Бурган в Кувейте с подсчитанными запасами нефти в 1,6 миллиардов т (11 млрд. баррелей), — геологическая случайность.

Мне кажется, что эти громадные скопления — следствие исключительной простоты структуры, необычайно большой ловушки и миграции нефти на большие расстояния. Такой регион, как Аппалачи с общими запасами не больше чем 300 млн. т (2 млрд. баррелей), распределенными на сотни маленьких залежей, есть результат сложных геологических условий, как стратиграфических, так и структурных».

В статье Небеля [73] приводятся данные о распределении разведанных запасов нефти по отношению к крупным структурным элементам земной коры. Мы не будем здесь излагать выводы указанного автора, поскольку они широко известны [10].

Для нас достаточно отметить, что по этим данным основная часть запасов нефти связана с платформенными склонами геосинклинальных предгорных прогибов и прилегающими краями платформы. Это обстоятельство вполне согласуется с нашими представлениями о дальней миграции углеводородов и о роли геосинклиналей в процессе нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, изложенными в настоящей книге и в одной из прежних статей [25].

В этой последней работе, опубликованной в 1955 г., нами указывались некоторые наиболее перспективные нефтегазоносные районы СССР и указывалось, в отложениях какого возраста должны быть обнаружены здесь основные нефтегазовые месторождения, если принять положение о миграции углеводородов из геосинклиналей. Всего нами было названо шесть перспективных провинций. Интересно отметить, что за истекшие три года в трех из них уже выявлены крупные газовые месторождения — мезозой Северного Предкавказья, мезозой Предверхоанского прогиба и мезозой Кара-Кумов, а в четвертом получены весьма интересные притоки газа — кембрий Иркутского амфитеатра.

Указанные обстоятельства едва ли являются случайным совпадением. Их вполне можно рассматривать в качестве подтверждения обоснованности наших теоретических положений.

## РЕЗЮМЕ

1. При выяснении перспектив нефтегазоносности того или иного района и даже при изучении особенностей отдельных месторождений, в частности при рассмотрении вопроса о закономерностях распределения нефтяных и газовых залежей в пределах отдельных структур и в разрезе, многие геологи пытаются использовать данные геохимии и в первую очередь распределение и характеристику органического вещества осадочных пород.

Вместе с тем очень мало внимания уделялось рассмотрению проблемы формирования нефтяных и газовых месторождений с точки зрения приложения физических и гидрогеологических закономерностей.

Между тем, как показано в настоящей работе, именно они часто имеют решающее значение, хотя, конечно, геохимическими закономерностями пренебрегать нельзя.

2. В ряде районов и в различных толщах осадочных пород могут образовываться или только природные газы, или нефть в различных соотношениях с газом. В первом случае образуются районы, содержащие чисто газовые месторождения. Во

втором случае образуются нефтегазоносные бассейны, в которых в зависимости от различных условий могут сформироваться нефтяные месторождения, или нефтяные месторождения с газовыми шапками, или чисто газовые залежи. Уже в момент образования нефти и газов они оказываются находящимися в породах, насыщенных водой, и, соответственно, взаимоотношения с водой и прежде всего физические и физико-химические процессы имеют очень большое значение.

3. Роль подземных вод для всех вопросов образования, формирования и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений исключительно велика. Все процессы нефтегазообразования, положение в пространстве нефтяных и газовых залежей, приуроченность к определенным породам, химический состав, пластовые давления и, наконец, само существование нефтяных и газовых месторождений обуславливаются в значительной мере общими гидрогеологическими условиями и взаимоотношением органических остатков и углеводородов с подземными водами. Достаточно напомнить, что образование нефти и газа практически всегда происходит в водонасыщенных породах и при самом тесном участии воды. Если бы толщи земной коры не были насыщены водой, то само существование нефтяных и газовых месторождений было бы невозможно. Сухие породы, в частности глины, не могли бы препятствовать истечению газа и нефти на дневную поверхность, с другой стороны, воздух свободно проникал бы на большие глубины и окислял бы углеводороды. Кроме того, в сухих породах не могли бы идти процессы концентрации нефти и газа в залежи.

Несмотря на указанное положение, геологи-нефтяники до сих пор еще недостаточно изучают проблему взаимоотношения нефти и газов с подземными водами, и это затрудняет решение многих важнейших вопросов геологии нефти и газа.

4. Работы В. П. Савченко и американского геолога Гусова [47, 50, 68, 69] показали, что в процессе вертикальной и пластовой струйной миграции углеводородов в толще пород, насыщенных водой, создаются благоприятные условия для дифференциации нефти и газа с образованием при определенных условиях обособленных залежей нефти и газа.

5. Как лабораторные опыты, так и изучение условий залегания нефтяных и газовых месторождений показывают, что основным процессом, определяющим современное распределение нефтяных и газовых месторождений в земной коре, является всплывание жидких и газообразных углеводородов в толще водонасыщенных пород, проявляющееся в виде латеральной (пластовой) и вертикальной (межпластовой) струйной миграции углеводородов.

Струйная миграция углеводородов часто связана с перераспределением ранее сформировавшихся первичных залежей этих полезных ископаемых.

6. Струйная миграция углеводородов может распространяться на десятки и сотни километров по напластованию нефтегазоносных свит и на сотни и тысячи метров нормально к напластованию (вертикально).

7. Основной действующей силой этой дальней миграции является сила всплывания углеводородов в водонасыщенных толщах пород. Кроме того, имеют значение диффузия, явление выжимания флюидов из уплотняющих пород и общие гидрогеологические условия.

8. Сила и сама возможность всплывания определяются высотой залежей углеводородов, умноженной на разность удельных весов нефти или газа и пластовой воды.

Высота нефтегазовых залежей определяет разность пьезометрических напоров в верхней части залежи и в соседних водоносных (или нефтегазоносных) пластах. Важно отметить, что в водоносных пластах напоры (статические уровни) чаще всего сохраняются одинаковыми (или близкими) на больших расстояниях как по площади, так и по мощности.

9. Непроницаемость глинистых осадочных пород, насыщенных водой, зависит от капиллярных сил; при определенных перепадах давления эти капиллярные силы преодолеваются и нефть и газ прорываются в соседние пласты, имеющие меньшие напоры. В некоторых случаях под влиянием избыточного напора в непроницаемых пластах пород могут раскрываться трещины.

10. Каждый малопроницаемый раздел может выдержать определенную разность напоров флюидов, содержащихся в соседних проницаемых пластах. Соответственно каждый малопроницаемый прослой может удерживать нефтяную или газовую залежь не выше определенной для него высоты. Это обстоятельство и контролирует распределение газа и нефти в многопластовых месторождениях.

11. Нефтегазовые залежи, пока в них давление насыщения газа меньше пластового давления, остаются гомогенными, и разделение газа и нефти может происходить только под влиянием различия коэффициента диффузии, коэффициента растворимости в движущихся контурных водах, под влиянием различия химических свойств. Эти факторы разделения газа и нефти обычно малоэффективны.

При снижении пластового давления ниже давления насыщения газ начинает выделяться из раствора в нефти. Газ в свободной газовой фазе обладает резко отличными от нефти физическими свойствами, и это обуславливает возможность отделения газа и нефти в обособленные чисто газовые и нефтяные залежи.

12. Как при вертикальной, так и при пластовой миграции нефть, содержащая растворенный газ, обычно рано или поздно достигает областей относительно малого пластового давления,

где газ начинает выделяться из раствора; следовательно, дифференциация газа от нефти обуславливается чаще всего дальней струйной миграцией.

13. Относительно большая подъемная сила газа, а также то обстоятельство, что газ образует газовые шапки и скапливается в верхней части ловушек, определяют опережение вертикальной миграции газа в толще, представленной чередованием проницаемых и малопроницаемых пород, на структурах, имеющих достаточную высоту. Соответственно в многопластовых месторождениях, сформировавшихся благодаря вертикальной миграции углеводородов из глубоких горизонтов, нижние пласты будут чисто нефтяные, средние — нефтяные с газовыми шапками, верхние — чисто газовые. Такие соотношения и наблюдаются в большинстве многопластовых нефте-газовых месторождений, особенно платформенного типа.

14. При пластовой миграции положение существенно отлично. Если нефть с растворенным в ней газом при струйной миграции по цепочке постепенно повышающихся куполовидных структур попадает в область давления, меньшего, чем давление насыщения, то газ образует газовую шапку, которая может заполнить всю структурную ловушку и заставить нефть перетечь в следующую по восстанию структуру. Здесь происходит своеобразный процесс декантации нефти. Каждая куполовидная или литологическая ловушка улавливает газ или нефть в зависимости от объема ловушки, количества поступающих нефти и газа и возможности перетока вверх по пласту.

15. В результате пластовой миграции углеводородов принципиально должно получиться следующее распределение нефтяных и газовых залежей. Нижние куполовидные ловушки — нефтяные, средние — газовые или нефтяные с большими газовыми шапками, верхние — снова нефтяные. Литологические ловушки должны быть преимущественно нефтяные.

16 В продуктивных горизонтах с подвижной водой вследствие изменения пьезометрического давления пластовых вод контакты газ — вода и нефть — вода являются наклонными, причем наклоны пропорциональны градиенту изменения пьезометрического давления и обратно пропорциональны разности удельных весов пластовой воды и нефти или соответственно газа. По этой формуле наклоны контакта нефть — вода круче, чем контакта газ — вода, от 2 до 20 раз. Следовательно, пологие структурные ловушки, в которых может удержаться газ, могут не быть ловушками для нефти.

Таким образом, пологие ловушки в пластах с подвижной водой могут оказаться пустыми, или чисто газовыми, или содержать газовые залежи с нефтяными оторочками, смещенными в сторону падения пьезометрических напоров пластовых вод. Тогда как соседние, более крутые ловушки или ловушки, расположенные на участках малых перепадов пьезометрических



напоров, будут содержать нефтяные месторождения с газовыми шапками.

17. Различие мощностей осадков, структурных форм, характера разрывов, рельефа, гидрогеологии и т. д. в геосинклинальных и платформенных областях обусловило существенные различия формирования нефтяных и газовых залежей в этих различных обстановках.

18. В геосинклинальных нефтегазоносных областях вследствие большой амплитуды структур переток нефти и газа из одного купола в другой встречается редко, поэтому дифференциация нефти и газа в связи с условиями пластовой миграции менее обычна, чем на платформах. Наоборот, миграция вертикальная приобретает большое значение. Большая высота складок обуславливает возможность образования нефтяных и газовых залежей большой высоты, при которых нефть может проникать до самых верхних пластов-коллекторов, при этом иногда образуются многопластовые месторождения с серией высоких залежей нефти с газовыми шапками; очень часто газовые шапки полностью выдавливаются высокими нефтяными залежами на дневную поверхность и остаются чисто нефтяные месторождения.

19. В платформенных областях условия для отделения газа и нефти создаются как в процессе вертикальной, так и пластовой миграции. Поэтому в многопластовых месторождениях нижние горизонты бывают нефтяными, а верхние горизонты часто бывают чисто газовыми.

На платформенных валах образуются цепочки месторождений, из которых самые погруженные — нефтяные, средние — газо-нефтяные или газовые, а верхние — снова нефтяные, если нефть не утечет на поверхность. Таким образом, в общем на платформах условия для образования и сохранения чисто газовых залежей благоприятнее, чем в геосинклинальных областях.

20. В работе рассмотрены все основные нефтегазоносные районы СССР — Тимано-Печорский, Волго-Уральский, Саратовско-Сталинградский, Бакинский, Западно-Туркменский, Краснодарский и др. — и показано, что распределение в них нефтяных и газовых залежей вполне соответствует установленным закономерностям.

21. Рассмотрено региональное размещение нефтяных и газовых месторождений в пределах СССР и показано, что наличие пояса нефтяных месторождений, приуроченного к краевой части Альпийской геосинклинальной зоны от Карпат до Ферганы, и окаймляющего его с севера пояса газовых месторождений хорошо объясняется изложенными принципами дифференциации газа и нефти в процессе дальней струйной миграции с учетом геохимических процессов.

22. То обстоятельство, что до недавнего времени в СССР почти исключительно открывались нефтяные месторождения, а в последние годы стало выявляться все больше и больше газовых месторождений, объясняется тем, что почти до начала 40-х годов разведка велась в районах развития естественных выходов нефти, а там условия для сохранения газа неблагоприятны. С переходом на разведку платформенных, закрытых структур положение резко изменилось и газовые ресурсы страны стали быстро возрастать и абсолютно и относительно нефти.

23. Закономерности, рассмотренные в настоящей работе, позволяют при условии изучения стратиграфии, состава пород, тектоники и гидрогеологии .дать определенные заключения о перспективах нефтеносности и газоносности отдельных структур и отдельных горизонтов в изученных районах. Так, можно указать, где наиболее вероятно обнаружить нефтяные, а где газовые залежи. Можно указать также, в каких структурах или на каких площадях следует ожидать присутствия крупных нефтяных или газовых месторождений.

Однако для возможности разработки уверенных прогнозов нужно знать такие детали геологического строения, которые иногда могут быть получены только в результате значительного объема буровых работ и при очень тонком геологическом анализе. Вместе с тем для ряда районов относительно простого строения можно ожидать, что даже общие региональные исследования могут дать основу для уверенной оценки перспектив нефтегазоносности и установления наиболее эффективной методики геологопоисковых и разведочных работ на газ и нефть.

В своих исследованиях геолог должен помнить, что девиз Наутилуса Жюль Верна «*Mobilis in mobili*» («подвижное в подвижном») в полной мере применим и для нефтяных и газовых месторождений. Подвижные флюиды — нефть и газ — располагаются в пластах, содержащих подвижную воду, а сами пласты представляют часть подвижной земной коры, имеющей сложную историю тектонических движений.

---

## *Глава II*

# **РЕГИОНАЛЬНАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ**

## **ОБЩИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

В первой главе мы рассмотрели общие закономерности, которые влияют на распределение нефтяных и газовых залежей, причем основное внимание уделили рассмотрению связи подземных вод и углеводородов с точки зрения их физического взаимодействия.

В настоящей главе мы остановимся преимущественно на геохимических факторах и покажем, как сочетание принципов геохимии природных газов, региональной гидрогеологии с представлением о дальней струйной миграции углеводородов может осветить региональные изменения нефтегазоносности в пределах крупных территорий и наметить границы перспективных площадей нефтегазоносности.

В одной из наших статей, опубликованной в 1955 г. [25], мы рассматривали вопрос о возможной связи нефтегазоносности краевых частей платформ с прилегающими геосинклиналями и высказали предположение, что девонские и каменноугольные месторождения нефти северной части Волго-Уральской области связаны с Уральской геосинклиналью, т. е. формирование их обусловлено миграцией нефти с востока на запад на десятки и, вероятно, даже на несколько сотен километров. В этой статье мы указывали, что областями нефтегазообразования могли также быть Предуральский прогиб и Прикаспийская впадина, но вероятность развития сколько-нибудь значительных процессов нефтегазообразования в пределах собственно платформенной части Волго-Уральской нефтегазоносной области весьма мала.

За недостатком места в указанной статье мы почти не касались геохимической стороны проблемы и, в частности, вопроса о геохимических доказательствах дальней миграции углеводородов и методике геохимических исследований для оценки перспектив нефтегазоносности того или другого района.

В. П. Савченко [47], рассматривая вопрос о дальней струйной миграции нефти и газов по соответствующим валлообразным структурам, подчеркивал, что углеводороды при этой миграции могут внедряться в области, геохимически чуждые, в которых идут не процессы образования углеводородов, а процессы их уничтожения.

В свое время [24, 26] мы подробно рассмотрели вопрос о подземном окислении углеводородов и показали, что процесс подземного окисления углеводородов за счет сульфатов подземных вод широко распространен и может привести к существенному изменению или даже к полному уничтожению месторождений углеводородов. Последующие работы В. А. Успенского, Н. Б. Вассоевича, Н. Н. Ростовцева, Е. Е. Беляковой, В. Е. Нарижной, А. А. Черепенникова, Н. А. Пьянкова, В. М. Николаева и др. [5, 6, 7, 63, 45] подтвердили широкое распространение процессов подземного окисления углеводородов за счет взаимодействия с сульфатами в самых различных районах СССР и, в частности, в Волго-Уральской области<sup>1</sup>.

Процесс подземного окисления углеводородов, содержащихся в месторождениях или растворенных в подземных водах, приводит к образованию  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , нафтеновых кислот и некоторых других веществ. Эти соединения часто находятся в нефтегазовых пластах, причем их содержание обычно бывает максимальным в зоне, прилегающей к контакту нефтяных и газовых залежей с краевой водой. По мере удаления от нефтегазовых месторождений в сторону притока свежих вод, содержащих окислители, сначала убывает содержание углеводородов, а затем и содержание указанных выше продуктов реакции и часто последние совсем исчезают за счет побочных реакций — связывания  $\text{H}_2\text{S}$  соединениями железа, взаимодействия  $\text{CO}_2$  с минералами горных пород и т. д. Соответственно повышается процентное содержание инертных газов —  $\text{N}_2$ ,  $\text{Ar}$  и  $\text{He}$ .

---

<sup>1</sup> Недавно была опубликована статья Ю. И. Сорокина «К вопросу о способности сульфатвосстанавливающих бактерий использовать  $\text{CH}_4$  для восстановления  $\text{SO}_4$  до  $\text{H}_2\text{S}$ » (ДАН СССР, т. 115, № 4, 1957 г.), в которой на основании лабораторных опытов и термодинамических расчетов доказывалось, что сульфаты не могут восстанавливаться метаном. Однако данные Ю. И. Сорокина совершенно неубедительны. Во-первых, он не показал, что его опыты точно воспроизводят природные условия. Термодинамические же расчеты являются явно неточными, так как он не внес в них теплоту побочных процессов, в частности теплоту растворения и т. д. Между тем В. О. Таусон еще в 1934 г. указывал, что энергетический баланс восстановления сульфатов углеводородами весьма узок и для правильных выводов нужно учитывать все побочные реакции. Напомним, что по расчетам Пельша и Рубенчика баланс рассматриваемой реакции был положительным. Если есть расхождения в теоретических расчетах, то критерием могут быть фактические природные данные, а эти данные неопровержимо говорят о том, что горючие природные газы (во многих случаях чисто метановые) восстанавливают сульфаты, ибо вблизи газовых залежей во всех соответствующих случаях находятся бессульфатные и сероводородные воды.

В результате этих процессов на некотором расстоянии от участков нефтегазонакопления исчезают все растворенные в водах углеводороды и продукты окисления углеводородов. Однако, изучая площадное изменение химического состава вод и особенно растворенные в них газы, мы можем проследивать влияние нефтегазоносности на большие расстояния.

Наряду с изменением химического состава пластовых вод и газов происходит соответствующее изменение и нефти. Нефть под влиянием подземного окисления осмоляется, делается более тяжелой и т. д. Изучение региональных или местных изменений гидрохимии, состава и упругости газов, а также характера нефтей во многих случаях дает достаточно ясную картину изменения условий подземного окисления, связанную чаще всего с особенностями гидрогеологической обстановки.

Нет необходимости излагать здесь подробно современные представления об условиях геохимического взаимодействия месторождений нефти и газов с подземными водами и об условиях подземного окисления углеводородов; интересующиеся могут найти эти данные в указанных выше работах.

Отметим, что следует различать четыре принципиально различные геохимические обстановки (категории) залегания углеводородных газов и нефти.

1. Углеводородные газы полностью растворены в воде и не образуют свободных газовых залежей, газовые месторождения отсутствуют, имеются только пластовые воды, насыщенные в той или иной степени газами (значительные площади в южной части Западно-Сибирской низменности).

2. Нефте-газовые месторождения приурочены к свитам, в которых идут процессы нефтегазообразования или в которые снизу поступают воды с высокой упругостью растворенных газов. Тогда здесь имеются нефте-газовые месторождения, находящиеся в процессе роста; упругость газов, растворенных в краевых водах, увеличивается вниз по падению пластов с удалением от месторождений; это геохимически юные месторождения (Ставрополье).

3. Нефтегазоносные толщи, в пределах которых процессы нефтегазообразования уже прекратились, движение подземных вод крайне замедленно (так называемые застойные бассейны) и нефте-газовые залежи окружены водами, находящимися в «геохимическом равновесии» с этими залежами.

Упругость растворенных газов в пластовых водах на значительной площади практически постоянна и равна давлению насыщения нефте-газовых месторождений, нефть сохраняет свою характеристику на значительной площади — геохимически зрелые месторождения (девон Западной Башкирии и Восточной Татарии).

4. Нефтегазоносные толщи с интенсивно развитыми процессами подземного окисления, за счет которого существующие ме-

сторождения углеводородов уменьшаются по запасам. Упругость растворенных газов по пласту падает с удалением от месторождения. Удельный вес нефти и ее характеристика более или менее резко изменяются как в пределах отдельных залежей, так и регионально. Это геохимически старые месторождения, например нефтяные и газовые месторождения пермских отложений Бугурусланского района, нефтяные месторождения карбона на западе Волго-Уральской области.

Указанные геохимические различия зависят от положения и характера нефтегазоматеринских свит, состава пород, истории процессов нефтегазообразования и в очень значительной степени от гидрогеологии.

Само собой разумеется, что как по вертикали, так и по горизонтالي геохимическая и в первую очередь гидрогеологическая обстановка может изменяться и более или менее быстро переходить из одной в другую. Так, например, застойный бассейн с пластовыми водами, равномерно насыщенными растворенными газами, к области питания данного артезианского бассейна или вверх по разрезу вследствие все более и более легкого обмена с поверхностными водами будет переходить из первой или третьей категории в четвертую.

В районах, характеризующихся условиями последних трех категорий, на распределение и общую обстановку могут накладываться явления струйной миграции нефти и газа из уже сформировавшихся залежей в результате изменения структурных условий и других причин, описанных выше. Эти перемещения, а также общие тектонические поднятия или погружения нефтегазоносных слоев и связанные с ними изменения пластового давления могут соответствующим образом усложнять общую картину.

В настоящее время работами ВСЕГЕИ (Н. Н. Ростовцев, М. С. Гуревич и др.) сравнительно хорошо изучен переход мезозойских пластовых вод средней части Западно-Сибирской низменности, насыщенных метаном до упругости 20—40 ат и более, к водам, лишенным метана, содержащим только растворенные воздушные газы. Такой переход наблюдается к периферии площади развития мезозоя и особенно хорошо изучен по южной окраине, где область развития вод, содержащих в растворе только воздушный азот, местами имеет ширину более 100 км. На западе эта полоса вод, лишенных метана, сокращается до немногих десятков километров.

Весьма показательный пример вертикального изменения геохимической обстановки наблюдается в Волго-Уральской нефтегазоносной области, где по данным В. П. Савченко, А. А. Черепенникова, М. Р. Лозовского и Е. Е. Беляковой [5, 26, 63] установлено очень слабое развитие процессов подземного окисления углеводородов в девоне и соответственно равномерное насыщение растворенными углеводородными газами девонских отложе-

ний, заметное, но неравномерное развитие процессов подземного окисления углеводородов в отложениях карбона, обусловившее соответствующее довольно прихотливое изменение состава нефтей и упругости растворенных газов; в пермских отложениях процессы подземного окисления углеводородов достигали максимального развития, и по данным Е. Е. Беляковой [5] местами на некотором удалении от нефте-газовых месторождений пермские воды совершенно лишены углеводородов. Именно в пермских отложениях Куйбышевско-Бугурусланского района широким распространением пользуются тяжелые, окисленные и сернистые нефти, газы с высоким содержанием сероводорода и т. д.

Естественно, что наиболее резкие изменения общей геохимической обстановки на небольших расстояниях от залеганий углеводородов вероятнее всего встретить там, где нефть и газы при соответствующих тектонических и общегеологических условиях проникнуть на значительные расстояния из областей нефтегазообразования в иные геохимические условия в виде узких потоков по структурным валам, как об этом писал В. П. Савченко [47].

Примером такого проникновения является зона Жигулевских дислокаций, протягивающаяся из Куйбышевской в Пензенскую область. Здесь можно предполагать переток нефти с востока на запад на расстояние порядка 100 км. С. П. Максимов [35] защищает предположение о миграции нефти на значительное расстояние с востока на запад вдоль Жигулевского вала. Аргументация С. П. Максимова нам не кажется полностью обоснованной. Мы полагаем, что изменение свойств нефти скорее связано с явлением подземного окисления, а не с гравитационной дифференциацией при миграции, но общая картина, данная С. П. Максимовым о струйной дальней миграции нефти и о структурных условиях этой миграции, правильна. При этом возможно, что нефть на западе оказалась в окислительной обстановке и окруженной водой, не содержащей растворенных углеводородных газов.

Ввиду отсутствия газовых залежей в пределах Самарской Луки следует считать, что газ, растворенный в нефти и в контурной воде Барановского и других месторождений западной части Самаро-Лукского вала, был принесен сюда струйным потоком нефти [47]. Очень интересные данные об изменении нефтей в западной части Волго-Уральской области приведены в монографии ВНИГРИ [44, 59], из которой мы взяли прилагаемую карту [см. рис. 23] регионального изменения удельных весов нефтей нижнего карбона. Эта карта с полной убедительностью свидетельствует о повышении интенсивности процессов подземного окисления в отложениях нижнего карбона в направлении с юго-востока на северо-запад. На этом вопросе мы еще остановимся ниже.

Вся эта картина заставляет предполагать, что краевые воды вокруг месторождений западной части Жигулевского вала должны быть слабо насыщены газами и упругость их должна быстро убывать с удалением от месторождений. К сожалению, распределение растворенных газов в нефтяных месторождениях этого района и в окружающих водах почти не изучено и мы не можем подтвердить наши предположения фактическим материалом.

Проведение соответствующей работы дало бы очень интересные данные об условиях миграции и формирования нефтяных месторождений Волго-Уральской области и о западных границах площади, перспективной в отношении нефтегазоносности.

Уже после того как настоящая работа была в основном написана, вышла из печати капитальная сводка по нефтеносности Волго-Уральской области, составленная ВНИГРИ под руководством Ю. А. Притула [44]. Эта работа содержит богатый материал, подтверждающий наши основные положения. Следует отметить, что многие выводы и принципиальные положения, к которым пришли авторы указанной выше книги, очень близки к положениям, защищаемым нами. Однако имеются и довольно существенные расхождения. Эти расхождения объясняются тем обстоятельством, что Ю. А. Притула и его товарищи при составлении своей работы не попытались использовать и критически рассмотреть все те идеи и фактические данные о дальней миграции углеводородов и геохимии природных газов и нефти, которые были изложены нами и В. П. Савченко в статьях, опубликованных в 1950, 1952 и 1955 гг. [25, 47], и которые развиты более подробно в настоящей работе.

Некоторые материалы монографии ВНИГРИ мы используем в порядке изложения, общее же рассмотрение ее удобнее будет сделать в конце настоящей главы.

### **АЗОТ И ИНЕРТНЫЕ ГАЗЫ КАК ПОКАЗАТЕЛИ РЕГИОНАЛЬНОЙ ГИДРОГЕОЛОГИИ И УСЛОВИЙ МИГРАЦИИ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ**

Выше мы рассматривали в основном вопрос о геохимии углеводородов, о распределении в пластовых водах углеводородных газов и продуктов их окисления и изменений свойств нефтей, однако для понимания общих геохимических и гидрогеологических условий во многих случаях еще важнее изучить региональное распределение в пластовых водах азота и благородных газов — гелия и аргона. Как известно, важнейшей геохимической особенностью этих газов является их химическая инертность, вследствие которой эти газы в земной коре практически не исчезают. Они могут только изменять свое физико-химическое состояние: находиться в свободной газовой фазе, в виде раствора или в адсорбированном состоянии.



Мы не можем здесь изложить подробно современные представления о геохимии природных газов, в частности о значении инертных газов для понимания геохимических процессов, и отсылаем читателей к нашей сводной работе [26]. Только отметим, что указанные выше три инертных газа резко отличаются друг от друга по условиям образования.

Все они находятся в воздухе и проникают с воздухом в земную кору, но азот, кроме того, может возникать при разложении органических остатков, богатых белками, в которых азот является обязательной составной частью. Гелий является чрезвычайно интересным компонентом, так как его содержание зависит от радиоактивного распада и накопление его определяется временем пребывания в земной коре данной воды или нефтегазовой залежи [26, 48]. Таким образом, по гелию можно определять возраст пластовых вод и газов (скорость водообмена).

Аргон проникает в толщу осадочных пород из атмосферы и образуется в земной коре за счет радиоактивности калия, но скорости его образования и выделения из минеральных зерен относительно невелики. Поэтому в большинстве случаев можно считать, что почти весь аргон, заключенный в пластовых водах и в газовых скоплениях, является воздушным, т. е. концентрация его постоянна. Соответственно по содержанию аргона можно судить о степени обогащения другими природными газами данного участка земной коры, по отношению гелия к аргону о возрасте газов, по отношению азота к аргону о соотношении в данном газе азота воздушного и биохимического происхождения.

С точки зрения высказанных представлений о миграции нефти и газа из пределов Уральской геосинклинали на запад очень интересным является существование целого пояса, иногда довольно крупных азотных газовых месторождений, приуроченных к пермским и карбоновым отложениям южных районов Коми АССР (Северная Кельтма), Кировской области, Татарии и Чувашии. Эти месторождения показаны на сводной карте (см. рис. 19). Месторождения азотных газов залегают на глубинах 300—500 м (в редких случаях глубже), и давление газа составляет 30—50 ат.

Судя по незначительному содержанию аргона (0,01%), азот этих месторождений в основном биогенного происхождения, т. е. связан с разложением органических остатков [4, 26], однако содержание метана в этих газах обычно не превышает 1%. Запасы некоторых из этих месторождений определяются сотнями миллионов и даже миллиардами кубических метров.

Концентрация биогенного азота в пермских отложениях, бедных органическими остатками, представляется несколько странной, но еще более странным казалось почти полное отсутствие в этих биогенных газах углеводородов, которые являются наиболее распространенными биогенными газами. Уже давно

[24, 26] высказывалось предположение, что углеводороды здесь были уничтожены за счет подземного окисления. В соответствии с этим после обнаружения азотных месторождений в Кировской области (Советского, Поломец-Кокуйского) сотрудниками Гелиогазразведки было высказано предположение, что где-то вблизи (скорее всего в более глубоких слоях) имеются и углеводородные месторождения.

Однако последующие разведочные работы не выявили здесь нефте-газовых месторождений. Правда, эти разведки еще нельзя считать законченными, учитывая сравнительно незначительное число скважин, недостаточно полное их изучение (в частности, слабое изучение гидрогеологии и растворенных газов), но все же для данного района явление широкого распространения биогенных азотных газов без сопутствующих углеводородов можно считать установленным. До сих пор ни на одной из структур Вятского вала, где открыты азотные месторождения, углеводороды не обнаружены ни в перми, ни в карбоне, ни в девоне. Эти факты до последнего времени не находили должного четкого объяснения.

Все эти недоуменные вопросы легко разрешаются, если мы допустим широкое развитие боковой миграции. В самом деле, можно представить себе, что пояс азотных газов, прослеженный меридионально от Вычегды до района Казани и Камского устья, является передовой частью мощного нефте-газового потока, направляющегося с востока на запад.

Для выяснения возможности образования азотных месторождений Вятского вала за счет миграции из девонских и каменноугольных отложений более восточных районов нам нужно прежде всего изложить имеющиеся данные о газонасности нефтеносных площадей Татарии, Башкирии, Куйбышевской и Пермской областей и Коми АССР. Наиболее полные и наиболее достоверные данные по этому вопросу мы находим в недавно опубликованной статье А. А. Черепенникова [63]. Некоторый фактический материал изложен также И. Н. Стрижовым и Н. А. Пьянковым [56, 45].

Интересные данные по газонасности и геохимии Куйбышевско-Бугурусланского района были получены Е. Е. Беляковой, [5, 6]. К сожалению, мы не можем считать все данные, приводимые Е. Е. Беляковой, вполне достоверными. Известно, что изучение водоносных горизонтов во многих нефтегазоносных районах проводится недостаточно тщательно — не выдерживаются статические уровни, не производится длительная откачка воды до получения истинного состава пластовой воды. Отбор вод глубинными пробоботборниками также не всегда производится вполне доброкачественно. Таким образом, далеко не каждой пробе, далеко не каждому замеру можно полностью доверять.

При ознакомлении со статьями Е. Е. Беляковой остается не

вполне ясным, насколько тщательно отбраковывался ею сомнительный или просто неверный фактический материал. Соответственно с этим мы не можем быть уверенными в том, что все закономерности и детали геохимии продуктивных горизонтов, излагаемые Е. Е. Беляковой, являются твердо установленными.

Забегая несколько вперед, мы должны сказать, что по той же причине не вполне надежными являются данные и построения многих гидрогеологов, изучавших водоносные горизонты Волго-Уральской области, ибо эти авторы не критически пользовались различными, часто непроверенными гидрогеологическими материалами нефтетрестов.

В этом отношении показателен опыт гидрогеологических исследований в Ставрополье, где только через полтора-два года после начала специальных гидрогеологических работ удалось обеспечить получение достоверных данных по статическим уровням и растворенным газам. Эти достоверные данные оказались возможным получить после большой настойчивой работы, когда не только геологи, но и буровики разведочного треста поняли практическую важность гидрогеологических исследований. Первый же год работы достоверные, сопоставимые данные получались только в виде исключения.

А. А. Черепенников приводит данные по газам, растворенным в нефтяных залежах и в пластовых водах месторождений Ромашкино, Бавлы, Жигулевск, Зольный овраг, Стрельный овраг, Покровка и некоторым другим [63].

Нам нет нужды приводить здесь весь богатый фактический материал, полученный А. А. Черепенниковым и Е. Е. Беляковой, интересующиеся могут ознакомиться с ним по оригинальным статьям. Мы ограничимся только изложением принципиальных вопросов, вытекающих из исследований названных авторов.

Газы карбона характеризуются, как мы уже указывали, значительно большим разнообразием, чем газы девона, что объясняется развитием в карбоне на некоторых участках подземного окисления; однако, за исключением особенностей, связанных с явлениями окисления, характеристика газов девона и карбона всей рассматриваемой области является однообразной.

Процентные соотношения метана, азота, аргона, гелия, а также и тяжелых углеводородов более или менее постоянны.

Наиболее резкие отличия, как справедливо замечает А. А. Черепенников, вероятно, связаны с различием условий отбора проб растворенных газов, что, как известно, существенно сказывается на их составе.

Естественно, что состав газов, извлекаемых из нефти и из пластовых вод, резко различен, но это различие в основном зависит от различий коэффициентов растворимости различных газов в нефти и в воде. Упругости же отдельных газов остаются одинаковы как в нефти, так и в воде, что указывает на устано-

вившееся равновесие между нефтяными залежами и водой, связанное с чрезвычайной медленностью движения вод (особенно залегающих в девоне) в этом районе.

Прежде всего мы должны рассмотреть тазоносность девона, ибо она на большой площади сохранила свою первичную характеристику, не будучи осложнена вторичными явлениями подземного окисления.

Газы, растворенные в нефтях девона и карбона Восточной Татарии и Западной Башкирии, по данным А. А. Черепенникова [63] характеризуются общей упругостью насыщения порядка 80—90 ат<sup>1</sup>, в том числе парциальная упругость азота колеблется от 45 до 55 ат, а в некоторых случаях, по-видимому, и превышает эту цифру. Азот, судя по содержанию аргона и количественному отношению к нефти, является биогенным.

А. А. Черепенников специально рассматривает вопрос о соотношениях упругости газов, растворенных в нефтяных залежах и в законтурных водах, приводя данные и расчеты по нескольким месторождениям Куйбышевской области. Эти данные показывают, что величины упругости газов нефтей и законтурных вод близки между собой, но все же не являются идентичными. К сожалению, имеющиеся данные не являются вполне надежными и показательными. Во-первых, А. А. Черепенников приводит только шесть определений упругости газа в воде и только три из них сопоставляет с упругостью газа в нефти. Во-вторых, в настоящее время методика отбора проб газа из воды и нефти и определение общей упругости газов (давление насыщения) еще недостаточно совершенны, сейчас, особенно в случаях, когда в пробе пластовой воды оказывается примесь нефти, возможны погрешности в 10—20 ат; это видно из сравнительной таблицы упругостей растворенных газов, которую дает А. А. Черепенников. В отношении данных А. А. Черепенникова по месторождениям Куйбышевской области следует еще указать, что пробы газа отбирались в период интенсивной эксплуатации месторождений, когда пластовое давление снизилось и, вероятно, в некоторых участках оказалось ниже давления насыщения, что могло существенно исказить первоначальную картину.

---

<sup>1</sup> В Шапове обнаружены существенные отклонения от общих условий газоносности девона. Здесь были выявлены два нефтеносных пласта  $D_I$  и  $D_{IV}$ , имеющие следующие характеристики:  $D_I$  — верхний — имеет удельный вес нефти 0,830, давление насыщения 104 ат при пластовом давлении 200 ат;  $D_{IV}$  — нижний — имеет удельный вес нефти 0,742, давление насыщения 160 ат при пластовом давлении 205 ат. По всей вероятности, как мы уже отмечали в первой главе, столь резкое различие характеристики этих двух пластов связано с большей интенсивностью процессов подземного окисления в пласте  $D_I$ , но почему пласты, отстоящие друг от друга по вертикали всего лишь на 50 м, так резко различны, пока остается неясно. Повышение же давления насыщения, как мы отмечали выше, по-видимому, объясняется тем, что Шапово располагается ближе к области глубокого погружения девонских отложений.

Поэтому мы рассмотрим данные только по Ромашкинскому месторождению, которое является наиболее крупным и, следовательно, наиболее типичным месторождением для девона Урало-Волжской нефтеносной области.

Для Ромашкина прежде всего следует отметить однородность газов различных пластов. А. А. Черепенников приводит данные по 35 пробам газа из пяти пластов ( $D_{IV}$ ,  $D_{II}$ ,  $D_I$ ,  $D_0$  и кыновского), и состав их очень близок, особенно если мы примем во внимание, что на состав газов, извлекаемых из нефти, существенно влияют даже небольшие отклонения в условиях отбора газа.

В табл. 5 мы приводим данные среднего состава, а также об упругости отдельных компонентов газов, растворенных в нефти и в законтурных водах Ромашкинской площади.

Таблица 5

Характеристика газов, растворенных в нефти и законтурных водах Ромашкинской площади

Составные части газа	Газы, растворенные в нефти				Газы, растворенные в контурной воде	
	состав газа, % объемн.	количество газа в 1 м <sup>3</sup> нефти, м <sup>3</sup>	упругость, ата		состав газа, % объемн.	состав газа, выделенного из нефти при 58 ат, % объемн.
			частная	общая		
CO <sub>2</sub>	0,1	0,05	0,05		0,3	—
CH <sub>4</sub>	37,1	18,0	36,6		45,7	51,0
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> и высшие	48,5	23,5	0,8	87,4	6,4	11,4
N <sub>2</sub> +редкие	14,3	7,0	50,0		47,6	37,6
Ar	0,025	0,012	0,045		0,217	0,046
He	0,04	0,021	0,39		0,562	0,188

К сожалению, А. А. Черепенников не дает расчета упругости газов, растворенных в воде Ромашкинской площади.

Из рассмотрения табл. 5 видно, что благодаря резкому различию коэффициентов растворимости различных газов процентное содержание различных компонентов резко отличается от соотношения упругостей этих газов и процентное содержание компонентов в газах, растворенных в нефти и в воде, также существенно изменяется. Особенно это сказывается на соотношении тяжелых углеводородов и азота. Так, в нефтяных газах тяжелых углеводородов содержится 48,5% при упругости всего лишь 0,8 ата, тогда как азота в них 14,3% при упругости 50 ата. Наоборот, в воде содержание азота равно 47,6%, а тяжелых углеводородов всего лишь 6,4%. Здесь сказывается большая растворимость тяжелых углеводородов в нефти и малая в воде.

Обращают на себя внимание очень большая упругость азота (50 атм) и высокое процентное содержание его в газах пластовых вод девона (около 50%).

А. А. Черепенников по соотношению азота и аргона в соответствии с общими положениями геохимии природных газов [26] определил, что в этом азоте около 0,2 воздушного азота и 0,8 биогенного (безаргонного) азота. В газах угленосной свиты доля биогенного (безаргонного) азота повышается до 0,9.

А. А. Черепенников приводит интересные расчеты, подтверждающие, что весь этот азот биогенного происхождения мог образоваться за счет органического вещества, исходного для образования нефти.

В самом деле, учитывая газовый фактор, процент содержания азота в газе и содержание связанного азота в самой нефти, можно подсчитать, что 1 т нефти содержит около 16 кг азота, из них 3 кг воздушного, а 13 кг биогенного.

При этом отношение углерода к биогенному азоту в ромашкинской нефти равно 65, тогда как в морских илах это соотношение колеблется от 4 до 13. Иными словами, в морских илах содержание азота по отношению к углероду от 5 до 15 раз больше, чем в ромашкинской нефти. А. А. Черепенников отсюда делает заключение, что в водных организмах достаточно азота, чтобы объяснить содержание азота, наблюдающееся в нефтях Урало-Волжской области, и что «при превращении органического вещества в нефть, азот теряется из него в относительно большем количестве, чем углерод».

А. А. Черепенников не ставит перед собой вопроса о том, куда же направляется азот при превращении органического вещества в нефть, а этот вопрос чрезвычайно интересен.

Теоретически возможны три процесса, обуславливающие уменьшение отношения азота к углероду в нефти по сравнению с исходным органическим веществом.

1. Накопление азота в остаточном органическом веществе.
2. Частичный переход азота в пластовые воды с сохранением равновесного распределения его между нефтью и неподвижными пластовыми водами.
3. Унос азота, растворенного движущимися пластовыми водами, омывающими нефтяную залежь.

У нас нет данных об относительном перераспределении азота при образовании нефти и газов между нефтью и остаточной органикой. Для наших расчетов мы условно примем, что азот распределяется равномерно, т. е. отношение азота к углероду в остаточном органическом веществе остается неизменным. Заметим, что точное решение этого вопроса помогло бы решению существенных вопросов геохимии нефти и природных газов и вопросов формирования нефте-газовых месторождений, что будет видно из дальнейшего изложения.

Для оценки вероятности второго предположения — об уменьшении содержания азота в нефти за счет перераспределения его между нефтью и пластовой водой — воспользуемся данными А. А. Черепенникова о содержании азота в нефти и пластовых водах. В 1 м<sup>3</sup> ромашкинской нефти содержится 7 м<sup>3</sup> азота (см. табл. 5) и в 1 м<sup>3</sup> воды 0,14 м<sup>3</sup> азота, т. е. в 50 раз меньше.

Мы указали выше, чем в ромашкинской нефти содержание азота по отношению к углероду приблизительно в 10 раз меньше, чем в исходном материале. Отсюда легко подсчитать, что для соответствующего удаления азота из нефти при равновесном распределении азота между нефтью и водой объем воды, насыщенной азотом, должен быть в 500 раз больше, чем объем нефти.

В настоящее время невозможно дать точную количественную оценку соотношения объемов пластовых вод и нефти девона Волго-Уральской области, но если мы предположим, что общая площадь нефтеносности девона Волго-Уральской области, учитывая известные и неоткрытые месторождения, а также рассеянную нефть, составляет 10 000 км<sup>2</sup>, то площадь водоносных пластов, насыщенных азотом в равновесном количестве с нефтью при одинаковой мощности с нефтеносными пластами, определится в 5 млн. км<sup>2</sup>. Если мы предположим, что суммарная мощность водоносных пластов в 20 раз больше мощности нефтеносных пластов, то и тогда площадь водоносных пластов, насыщенных азотом до степени, наблюдающейся в контурных водах Ромашкинского месторождения должна составить 500 тыс. км<sup>2</sup>, т. е. занять территорию 1000 на 500 км. Эта площадь того же порядка, что площадь территории, ограниченной предгорьями Урала на Востоке, Вятским валом на западе, Самарской Лукой на юге и Ухтой на севере.

Приведенные расчеты, конечно, очень приближенны, но они все же, несомненно, указывают, что объемы и площади водоносных пластов, насыщенных азотом, образовавшихся за счет процессов нефтегазообразования в девонских и каменноугольных отложениях рассматриваемого района, должны быть весьма велики, а общие запасы биогенного азота здесь должны исчисляться десятками, а может быть, и сотнями миллиардов кубических метров.

Учитывая то обстоятельство, что абсолютно неподвижных подземных вод не имеется, следует считать, что различие между вторым и третьим нашими предположениями о путях удаления азота из нефтегазовых месторождений, т. е. о перераспределении азота между нефтью и пластовыми водами или об уносе азота потоком вод, является, собственно, скорее количественным, чем качественным. Однако нужно подчеркнуть, что при быстром движении вод продуктивных горизонтов нефтяные залежи могут быть практически почти лишены газов, в том числе и азота, за счет их растворения и уноса водами, омывающими месторожде-

ния. В Ново-Грозненском месторождении, например, содержание газов в нефти вблизи контакта с водой в 5—10 раз меньше, чем в верхней части нефтяной залежи. Известно, что пластовые воды здесь имеют значительную скорость движения.

В условиях девона и карбона Волго-Уральской области движение пластовых вод очень замедлено, однако оно все же существует и, несомненно, влияет на содержание и распространение газов как по площади, так и по вертикали. На вертикальное распространение азота в какой-то степени влияет и диффузия.

Ранее мы отмечали [25], что миграция нефти в Волго-Уральской области, направленная с востока на запад, происходила, по-видимому, в основном в виде локализованных потоков, обусловленных всплыванием нефти и газа, приуроченных к валобразным структурам, и в качестве примера приводили Жигулевский, (Самаро-Лукский) вал. Мы указывали, что для таких потоков нефти и свободного газа глубокие поперечные прогибы, существующие длительное время, являются непреодолимым препятствием. В частности, таким препятствием является меридиональный Казанский прогиб (или, как его иногда называют, Кировско-Мелекесский), который по данным А. М. Мельникова [40] ограничивает с запада Татарский свод и существовал уже в девонское время. Этот прогиб очень хорошо виден на структурной карте фундамента Русской платформы, составленной Э. Э. Фотиади [61] см. рис. 18 и 19.

Однако прогибы не могут быть препятствием для миграции растворенных газов в пластовых водах, так как миграция газов в этом случае определяется только движением самой воды (некоторое значение имеет и диффузия), а движение пластовых вод определяется общими гидрогеологическими условиями, а не местными структурными особенностями залегания того или другого горизонта.

## **ГИДРОГЕОЛОГИЯ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ**

В виду того, что региональная гидрогеология, а особенно палеогидрогеология Русской платформы изучены очень слабо, некоторые принципиальные гидрогеологические проблемы до сих пор еще не решены или слабо обоснованы фактическим материалом и количественная сторона явлений почти не поддается учету. Поэтому мы можем сейчас дать только самую общую и в значительной степени умозрительную картину гидрогеологии интересующей нас области.

М. А. Гатальский [12] на основании изучения гидрогеологических материалов опорного бурения, проведенного в Европейской части СССР, пришел к заключению, что, несмотря на наличие в палеозойских отложениях Русской платформы слабо-



проницаемых свит, общая схема движения подземных вод по всей мощности палеозойских отложений этого громадного региона в основном определяется современным макрорельефом. Иными словами области относительно возвышенные (Валдай, Среднерусская и Приволжская возвышенности и т. д.) являются областями питания для подземных вод палеозоя, а области понижения рельефа (Балтийское море, долина Волги, Прикаспийская впадина и т. д.) являются областями разгрузки, т. е. восходящего движения вод, захватывающего едва ли не весь осадочный чехол.

Не излагая здесь доказательства этого положения, напомним, однако, соображения, приведенные в первой главе настоящей книги, о том, что такие породы, как водонасыщенные глины и трещиноватые известняки, обычно являются в геологическое время заметно проницаемыми, особенно для воды.

Могут быть артезианские бассейны, у которых области питания и области разгрузки приурочиваются непосредственно к участкам выходов проницаемых пород на дневную поверхность. В этом случае движение вод по проницаемому пласту может быть настолько интенсивным, что влияние межпластового вертикального движения, связанного с рельефом, практически никак не будет сказываться.

Однако принципиально М. А. Гатальский, несомненно, прав: во многих районах региональная гидрогеология определяется именно макрорельефом и проникновением воды на большие глубины через полого залегающий комплекс слоев и особенно через раскрытие структуры — гидрогеологические окна.

Мы должны сейчас же оговориться, что такое вертикальное и региональное движение вод иногда очень медленно. В некоторых случаях, может быть, воды, скажем, девонских отложений за сотни миллионов лет не закончат своего движения в земной коре и не появятся на дневную поверхность. Однако движение существует, и оно сказывается на распределении пьезометрических напоров глубинных пластовых вод, их минерализации и на формировании и геохимии нефтяных и газовых месторождений.

Несомненно также на движении вод в глубоких седиментационных бассейнах сказывается выжимание воды из осадков, постепенно уплотняющихся под влиянием веса вышележащих пород.

Известно, что глинистые породы имеют тем меньшую пористость, чем глубже они залегают, а уменьшение пористости может произойти только за счет выжимания из породы воды.

Если мы в соответствии с этими предпосылками обратимся к рассматриваемому району, то увидим, что региональное движение вод в девонских и каменноугольных отложениях как в настоящее время, так особенно в прошедшие геологические эпохи (в верхнем палеозое, триасе и нижней юре) должно направляться с востока на запад.

Наши представления о региональном движении подземных вод, дальней миграции углеводородов, насыщенности глубинных вод растворенными газами и условиях образования азотных месторождений отражены на прилагаемых двух схематических широтных профилях (рис. 18), один из которых проведен через район Ромашкино, а другой через Саратов.

На востоке, начиная с пермского времени, Уральские горы и расположенные здесь нормальные предгорные артезианские бассейны должны были иметь в течение долгого времени движение воды на запад.

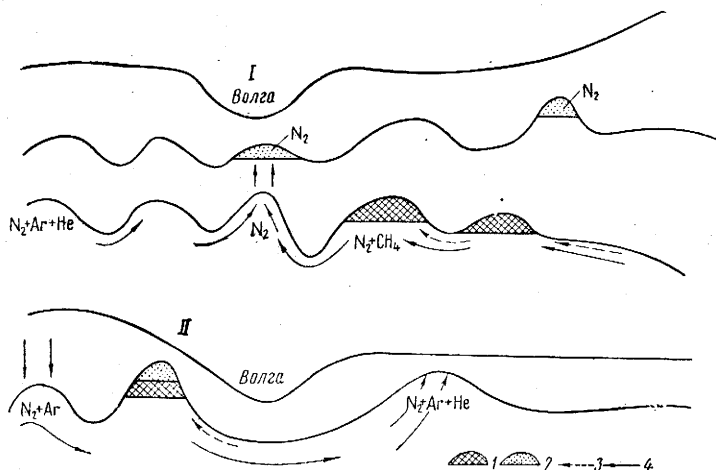


Рис. 18. Схематические гидрогеологические профили с указанием расположения нефтяных и газовых залежей.

I — от Токмовского свода до Урала; II — через Саратовское Поволжье; 1 — залежи нефти; 2 — залежи азотного биогенного газа; 3 — струйный поток нефти; 4 — направление потока вод насыщенных газами.

На востоке располагалась Уральская геосинклиналь, а в последующем Предуральский передовой прогиб, осадочные породы которых при уплотнении должны были отдавать свою воду. Этой воде было легче всего двигаться по пластам на запад, ибо на востоке была возвышенная горная страна.

Ниже мы рассмотрим более подробно этот вопрос о направлении движения вод в девонских и каменноугольных отложениях. Такой широтный подземный водный поток, существовавший длительное время, и обусловил перенос значительных количеств газов, растворенных в воде, из области Уральской геосинклинали и Предуральского прогиба на запад.

Областью разгрузки подземных вод в настоящее время являются долины Волги, Вятки, низовье Камы, долина Вычегды. Здесь воды на значительной площади поднимаются из девон-

ских отложений к поверхности, проходя через каменноугольные и дальше через пермские слои.

Следует отметить, что гидрогеологические и палеогидрогеологические условия Среднего Поволжья и Приуралья существенно отличаются от гидрогеологии Тимано-Печорского района и Нижнего Поволжья (Саратовско-Сталинградский район). Прежде всего мы изложим материал по Среднему Поволжью.

Как видно на рис. 18, в восточной части района региональное движение вод девона и карбона и миграция нефти были направлены в одну сторону. Нефть перемещалась в основном в виде периодических струйных потоков по определенным тектоническим линиям (валам), перемещение воды имело характер сплошной (или во всяком случае широкой) площадной миграции. Однако важно отметить, что при такой параллельной миграции пластовой воды и нефти геохимическая обстановка в восточной части Среднего Поволжья до Татарского свода включительно оставалась постоянной — минерализация вод и состав растворенных газов почти не изменялись.

Однако при дальнейшем региональном движении с востока на запад — западнее Татарского свода — воды при проникновении в зоны, богатые окислителями и не поддержанные струйными потоками нефти, благодаря процессам подземного окисления целиком потеряли углеводороды и в них остался растворенным один азот (с благородными газами). Этот азот, как мы знаем, имел упругость около 50 *ата*. Соответственно, когда восходящие воды с растворенным в них азотом оказывались на глубинах порядка 500 м, азот начинал выделяться из раствора. Этот процесс и обусловил образование азотных месторождений в пермских и верхнекаменноугольных отложениях. Понятно, почему пояс азотных месторождений приурочен к западной окраине нефтегазоносного бассейна. Он располагается на границе площади, характеризующейся восстановительными условиями, где воды насыщены углеводородно-азотными газами и где находятся крупные нефтяные месторождения, являющиеся мощным резервом восстановительной среды, и площади с окислительной обстановкой, расположенной еще западнее.

Однако естественно, что подъем вод, насыщенных углеводородно-азотными газами, или диффузия их кверху из отложений девона и карбона может в результате подземного окисления углеводородов в верхних слоях привести к образованию чисто азотных залежей и в пределах самой нефтеносной площади. Таким образом, нахождение азотных скоплений в пермских или каменноугольных отложениях не говорит о том, что в девоне на этой же площади не может быть нефтяных залежей.

Следует отметить, что в некоторых случаях за счет вторичного поджатия водой азотные залежи, образовавшиеся из азотно-метановых залежей, могут иметь давление, превышающее упругость азота в растворенном газе [26]. Поэтому наличие та-

ких азотных залежей, как Булдырская [41, 44] с давлением 70 ат или Акаршурская (вблизи Голюшурмы [44, 59] с давлением около 100 ат, не противоречит нашему предположению об образовании азотных залежей за счет девонских газов, имеющих упругость азота 50 ат, но общую упругость порядка 100 ат.

Движение вод девонских отложений в районах Татарии, Башкирии и Куйбышевской области, несомненно, чрезвычайно медленно. Это подтверждают близкие значения начальных пьезометрических напоров вод, отличающихся не более чем на несколько метров, на таких удаленных площадях как Ромашкино, Туймазы и Шкапово, расстояние между которыми около 200 км. Весьма интересны данные А. А. Черепенникова [63], который по содержанию гелия рассчитал, что возраст вод девона устанавливается в пределах 323—357 млн. лет, т. е. как раз соответствует девонскому возрасту. Это определение, даже если оно совершенно точно (как известно [26], расчетная формула вообще не претендует на абсолютную точность), не говорит, однако, что данная вода была неподвижной в пластах девона со времени их отложения.

Выше мы отмечали, что в описываемом районе, несомненно, происходило движение воды, выжатой из уплотняющихся пород Уральской теосинклинали и Предуральяского прогиба. Древняя вода Ромашкинской площади скорее всего именно и является перемещенной выжатой водой, а не циркулирующей водой, поступившей в девонские отложения с поверхности в последующие геологические периоды.

Интересно рассмотреть вопрос о западной границе азотных вод. Если принять нашу концепцию о том, что разгрузка вод в настоящее время происходит в основном в долинах Волги, Вятки и Вычегды, то следует предполагать, что западнее этих долин не должно быть вод с высоким содержанием биогенного азота<sup>1</sup>. Имеющиеся данные совпадают с этим положением: в нижнем течении Вычегды, в долине Сухоны, в верхнем течении Волги мы не находим вод, насыщенных биогенным азотом. Здесь развиты воды, содержащие в растворе только воздушные и радиоактивные газы. Такие воды получены из источников и старых скважин, бурившихся на рассольные воды, в Серегове, Сольвычегодске, Леденгске, Тотьме, Балахне, Держинске.

Географическое расположение нефтяных месторождений, газовых залежей биогенного азота и выходов минерализованных вод, содержащих воздушный азот с высоким содержанием гелия, показаны на прилагаемой карте (рис. 19), составленной на основе карты Э. Э. Фотиади [61].

Условия выходов рассольных вод и анализы этих газов при-

<sup>1</sup> Ниже мы покажем, что в нижнемезозойское время областью разгрузки, вероятно, был Алатырский вал, и это могло обусловить в то время проникновение вод, богатых биогенным азотом, несколько западнее долины Волги.

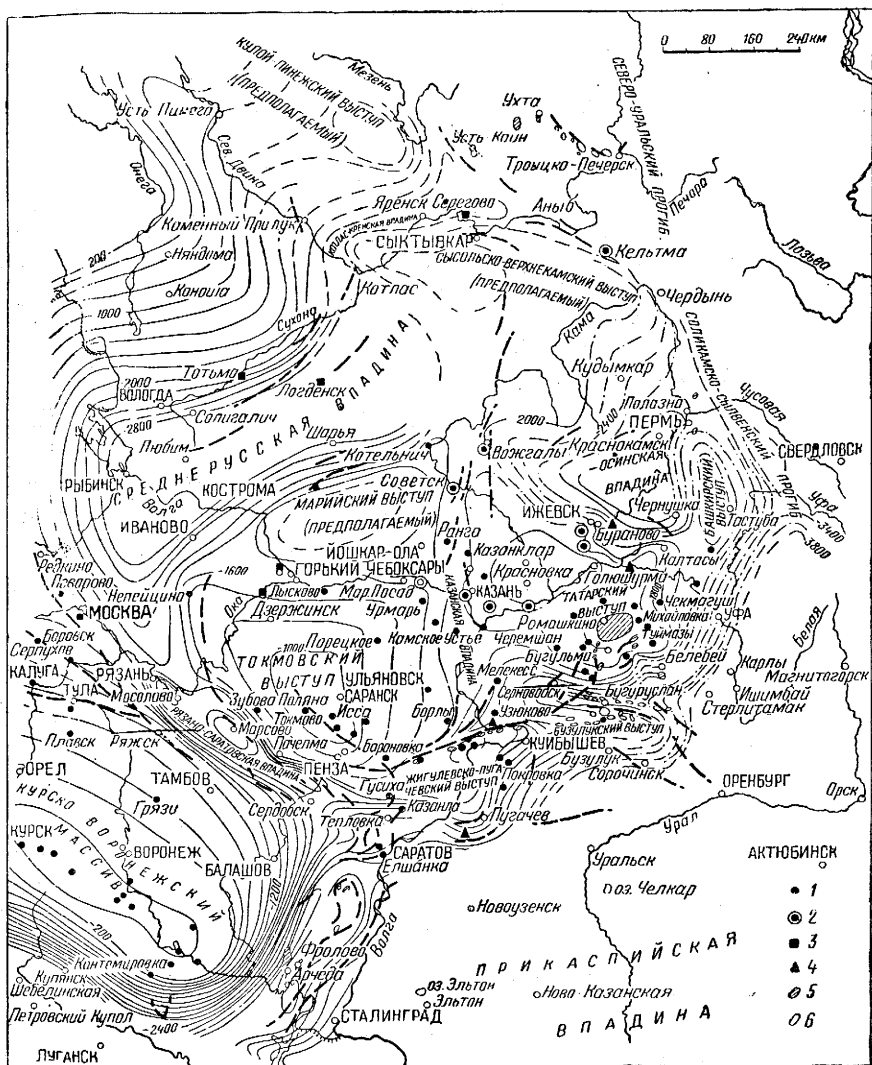


Рис. 19. Расположение нефтяных, газовых и азотных месторождений в Волго-Уральской области в связи с региональным структурным планом и геохимической обстановкой.

1 — скважины, вскрывшие фундамент; 2 — месторождения азотных биогенных газов; 3 — скважины и источники, дающие рассолы с азотом воздушного происхождения; 4 — восходящие минеральные источники; 5 — некоторые нефтяные месторождения; 6 — некоторые газовые месторождения.

ведены в книге «Природные газы СССР» [43] и в книге В. В. Белоусова [4], а также у В. А. Кротовой [32].

Мы видим здесь воздушное или близкое к нему соотношение азота и аргона, высокое содержание гелия (что характерно для древних застойных вод, если нет биогенных газов) и практически отсутствие других компонентов. Фактические данные по напорам и составу растворенных газов вод палеозойских отложений в бассейнах верхней Волги и Северной Двины крайне незначительны (по девону и нижнему карбону они почти отсутствуют), поэтому не можем уточнить положение и характер ни западной границы области развития вод с биогенным азотом и переход к области развития вод с воздушным азотом, ни восточной границы ее и переход к области, содержащей, кроме биогенного азота, еще и углеводородные газы. Изучение этого вопроса, несомненно, позволило бы существенно уточнить региональную гидрогеологию и палеогидрогеологию Русской платформы, а также перспективы промышленной нефтегазоносности отдельных районов рассматриваемой территории. К сожалению, при бурении опорных скважин растворенные газы пластовых вод почти не изучались.

Древний рельеф Русской платформы и палеогидрогеология ее пока известны совершенно недостаточно, поэтому наши предположения о роли долин современных рек для регионального движения глубинных вод и о границах геохимических районов являются только первым приближением; они могут претерпеть существенные изменения, но принципиальную картину уже сейчас можно считать установленной достаточно уверенно.

Вопросы связи региональной гидрогеологии Русской платформы и нефтегазоносности в свое время рассмотрел Н. К. Игнатович [22]. Его идеи о весьма значительном региональном движении глубинных подземных вод в пределах Русской платформы и Волго-Уральской области, о возможности оценки перспектив нефтегазоносности по гидрогеологическим данным, о значении активности водообмена для сохранения нефтяных и газовых месторождений и до известной степени районирования перспектив нефтегазоносности во многом совпадают с нашими представлениями.

Однако следует отметить, что Н. К. Игнатович не рассматривал возможность активной струйной миграции нефти и газа, которая может происходить даже и навстречу региональному движению подземных вод. В своей работе он почти не касался вопросов изменения химической характеристики нефтяных и газовых залежей, изменения соотношения газа и нефти под влиянием гидрогеологических факторов и, кроме того, недостаточно ясно представлял себе значение Уральской геосинклинали и Предуральского прогиба с точки зрения интересующего нас вопроса. Н. К. Игнатович писал: «Урал, в частности его западный склон, на протяжении большого отрезка геологического вре-

мени в отношении питания водами пород палеозоя платформы, как ни странно на первый взгляд, имеет весьма скромное значение». Приращение роли Урала со стороны Н. К. Игнатовича объясняется тем, что он видел влияние гидрогеологии на нефтегазоносность прежде всего во внедрении пресных вод, разрушающих нефтегазовые месторождения, и в этом отношении роль Урала действительно невелика, ибо пресные воды предгорий Урала только в незначительной степени могут отжимать на запад тяжелые глубинные рассолы, содержащиеся в девонских и каменноугольных отложениях. Однако это обстоятельство не снижает, а наоборот, усиливает значение Уральской геосинклинали для нефтегазоносности Поволжья, обуславливая в течение весьма длительного времени поток глубинных вод, выжатых из глинистых толщ, вод, насыщенных углеводородами и биогенным азотом, с востока на запад и создавая условия для существования крупных нефтегазовых месторождений в прилегающих частях платформы.

Н. К. Игнатович считал, что отсутствие нефтяных и газовых месторождений в центральных и западных районах Русской платформы объясняется разрушением их под влиянием активного внедрения поверхностных вод. Мы же полагаем, что здесь общие геологические условия были вообще мало благоприятны для самого образования нефтяных и газовых месторождений, хотя мы и допускаем наличие на этой территории местных очагов нефтегазообразования [25].

Ниже мы рассмотрим вопрос о том, насколько современные представления о гидрогеологии Урало-Волжской области согласуются с высказанными нами положениями.

Как известно, наиболее серьезные современные работы по региональной гидрогеологии Волго-Уральской нефтегазоносной области принадлежат А. И. Силину-Бекчурину [51], В. А. Кротовой [32] и Т. П. Афанасьеву [1].

Эти исследователи на основании изучения общей геологии, распределения минерализации и напоров подземных вод по площади и выходов минеральных вод указывают на то, что в пределах Среднего Поволжья на левобережье Волги, в бассейне Камы, основным водоупорным горизонтом является кунгур и соответственно здесь имеются два водонасыщенных комплекса пород: нижний — докунгурский и верхний — послекунгурский, в пределах каждого из которых воды в большей или меньшей степени связаны между собой. Нижний докунгурский водоносный комплекс охватывает собой отложения девона, карбона и нижней перми.

Упомянутые гидрогеологи указывают на вероятность весьма значительной по дальности миграции вод карбона, а также и девона. Эти исследователи считают, что общее движение вод на значительных пространствах Пермской области, Татарии, Башкирии и Куйбышевской области происходит с востока на запад.

В. А. Кротова утверждает [32], что только региональным движением глубинных вод с востока на запад можно, например, объяснить постепенное, но очень заметное уменьшение содержания брома в каменноугольных водоносных горизонтах по профилю Пермь — Киров.

А. И. Силин-Бекчурин, а также и Т. П. Афанасьев, кроме того, говорили о выжимании древних соленых вод вдоль Предуральского прогиба на север и юг, не рассматривая, однако достаточно полно условия этого стекания воды в синеклизы. С нашей точки зрения стекание рассолов в синеклизы может происходить только в том случае, если эти синеклизы продолжают непосредственно в морские бассейны, куда, как известно [14], рассолы, обладающие большим удельным весом, имеют тем облегченное сток, чем глубже море.

В условиях Среднего Поволжья, где расстояния до ближайших и к тому же мелких морей исчисляются многими сотнями километров, сток по Предуральскому прогибу вряд ли имел большое значение, хотя в некоторые моменты геологической истории, возможно, и происходил. Близко расположенные долины Волги и Камы, сильно переуглубленные и местами непосредственно вскрывающие нижний водоносный комплекс (нижнюю пермь, а иногда и карбон), должны иметь гораздо большее значение для разгрузки глубинных вод интересующего нас района.

Мы не можем согласиться с А. И. Силиным-Бекчуриным в отношении применения термина гидрогеологический «структурный барьер», которым он обозначает почти все валы и брахиантиклинали Среднего Поволжья. Большая часть из этих «структурных барьеров» в действительности является гидрогеологическими окнами, в пределах которых происходит в зависимости от гипсометрии выходов водоносных толщ разгрузка или питание глубинных водоносных горизонтов, что доказывается приведенными ниже данными В. А. Кротовой [32].

Весьма интересные заключения можно сделать из сопоставления гидрогеологических карт и региональных профилей, составленных В. А. Кротовой (один из этих профилей дан на рис. 20). Они отчетливо показывают, что на фоне закономерного увеличения общей минерализации пластовых вод сверху вниз, включая отложения карбона и девона, на некоторых площадях встречаются существенные погружения или подъемы поверхностной равной минерализации.

Эти «аномальные» участки приурочены чаще всего к структурным поднятиям. Такие структуры, как Байтуганская, Тепловская, Кикинская, характеризуются опусканием поверхностей равной минерализации. Наоборот, структуры Марпосадская, ряд площадей на Жигулевском валу, Чапаевская (в Саратовском Заволжье) имеют заметный подъем поверхностей равной минерализации, иногда составляющий сотни метров над средним



уровнем. Имеются структуры нейтральные. Совершенно несомненно, что указанные соотношения определяются степенью раскрытости той или иной структуры и ее гипсометрией.

Структуры, в которых отсутствуют водонепроницаемые слои перми и мезозоя, в тех случаях, когда выходы известняков карбона или нижней перми расположены в долинах рек, характеризуются подъемом минерализованных вод — это местные очаги разгрузки. Часто здесь имеются даже и минеральные источники — Усольские в долине Волги у Жигулей, Чапаевские, Сергиевские, Ижевские и т. д. На этих структурах линии равной минерализации глубинных вод приподняты, выпуклы.

Раскрытые структуры, в пределах которых выходы водопроницаемых пород располагаются на относительно высоких гипсометрических отметках, являются участками питания подземных вод, и они относительно опреснены, на них линии равной минерализации опущены, вогнуты.

При этом следует иметь в виду, что чисто местные условия, меняющиеся с течением времени, не говоря уже о тектонических движениях, могут резко изменить характер той или иной структуры (гидрогеологического окна). Если, например, структура типа Тепловской, расположенная на Приволжской возвышенности, в настоящее время является областью питания для карбонových водоносных горизонтов, то в том случае, если Волга в процессе размыва правого берега достигла бы подобной структуры, последняя стала бы за очень короткий промежуток времени участком разгрузки.

В некоторых раскрытых структурах за счет местных различий отметок рельефа, распространения трещиноватости, карста и т. д. могут быть случаи довольно прихотливого внедрения поверхностных вод на глубину и соседнего с ним подъема глубинных вод на дневную поверхность.

С этими местными отклонениями и возможностью изменения гидрогеологических условий во времени, конечно, нужно считаться при изучении газового режима отдельных структур и водоносных горизонтов.

Следует отметить, что многие гидрогеологи, рассматривая вопросы питания и разгрузки глубинных вод, указывают, что области структурных поднятий являются областями питания, а области прогибания (синеклизы) областями разгрузки. Мы такое представление считаем слишком упрощенным. Областями разгрузки могут быть только те синеклизы, которые характеризуются прямой связью с глубокими бассейнами (морями), наличием внутренних раскрытых структур или разломов, гипсометрически низко расположенных (например, соляные купола Прикаспийской впадины). В противном случае синеклизы могут быть скорее областями питания (за счет выжимания реликтовой воды) или областями, через которые происходит переток глубин-

ных вод между раскрытыми структурами, расположенными по разные стороны синеклизы и имеющими разные высоты.

Т. П. Афанасьев и А. И. Силин-Бектурин сделали попытки проанализировать палеогидрогеологические условия Среднего Поволжья, начиная с девона до наших дней.

В высказываниях этих авторов имеется много интересных положений, однако история, изложенная ими, не может считаться ни достаточно полной, ни правильной во всех деталях. Главными затруднениями для решения вопросов палеогидрогеологии с нашей точки зрения являются трудность количественной оценки движения вод и отсутствие определенных данных о гипсометрии выходов водоносных пластов в различные геологические периоды. Кроме того, палеогидрогеологические построения указанных авторов носят слишком общий характер; из-за недостатка данных ими не учитывается влияние локальных структур и неровностей рельефа, а эти частности, по-видимому, нередко определяют важные стороны всего процесса.

Т. П. Афанасьев указывает, что одной из важнейших областей питания для рассматриваемой территории является Аладырский вал, который возвышался над морем, начиная с перми и до юры (более 75 млн. лет). Он считает, что пресные воды Алатырского вала двигались в это время с запада на восток и разгружались где-то в Предуральской синеклизе.

Однако если мы вспомним, что в пермское и триасовое время Урал был возвышенной страной, то скорее можем предположить, что весь Предуральский артезианский бассейн того времени имел область питания в предгорьях Урала, а Алатырский вал был областью разгрузки для этого бассейна, т. е. там наблюдался подъем минерализованных вод, текущих с востока на запад.

К сожалению, материалов для палеогидрогеологических построений очень мало и едва ли они будут когда-либо произведены с большей детальностью.

Заметим, что без изучения растворенных газов определение условий движения глубинных вод особенно трудно и едва ли вообще возможно.

Современные условия движения глубинных вод, конечно, гораздо яснее, и представления большинства гидрогеологов по этому вопросу в главных своих чертах совпадают.

Т. П. Афанасьев [1], указывая на наличие довольно многочисленных минеральных источников в долинах Волги и Камы, отмечает, что их видимые дебиты составляют только небольшую часть общего глубинного потока. Это доказано, например, для Усольских источников многочисленными скважинами, пробуренными на Куйбышевском гидроузле, которые показали, что глубинные соляные воды разгружаются здесь, кроме источников, в аллювий переуглубленной долины Волги.

Аналогичное положение наблюдается в долине Камы вблизи устья Ижа, а также в низовьях Белой.

Учитывая эти данные, Т. П. Афанасьев пишет: «Долины Волги и Камы, как это подтверждено данными величин пьезометров глубоких скважин, являются выдающимися дренами, оказывающими влияние даже на наиболее глубокие горизонты девона и карбона».

Учитывая глубину и большую древность заложения долины Волги и Камы, мы должны прийти к заключению, что положение этой долины должно сильно влиять на региональные гидрогеологические условия, а следовательно, и на геохимические условия существования нефтяных и газовых залежей Поволжья.

Выше мы отмечали, что некоторые гидрогеологи [1 и др.] считают, что многие синеклизы и, в частности, Предуральский прогиб являются областями, куда стекают воды с прилегающих валов. Эти исследователи предполагают, что на краях прогиба движение вод имеет широтное направление, а далее воды направляются вдоль оси прогиба к северу и к югу. Такое предположение о смене направления движения вод и о наличии субмеридионального потока вод в Предуральском прогибе подтверждается данными по нефтяным месторождениям Ромашкино, Туймазы и Шкапово, где намечается наклон водо-нефтяного контакта с северо-запада на юго-восток, что соответствует движению пластовых вод в этом направлении. Данные по этим месторождениям не являются абсолютно точными, так как различия отметок контакта нефть — вода очень невелики (они близки к значениям погрешностей замеров) и, кроме того, здесь не везде изучено влияние на высотное наложение контакта нефть — вода капиллярных сил, связанных с различием литологии продуктивных песчаных горизонтов [13]. Все же наличие современного меридионального движения вод в девонских отложениях в районе западной Башкирии весьма вероятно, но это никак не может служить доказательством наличия постоянного древнего потока вод в девонских и каменноугольных отложениях вдоль Предуральского прогиба. Несомненно, что вблизи гидрогеологических окон движение вод на небольшой сравнительно площади, обусловленное местными временными условиями, может резко отличаться от регионального движения. Как правило, вблизи гидрогеологического окна движение вод должно быть радиальным. Весьма вероятно, например, что Жигулевские дислокации, где наибольший размах движений, как известно, был в плиocene, с этого времени являются областью разгрузки подземных вод для большой территории.

Таким образом, мы полагаем, что наблюдающийся в настоящее время поток девонских вод с севера на юг (или точнее с северо-запада на юго-восток) существует в Западной Башкирии и Восточной Татарии только с недавнего времени и не является региональным.

Вместе с тем для нас несомненно, что общие орографические и геологические условия западного Приуралья, изложенные выше, должны были в течение длительного периода времени определять основное широтное движение глубинных вод с востока на запад. Основное течение артезианских вод в области, прилегающей к меридиональному хребту, конечно, должно быть широтное. Никто из перечисленных выше гидрогеологов не показал, куда именно может стекать вода вдоль Предуральского прогиба.

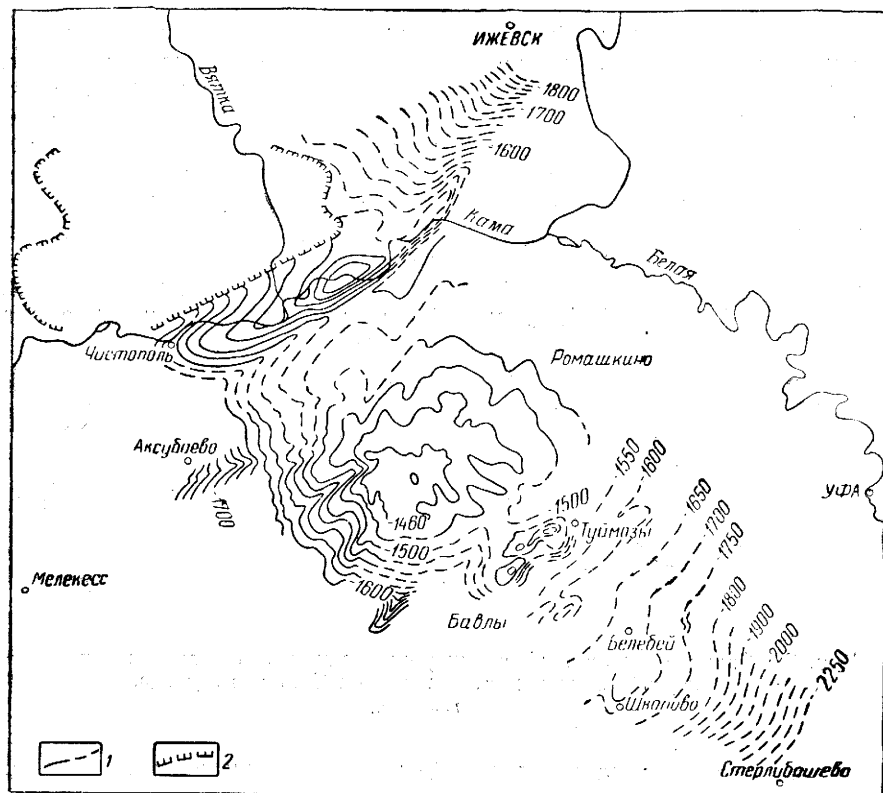
Как мы указывали выше в последнее время местные меридиональные потоки в Татарии и северной части Куйбышевской области могли быть обусловлены разгрузкой в районе Самарской Луки, но постоянный древний региональный поток мог бы быть меридиональным только в том случае, если бы на севере или юге прогиба были глубокие морские бассейны типа Черного моря, но никто не показал, что такие впадины были в Приуралье.

Интересно рассмотреть соотношения, наблюдающиеся на крупнейших нефтяных месторождениях Татарского свода: Ромашкино, Туймазы, Бавлы, Белебей и Шкапово.

Выше мы отмечали, что наиболее вероятным и основным процессом, обусловившим образование этих месторождений, была дальняя струйная пластовая миграция нефти с востока со стороны Уральской геосинклинали и Предуральского прогиба. Если рассматривать современный тектонический план (палеотектонических построений мы не имеем), то струйный поток должен был проходить по юго-восточной периклинали Татарского свода, как это видно из рис. 21, являющегося копией карты А. И. Клещева [28], по направлению Стерлибашево—Шкапово—Белебей—Туймазы—Бавлы—Ромашкино. Может быть, имелся еще дополнительный подток нефти и непосредственно с востока; это не изменяет принципиального положения. При этом потоке нефть, если она достигла Ромашкина, должна была «до краев» заполнить попутные структурные ловушки: Шкапово, Белебей, Бавлы и Туймазы. Крайняя же Ромашкинская структура, приуроченная к наиболее приподнятой части Татарского свода и имеющая грандиозные размеры, заполнилась частично, настолько, насколько хватило нефти. Имеющиеся данные подтверждают это положение.

В табл. 6 мы приводим данные Ю. П. Гаттенбергера о положении водо-нефтяного контакта по названным месторождениям.

При сопоставлении табл. 6 с картой А. И. Клещева видно, что высота контакта нефть—вода в каждом из этих месторождений очень близка к отметке прогиба, разделяющего соответствующие структуры. Следует иметь в виду, что кровля пласта  $D_1$  почти совпадает с кровлей пашийской свиты. Интересно отметить, что средние отметки контакта нефть—вода в Туймазин-



### Таблица 6

Месторождение	Абсолютные отметки, м		Раз- ность, м	Сред- нее, м	Примечание
	от	до			
Ромашкино . . . . .	—1484	—1492	8	—1488	Наклон с ССВ на ЮЮЗ
Туймазы . . . . .	—1485	—1493	8	—1489	Наклон с СЗ на ЮВ
Бавлы . . . . .	—1485	—1490,8	6	—1488	Наклон с ССЗ на ЮЮВ
Белебей (Аксаково)	—	—	—	—1668	Вопрос о наклоне не изучен
Шкапово . . . . .	—1697	—1704	7	—1700	Наклон с ССЗ на ЮЮВ

ском, Бавлинском и Ромашкинском месторождениях совпадают с точностью до 1 м. Такое совпадение, конечно, нельзя считать случайностью; несомненно, оно объясняется общностью процессов формирования.

Мы хотим, однако, обратить внимание на одну интересную особенность: при близости отметок контактов месторождений к высоте структурного порога и также при близости средних значений отметок контакта в трех крайних месторождениях, во всех их наблюдается наклон контакта с севера на юг (с некоторыми отклонениями). Таким образом, контакт нефть — вода в северной части Туймазинской площади на 7—8 м выше, чем

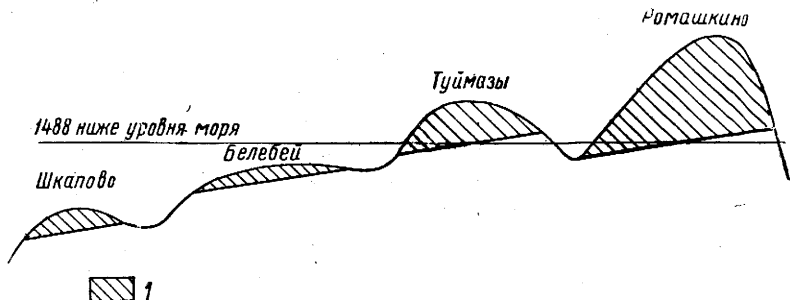


Рис. 22. Схема соотношений структурных порогов и положений контактов нефть — вода в месторождениях Татарского свода.

1 — нефть.

тот же контакт на прилегающем южном конце Ромашкинской площади. Мы должны заметить, что по понятным причинам седловины между месторождениями детально не разбурены, и поэтому у нас нет совершенно точных данных о соотношении залежей и глубине разделяющих прогибов. Указанные соотношения схематически изображены на рис. 22. Эти соотношения легче всего объяснить, исходя из предположения, что первоначально контакты нефть — вода были близки к горизонтальному и практически во всех трех крайних структурах был общий контакт и контур нефтеносности. Затем под влиянием изменения гидрогеологических условий — изменения направления движения пластовых вод девона — контакт нефть — вода наклонился на юг и при этом, видимо, некоторое количество нефти даже перетекло из Ромашкина в Туймазы.

Изменение направления падения пьезометрических напоров (направления движения вод) против того, которое было во время образования месторождений, доказывается тем обстоятельством, что, как видно из рис. 22, на современном этапе существования месторождений переток нефти с юга-востока на северо-запад из-за структурно-гидродинамических условий не мог иметь места, хотя образование самих месторождений, несомненно, произошло за счет потока нефти именно с юга-востока.

Для понимания геохимии и условий формирования нефтегазовых месторождений Волго-Уральской области, а также влияния на них региональной гидрогеологии интересно рассмотреть соответствующие данные по районам, располагающимся к северу и к югу от рассмотренной нами области Среднего Поволжья. Известно, что нефтегазовые месторождения распространяются далеко в обе стороны, но их характеристика существенно изменяется.

В Татарии и Башкирии в девоне и карбоне имеются только нефтяные месторождения. Количество газов, растворенных в нефти, везде настолько мало по отношению к нефти, что здесь нет не только чисто газовых залежей, но нет даже и газовых шапок. Ничтожные газовые залежи в пермских отложениях Туймазов и рассмотренные выше азотные месторождения только подтверждают это положение, ибо они образуются на небольших глубинах, где имеются относительно малые пластовые давления и общая окислительная обстановка.

В направлении как к северу, так и к югу от Среднего Поволжья относительная газонасыщенность увеличивается. В Пермской области появляются газовые шапки, а в южной части Коми АССР (Ижемском районе), как известно, в большинстве месторождений запасы газа превышают запасы нефти. Имеются здесь и чисто газовые месторождения.

В первой главе мы указывали причины такого повышения газонасыщенности Тимано-Печорского района, связывая его с дифференциацией нефти и газа в процессе струйной дальней миграции углеводородов на участках относительно малого пластового давления, где газ выделился в газовую фазу.

Интересно отметить, что в этом направлении изменяется геохимическая характеристика газов, сопутствующих нефти. Это изменение сказывается в уменьшении упругости биогенного азота, которая в известных месторождениях Ухто-Ижемского района не превышает 10 *ата*, тогда как в Татарии и Башкирии, как указывалось выше, она около 50 *ата*.

Существенное изменение химического состава газов наблюдается в пределах самого Тимано-Печорского района. Это видно из прилагаемой табл. 7 анализов газов, составленной химиком ЦНИЛ Ухткомбината В. А. Евдокимовым.

В табл. 7 месторождения расположены с юго-востока на северо-запад, а пласты снизу вверх. Содержание тяжелых углеводородов увеличивается снизу вверх. В юго-восточных месторождениях газы характеризуются довольно высоким содержанием тяжелых углеводородов, а азот достигает 13% и это в основном биогенный азот. На северо-запад содержание этих компонентов уменьшается. Еще далее на северо-запад в месторождениях Чибью, Ярега, Чуть, которые не вошли в сводку В. А. Евдокимова, в собственно Ухтинском районе газы характеризуются уже совсем малым количеством тяжелых углеводоро-

## Характеристика газов, сопутствующих нефти Тимано-Печорского района

Месторождение	Пласт	CH <sub>4</sub>	Сумма C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> + выс- шие угле- водороды	N <sub>2</sub> + инертные газы
Нижняя Омра . . . . .	III	85,1	2,3	12,5
Нибель . . . . .		87,5	1,5	11,0
Вой-Вож . . . . .		88,2	0,9	10,5
Седь-Иоль . . . . .		89,8	1,2	9,0
Седь-Иоль . . . . .	II	88,6	2,4	9,0
Куш-Кодж . . . . .		91,4	0,4	8,0
Нямедь . . . . .		94,0	0,3	5,7
Нижняя Омра . . . . .	Iв	83,5	6,5	10,1
Верхняя Омра . . . . .		85,4	4,5	10,1
Нибель . . . . .		85,3	4,8	9,9
Вой-Вож . . . . .		85,8	4,7	9,5
Нижняя Омра . . . . .	Iб	85,3	7,0	7,7
Верхняя Омра . . . . .		84,5	5,7	9,7
Нибель . . . . .		85,0	5,2	9,8
Вой-Вож . . . . .		85,9	4,6	9,5
Куш-Кодж . . . . .		92,4	0,5	7,1
Нижняя Омра . . . . .	Iа	85,6	6,9	7,4
Нибель . . . . .		85,0	6,0	9,0
Вой-Вож . . . . .		85,6	3,9	10,5
Нямедь . . . . .		87,9	0,8	11,0

дов и азота, содержание которых снижается до 1—2%. При этом, судя по содержанию аргона, биогенный азот практически совсем исчезает.

При рассмотрении газов различных районов следует иметь в виду, что сопоставлять анализы газов, растворенных в нефти, непосредственно с анализами газов чисто газовых месторождений и газов газовых шапок нельзя, ибо, как известно, вследствие различных коэффициентов растворимости компонентов составы газов, находящихся в растворе в нефти, контактирующей с ней газовой шапке и в краевых водах, резко различны. Для сопоставления (хотя и не вполне точного) правильнее взять первые фракции газов, выделившихся из нефти при ступенчатом разгазировании. Мы привели в последней графе табл. 5 анализ газа



Ромашкинского месторождения, выделенного из нефти при давлении 58 ат.

Сопоставляя этот анализ с анализами газов Верхне-Ижемского района Коми АССР, данных в табл. 7, видим, что при общем сходстве состава газы Башкирии содержат существенно большее количество азота. Это увеличение общего содержания азота происходит за счет более высокого содержания в газах Татарии и Башкирии биогенного азота.

На северо-восточном склоне Тимана в Ухто-Ижемском районе совершенно неизвестны азотные месторождения. Их отсутствие определяется, по-видимому, несколькими причинами: относительно меньшим количеством биогенного азота, меньшей общей упругостью азота. Некоторое значение, видимо, имело и то обстоятельство, что здесь отсутствуют пермские отложения с широким развитием гипсов и ангидритов. Последние в Среднем Поволжье, помимо создания условий для подземного окисления углеводородов, являлись еще газоводонепроницаемой крышкой и, несомненно, по этой причине оказывали и оказывают существенное влияние на характер и распространение газовых залежей в пермских и верхнекаменноугольных отложениях, о чем в свое время говорил еще А. Б. Ронов [46].

Итак, месторождения Ухто-Ижемского нефтегазоносного района отличаются от месторождений более южных районов следующими особенностями: 1) относительно большей газонасыщенностью; 2) меньшей общей упругостью азота; 3) меньшим содержанием биогенного азота; 4) отсутствием азотных залежей.

Отложим попытку объяснить эти особенности до рассмотрения южных районов Волго-Уральской области, к которому и перейдем.

Нефтегазоносность девона и карбона Куйбышевской области по показателям, рассматриваемым в настоящей работе, не отличается существенно от нефтегазоносности более северных районов, если не считать условий нахождения нефтяных месторождений Самаро-Лукского вала, где нефть внедрилась к западу и месторождения оказались расположенными на правом берегу Волги.

Нефтегазоносность пермских отложений Куйбышевской и Оренбургской областей довольно значительно отличается от нефтегазоносности более северных районов. Здесь отмечается значительно большая газонасыщенность. Доля воздушного азота во многих пермских газовых и нефте-газовых месторождениях Куйбышевско-Бугурусланского района такова же, как в Татарии и Башкирии, составляя от 9 до 25% от общего содержания азота. Однако в некоторых случаях она возрастает до 34%. Чисто азотных залежей здесь неизвестно, хотя суммарная упругость азота в некоторых месторождениях достигает 20 ата.

Содержание тяжелых углеводородов в пермских отложениях Куйбышевско-Бугурусланского района обычно не превышает 20—30 %, что заметно меньше, чем в девоне и карбоне, где содержание их такое же, как в Татарии и Башкирии, иногда превышает 50 %.

Причинами, обусловившими высокое нефтегазонасыщение пермских отложений Куйбышевско-Бугурусланского района, являются наличие плотной покрышки пермских хемогенных пород [46, 44] и общие благоприятные условия вертикальной и пластовой миграции нефти и газа, о чем мы говорили выше.

Саратовско-Сталинградский нефтегазоносный район существенно отличается от более северных районов. Отложения карбона здесь характеризуются относительно гораздо более высокой газонасыщенностью. Суммарные запасы газа известных нефтегазовых и чисто газовых месторождений карбона Саратовской и Сталинградской областей в пересчете на вес близки к запасам нефти, а может быть, даже и превышают их.

Геохимическая характеристика газов также существенно отлична. Биогенный азот здесь почти отсутствует. Отношение тяжелых углеводородов к метану значительно меньше, чем в месторождениях Татарии. В газах карбона Елшанки и других соседних месторождений суммарное содержание тяжелых углеводородов обычно меньше 10 %. Постепенно на юг уменьшается содержание гелия.

При этом следует отметить весьма четко выраженную закономерность постепенного изменения газов по площади и с глубиной.

Как известно, месторождения Саратовской и Сталинградской областей, расположенные на правом берегу Волги, являются многопластовыми. Число отдельных продуктивных пластов, приуроченных к карбону и девону, достигает 10 и даже 15.

Верхние пласты содержат чисто газовые залежи, более глубоко расположены нефтегазовые залежи с большими газовыми шапками, а еще более глубокие (девонские) пласты содержат нефтяные залежи только с растворенным газом. Закономерно изменяется и состав газов: чем глубже газонасыщенный горизонт, тем выше содержание тяжелых углеводородов.

Соответствующие сопоставления химического состава газа различных горизонтов и месторождений мы приводили уже выше (стр. 35—37). В южном направлении заметно уменьшается содержание тяжелых углеводородов (за счет возрастания метана), азота и гелия.

Содержание биогенного азота ничтожно, и общая упругость азота в месторождениях Саратовско-Сталинградского района не превышает 3—4 ата, уменьшаясь к югу.

Мы видим, что геохимическая характеристика нефтегазонасыщенности вообще и газовой составляющей, в частности, по Саратовско-Сталинградскому району не только закономерно изме-

няется, но и оказывается резко отличной от характеристики Куйбышевской области, Татарии и Башкирии.

Из приведенных данных видно, что изменение нефтегазоносности к югу от Татарии сходно с изменением нефтегазоносности в северном направлении в отношении содержания азота и соотношения газа и нефти, но изменение характера нефтегазоносности к югу более резко выражено. Однако изменение гелиеносности на севере противоположно южным районам.

Теоретически изменение нефтегазоносности может быть объяснено следующими причинами:

- 1) изменением состава исходного органического вещества;
- 2) изменением условий превращения исходного вещества в нефть в пределах самых нефтематеринских свит;
- 3) смещением нефти и газа, поступающих из различных источников;
- 4) изменением и дифференциацией нефти и газа в процессе миграции;
- 5) изменением физико-химических условий нахождения нефтегазовых залежей, например изменением температуры и давления, с чем связываются проявления, в частности, явлений газоконденсатности;
- 6) изменением нефтегазовых скоплений под влиянием различной геохимической и, в частности, гидрогеологической обстановки в районах их залегания.

Естественно, что наличие той или иной причины не исключает возможности влияния другой. Более того, в большинстве случаев, по-видимому, геохимическая характеристика нефтяных месторождений обуславливается сочетанием всех шести перечисленных причин. Однако нет сомнения, что в некоторых случаях доминирующей причиной региональной изменчивости является только одна или две.

Если мы обратимся к Волго-Уральской области, то должны будем сказать, что влияние первых трех причин в настоящее время для нас неясно. Однако есть основания думать, что не они обусловили указанные выше региональные изменения нефтегазоносности. В самом деле, если бы имело значение изменение состава исходного вещества или условий нефтегазообразования, то естественно было бы видеть изменение геохимической характеристики нефтегазоносности с юга на север в пределах всей Волго-Уральской области, от Сталинграда до Печоры, однако фактически мы наблюдаем сходство крайнего севера и крайнего юга при существенном отличии промежуточного района.

Несомненно, в процессе миграции происходит качественное изменение нефтей и газа и их дифференциация.

Кроме того, на изменение химического состава газов существенно влияют и определенные гидрогеологические закономерности.

Важно отметить, что в Тимано-Печорском районе незаметны проявления современного течения процессов подземного окисления углеводородов под влиянием процессов десульфатизации — нет газов, содержащих сероводород, нет газов, имеющих повышенное содержание углекислоты. Не отмечается также и наличие газовых скоплений с повышенным содержанием азота. Причина этого заключается в том, что воды продуктивных пластов здесь почти полностью лишены сульфатов.

Региональная гидрогеология Ухто-Ижемского района до сих пор изучена недостаточно, у нас нет данных о распространении и упругости растворенных газов в отложениях девона и карбона, недостаточно ясно для нас и то, какие причины обусловили почти полное отсутствие притока сульфатов в продуктивные горизонты, несмотря на наличие в девонских отложениях гипсоносных свит. Поэтому окончательных выводов о течении и развитии здесь процессов подземного окисления мы сделать не можем. Важно подчеркнуть, что газовые месторождения рассматриваемого района характеризуются относительно высоким содержанием гелия и значительным возрастом, определенным по соотношению гелия и аргона (от 100 до 220 млн. лет). Эти обстоятельства говорят все же о затрудненном водообмене, что само по себе может обусловить относительную замедленность процесса подземного окисления углеводородов. Можно напомнить, что основные продуктивные горизонты девона перекрыты мощной, хорошо выдержанной толщей пластичных ветласянских глин, которая отделяет их от вышележащих гипсоносных отложений девона.

Подземное окисление углеводородов может идти по двум принципиально различным линиям: окисление сульфатами и кислородом воздуха, растворенного в водах, проникающих непосредственно с дневной поверхности. В первом случае окисление может быть весьма интенсивным даже без существенного притока вод — за счет сульфатов вмещающих пород. Во втором случае окисление может происходить интенсивно только при значительном притоке поверхностных вод. Геохимическая обстановка и результаты этого и другого процесса существенно различны. Теоретически при процессе окисления сульфатами образуется сероводород (и затем при соответствующих условиях самородная сера), сохраняется или даже увеличивается концентрация азота и биогенного азота особенно (за счет разложения нефти, нитратов), существенно увеличивается содержание гелия.

Наоборот, при окислении нефте-газовых скоплений водами, несущими свободный кислород, не будет образовываться сероводород, содержание биогенного азота будет убывать за счет промывания и интенсивного притока воздушного азота.

Содержание гелия должно уменьшаться или, если и расти, то незначительно, не пропорционально количеству уничтожен-

ных углеводов. Различия микробиологических процессов должны обусловить различие процессов преобразования углеводов. У нас нет в этом отношении совершенно определенных теоретических или лабораторных данных. Однако само изменение характеристики нефте-газовых месторождений по площади в сопоставлении с гидрогеологическими условиями позволяет высказать предположение, что в условиях воздействия на нефте-газовые месторождения поверхностных вод чаще всего идет процесс уменьшения тяжелых углеводов и увеличение количества метана. Возможно, что количество метана увеличивается за счет образования его из более тяжелых углеводов, а может быть, это только относительное обогащение метаном, связанное с преимущественным уничтожением тяжелых углеводов.

Известно, что метан наиболее химически (и биохимически) стойкий из углеводов, поэтому такое обогащение метаном кажется вполне вероятным.

В одной из последних и наиболее серьезных работ, посвященных вопросам изменения нефтей в земной коре [7], Н. Б. Вассоевич и Г. А. Амосов указывают, что диспропорционирование (перераспределение) водорода в нефтях характерно для зоны катагенеза. Именно здесь на больших глубинах без влияния поверхностных факторов происходит увеличение процентного содержания легких компонентов нефти и метанизации ее. Те же авторы указывают, что в зоне гипергенеза нефти становятся более тяжелыми. Вообще говоря, эти данные Н. Б. Вассоевича и Г. А. Амосова совершенно справедливы и в большинстве районов они подтверждаются, но в некоторых случаях, возможно, именно в зоне гипергенеза имеет место и противоположное изменение нефтей или вернее не нефтей, а газовой составляющей нефтей, т. е. некоторое их облегчение и увеличение процентного содержания метана за счет уничтожения более тяжелых углеводов под влиянием соответствующих бактериальных процессов. С нашей точки зрения этот вопрос подлежит специальному исследованию. В некоторых случаях возможно «облегчение» не только газовой составляющей, но и самих нефтей.

П. Л. Андреевский, специально занимавшийся вопросом бактериальной обработки нефтяных пластов, указывает на следующие моменты. Энергетические и термодинамические расчеты показывают, что с увеличением молекулярного веса углеводов растет легкость усвоения их бактериями, а вместе с тем увеличивается и число видов бактерий, окисляющих углеводы.

Учитывая незначительность содержания азотистых соединений в пластовых водах, следует считать, что микроорганизмы нефтеносных пластов должны использовать азотсодержащие компоненты нефти для получения азота, жизненно важного для

образования протоплазмы. Основное количество азотсодержащих компонентов нефти находится в смолистой ее части, следовательно, усвоение микроорганизмами «нефтяного» азота должно привести к разрушению азотных мостиков в смолах и к распаду смол на составные части.

Опыты, произведенные П. А. Андреевским с образцами ухтинской нефти, показали, что под влиянием бактериальной обработки удельный вес нефти обычно уменьшается, но автор подчеркивает большую зависимость изменения состава и свойств нефти от условий и длительности бактериальной ее обработки.

Следует учесть, что процессы подземного окисления и преобразования углеводородов могут быть многообразны.

В частности, могут одновременно воздействовать сульфаты и кислород, также другие окислители (нитраты, окислы железа и т. д.), наконец, накладываться физико-химические факторы метаморфизма нефтей. Поэтому в некоторых случаях мы можем иметь довольно сложную картину. Однако в рассматриваемом нами районе, по-видимому, основное значение имеет воздействие указанных выше окислительных гидрогеологических факторов, ибо региональное изменение этих факторов соответствует региональному изменению нефтегазоносности. В настоящее время вопросы изменения химического состава нефтей и углеводородных газов под влиянием бактериальных процессов и различий гидрогеологических факторов настолько слабо изучены, что все изложенное выше мы указали только в порядке постановки вопроса.

Мы полагаем, что вопросы эти настолько важны и с точки зрения выяснения общих закономерностей геохимии и генезиса нефти и природных газов и с точки зрения установления перспектив нефтегазоносности новых районов, что они заслуживают углубленного исследования.

На северо-восточном склоне юго-восточного Тимана неизвестно азотных газовых залежей; это связано с тем, что региональное движение подземных вод здесь наблюдается не с востока на запад, как в Среднем Приуралье, а с запада, со стороны Тимана. Здесь создается геохимическая обстановка, приводящая к понижению упругости биогенного азота, и нет условий для подъема из глубины вод, насыщенных азотом.

К этому вопросу мы еще вернемся после рассмотрения данных по Саратовско-Сталинградскому району.

Выше мы уже дали общую характеристику газо-нефтеносности Саратовско-Сталинградского района и изменений газо-нефтеносности по вертикали и на площади. К сожалению, наши данные по существу ограничиваются только правобережьем Волги, так как на левобережье разведка только сейчас начинает развертываться.

Мы уже указывали, что в настоящее время большинство гео-

логов считает, что газовые и нефтяные месторождения Доно-Медведицкого вала и Саратовских дислокаций связаны с подтоком углеводородов с востока, со стороны Прикаспийской депрессии. Уральская геосинклиналь, расположенная так далеко от Саратова и Сталинграда и отделенная от них Прикаспийской депрессией, вероятно, не имела прямого отношения к газонефтеносности правобережья Волги; впрочем, фактических данных для решения этого вопроса почти нет.

Как бы то ни было, можно предполагать, что различная характеристика нефтегазоносности нижнего Поволжья и Среднего Поволжья в какой-то степени связана с различными процессами нефтегазообразования и миграции в собственно Уральской геосинклинали и в Прикаспийской депрессии.

Мы должны, однако, подчеркнуть, что никаких определенных данных по вопросу о характере этих различий и о влиянии их на процессы нефтегазообразования у нас в настоящее время нет. Можно высказать предположение, что повышенная газоносность карбона южной части Доно-Медведицкого вала объясняется проникновением в нее газов из угленосных отложений Донецкого бассейна, где в процессе углефикации образовывались громадные количества метана. Но характер сочленения Донбасса и Доно-Медведицкого вала до настоящего времени остается не изученным. Не изучены достаточно и процессы выделения и миграции газов каменноугольных пластов. Поэтому это высказывание можно считать только предположением, подлежащим проверке и уточнению. Вместе с тем у нас имеются совершенно определенные данные об отличии региональных гидрогеологических условий Доно-Медведицкого вала и Саратовских дислокаций от гидрогеологии Татарии, Башкирии, а также Куйбышевской области.

Выше мы указывали, что региональное движение глубинных вод в этом последнем районе (на левом берегу Среднего Поволжья) является весьма медленным и направлено с востока на запад, имея область разгрузки и восходящего движения в долине Волги, Камы, Вятки.

Совершенно иная картина наблюдается в пределах Саратовско-Сталинградского нефте-газового района. Мы говорим о правобережье (см. рис. 18). Областью разгрузки и здесь является долина Волги (точнее говоря, не только Волга, но и низменное Заволжье), но она расположена не к западу, а к востоку от разведанного в настоящее время нефтегазосного района. Областью питания является Среднерусская возвышенность (восточные части Воронежского свода), а кроме того, и сама Приволжская возвышенность.

Доказательством этих положений являются не только общие соображения, но и карты гидроизопьез и минерализации водоносных горизонтов девона и карбона, составленные И. К. Зерчаниновым [21] по данным глубокого бурения Саратовнефти

и Сталинграднефтегазразведки. Фактических данных по гидрогеологии этого района очень мало, но имеющийся материал не позволяет сомневаться в региональных закономерностях и, в частности, в уменьшении пьезометрических напоров водоносных горизонтов с запада на восток к долине Волги или, точнее говоря, к низменному Заволжью. Такому падению напоров глубинных вод отвечает и наклон контактов газ—вода и нефть—вода в Линевском и Степновском месторождениях, где они явно наклонены на восток. По другим месторождениям у нас нет точных данных. Об общих условиях водообмена в палеозойских отложениях Русской платформы мы говорили уже выше.

В частности, проникновение поверхностных вод в отложения карбона в пределах Приволжской возвышенности доказывается постепенным закономерным увеличением минерализации вод с глубиной, установленным впервые для Елшанки И. Я. Пац. В последующем эта закономерность была подтверждена и на других структурах, причем оказалось, что различные стратиграфические горизонты, залегающие на одинаковых глубинах, имеют близкую минерализацию вод, тогда как один и тот же горизонт имеет тем большую минерализацию, чем на большей глубине он вскрыт.

Наличие области разгрузки в долине Волги (на левобережье) доказывается не только общими гидрогеологическими причинами [12], но и наличием в долине р. Кушум (левый приток Иргиза) многочисленных минеральных источников, приуроченных к выходам известняков верхнего карбона (Чапаевские минеральные источники).

Глубинный древний характер этих вод и связь их с нефтегазовыми горизонтами доказываются тем, что они, являясь сероводородными, содержат азот с весьма высоким содержанием гелия [64]. Выходы глубинных вод наблюдаются и на некоторых соляных куполах Заволжья (Эльтон).

Конфигурация гидроизопъез пластовых вод девона и карбона заставляет И. К. Зерчанинова [21] предполагать, что разгрузка этих водоносных горизонтов происходит в области борта Прикаспийской впадины, где уже давно намечается наличие глубоких разломов. Гидроизопъезы протягиваются параллельно этой зоне возможных разломов.

Сопоставляя эти данные, мы видим, что в пределах Татарии и Куйбышевской области региональное движение вод направлено в сторону миграции нефти и газа, всплывающих по тектоническому подъему слоев, тогда как в пределах правобережной (изученной) части Саратовско-Сталинградского района движение вод направлено навстречу миграции (струйному течению) нефти и газа. В результате геохимическая обстановка существования нефтегазовых месторождений в этих двух районах оказалась совершенно различной.



В Татарии нефте-газовые месторождения омываются глубинными водами, сформировавшимися в пределах нефтематеринских толщ, поднимающихся кверху. В Саратове и Сталинграде нефте-газовые залежи омываются нисходящими, сравнительно «свежими» водами, которые, конечно, воздействуют определенным образом на эти залежи.

Совершенно ясно, что гидрогеологические условия Саратовского и Сталинградского правобережья способствуют относительному уменьшению содержания гелия и уменьшению содержания биогенного азота вследствие прямого вымывания этих газов и уноса их на восток. В этих условиях существование азотных залежей к западу от нефтегазоносной области, конечно, невозможно.

Влияние указанной обстановки на углеводородную составляющую является по существу аналогичным с рассмотренным выше характером изменения нефтеносности в Ухто-Ижемском районе.

Если мы рассмотрим известные нефте-газовые месторождения Нижнего Поволжья, то увидим, что газы пластов и месторождений, находящихся под более активным воздействием «свежих» вод (верхние продуктивные горизонты и месторождения Арчединского района), характеризуются относительным возрастом содержания легких углеводородов, особенно метана, и уменьшением содержания тяжелых углеводородов. Специальными исследованиями желательно подтвердить это предположение об изменении смеси углеводородов под влиянием гидрогеологических (биохимических) условий, одновременно изучая и физико-химические процессы, могущие воздействовать на распределение и характеристику нефте-газовых месторождений рассматриваемого района. Несомненно также, что на изменении состава нефте-газовых скоплений по глубине как здесь, так и в Коми АССР сказывались процессы обратной конденсации в соответствии с принципами, изложенными В. П. Савченко [47].

Процессы дифференциального улавливания нефти и газа, явления ретроградной конденсации не должны сказываться на соотношении биогенного и воздушного азота, тогда как гидрогеологические условия непосредственно влияют на это соотношение. Поэтому там, где наблюдается различие в азотном коэффициенте (так же как и в содержании гелия), которое мы видим в Среднем и Нижнем Поволжье, естественнее всего ожидать существенного влияния различия гидрогеологических условий.

Несколько слов о распространенности биогенного азота вообще в нефтегазоносных отложениях. Если учесть данные о соотношении углерода и азота в животных и растительных организмах, то можно было бы думать, что в нефтяных и природных газах всегда должны содержаться относительно значительные количества биогенного азота. В действительности этого не наблюдается, и Волго-Уральская нефтеносная область является

одной из немногих, характеризующихся высоким содержанием биогенного азота.

Мы не можем в настоящее время привести какие-либо гипотезы о первоначальных этапах истории геохимических превращений биогенного азота в процессе нефтегазообразования; здесь мы остановились только на последних этапах геохимической истории биогенного азота (и углеводородов), но полагаем, что выяснение всего геохимического цикла азота в процессе нефтеобразования поможет выяснить важные стороны генезиса нефти вообще, как выяснение поведения азота на последних этапах помогает выяснить условия формирования и существования нефте-газовых месторождений.

Идея о необходимости изучения геохимии и баланса азота для познания вопросов генезиса нефти и вообще преобразования органического вещества широко распространена, однако изучение обычно проводилось недостаточно полно. В частности, почти не изучались процессы образования и баланса газообразного азота. Между тем исключение газообразного азота и азота, растворенного в подземных водах, из общего баланса кругооборота может исказить всю картину. Например, в одной из последних статей [35], приводится сопоставление нефтей девона, карбона и перми Волго-Уральской области по содержанию азота в дегазированных нефтях. Среднее содержание азота здесь составляет около 2 кг на 1 т нефти, между тем по данным А. А. Черепенникова в этих нефтях, кроме этих 2 кг азота, связанного в нефти, имеется до 14 кг биогенного, химически несвязанного азота, растворенного в нефти.

В настоящее время очень остро стоит вопрос о западной границе Волго-Уральской нефтеносной области.

Если считать, что основная масса нефти и газа мигрирует из пределов Уральской геосинклинали и Предуральяского прогиба на запад и при этом претерпевает изменения, то изучение газов, растворенных в глубинных водах, может существенно уточнить условия и границы миграции.

Районы, в пределах которых имеются воды, насыщенные углеводородно-азотными газами, являются наиболее благоприятными (см. рис. 19).

Районы и толщи, содержащие азотные биогенные газы без углеводородов, сами по себе не являются перспективными, но, возможно, располагаются сравнительно недалеко от нефтегазовых площадей или свит. Районы и свиты, содержащие только воздушные азотные газы, в условиях Среднего и Верхнего Поволжья являются весьма мало перспективными.

При оценке изучаемых районов, конечно, необходимо очень серьезное внимание обращать на современную тектонику и палеотектонику, ибо, как показывает пример Жигулевского вала, при определенных условиях нефтяные месторождения могут внедряться далеко за пределы основной области распространения.

В ближайшее время намечается бурение глубоких скважин по профилю Пермь — Вятка для изучения нефтегазоносности Вятского вала и прилегающих площадей. Если учесть все изложенное, то работы здесь надо организовать следующим порядком: в первую очередь начать бурение восточных скважин, расположенных в наиболее перспективном районе; в скважинах изучать гидрогеологию и геохимическую обстановку и соответственно вне зависимости от прямых показателей нефтегазоносности опробовать все основные пласты-коллекторы; определять пьезометрический напор пластовых вод, их минерализацию, а также состав и упругость растворенных газов.

При проведении тектонического изучения района необходимо не только провести сопоставление структурных форм горизонтов, залегающих на различных глубинах, но по возможности провести и палеотектонические построения.

### **ОБОБЩЕННЫЕ ДАННЫЕ О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЕТЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ ГИДРОГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ**

Детальное изучение геологии нефтяных и газовых месторождений, тщательное наблюдение за их разработкой и режимами, произведенные в последние годы, позволили установить, что миграция флюидов в земной коре, особенно по пластам-коллекторам, происходит на очень большие расстояния — в десятки и сотни километров.

Региональные гидрогеологические исследования, проведенные в пределах Русской платформы [1, 12, 21, 22, 32], показали с полной очевидностью, что воды даже самых глубоких горизонтов палеозоя находятся в состоянии регионального движения (в некоторых случаях очень медленного), захватывающего громадные площади; при этом миграция вод по пластам сочетается с вертикальным перемещением их, нормальным к напластованию. Как правило, относительно возвышенные площади являются областями питания, морские бассейны и долины крупных рек — областями разгрузки не только поверхностных, но и глубинных вод. При этом существенное значение имеют, однако, и локальные положительные структуры и зоны разломов, с которыми связаны гидрогеологические окна.

Региональные и вертикальные перемещения подземных вод, нефти и газов в сочетании со структурными и литологическими условиями и изменениями температуры и давления в пределах данных нефтегазоносных и артезианских бассейнов решающим образом сказываются на условиях формирования и существования нефтяных и газовых месторождений, определяя запасы отдельных месторождений, количественные соотношения газа и нефти в них, а также и химические особенности нефте-газовых залежей.

Рассматривая влияние регионального движения подземных вод, нефтей и газов на нефтегазоносность Волго-Уральской области, мы выяснили, что наблюдаются совершенно четкие региональные различия нефтегазоносности, выражающиеся в постепенных изменениях соотношений количества нефти и газа, химического состава газов (особенно процентного содержания биогенного азота, тяжелых углеводородов и гелия) как по площади, так и по вертикали, определенным образом увязывающиеся с региональной геологией и гидрогеологией.

Наиболее приближающимися к первичным являются нефти и газы девона Башкирии, Татарии и Куйбышевской области, приуроченные к глубоко залегающим отложениям с чрезвычайно медленным движением пластовых вод. Здесь наблюдается упругость газов, растворенных в нефтях, около 90 ат, в том числе упругость азота до 50 ат. Содержание, углеводородов в попутных газах девона иногда превышает 50% (объемн.). Чисто газовых залежей и газовых шапок здесь нет.

Характеристика нефтей и газов карбона Среднего Поволжья близка к характеристике девона, но местами заметно влияние более интенсивного водообмена и связанных с ним процессов подземного окисления пластовых вод сульфатами, что выражается в повышении удельного веса нефтей, в наличии нафтеновых кислот, сероводорода и т. д.

В направлении как к северу, так и к югу от центральных районов Волго-Уральской области наблюдается постепенное изменение нефтегазоносности девона и карбона: увеличивается относительное количество газа, появляются газовые шапки и чисто газовые месторождения, в газах уменьшается процентное содержание тяжелых углеводородов и биогенного азота вплоть до полного исчезновения этих компонентов. Эти изменения частично объясняются тем, что как в районе юго-восточного Тимана, так и на правобережье Саратовско-Сталинградского района одноименные девонские и каменноугольные отложения на многих структурах залегают на меньшей глубине, чем на структурах Татарии и Башкирии, с чем связаны меньшие пластовые давления и большее влияние поверхностных агентов. Некоторое значение имеет и более высокое давление насыщения, которое имеют газы Саратовско-Сталинградского района, так на Степновском месторождении фактически замеренное давление в девонских газовых залежах достигает 243 ат.

Вследствие струйного движения нефти с востока на запад и регионального подъема в этом направлении, также и соответствующего уменьшения при этом гидростатического давления газы выделяются в свободную фазу и при соответствующих структурных и литологических условиях происходит дифференциальное улавливание газа и нефти в различных ловушках.

Наряду с разделением нефти и газа под влиянием чисто физических причин на нефть воздействует изменяющаяся геохими-

ческая обстановка, связанная с региональным движением глубинных вод, причем последнее принципиально отлично для районов Среднего Поволжья, Нижнего Поволжья и Тимана (см. рис. 18, 19 и 23).

Для Среднего Поволжья как в настоящее время, так и в прежние геологические эпохи преобладало движение вод с востока на запад, из районов Уральской геосинклинали, Предуральского прогиба, предгорий Урала в сторону Волги, Камы и Вычегды. Долины этих рек являются современной областью разгрузки глубинных вод, что подтверждается наличием глубинных соленых источников. В начале мезозоя областью разгрузки, вероятно, были гидрогеологические окна, приуроченные к Алатырскому валу.

Формирование и существование нефте-газовых месторождений Среднего Поволжья происходили таким образом на фоне регионального движения на запад глубинных вод и струйных потоков углеводородов, поступающих из седиментационных нефтематеринских бассейнов Уральской геосинклинали и Предуральского прогиба.

Формирование и существование нефте-газовых месторождений Саратовско-Сталинградского района, расположенных на правом берегу Волги и на северо-восточном склоне южного Тимана, происходило и происходит в совершенно иных гидрогеологических условиях. Здесь струйное движение «всплывающих» углеводородов происходило так же, как и в среднем Поволжье, с востока на запад. Между тем движение вод направлено в противоположную сторону — с запада на восток, с Тимана в бассейн Печоры для севера и со Среднерусской и Приволжских возвышенностей в Прикаспийскую депрессию — в Нижнем Поволжье. Таким образом, нефте-газовые месторождения этих крайних участков Волго-Уральской области оказались расположенными на участках, где они омывались сравнительно «свежими» водами, поступающими навстречу направлению миграции углеводородов. Этот приток «свежих» вод обусловил как в северных, так и в южных районах Волго-Уральской области вымывание биогенного (безаргонного) азота, уменьшение содержания гелия и, по-видимому, вследствие специфических бактериальных процессов привел к относительному уменьшению тяжелых углеводородов в газовой составляющей и возрастанию содержания метана. Это последнее обстоятельство, так же как и мысль о том, что под влиянием «свежих» вод, активизирующих специфическую микробиологическую деятельность, может в некоторых, но, видимо, только редких случаях уменьшаться удельный вес нефти, является только предположением, обоснованность которого должна быть специально изучена.

Одним из доказательств наличия мощного регионального идущего с востока глубинного потока флюидов в Среднем Поволжье является наличие целого пояса азотных месторождений,

расположенных в долинах Вычегды, Вятки, Нижней Камы и Средней Волги, приуроченных к отложениям перми и верхнего карбона. Месторождения биогенного азота, несомненно, представляют передовой фронт потока вод, насыщенных углеводородно-азотными газами, в котором углеводороды вследствие внедрения в чуждую геохимическую область уничтожены подземным окислением.

Если естественной границей струйной миграции нефти и свободных газов с востока на запад должен быть структурный прогиб древнего заложения (Казанский), через который не может перейти струйный поток нефти или газов, то газы, растворенные в воде, свободно могут переходить вместе с пластовой водой через любые прогибы; для них границей распространения служит область разгрузки — восходящих движений глубинных вод.

На тех участках и в тех горизонтах, куда достигают мощные струйные потоки углеводородов, последние создают восстановительную атмосферу, имея возможность восстановить все окислители, могущие проникнуть на данный участок. Наоборот, воды, несущие только растворенные углеводородно-азотные газы, вследствие относительно небольшой концентрации углеводородов, попадая в окислительную обстановку, легко сами полностью теряют все свои углеводороды. Количество воды, поступившей с востока в область долины Волги и Вятки, можно (конечно, сугубо ориентировочно) рассчитать по запасам азотного газа, содержащегося в существующих здесь азотных залежах.

Запасы отдельных месторождений достигают 2—3 млрд. м<sup>3</sup>. Это показывает между прочим непосредственно, что за счет переноса газов в растворе в подземных водах могут действительно образовываться достаточно крупные газовые залежи.

Геохимическим показателем западной границы движения глубинных вод Предуралья является смена вод, насыщенных биогенным азотом с относительно небольшим содержанием гелия и аргона, водами, характеризующимися содержанием только воздушного азота с высоким содержанием гелия. Такие воды широко распространены в Верхнем Поволжье, в низовьях Вычегды и в бассейне Сухоны.

Естественно, что в Нижнем Поволжье и на восточном склоне Тимана не может быть пояса азотных месторождений, окаймляющего нефтегазоносную область, ибо, как мы отмечали, региональное движение вод здесь направлено с запада на восток.

Нарисованная нами картина общих региональных изменений характера нефтегазоносности Волго-Уральской области не охватывает всех вопросов и всех деталей, однако уже сейчас можно считать несомненным, что в пределах Волго-Уральской области имеются закономерные изменения многих показателей нефтегазоносности и они связаны со струйной миграцией нефти и газов с востока на запад (для Сталинградской области, возможно, и с юга), происходящей или происходившей на фоне определен-

ных регионально изменяющихся движений подземных вод. Наряду с этим, конечно, существенное значение для ряда горизонтов, особенно для относительно неглубоко залегающих отложений перми и карбона, имеют и процессы окисления нефти и углеводородных газов за счет местной циркуляции поверхностных вод.

Все приведенные данные хорошо увязываются с представлением об образовании нефти и газов в толще осадков Уральской геосинклинали и последующей миграцией их на запад в краевую зону Русской платформы [25].

Дальнейшее углубленное изучение этих закономерностей позволит уточнить перспективы нефтегазоносности отдельных районов и структур Волго-Уральской области и решить некоторые вопросы генезиса нефти и газов, а также и проблемы формирования и соотношения нефтяных и газовых месторождений.

### **НЕКОТОРЫЕ ДАННЫЕ О РАЗМЕЩЕНИИ И ХИМИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ НЕФТЕЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ**

Изложенные условия формирования нефте-газовых месторождений Волго-Уральской области установлены нами по данным изучения газонасности, в частности изменению химического состава свободных газов и газов, растворенных в нефтях и пластовых водах; также использованы нами и данные гидрогеологического анализа (регионального и локального).

Интересно сопоставить эти результаты с особенностями размещения и химической характеристикой нефтей. Эти сопоставления можно провести, опираясь на богатейший материал, опубликованный в трудах ВНИГРИ [44, 59].

Прежде всего мы должны отметить категорическое утверждение В. А. Успенского [59, стр. 125], что вся совокупность изменений нефтей в пределах Волго-Уральской области вполне соответствует представлению о том, что «основным фактором изменения свойств нефтей является анаэробное окисление их за счет восстановления сульфатов в водах, омывающих залежи».

В. А. Успенский отмечает, что на процессы подземного окисления накладываются явление фильтрации, условия подтока нефти из глубины и т. д., но основным все же является процесс подземного окисления.

Весьма интересно для нас также утверждение В. А. Успенского [59, стр. 127], что «основные особенности химического состава нефтей складываются не за счет узко локальных причин, а за счет регионально действующих причин... Решающим моментом является не в такой мере вещественный состав коллекторов, как возможность более или менее свободного доступа вод, богатых сульфатами».

Обратимся теперь к рассмотрению схемы изменения средних значений удельных весов нефти терригенной толщи нижнего кар-

бона в Волго-Уральской области, приведенной в книге Ю. А. Притула и др. [44] (см. рис. 23). На этой схеме отчетливо видно увеличение удельных весов нефтей в общем северо-западном направлении на всем протяжении от Саратовской до Пермской областей.

Авторы монографии совершенно справедливо указывают в соответствии с цитированными выше утверждениями В. А. Успенского, что «в северо-западной половине Волго-Уральской провинции в визейской терригенной толще (и не только в ней. — А. К.) интенсивно действовали агенты, разрушавшие нефтяные залежи», т. е. подземные воды, приносящие окислители.

На рассматриваемой карте очень четко видно, что «фронт разрушения» нефтяных залежей, ...если можно так назвать зону окисленных нефтей, не является прямолинейным, а сложно изгибается в тесной связи с крупными тектоническими структурами». Вдоль Саратовских дислокаций, Жигулевского вала, Татарского свода и др. «фронт разрушения» резко отодвигается к западу. Авторы монографии пишут, что в пределах впадин, разделяющих эти поднятия, зона разрушенных нефтяных залежей «языками» внедряется в пределы юго-восточной нефтеносной области. Далее они высказывают предположение, что указанная картина объясняется повсеместным движением подземных вод на востоке Русской платформы в сторону Прикаспийского и Предуралья прогибов, которое наиболее интенсивно происходило по тектоническим впадинам. Ю. А. Притула и его соавторы тут же указывают, что это предположение не объясняет различие нефтей Саратовской области и Среднего Поволжья.

Легко видеть, что хотя мы вполне согласны с авторами монографии в том, что изменения нефте-газовых месторождений вдоль западной границы Волго-Уральской области объясняются гидрогеологическими причинами и, в частности, процессами подземного окисления, сущность гидродинамических и гидрогеологических процессов мы представляем себе прямо противоположно, чем цитированные авторы. Напомним, что по нашим данным движение вод в Волго-Уральской области вовсе не является повсеместно направленным на восток; оно действительно направлено на восток в Нижнем Поволжье и на севере рассматриваемой территории, но в Среднем Поволжье глубинные воды двигались преимущественно в западном направлении. По нашей концепции наряду с движением вод существенное значение имела миграция к западу нефти и газа. Поэтому отодвигание к западу «фронта разрушения» вернее границы распространения нефтяных залежей вдоль валобразных структур объясняется внедрением нефти и газа к западу в зону развития вод, богатых окислителями, а не внедрением вод в нефтеносную зону по впадинам. Механизм повсеместного течения вод по тектоническим впади-



нам в предгорный прогиб со стороны платформы нам совершенно непонятен. Впрочем, Ю. А. Притула и его соавторы не рассматривают этого вопроса, несмотря на его большое значение.

Выше отмечалось, что газоносность Нижнего Поволжья и Тимано-Печорского района существенно отличается от газоносности Среднего Поволжья. Это связывалось с изменением гидрогеологии. Ниже рассмотрим различия характеристик нефтей этих районов.

В районах Среднего Поволжья в соответствии с гидрогеологической обстановкой процесс подземного окисления углеводородов происходил в основном за счет сульфатов пластовых вод и пород, что приводило к повышению содержания серы в нефти. Между тем окисление углеводородов в Нижнем Поволжье и в Тимано-Печорском районе в значительной мере могло происходить и поверхностными водами, приносящими не только сульфаты, но и другие окислители, вследствие чего даже тяжелые нефти могли не иметь высокого содержания серы.

Все нефти Среднего Поволжья характеризуются высоким содержанием серы, тогда как нефти Саратовско-Сталинградского района, даже тяжелые, имеют значительно меньшее содержание серы. По данным В. А. Успенского и Ф. Б. Инденбом [59, стр. 282 и последующие] среднее содержание серы в нефтях различных залежей турнейского яруса в Татарии, Башкирии и Оренбургской области колеблется от 1,8 до 3,6%, тогда как в Саратовской и Сталинградской областях оно чаще всего составляет около 0,4% и не превышает 1,66%.

Среднее содержание серы в залежах терригенной пачки нижнего карбона в Татарии и Башкирии колеблется от 2,2 до 3,8%, тогда как в Саратовско-Сталинградском районе содержание серы колеблется от 0,2 до 0,7%. К сожалению, в сводке ВНИГРИ нет данных по нефтям Тимано-Печорского района, но известно, что там даже в очень тяжелых нефтях содержание серы невелико.

Соображения Ю. А. Притула и его соавторов о возможности влияния на характеристику нефтей близости бортов тектонических впадин, являющихся областями нефтегазообразования, имеют основания. Какое-то влияние это обстоятельство безусловно оказывает, хотя бы уже потому что пути и расстояния миграции углеводородов зависят от общих тектонических условий, но также несомненно влияние различия гидрогеологических условий.

Важно отметить, что сотрудники ВНИГРИ на основании непосредственного рассмотрения фактического материала по нефтеносности Волго-Уральской области пришли к выводам, близким с нашими выводами о границах перспективной нефтеносной территории, об условиях формирования нефтяных залежей и о значении изучения нефтематеринских пород для оценки

перспектив нефтегазоносности отдельных площадей и горизонтов.

Интересно указать, что сходство этих основных выводов имеется, несмотря на то, что Ю. А. Притула и его товарищи пытались разрешить проблему нефтеносности в основном эмпирически, т. е. они почти совсем не рассматривали закономерности распределения природных газов и вопросы, связанные с дальней струйной миграцией углеводородов. О значении Уральской геосинклинали для образования нефтяных месторождений Волго-Уральской области указанные авторы упоминают только вскользь и совершенно не рассматривают нашу аргументацию в пользу этого положения [25].

Такой эмпирический подход к изучаемым проблемам обусловил некоторые ошибочные или мало обоснованные высказывания.

Не излагая все положения монографии ВНИГРИ, рассмотрим некоторые моменты.

Ю. А. Притула и его товарищи указывают, что северо-западная граница перспектив нефтегазоносности Волго-Уральской области, видимо, более или менее совпадает в «фронте разрушения» нефтяных залежей, с зоной развития тяжелых нефтей. Эта зона указана на карте удельных весов нефтей визейского яруса (см. рис. 23), и она достаточно близко совпадает с границей перспектив нефтегазоносности, которую мы обосновали в настоящей работе. Заметим, что говоря о «фронте разрушения» и указывая его географическое положение, Ю. А. Притула не приводит геолого-тектонических объяснений причин его местоположения, тогда как наши соображения позволяют указать эти причины и соответственно уточнить положение этой границы на основании геолого-тектонического строения интересующей нас территории, а не только эмпирически по данным опробования скважин.

Существенно отметить, что авторы монографии на основании анализа богатейшего материала (они обобщили данные по 132 месторождениям) пришли к совершенно определенному заключению о широкой вертикальной и латеральной миграции нефти и газа. Это положение они многократно высказывают, обосновывая его распределением нефтяных залежей. Так, на стр. 123 [44] указывается, что в пределах Волго-Уральской области регионально нефтегазоносными являются интервалы стратиграфического разреза, к которым приурочены выдержанные и достаточно мощные пачки плотных пород: глин, глинистых и кремнисто-глинистых сланцев и известняков, ангидритов, каменной соли, причем нефть и газ концентрируются в ловушках в коллекторах, залегающих как непосредственно под такими пачками, так и внутри этих плотных пачек. Далее указывается, что «современное распределение нефтяных залежей более отображает ведущую роль широкой миграции нефти (как внутри терригенных толщ, так и в карбонатных породах между терри-

генными толщами) в формировании нефтяных залежей, чем свидетельствует о генетической связи нефтяных залежей с вмещающими или покрывающими породами».

На стр. 136 и 139 [44] указывается, что работы ВНИГРИ показали: девонские породы, хотя и несколько различны в нефтеносных и ненефтеносных районах, но различия эти не настолько значительны, чтобы они могли доказывать, что эти различия определяют распределение нефти. Таким образом, современное распределение месторождений больше зависит от миграции и условий сохранения нефти, чем от распространения нефтеобразующих комплексов.

Мы подробно излагаем взгляды коллектива авторов монографии по этому вопросу в связи с тем, что еще до сих пор очень многие геологи, детально не анализируя фактический материал, позволяют себе утверждать, что концентрация нефтяных залежей в определенных интервалах стратиграфического разреза и в определенных районах связывается с наличием именно в этих интервалах и районах нефтематеринских пород, отождествляя таким образом участки нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

На стр. 155 [44] читаем: «Поскольку современное распределение нефтяных и газовых залежей создано в результате не только боковой, но и вертикальной миграции, оценка перспектив нефтегазоносности каждого отдельного мелкого стратиграфического горизонта не имеет практического смысла. В нефтеносных районах нефть образует залежи, например, в песчаных пластах терригенной толщи нижнего карбона совершенно независимо от того, имеют ли эти пласты в том или другом районе алексинский, тульский или сталиногорский возраст».

Приведенные примеры и цитаты показывают, что основные выводы авторов рассматриваемой монографии, полученные ими на основании обобщения богатейшего фактического материала по нефтеносности Волго-Уральской области, полностью совпадают с нашими представлениями о распределении нефтяных и газовых залежей и методике выявления перспектив нефтеносности, основанными на развиваемой нами теории дальней струйной миграции углеводородов и рассмотрении материалов по газоносности и гидрогеологии этой обширной территории.

---

### *Глава III*

## **О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОТДЕЛЬНЫХ РАЙОНОВ И ПЛОЩАДЕЙ**

Приведенный материал достаточно убедительно говорит о том, что миграция нефти и газа может происходить на сотни километров по напластованию и на тысячи метров по вертикали. В этих условиях самое тщательное изучение пород, вмещающих ту или иную газо-нефтяную залежь, по-видимому, очень часто ничего не сможет дать для решения вопроса об источнике углеводородов и истинных нефтематеринских породах ибо основные очаги нефтегазообразования могут быть расположены очень далеко от промышленных скоплений нефти и газа и совсем в других свитах и породах. Изучение соседних свит может только показать, какое воздействие оказывает на вмещающие породы скопление углеводородов, а несомненно, что углеводороды оказывают химическое воздействие на контактирующие с ними породы и подземные воды.

Если мы хотим попытаться определить условия и очаги нефтегазообразования, выявить нефтематеринские свиты и наметить основные наиболее перспективные участки нефтегазонакопления, мы должны прежде всего попытаться на основании всестороннего изучения геологического строения — изучения истории геологического развития обширного района, его тектоники и палеотектоники, гидрогеологии и палеогидрогеологии, распространения и изменения коллекторских свойств, распространения и характера «газо-нефтеупорных» разделов — выяснить возможные направления и пути миграции углеводородов и определить тем самым истинные зоны и условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Вместе с тем мы определим площади и толщи пород, которые не являются нефтегазообразующими.

Изучив таким образом ряд нефтегазоносных бассейнов, мы несомненно, сможем достаточно близко подойти к решению вопроса об условиях нефтегазообразования и о нефтегазоматеринских свитах.

Так, например, произведенный нами анализ данных по Волго-Уральской нефтегазоносной области достаточно убедительно по-

казал, что нефть и газ здесь мигрируют с востока, т. е. из районов Предуральского прогиба и Уральской геосинклинали, и не поступают с запада, т. е. из таких районов, как Мелекесская впадина, Токмовский свод и т. д.

Следовательно, в пределах Предуральского прогиба и Уральской геосинклинали можно искать нефтематеринские породы и условия нефтегазообразования. С другой стороны, можно утверждать, что условия Мелекесской впадины и прилегающих частей Русской платформы по условиям ли осадконакопления, по составу ли пород, по общей ли их мощности или по каким-либо другим причинам оказались неблагоприятными для нефтегазообразования в промышленных масштабах.

Серьезное изучение условий миграции может дать достаточно определенные указания о наиболее вероятном местоположении крупных нефтяных и газовых месторождений. Как например, можно указать на Ромашкинское и Ярегское месторождения, которые располагаются как раз там, где должны были сформироваться наиболее крупные месторождения, если допустить в этом районе дальнюю струйную миграцию.

Для того чтобы показать невозможность составления серьезных прогнозов по геохимическим данным без изучения условий миграции, достаточно вспомнить, что при наличии путей свободной миграции нефти и газов к земной поверхности любые самые крупные нефте-газовые месторождения будут уничтожены.

Как уже нами отмечалось [25], мы вместе со многими геологами считаем основными очагами нефтегазообразования седиментационные бассейны с большой мощностью осадконакопления, т. е. прежде всего геосинклинали, затем предгорные и межгорные впадины, а также такие глубокие впадины, как Прикаспийская, впадина Мексиканского залива и т. д. Там, где происходит быстрое накопление мощных осадков (не считая, конечно, грубообломочных отложений субаэрального происхождения), почти всегда образуются породы достаточно богатые органическими остатками и создаются условия для образования (или выжимания) значительных количеств углеводородов. Если стоять на такой точке зрения и учитывать возможность дальней миграции углеводородов, то вопросу о точной диагностике нефтематеринских свит не следует придавать большого значения.

Отрицая значение скрупулезного химического изучения нефтеносных свит для определения условий нефтегазообразования и возможность на основании такого изучения конкретных предложений по поискам нефте-газовых месторождений и, в частности, крупных месторождений, мы не отрицаем необходимость серьезных геохимических исследований условий нефтегазообразования, условий формирования первичных нефтегазовых скоплений из рассеянного состояния и т. д. Здесь в первую очередь необходимы целеустремленные исследования, а не сбор многочисленных фактических данных, которые, как

оказывается впоследствии, неизвестно, как можно обработать и сопоставить, которые, может быть, и не имеют между собой генетической связи.

Мы полагаем, что установление хотя бы в одном пункте обширного седиментационного бассейна прямых признаков нефтегазоносности (особенно жидкой нефти и углеводородных газов, хотя бы растворенных в пластовых водах, но не поверхностного происхождения) позволяет в большинстве случаев высоко оценивать перспективы значительной территории этого седиментационного бассейна, прилегающей к району нефтегазопоявлений.

В дальнейшем для проверки этой перспективности и для успешного проведения поисково-разведочных работ основное значение приобретает расшифровка условий миграции и сохранения нефти и газа, в том числе распространение коллекторских пород и покрышек, а также выяснения тектоники и гидрогеологии.

Геохимические изыскания (если понимать под этим изучение пород) на современном уровне наших знаний практически могут добавить очень мало для оценки перспектив нефтегазоносности и определения методики и направления поисково-разведочных работ. В некоторых случаях они могут быть даже вредны, ибо, возбуждая необоснованные надежды, будут отвлекать силы, средства и внимание от действительно необходимых работ. В этом отношении интересно привести, например, такие соображения. В пределах основной территории многих нефтегазоносных районов практически все благоприятные структурные стратиграфические ловушки являются продуктивными. Таково положение в Волго-Уральской области (где по данным Ю. А. Прилулы [44] из всех разбуренных структур пока только одна структура — Балтаевская — оказалась пустой). В хадуме Ставрополя и на Апшеронском полуострове все структуры являются продуктивными. В Краснодарском крае только очень немногие ловушки оказались пустыми. Спрашивается, зачем в этих условиях проводить геохимические работы (газовую съемку) на отдельных структурах, когда вне зависимости от результатов геохимических работ все структуры безусловно подлежат разбуриванию.

В последние годы в нашей стране большое внимание уделяется проблеме генезиса нефти, ибо считается, что решение этой проблемы даст научные основы методике поисковых работ на нефть.

По проблеме генезиса нефти было проведено несколько совещаний и опубликовано значительное количество работ, в частности А. А. Бакирова, И. О. Брода, Н. Б. Вассоевича, В. В. Вебера, А. Ф. Добрянского, Н. А. Еременко, Н. А. Кудрявцева, З. Л. Маймин, С. И. Миронова, М. Ф. Мирчинка, В. Б. Порфирьева, В. А. Успенского и др. Вместе с тем в последнее время было разработано несколько программ работ по проблеме происхождения нефти и формирования ее залежей. В этих мате-

риалах приведено очень много интересных, важных и остроумных соображений, рассмотрен большой фактический материал; все это позволило нам приблизиться к решению проблемы генезиса нефти. Следует отметить, однако, что почти во всех этих работах имеется с нашей точки зрения, не вполне правильный подход. Во-первых, проблему нефти стремятся решить прямым путем; кроме того, недостаточное внимание уделяется вопросам формирования нефтяных месторождений и связи их с газом.

Нам кажется, что прямой путь решения проблемы генезиса нефти через изучение процессов образования нефти и выяснение условий первичной миграции нефти самый трудный и наименее обещающий. В первую очередь необходимо изучить реальные месторождения, установить условия их формирования, пути миграции. Подойдя таким образом к выяснению очагов нефтегазообразования, можно будет установить, в каких именно условиях образуются промышленные скопления нефти — не углеводороды вообще, а именно нефте-газовые месторождения.

В настоящей работе мы достаточно наглядно показали, что изучать генезис и закономерности распределения нефти и газа обособленно совершенно невозможно. В самом деле, на ряде площадей и во многих пластах нефть отсутствует не потому, что ее там не было вообще, а потому, что ее оттеснил газ; иногда же, наоборот, нефть вытеснила газ. Мы уже не говорим о том, что общая геохимическая обстановка обширных регионов и отдельных структур и пластов во многих случаях может быть понята только по изучению природных газов.

Исходя из этого, можно высказать следующие соображения о направлении работ по проблеме происхождения нефти и природных газов и формирования их месторождений.

Наряду с продолжением теоретических, лабораторных и полевых работ по превращению органического вещества в нефть и газы и вообще по условиям их образования в земной коре, наряду с битуминологическими исследованиями, наряду с изучением процессов первичной концентрации углеводородов в земной коре и общими геохимическими исследованиями в настоящее время первоочередными должны быть исследования по формированию нефтяных и газовых залежей, которые должны в основном базироваться на углубленном изучении условий миграции и превращения нефти и газа в земной коре.

Указанные исследования будут способствовать разрешению основного вопроса — выяснение закономерностей пространственного размещения нефте-газовых месторождений и залежей и количественного распределения запасов этих месторождений.

Мы полагаем что главными вопросами, для изучения которых необходимо направить основные средства и лучшие силы являются следующие.

1. Проблема миграции и особенно дальней миграции нефти и газа (пластовая и вертикальная).

II. Условия проникновения газа и нефти через малопроницаемые пласты (газо-нефтеупорные породы).

III. Закономерности распределения нефтяных и газовых залежей в разрезе и по площади (особенно в связи с двумя предыдущими проблемами).

IV. Метаморфизм углеводородов в земной коре — превращение нефти в газ и обратно.

V. Подземное окисление углеводородов.

VI. Изучение режима аргона, гелия и других благородных газов в земной коре в целях использования его для выяснения условий и времени формирования залежей нефти и газа.

Для разрешения указанных проблем, а также основного вопроса закономерностей пространственного распределения нефтяных и газовых залежей необходимо организовать углубленное изучение всех основных нефтегазоносных районов и отдельных месторождений. В первую очередь должны быть решены следующие вопросы.

1. Выявление причин фактически наблюдаемого распределения нефтяных и газовых залежей по разрезу и в пределах нефтегазоносных районов.

2. Выявление факторов, определяющих запасы каждой отдельной залежи изучаемого района, важнейшими из которых являются:

- а) геометрическая емкость ловушки;
- б) сопротивление прорыву газа и нефти со стороны породы;
- в) гидрогеологические условия;
- г) подземное окисление углеводородов;
- д) соотношение между газом и нефтью;
- е) история тектонических движений и время миграции углеводородов;
- ж) общее количество углеводородов, поступивших в данную ловушку.

Предварительное изучение материала показывает, что в подавляющем числе случаев первоначальные запасы или запасы на том или ином этапе существования большинства отдельных залежей, а также распределение газа и нефти в отдельных районах определяются в основном двумя-тремя факторами, и это существенно облегчает изучение этого важнейшего вопроса.

3. Изучение причин и характера пространственного ограничения известных нефтегазоносных районов.

К числу таких причин могут относиться:

а) региональное выклинивание пластов-коллекторов (хадум Ставрополя на юге);

б) региональные тектонические причины (сочленение предгорного прогиба с геосинклинальной горной системой или с платформой, переход области развития куполовидных структур в моноклиналь и т. д.);



в) недостаток притока углеводородов после заполнения ловушек, расположенных по пути региональной миграции углеводородов (Среднее Поволжье);

г) гидрогеологические причины — интенсивное движение вод, приводящие к уничтожению залежей или ограничивающее миграцию углеводородов (южная часть Западной Сибири, западная часть Саратовского района).

При изучении этой проблемы особое значение имеет детальное изучение условий и характера границ нефтегазоносных бассейнов, связанных с последними двумя группами причин, ибо их исследование с наибольшей ясностью может вскрыть общие геохимические соотношения, области образования углеводородов и развитие нефтематеринских свит, пути миграции и т. д.

4. Время формирования и изменения нефтяных и газовых залежей (на основе изучения геологической истории данного нефтегазоносного района).

Заслуживает также большого внимания изучение следующих проблем:

1) распространение углеводородов и особенно газов в горных породах и подземных водах вблизи нефте-газовых залежей по пластам и по вертикали;

2) уплотнение горных пород (изменение пористости) и его влияние на миграцию и условия эксплуатации газа, нефти и воды;

3) анализ пространственных и количественных соотношений предполагаемых газонефтематеринских пород и пород-коллекторов (продуктивных пластов);

4) изучение скорости миграции углеводородов во всех ее видах (диффузии, струйных потоков и т. д.) и скорости движения пластовых вод.

Особая важность и первоочередность изучения процессов миграции углеводородов и формирования их залежей видны из того обстоятельства, что в настоящее время известно по крайней мере пять различных широко распространенных процессов, которые, несомненно, вызывают образование углеводородов в земной коре. При этом в соответствующих условиях каждый из этих процессов может привести к образованию очень больших количеств нефти и газа (в рассеянном состоянии). Следовательно, для того, чтобы выяснить истинные условия и очаги нефтегазообразования, приводящие к образованию промышленных месторождений, необходимо увязать всю работу по геохимическому разделу проблемы генезиса нефти и газа с детальным целеустремленным изучением реальных нефтяных и газовых месторождений, с изучением условий и путей миграции углеводородов.

Мы полагаем вместе с тем, что указанные выше общие геохимические исследования, поиски нефтегазоматеринских свит, изучение условий первичной миграции и т. д. должны произво-

даться с обязательным учетом данных о дальней миграции углеводородов, т. е. считаться с тем обстоятельством, что области нефтегазонакопления могут вовсе не быть областями нефтегазообразования. После того как будет более детально изучен вопрос о вероятных очагах нефтегазообразования, совершенно необходимо стремиться выяснить условия и формы первичной миграции углеводородов — обстоятельства образования первичных нефтяных и газовых залежей, проблемы, которые мы не смогли осветить в настоящей работе.

---

## ЛИТЕРАТУРА

1. Афанасьев Т. П. Подземные воды Среднего Поволжья и их гидрохимическая зональность. Изд. АН СССР, 1956.
2. Бакиров А. А. Геотектонические предпосылки для поисков новых крупных нефтегазоносных областей на территории Среднеазиатских областей. Советская геология, № 57, 1957.
3. Бакиров А. А. Геология нефтегазоносных областей и нефтяные месторождения Среднего и Ближнего Востока. Гостоптехиздат, 1957.
4. Белоусов В. В. Очерки геохимии природных газов. ОНТИ, 1937.
5. Белякова Е. Е. Закономерности изменения упругости растворенных в воде газов в зависимости от положения контура нефтеносности. ВСЕГЕИ. Информационный сб., № 1. Госгеолтехиздат, 1955.
6. Белякова Е. Е. Нефтепоисковое значение подземных вод по данным исследований в районе Самаро-Камского междуречья Волго-Уральской нефтеносной области. Сб. «Вопросы нефтепоисковой гидрогеологии». ВСЕГЕИ, вып. 18. Госгеолтехиздат, 1956.
7. Вассоевич Н. Б., Амосов Г. А. Изменение нефтей в земной коре. Геол. сб., 11 (V), НИТО ВНИГРИ. Гостоптехиздат, 1953.
8. Вассоевич Н. Б. О происхождении нефти. Геол. сб., № 1. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 83, стр. 941. Гостоптехиздат, 1955.
9. Высоцкий И. В. Основы геологии природного газа. Гостоптехиздат, 1954.
10. Высоцкий И. В. Размещение и некоторые особенности крупных нефтяных месторождений. НХ, № 11, 1956.
11. Габриэлян А. Г., Максимов С. П. Формирование залежей нефти и газа в каменноугольных отложениях Сталинградского Поволжья. Геология нефти, № 5, 1957.
12. Гатальский М. А. Значение динамики в формировании подземных вод Русской платформы. ВНИГРИ, геол. сб., № 2, вып. 95, нов. сер. Гостоптехиздат, 1956.
13. Гаттенбергер Ю. П. Влияние проницаемости пласта на положение водо-нефтяного контакта. Геология нефти, № 3, 1958.
14. Гиринский Н. К. Фильтрация подземных сильно минерализованных вод и рассолов в море. Тр. лаб. гидрогеол. проблем, т. XII. Изд. АН СССР, 1955.
15. Губкин И. М. К вопросу о генезисе нефтяных месторождений Северного Кавказа. Тр. XVII сессии межд. геол. конгресса, т. IV. Гостоптехиздат, 1937.
16. Губкин И. М. Учение о нефти. ОНТИ, 1937.
17. Жабров Д. В. Геологические предпосылки поисков газовых месторождений в Азербайджане. Азерб. НХ, № 3, 1947.
18. Дурмишьян А. Г. Газо-конденсатная залежь на площади Карадаг. Геология нефти, № 4, 1958.
19. Дурмишьян А. Г. К вопросу о формировании газовых и газо-конденсатных залежей Апшеронского полуострова. Азерб. НХ, № 9, 1957.
20. Зерчанинов И. К. Взаимодействие залежей нефти в процессе разработки. Газовая промышленность, № 3, 1958.

21. Зерчанинов И. К. Гидрогеология продуктивных отложений нижнего карбона Саратовского Поволжья. Газовая промышленность, № 6, 1957.
22. Игнатович Н. К. О региональных гидрогеологических закономерностях в связи с оценкой условий нефтегазоносности. Советская геология, № 6, 1945.
23. Козленко С. П. Историческая тектоника и вопросы формирования промышленных залежей нефти и газа. НХ, № 9, 1955.
24. Козлов А. Л. Вопросы геохимии природных газов и генезис гелиевых месторождений. ОНТИ, 1940.
25. Козлов А. Л. Геосинклинали и нефтегазоносность краевых частей платформ. НХ, № 3 и 4, 1955.
26. Козлов А. Л. Проблемы геохимии природных газов. Гостоптехиздат, 1950.
27. Козлов А. Л., Минский Е. М. О взаимодействии газовых месторождений в процессе их эксплуатации. Газовая промышленность, № 3, 1958.
28. Клещев А. И. Некоторые черты геологического строения девонских нефтяных месторождений Татарии. Советская геология, № 57, 1957.
29. Коротков С. Т. Новые перспективные газо-нефтяные районы Краснодарского края. Геология нефти, № 2, 1957.
30. Корценштейн В. Н. Основные черты динамики подземных вод хадумского горизонта Ставропольского поднятия. Газовая промышленность, № 5, 1956.
31. Кремс А. Я. Замечания о генезисе нефти и условиях формирования ее залежей. НХ, № 1, 1947.
32. Кротова В. А. Гидрогеология Волго-Уральской нефтеносной области. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 94. Гостоптехиздат, 1956.
33. Кротова В. А. Роль гидрогеологических факторов в образовании, сохранении и разрушении нефтяных залежей. Тр. ВНИГРИ, вып. 103, 1957.
34. Кудрявцев Н. А. О сборнике «Происхождение нефти», НХ, № 10, 1956.
35. Максимов С. П. К вопросу формирования залежей нефти в каменноугольных и девонских отложениях Самарской Луки. НХ, № 10, 1954.
36. Максимов С. П. К вопросу формирования пермских залежей нефти Урало-Волжской нефтегазосной области. НХ, № 10, 1955.
37. Машкович К. А. Вероятные условия формирования некоторых газо-нефтяных залежей. НХ, № 2, 1955.
38. Машкович К. А. Методика сравнительной оценки промышленных перспектив локальных структур, выявленных сейсморазведкой. Советская геология, № 57, 1957.
39. Мелик-Пашаев В. С. Зависимость газосодержания нефтеносных свит от их литологического состава. НХ, № 2, 1950.
40. Мельников А. М. О поверхности кристаллических пород фундамента на территории Татарской АССР. ДАН СССР, т. 103, № 5, 1955.
41. Мионов С. И. (редактор). Геологическое строение и нефтеносность Татарской АССР. Гостоптехиздат, 1948.
42. Намиот А. Ю. Влияние силы тяжести на состав пластовых нефтей и вод. НХ, № 6, 1957.
43. Природные газы СССР. Под редакцией В. Д. Голубятникова. ОНТИ, 1935.
44. Притула Ю. А., Абрикосов И. Х., Авров П. Я., Казаченко А. А., Килигина Н. И., Куликов Ф. С., Мельников А. М., Татаринов А. Г., Троепольский В. И., Цыпленков Г. Г. и Шпильман А. И. Волго-Уральская нефтеносная область. Нефтеносность. Тр. ВНИГРИ, вып. 104. Гостоптехиздат, 1957.
45. Пьянков Н. А. О закономерностях в изменении свойств нефтей Прикамья. НХ, № 10, 1956.

46. Ронов А. Б. Гидрогеологические условия устойчивости газовых и нефтяных месторождений Поволжья. ДАН СССР, нов. сер., т. 49, № 3, 1945.
47. Савченко В. П. Вопросы формирования нефтяных и газовых залежей в условиях газонасыщенности разреза. НХ, № 5, стр. 37—44, 1954.
48. Савченко В. П. К вопросу о геохимии гелия. Природные газы, сб. № 9. ОНТИ, 1935.
49. Савченко В. П. Смещение газовых и нефтяных залежей. НХ, № 12, 1952 и № 1, 1953.
50. Савченко В. П. Условия формирования залежей газа и нефти при их струйной миграции в водонасыщенных породах. Тр. ВНИИ, вып. XIV. Гостоптехиздат, 1958.
51. Силин-Бекчурин А. И. Формирование подземных вод северо-востока Русской платформы и западного склона Урала. Тр. лаб. гидрогеол. проблем, т. IV. Изд. АН СССР, 1949.
52. Смирнов А. А. О формировании углекислых подземных вод. Геохимические материалы, т. XXIV. Гидрохимический институт АН СССР, 1956.
53. Смирнов А. А. Установление действительных процессов формирования углекислых подземных вод и значение установленных явлений для познания генезиса месторождений руд. Сер. БМОИП, отдел геол., т. XXVII, вып. 4, 1957.
54. Соколов В. А. Миграция газа и нефти. АН СССР, 1956.
55. Соколов В. А. Происхождение нефти и радиоактивность. Тр. XVII сессии межд. геол. конгресса, т. IV. Гостоптехиздат, 1937.
56. Стрижов И. Н. Азот в газах Ухтинского района. Сб. «Природные газы», № 10. ОНТИ, 1935.
57. Спутник полевого геолога-нефтяника под редакцией Н. Б. Вассоевича. Изд. второе, т. II. Гостоптехиздат, 1955.
58. Сухарев Г. М. Основы нефтепромысловой гидрогеологии. Гостоптехиздат, 1956.
59. Успенский В. А., Инденбом Ф. Б. Волго-Уральская нефтеносная область. Геохимическая характеристика нефтей и других битумов. Тр. ВНИГРИ, вып. 107. Гостоптехиздат, 1957.
60. Федоров С. Ф. Принципы формирования залежей нефти. ДАН СССР, т. 109, № 5, 1956.
61. Фотиади Э. Э. Схема структуры современной поверхности кристаллического фундамента Русской платформы. Карта. Изд. Главнефтегеофизики МНП, 1955.
62. Хуторов А. М. Меловые отложения — вторая продуктивная толща Ферганской долины. ННТ, геология, № 6, 1957.
63. Черепенников А. А. Материалы к геохимическому изучению природных газов некоторых месторождений нефти Куйбышевской области и Татарской АССР. Сб. «Об условиях образования нефти». Тр. ВНИГРИ, вып. 82. Гостоптехиздат, 1955.
64. Яроцкий Л. А., Митин М. Н. К вопросу о происхождении природного газа в районе Чапаевских минеральных вод. Сб. «Природные газы», № 11, 1936.
65. Athwater G. I. Future of Louisiana Offshore Oil Province. Bull. Am. Ass. of Petr. Geol., No. 11, 1956.
66. De Golyer E. L. On Estimation of Undiscovered Oil Reserves. Jour. of Petrol Technology, vol. III, No. 1, August 1951.
67. Edie R. W. Mississippian Sedimentation and Oil Fields in S. E. Saskatchewan BAAPG. No 1, 1958.
68. Gussow W. C. Differential Entrapment of Oil a. Gas. Bull. Am. Ass. Petr. Geol., No. 5, 1954.
69. Gussow W. C. Time of Migration of Oil a. Gas. BAAPG. No. 5, 1955.
70. Gussow W. C., Irwin and Link. Bull. Am. Ass. Petr. Geol., No. 2, p. 264, 1955.

71. Hubbert N. R. Entrapment of Petroleum under Hydrodynamic Conditions. Bull. Am. Ass. Petr. Geol., vol. 39, No. 8, 1953.
72. Illing V. C. Migration of Oil Nat. Gas. Jour. Inst. Petr. Tech., vol. 19, No. 114, pp. 229—60, 1953.
73. Knebel J. M. Podiguez-Eraso. Habitat of Oil. B. A. A. P. G., No. 4, pp. 547—61, 1956.
74. Lind S. C., Bardwell D. C. Chemical Action of Gaseous Ions Produced by Alpha Particles, Jour. Amer. Chem. Soc., vol. 48, pp. 2338—2351, 1926.
75. Ralph H. D. What Does It Cost to Find. Gas. Oil a. Gas. Jour., 55/10, 11/III, 1957.
76. Russel W. L. Tilted Fluid Contacts in Mid. Continent Region. Bull. Am. Ass. Petrol. Geol., vol 40, No. 11, 1956.
77. White D. Metamorphose of Organic Sediments a. Der. Oils. Bull. Amer. Ass. Petr. Geol., vol. 19, No. 3, 1933.
-

## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
<b>Глава I. Дальняя струйная миграция углеводородов и закономерности формирования нефтяных и газовых месторождений . . .</b>	<b>3</b>
Влияние условий нефтегазообразования и метаморфизма на соотношение нефти и газа . . . . .	8
Миграция газа и нефти . . . . .	14
Закономерности распределения залежей нефти и газа в нефтегазоносных районах СССР . . . . .	65
О прогнозах нефтеносности или газоносности . . . . .	84
Относительное региональное размещение нефтяных и газовых месторождений в СССР . . . . .	89
Факторы, определяющие запасы отдельных газовых и нефтяных залежей . . . . .	91
Резюме . . . . .	97
 <b>Глава II. Региональная гидрогеология и нефтегазоносность Волго-Уральской области . . . . .</b>	 <b>103</b>
Общие теоретические положения . . . . .	103
Азот и инертные газы как показатели региональной гидрогеологии и условий миграции нефти и природных газов . . . . .	108
Гидрогеология Волго-Уральской области и прилегающих территорий . . . . .	116
Обобщенные данные о нефтегазоносности Волго-Уральской области в свете региональной гидрогеологии и геохимии . . . . .	143
Некоторые данные о размещении и химической характеристике нефтей Волго-Уральской области . . . . .	147
 <b>Глава III. О научно-исследовательской работе для оценки перспектив нефтегазоносности отдельных районов и площадей . . .</b>	 <b>152</b>
<b>Литература . . . . .</b>	<b>159</b>

Автор

*Козлов Анатолий Львович*

О ЗАКОНОМЕРНОСТЯХ ФОРМИРОВАНИЯ И  
РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

---

Ведущий редактор *Н. Н. Кузьмина*

Корректор *Е. В. Сабынич*

Технический редактор *И. Г. Федотова*

---

Подписано к набору 4/IX 1958 г.

Подписано к печати 26/XII 1958 г.

Формат 60×92<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Печ. л. 10,63 с 2-мя вкл.

Уч.-изд. л. 11,27. Т-13809. Тираж 2500 экз.

Зак. 802/1750. Цена 9 р. 90 к.

---

Гостоптехиздат.

Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Типография „Красный Печатник“.

Ленинград, Московский проспект, 91.



# ОПЕЧАТКИ

Стр.	Строка	Напечатано	Следует читать
15	3 и 6 сверху	поднятий	понятий
28	Подрисуночная надпись к рис. 4	. . .градиент давления 100 ат/10 м.	. . .градиент давления 1,0 ат/10 м.
37 табл. 4	колонка 6	0,5	0,45
61	22 снизу	часто	чисто
73	15 снизу	струйной ловушки	структурной ловушки
115	16 снизу	образовавшихся	образовавшимся

Заказ 802/1750

