

Ф.М.Ван-Тайл, В.Г.Паркер, У.У.Скитерс

МИГРАЦИЯ И АККУМУЛЯЦИЯ
нефти и природного газа

QUARTERLY OF THE
COLORADO SCHOOL OF MINES
VOLUME 40 NUMBER 1

THE MIGRATION AND ACCUMULATION OF PETROLEUM AND NATURAL GAS

by

F. M. VAN TUYL

*Professor and Head of the Department of Geology
Colorado School of Mines*

BEN H. PARKER

*Associate Professor of Geology, Colorado School
of Mines*

W. W. SKEETERS

*Formerly Fellow in Geology, Colorado School
of Mines*

1945

*Ф. М. Ван Тайл, Б. Г. Паркер
и У. У. Скитерс*

МИГРАЦИЯ И АККУМУЛЯЦИЯ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

Перевод с английского

В. Г. ЛЕВИНСОНА

под редакцией

И. О. БРОДА

1948

Государственное издательство
ИНОСТРАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ
МОСКВА

О Т Р Е Д А К Т О Р А

Работа Ван Тайла, Паркера и Скитерса посвящена детальному разбору существующих представлений и данных, собранных в нефтегазоносных провинциях США по вопросам формирования нефтяных и газовых месторождений.

Необходимость подобной сводки назрела давно. Сложность и многообразие условий, определяющих процессы миграции, дифференциации и аккумуляции природных углеводородов, затрудняет изучение этих процессов. Между тем правильное понимание их имеет не только большое теоретическое значение. Как справедливо отмечают авторы, научное обоснование поисков и разведки нефти и природного газа немислимо без отчетливого представления о процессах и путях формирования их скоплений.

Группируя различные теории, представления и результаты наблюдений, авторы систематизируют их в историческом разрезе. При изложении взглядов и данных лабораторных и промысловых наблюдений дается их критическая оценка. Хотя выводы авторов книги не всегда последовательны, но для данного этапа изученности этой сложной проблемы трудно и требовать большей определенности в заключениях. Основная ценность книги заключается в объективном, сжатом и систематизированном изложении не только опубликованных материалов, но и взглядов, вытекающих из наблюдений очень многих исследователей в различных по геологическому строению нефтегазоносных провинциях США. В книге приводятся данные и ответы (как письменные, так и устные), полученные авторами при проведении специальной анкеты, охватившей значительные круги геологов-нефтяников США. Из систематизированного разбора всех разработанных теорий формирования месторождений нефти и газа следует, что все они в большей или меньшей мере обоснованы геологическими наблюдениями и данными лабораторных наблюдений.

Однако каждая из них в отдельности не может удовлетворительно объяснить для разнообразных геологических провинций всю совокупность явлений от момента образования нефти и газа до их скопления в залежи.

Из проводимого авторами анализа следует, что формирование месторождений протекает не одинаково в различной геологической обстановке. Условия миграции, дифференциации и аккумуляции существенно отличаются как в различных геологических провинциях, так и на разных этапах геологической истории этих провинций. Авторы неоднократно подчеркивают связь проблемы передвижения и скопления нефти и газа с вопросом о геологическом возрасте процесса образования природных углеводородов.

Весьма плодотворен для поисков широко распространенных зон нефтегазонакопления вывод о связи нефтегазоносных провинций с крупными седиментационными бассейнами геологического прошлого. К сожалению, этот вывод не иллюстрирован примерами в виде карт и региональных схем.

Большое количество примеров, обосновывающих выводы по частным вопросам, имело бы еще большую ценность, если бы они сопровождались иллюстрациями — картами, разрезами и схемами. Но и приведенные систематизированные данные весьма ценны, так как более подробные сведения по упоминаемым районам и месторождениям могут быть почерпнуты из специальной литературы, посвященной региональной геологии.

В процессе редактирования книги в отдельных случаях были несколько сокращены детали описания экспериментов, не имеющих значения для обсуждения их результатов. Кроме того, подверглись сокращению некоторые излишние длинноты изложения, допущенные авторами.

Проф. Н. О. Брод.

ВВЕДЕНИЕ

Еще до того как в 1859 г. Дрэком (Drake) была пробурена первая скважина на нефть, вопрос об образовании скоплений нефти и газа в горных породах привлекал к себе внимание геологов. Хотя по данному вопросу существует обширная литература, проблема эта считается еще одной из самых неопределенных в геологии. Некоторые из геологов-нефтяников полагают, что решение ее не может иметь большого практического значения. Другие, однако, придерживаются мнения, что под поиски нефти и газа можно подвести научное основание лишь в том случае, если мы будем располагать данными, характеризующими направление и время процессов миграции и аккумуляции природных углеводородов. Не исключена также возможность того, что принципы, лежащие в основе миграции, могут быть использованы при добыче нефти и газа, в частности — при вторичной эксплуатации и при оценке запасов в недрах.

Некоторые исследователи данной проблемы считают, что залежи нефти и газа могут иметь местное происхождение и для объяснения последнего нет необходимости допускать концентрацию углеводородов с обширных площадей. Нельзя не согласиться с тем, что некоторые залежи действительно могут быть отнесены к этой категории. Тем не менее, существуют определенные положительные доказательства миграции природных углеводородов. Подобными доказательствами могут служить подземное продвижение нефти и газа к скважинам во время эксплуатации, явления, наблюдающиеся при вторичной эксплуатации, существование поверхностных выходов нефти и

ее скоплений в кристаллических породах, в отдельных, значительно удаленных друг от друга местах. Далее, учитывая мощность насыщенных нефтью природных резервуаров некоторых месторождений Калифорнии, трудно представить себе, что это насыщение произошло в результате образования нефти *in situ*.

Проблема миграции и аккумуляции нефти и природного газа тесно связана с вопросом о времени образования этих углеводородов. Совершенно очевидно, что история накопления нефти не может быть полностью объяснена до тех пор, пока не будут получены более достоверные данные относительно времени образования жидких и газообразных углеводородов и возраста отложений, с которыми они связаны. Можно прийти к совершенно различным выводам в зависимости от того, будет ли принято за основу образование углеводородов во время процесса седиментации и сопровождающего его уплотнения осадков, или их образование после консолидации осадков. Углеводороды, образовавшиеся на ранних стадиях истории материнских отложений, могут оказаться сконцентрированными в весьма молодых породах, не затронутых диастрофизмом. Тщательный анализ проблемы приводит нас к выводу о том, что в некоторых случаях аккумуляция произошла на сравнительно ранних стадиях развития отложений, с которыми ныне связана нефть, в других же случаях — она произошла значительно позже. При этом возможно перераспределение нефти за счет ранее образовавшихся скоплений.

Не менее важное значение имеет состояние углеводородов, или исходного материнского вещества, на ранних стадиях их преобразования. Так, при высокой вязкости первичного вещества условия преобразования будут одни; по-другому будет разрешаться проблема, если допустить флюидальное, подвижное состояние первичного вещества или существование нефти и газа в одной и той же фазе. Впредь до получения новых данных мы допускаем, что нефть и газ, во время миграции и аккумуляции, находятся, в ос-

новном, в том же состоянии, в каком мы знаем их ныне. Можно сделать поправку лишь на влияние соответствующих температур и давления и на изменение степени взаимной растворимости газообразной и жидкой фаз.

Неясность рассматриваемой проблемы несомненно объясняется сильной изменчивостью геологических условий, влияющих на аккумуляцию нефти. Вероятнее всего, что лишь некоторые основные положения могут иметь универсальное значение. Так, например, в скоплениях шнуркового типа играют роль некоторые факторы, совершенно отличные от факторов нефтегазо-накопления в более выдержанных природных резервуарах, в которых существуют условия, благоприятные для циркуляции под напором.

Для исследования рассматриваемой проблемы необходимы совместные усилия специалистов в различных областях. До настоящего времени геологи, химики и физики работали чересчур независимо друг от друга, без должного учета основных принципов смежных областей знания. Развитие техники и механизации в течение последних лет настоятельно требует разрешения рассматриваемой проблемы наряду с другими кардинальными проблемами нефтяной геологии. Потребность эта особенно возросла во время мировой войны, предъявившей колоссальные требования к ископаемым запасам. В прошлом геология с помощью прикладной геофизики способна была удовлетворять все возрастающий спрос на нефть. В настоящее время значительное истощение ресурсов нефти диктует необходимость перестройки техники поисков и разведки. При будущих поисковых работах встанет вопрос об открытии более глубоко погребенных и трудно выявляемых структурных и стратиграфических ловушек. Роль геолога будет заключаться в более рациональном использовании методов геофизических и геологических исследований. Все это требует более глубокого познания различных факторов, влияющих на образование и миграцию нефти и формирование ее залежей.

Предлагаемый обзор современного состояния проблемы миграции и аккумуляции нефти и природного газа не претендует на разрешение этой сложной проблемы. Настоящая работа является, скорее, попыткой сопоставления и анализа известного фактического материала и оценки существующих теорий. Нами вносятся также предложения о направлении дальнейших исследований в данной области.

МАСШТАБ И ХАРАКТЕР МИГРАЦИИ

ОБЩИЕ СООБРАЖЕНИЯ

Всякое исследование, посвященное вопросам миграции и аккумуляции нефти, естественно, тесно связано с проблемой происхождения последней. Подобное исследование тесно соприкасается с основными представлениями относительно местоположения нефтематеринских пород и возможной физической характеристики углеводородов во время их накопления. По данному кругу вопросов существуют весьма разноречивые мнения; общепризнана только теория органического происхождения нефти.

Помимо вопроса о происхождении нефти, первая основная проблема, подлежащая рассмотрению, это вопрос о масштабах миграции. Некоторые геологи придерживаются мнения, что нефть всегда имеет местное происхождение и что невозможна какая бы то ни было миграция, за исключением миграции из материнских пород в непосредственно прилегающие к ним природные резервуары. Противоположная точка зрения заключается в том, что материнские породы никогда не бывают столь сильно обогащены органическим веществом, чтобы дать начало крупным скоплениям нефти без значительной миграции. Существуют различные варианты последней точки зрения. Согласно одному из них, доминирует вертикальная миграция; согласно другому — все, или большинство скоплений обусловлены ограниченной боковой (латеральной) миграцией; наконец, согласно третьему, принимается региональная миграция на значительные расстояния. По данному вопросу в течение ряда лет происходила оживленная дискуссия, и накопилась обширная литература. Некоторые из высказанных взгля-

дов основываются на предвзятых представлениях или на экспериментах, не воспроизводящих действительных природных условий. Тем не менее значительная часть литературы по этому вопросу имеет определенное значение для разрешения проблемы.

Внимание геологов было привлечено к данной проблеме в 1861 г., когда Стэрри Хэнт (Sterry Hunt)³⁷ высказался в пользу первичного залегания нефти. Двумя годами позже Роджерс (H. D. Rogers) высказал взгляд относительно первично рассеянного состояния нефти с последующей миграцией в участки пликвативно дислоцированных слоев. Вопрос усиленно обсуждался в течение последующих лет. В более позднее время крайние противоположные представления относительно масштабов миграции были хорошо выражены, с одной стороны, в трудах Мак-Коя (A. W. Mc Coy) и Кларка (F. R. Clark), с другой — в работах Рича (J. L. Rich).

Мак-Кой, в своих работах 1918 г. и последующих лет, указывает, что значительная миграция через сланцы и тонкозернистые песчаники, обычно встречаемые в природе, невозможна вследствие противодействия со стороны поверхностного натяжения и трения.

Кларк¹⁵ также представил ряд убедительных доводов в пользу теории местного происхождения ряда скоплений нефти и газа. Рич, наоборот, обосновывает возможность миграции нефти, при определенных условиях, на дальние расстояния.

ПРОТИВОПОСТАВЛЕНИЕ МЕСТНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ МИГРАЦИИ НА ДАЛЬНИЕ РАССТОЯНИЯ

При анализе теории местного происхождения нефти возникает вопрос, может ли материнское вещество нефти образовать скопления, достаточные для того, чтобы дать без миграции начало значительным залежам. Обширные исследования современных морских осадков, произведенные Траском (Trask) и его сотрудниками⁹⁸, а также изучение вероятных нефтема-

теринских отложений большинства основных нефтегазоносных провинций США. (Траск и Патнод) (Trask and Patnode)⁹⁹ приводят к определенному выводу о том, что некоторые нефтяные залежи могли образоваться без миграции на дальние расстояния.

Интересные наблюдения Линка (W. L. Link)¹⁰² над процессом отложения органического вещества в тропиках указывают на возможность образования нефти непосредственно в нефтеносных породах. Линк отмечает, что воды, омывающие современные коралловые рифы, изобилуют морскими растениями и животными и что рифы часто принимают грязно-коричневую или черную окраску в результате разложения органического вещества, попавшего в поры породы. Далее Линк указывает, что дельтовые отложения многих небольших рек Борнео, Суматры и других, более мелких островов содержат разлагающееся органическое вещество в количествах, достаточных для образования нефти.

Болл (M. W. Ball)³ допускает местное происхождение битумов атакских песчаников. Битуминозными песчаниками Мак-Мэррей (мелового возраста) перекрываются без заметного углового несогласия почти горизонтально залегающие плотные, массивные синевато-серые девонские известняки. Песчаники, мощность которых составляет от 30 до 60 м, пропитаны в большей или меньшей мере битумом на площади от 30 и, возможно, до 100 тысяч км². Битумы образуют скорее пленки вокруг каждого отдельного зерна песчаника, а не выполняют поровые пространства и, по крайней мере в плотных, более богатых слоях, являются единственным цементирующим материалом. Песчаники отлагались на сильно выровненной поверхности, и слои остаются практически ненарушенными. На поверхности отмечается лишь несколько незначительных впадин и широких вздутий, обладающих падением порядка от 0,2 до 0,9 м на 1 км. В пределах площади, на которой песчаники битуминозны, слои обладают региональным падением порядка 0,5 м/км к западу, в сторону от Лаврентьевского плато. За

пределами площади, на которой наблюдается битуминозность, падение становится несколько более крутым.

Болл считает, что длительная субаэральная стадия, пережитая девонскими отложениями до перекрытия их песчаниками, чрезвычайно пологое залегание этих отложений и отсутствие в них глубоких трещин, а также то обстоятельство, что они должны были быть полностью консолидированными ранее отложения меловых осадков, — все это исключает возможность миграции нефти из девонских отложений вверх. Маловероятна также боковая миграция сквозь еще менее пористые породы, с последующей вертикальной миграцией в песчаники Мак-Мэррей. Кроме того, почти горизонтальное залегание песчаников и отсутствие в прилегающих к ним породах водоносных слоев делают дальнюю боковую миграцию неправдоподобной. Возможность отложения битумов сингенетично с песчаниками обычно считается маловероятной вследствие того, что аэробные бактерии должны были бы разложить нефть прежде накопления последней в виде залежи. Болл считает, что нефть образовалась или в самих песчаниках, или в непосредственно перекрывающих их сланцах, при незначительной боковой миграции, либо вовсе без нее.

Наблюдения Рича⁸¹ опровергают представление о том, что нефть может образоваться *in situ* в количествах, достаточных для насыщения пород-коллекторов. Рич указывает, что органическое вещество во время своего отложения содержит, вероятно, около 90% воды. Даже если допустить, что поры песка целиком заполнены органическим веществом, то и тогда количество образующейся нефти составит лишь незначительную часть количества, необходимого для насыщения песка.

В качестве убедительных примеров местного происхождения нефти нередко приводятся нефтяные залежи в отдельных песчаных линзах и относительно небольшие шнурковые залежи. Значительное количество данных относительно подобных скоплений и их

происхождения приводится Ван-Тайлом и Паркером (Van Tuyl и Parker)¹⁰². Скопления этого типа вряд ли могли возникнуть в результате дальней боковой миграции, поскольку миграция эта должна была бы осуществляться через сланцы, вмещающие пески. Исходное для образования нефти вещество отлагалось, вероятно, вместе с песками, или в непосредственно прилегающих к ним сланцах, или, быть может, и в тех и в других. Лэхи (F. H. Lahee)⁵¹, однако, отмечает, что дифференциация флюидов внутри резервуаров происходила посредством боковой миграции, поскольку относительное положение газа, нефти и воды явно соответствует структуре — газ занимает участки, наиболее высоко расположенные вверх по восстанию пластов.

Доказательство образования нефти в песках приводится Симмонсом (J. E. Simmons)¹⁰². На месторождении Сэттлес (округ Глэсскок, Техас) продуктивен верхний горизонт песчаника Иейтс. Он обладает мощностью в 13 м, и это единственный песчаник серого цвета в разрезе пород мощностью свыше 100 м. Перекрывается и подстилается этот песчаник ангидритами и красными сланцами. На площади Мак-Кэми (округ Эптон, Техас) серый песчаник, залегающий подобным же образом среди мощных почти чистых кристаллических ангидритов, местами хорошо насыщен нефтью, хотя промышленная добыча из него еще не производилась. Согласно Де Форду (R. K. De Ford)¹⁰², подобные же условия наблюдаются и в залегании песчаников Бауэрс в месторождении Хоббс (Нью-Мексико). Песчаники эти непосредственно окружены ангидритами и отделены от возможных нефтематеринских отложений толщей слабо проницаемых пород, не нарушенной дизъюнктивами мощностью свыше 100 м.

Кларк¹⁵ определенно придерживается мнения об отсутствии как вертикальной, так и боковой миграции нефти на сколько-нибудь значительные расстояния. Он считает, что нефть и газ, слагающие ныне известные залежи, образовались из местных богатых скоплений органического вещества, отлагавшегося на

ограниченных площадях поблизости от ловушек, вмещающих залежи. То обстоятельство, что встречаются природные резервуары, не насыщенные нефтью, объясняется отсутствием в данном месте соответствующего исходного для нефтеобразования вещества. В условиях некоторых типов ловушек, обнаруживающих признаки периодического роста, каковы, например, антиклинальные и куполовидные поднятия и соляные диапиры, морская седиментация протекала таким образом, что на мелководных участках над структурами органическое вещество накапливалось в больших количествах, чем в прилегающих зонах нормальной глубины. Во время отложения песков-коллекторов, ныне насыщенных нефтью, и, возможно, непосредственно после их отложения, морское дно находилось в зоне теплых, неглубоких вод благодаря сводообразному изгибанию данных отложений, обусловленному складкообразованием или соляной интрузией; условия в этой зоне благоприятствовали пышному расцвету жизни. Подобные местные условия, вероятно, воспроизводились неоднократно в течение формирования многих соляных куполов. Кларк отмечает также, что в описываемых условиях важную роль играют несогласия. Он указывает, что в процессе денудации складок ниже поверхности несогласия возрасла пористость пород. Во время последующего погружения участки над складками и непосредственно к ним прилегающие оказались покрытыми теплыми, мелкими водами, в которых условия благоприятствовали обильному накоплению органических остатков.

Торри (P. D. Torrey)⁹⁷ склоняется в пользу представления о местном происхождении нефти большинства месторождений Пенсильвании. Месторождения этого штата первично приурочены к площадям, на которых пористые морские породы ассоциируются с морскими нефтепроизводящими отложениями и не встречаются там, где связанные с коллекторами сланцы становятся песчанистыми. Мелководные лагуны и заливы девонского и миссисипского времени располагались в местах, благоприятных для накопле-

ния песков, постепенно, по мере удаления от области сноса, сменявшихся сланцами. В этих же местах условия были благоприятны для накопления органических остатков. В результате колебаний береговой линии возникло мереслаивание богатых органическим веществом сланцев и песков. Дизъюнктивные нарушения, достаточные по своим размерам, чтобы обусловить вертикальную миграцию из богатых битумами среднедевонских сланцев, отсутствуют. Естественно предположить, что источником нефти и газа служат породы той же формации, которая содержит нефтеносные песчаники. В ряде случаев нефтепроизводящими, вероятно, бывают сланцы, непосредственно контактирующие с песчаниками.

Торри считает, что ограниченная боковая миграция имела место при образовании большинства месторождений Пенсильвании, но что дальняя миграция была невозможна вследствие невыдержанности литологического состава пород и общего отсутствия в них разрывов.

Мак-Кой неоднократно подчеркивал, что местные нефтепроизводящие слои вполне способны служить достаточным источником нефти для связанных с ними природных резервуаров. В 1940 г. он высказался следующим образом ⁵⁷:

Никому неизвестно, что представляют собой нефтепроизводящие отложения, каковы они и какова их история. Я неоднократно высказывался в печати (как в статьях, написанных для Ассоциации*, так и в других) в том смысле, что существует явная связь между породами-коллекторами и определенными стратиграфическими элементами разреза. В Оклахоме и Канзасе важнейшими из подобных частей разреза являются сланцы Чаттануга, сланцы Чироки и некоторые сланцы или «известковистые породы» формации Канзас Сити пенсильванских отложений.

* Имеется в виду Американская ассоциация геологов-нефтяников. (Прим. ред.)

Большая часть продуктивных горизонтов теснейшим образом связана с одним из этих определенных стратиграфических элементов разреза. Связь может выражаться либо в том, что продуктивный горизонт непосредственно подстилает данные слои, либо в том, что благодаря условиям структурного рельефа природный резервуар располагается сравнительно близко от этих слоев, на одном с ними уровне. Дизъюнктивные нарушения, понятно, являются элементами структурного рельефа. Следующее может служить иллюстрацией высказанного положения: сланцы, непосредственно перекрывающие продуктивные песчаники на месторождении Оклахома Сити, являются, примерно, стратиграфическими эквивалентами сланцев, перекрывающих «кремнистый известняк» на месторождениях Гарбер и Блэкуелл, песчаник «Уилькокс» на месторождениях Биллингс и Тонкава и, что весьма любопытно, весьма тесно связаны с линзами песков Бэрбэнк в ряде залежей, приуроченных к бартлесвилльским песчаникам. Более того, на месторождении Оклахома Сити та же формация, вследствие дизъюнктивных нарушений в восточной части месторождения, приведена в соприкосновение с коллекторами «кремнистого известняка», обладающими мощностью около 130 м, являющимися продуктивными, и притом—единственно продуктивными, в зоне удаленной примерно на 1600 м от указанного тектонического контакта.

Ранее мною указывалось уже, что в Техасе продуктивность отмечается там, где подошва меловых пород формации Аустин приближена к формации Вудбайн, благодаря ли условиям структурного рельефа (на месторождениях Мексиа, Пууэлл, Ван и др.), вследствие ли явлений выклинивания (на месторождении Ист Техас), либо благодаря интрузии серпентинита, служащего природным резервуаром (в западной части бассейна). Интересным в данной связи является то обстоятельство, что на месторождении Ист Техас максимальная продуктивность практически отмечается на площади, на которой меловые породы формации Аустин непосредственно контактируют с песчаниками Вудбайн.

До известной степени аналогичная картина наблюдается в Канзасе. «Кремнистый известняк» продуктивен

в тех случаях, когда он залегает неподалеку от определенных горизонтов формации Канзас Сити. Там, где подобное положение занимают песчаники Уилькоккс или «известковые породы» Вайола — если только они пористы — нефть встречается в них. Более того, в восточном Канзасе нефть встречается в некоторых количествах в самой формации Канзас Сити, примерно в тех же стратиграфических условиях. Продуктивность, связанная с формацией Канзас Сити, наиболее ярко выражена там, где формация эта ассоциируется с лучшими коллекторами, подобными упомянутым выше.

Ньюман (L. M. Neumann)* также придерживается мнения, что нефть некоторых залежей не претерпела значительной миграции, как это вытекает из следующих интересных наблюдений:

Для многих известных мне скоплений нефти невозможно установить факторы, обусловившие аккумуляцию, вследствие недостаточной ясности фактических данных. В некоторых лишь случаях мы можем с достаточным основанием полагать, что определенные факторы играли преобладающую роль в накоплении нефти в тех природных резервуарах, где она содержится ныне. К наиболее ясным случаям относится накопление в песчаных линзах в сланцах Чироки в восточной Оклахоме и юго-восточном Канзасе.

Прежде чем обратиться к рассмотрению этих линз, я хочу отметить, что принадлежу к числу геологов, допускающих миграцию нефти. Существуют многочисленные примеры явной миграции; мне приходилось, однако, убеждаться в том, что в случаях, когда доказательства в пользу миграции наиболее убедительны, масштаб миграции и расстояние перемещения были незначительными. В некоторых наиболее неясных случаях можно было предположить дальнюю миграцию нефти, однако в большинстве случаев возможные нефтепроизводящие отложения расположены неподалеку.

* Письменное сообщение, 1943.

Восточная Оклахома и юго-восточный Канзас. В восточной Оклахоме и юго-восточном Канзасе песчаные линзы формации Чироки, как правило, полностью замкнуты в сланцах. Лишь в некоторых случаях они залегают на денудированной поверхности миссисипских известняков. Сланцы, вмещающие линзы, обладают низкой проницаемостью и, благодаря этому, служат непроницаемой крышкой, удерживающей нефть в песчаных линзах. Между последними отсутствует пористая среда, которая служила бы сообщением между ними. Мало вероятно, чтобы нефть могла образоваться тут же на месте из органического вещества, отлагавшегося в песках, поскольку содержание органики весьма незначительно. В ряде случаев песчаные линзы целиком насыщены нефтью таким образом, что вода не насыщает отдельных частей линз, а присутствует лишь, будучи распыленной среди нефтяного песка на участках пониженной проницаемости.

Басс (N. W. Bass) установил, что описываемые линзы отлагались в виде прибрежных скоплений песка. Во время своего отложения и погребения они несомненно были насыщены водой. Источником нефти, очевидно, являются вмещающие их сланцы, а перераспределение воды и нефти произошло под воздействием капиллярных сил.

Это последнее становится очевидным, так как линзы полностью замкнуты в сланцах, и если бы нефть, насыщающая линзы, мигрировала с дальних мест, то она должна была бы мигрировать сквозь в высокой степени непроницаемые сланцы.

Можно высказать некоторые предположения и относительно времени аккумуляции. В то время когда материал будущих сланцев осаждался в виде ила, он обладал, вероятно, большей пористостью, по сравнению с песчаными линзами, потому, что вода, содержащаяся в нем в большом количестве, удерживала тонкие частицы осадка на известном удалении друг от друга. Поэтому, прежде чем нефть могла перейти из сланцев в пески, должно было произойти известное уплотнение, благодаря которому размеры пор в сланцах понизились достаточно, чтобы позволить проявиться действию капиллярных сил.

Исследование нефти, содержащейся в описываемых песчаных линзах, также приводит к выводу о ее местном происхождении. Нефти, содержащиеся в песчаных скоплениях, приуроченных к одному и тому же стратиграфическому горизонту, весьма сходны, тогда как нефти, насыщающие песчаные породы разных стратиграфических горизонтов, обнаруживают существенные различия. На юго-востоке округа Оседж значительно отличаются нефти двух залежей, расположенных друг от друга на расстоянии около 8 км, хотя стратиграфический интервал между продуктивными горизонтами составляет лишь 25 м. В нефти, насыщающей нижнюю песчаную линзу, значительно больше нафеновых, соединений, по сравнению с верхней линзой. Практически, между нефтями этих двух залежей существует большее различие, чем между нефтями любых других залежей Оклахомы, даже в том случае, если возраст нефтеносных слоев в одной залежи относится к перми, в другой — к ордовика.

Геологическая история обеих залежей совершенно одинакова; поэтому единственное возможное объяснение описанных взаимоотношений — это различие исходного для нефтеобразования вещества, отлагавшегося в сланцах, вмещающих упомянутые песчаные линзы.

Поднятие центрального Канзаса. К другому случаю совершенно явной ближней миграции относятся условия, наблюдаемые в залежах поднятия центрального Канзаса, расположенных на размытой поверхности известняка Арбокл. Залежи приурочены обычно к останцам древнего рельефа, погребенным под пенсильванскими сланцами. Последние, видимо, нефтепроизводящи и, одновременно, служат непроницаемой крышкой. Условия здесь не столь ясны, как для песчаных линз Чироки. Мало вероятно, чтобы источником нефти могли служить известняки Арбокл, бывшие объектом интенсивной эрозии в течение длительного периода времени, предшествовавшего отложению пенсильванских сланцев. Вместе с тем, в разрезе отсутствуют какие-либо выдержанные проницаемые породы, по которым нефть могла бы мигрировать издалека.

Свод Суитграсс в штате Монтана. Геологические условия, наблюдаемые на своде Суитграсс в Монтане, служат хорошим примером местного происхождения нефти. Мы не можем детально охарактеризовать условия аккумуляции нефти в различных песчаных скоплениях, известных в геологическом разрезе данной площади. Приводим описание по Доунсу (G. R. Downs), детально изучившему этот район.

Нефть и газ в нижнемеловом песчанике Санбэрст на площади Кевин-Санбэрст в штате Монтана приурочены к отдельным линзам повышенной пористости. Неоднородная цементация песчаников обусловлена инфильтрацией растворов, из которых осаждалась известь. Мощность песчаников составляет от 13 до 33 м. В продуктивных скважинах отмечается лишь незначительное количество воды. Скопления газа и нефти (либо одного газа или нефти) приурочены к пористым участкам в формации, вне зависимости от их структурного положения. В частности, на одном из участков в северо-западной части площади Кевин-Санбэрст было получено 0,12 т/м² тяжелой нефти. Скважина, расположенная гипсометрически ниже по структуре в 800 м к юго-западу, дала первоначальный приток чистого газа в 45 000 м³ в сутки. Скважина, расположенная около 3 км к северо-западу от первой, еще на 25 м ниже гипсометрически, — дала приток чистого газа свыше 30 000 м³ в сутки.

На месторождении Норс Кат Бэнк наблюдалось такое же структурно незакономерное распределение нефти и газа. В некоторых случаях нефть добывается из скважин, расположенных выше по возматыванию пластов по сравнению с чисто газовыми скважинами.

Если бы здесь происходила сколько-нибудь значительная миграция, следовало бы ожидать, что газ займет структурно наиболее повышенные участки. Поскольку этого не наблюдается, следует допустить, что нефте- и газопроизводящие породы располагались поблизости, прилегают к пористым зонам в песчанике, содержащем залежи.

Белл* высказывается в пользу того, что в Восточ-

* Письменное сообщение, 1943.

ном Внутреннем бассейне миграция была значительной. Он говорит:

Основные вопросы, касающиеся времени накопления нефти, а также масштаба и характера ее миграции в Восточном Внутреннем бассейне, остаются поныне спорными. В течение последних шести лет, когда было пробурено свыше 16 тыс. скважин, был получен богатый фактический материал, характеризующий строение недр. Материал этот, однако, в основном, еще ожидает изучения. Бросается в глаза широкое распространение нефтяных залежей по всей погруженной части бассейна, на площади около 20 500 км², которая раньше считалась лишенной нефти. Присутствие этих залежей в центральной части бассейна очевидно опровергает теорию аккумуляции в краевых зонах седиментационного бассейна в результате миграции из его центральной части. Изучение новых залежей в Иллинойсе, видимо, подтверждает представление, сложившееся в отношении ранее известных месторождений юго-восточного Иллинойса о том, что нефть образовывалась либо в самих песчаных коллекторах, либо в сланцах, примыкающих к ним. Миграцию здесь можно допустить лишь на небольшие расстояния, т. е. аккумуляция происходила с ограниченных площадей.

Керри (W. H. Curry) * также придерживается теории местного происхождения в отношении нефтяных залежей сбросовой зоны на площади Сан Антонио, в Техасе:

В сбросовой зоне в округах Бексар, Гведэлуп и Колдуэлл, к востоку от Сан Антонио, в Техасе, продуктивны меловые породы формации Аустин (мелового возраста). Нефть содержится в трещиноватых известняках, откуда возникло представление о том, что она поднялась вверх по этим трещинам из нижележащего нижнемелового известняка Эдвардс, который продуктивен на некоторых месторождениях сбросовой зоны. В обоих случаях свойства нефти одинаковы, что до известной степени подтверждает

* Письменное сообщение, 1943.

изложенное представление. Этот вывод, однако, опровергается рядом фактов. Во-первых, нефть иногда встречается в вышележащей формации Аустин в тех местах, где она отсутствует в нижележащей формации Эдвардс. Во-вторых, в корне глубокой скважины были встречены многочисленные раковины *Gryphaea*, выполненные известняком, насыщенным нефтью. Снаружи раковины целиком покрыты плотным, сухим, белым, мелоподобным известняком. Ясно, что нефть образовалась внутри раковин, но уйти оттуда не могла. Все качества этой нефти, и запах, и цвет, и вкус, — тождественны с качествами нефти, содержащейся в залежах формации Аустин. Из изложенного следует вывод, что нефть, содержащаяся в формации Аустин, образовалась в фациях этой формации, богатых ископаемыми, и мигрировала лишь на незначительные расстояния сквозь слабо проницаемые известняки в трещиноватые коллекторы. При подобном понимании, накопление нефти зависит в одинаковой мере как от наличия соответствующих фаций, богатых ископаемыми, так и от присутствия трещиноватых коллекторов.

Условия, наблюдаемые на месторождении Клара Дрисколл в округе Нюсес, в Техасе, также лучше всего объясняются, согласно Кэрри*, при допущении местного происхождения нефти. Он отмечает, что нефть, содержащаяся здесь в линзообразно залегающих песчаниках, могла образоваться в них самих, или в смежных морских сланцах, с последующим перераспределением, контролируемым структурой. Кэрри обосновывает свои взгляды следующими данными:

1. Нефть иногда встречается в песчаных линзах, не имеющих связи с какими бы то ни было крупными песчаными образованиями, из которых нефть могла бы мигрировать. Многие из этих линз представляют собой узкие, извилистые, выклинивающиеся образования, напоминающие речные дельтовые отложения.

2. Нефтеносные песчаники олигоцен-миоценовой формации Катаула фрайо представляют собой обычно линзо-

* Письменное сообщение, 1943.

образные тела среди мощной толщи шоколадных и красно-коричневых бентонитовых сланцев. Последние содержат вулканический пепел; происхождение их безусловно не морское, и они не могут рассматриваться в качестве нефтематеринских пород.

3. Отмечено, что нефтеносные песчаники всегда перекрываются и подстилаются зелеными сланцами различной мощности, иногда содержащими ископаемые раковины. Поэтому следует предположить, что нефть месторождения Дрисколл образовалась в основном в самих морских песках. Возможно, что незначительное количество нефти перешло в пески из смежных морских сланцев под воздействием капиллярных сил. Поскольку, однако, мощность зеленых сланцев иногда весьма невелика, можно полагать, что нефть в основном образовалась в песках.

4. Нефть и газ не могли мигрировать в описанные песчаные линзы вдоль плоскостей дизъюнктивных нарушений, поскольку нарушения эти сами по себе запечатывают залежи, образуя структурные ловушки.

При изучении ряда других месторождений были получены доказательства существенной роли вертикальной или боковой миграции, либо той и другой вместе.

Бартон (D. C. Barton)⁴, рассматривая такие глубоко погребенные соляные куполы, как купол Эсперсон в округе Либерти в Техасе, считает, что связь скоплений нефти с куполами — не генетическая, а чисто структурная. На куполе Эсперсон нефть содержится лишь в слегка изогнутых миоценовых слоях, залегающих примерно на 1 тыс. м выше кровли соли. Эти песчаные слои подстилаются песчано-глинистой толщей олигоцен-миоценового возраста, мощностью свыше 800 м, дислоцированной подобным же образом. Изредка в песчаниках этой толщи встречаются признаки нефти, как правило же они содержат лишь воду. Согласно Бартону, основная роль соляных куполов заключается в том, что они образуют структуру, облегчающую боковую миграцию и направляющую ее к своду купола. Помимо того, соляные куполы со-

здают возможность вертикальной миграции вдоль разрывов и трещин, которые образуются в толщах, перекрывающих куполы и прилегающих к ним. Бартон считает роль этого вида миграции второстепенной. Вертикальная миграция выражена более резко для неглубоко погребенных куполов, поскольку прилегающие к ним толщи интенсивнее нарушены разрывами. Роль вертикальной миграции в этих условиях подчеркивается незакономерной изменчивостью свойств нефти, содержащейся в песчаных коллекторах, прилегающих к куполам. В противоположность этому, на глубоко погребенных куполах, как, например, на куполах Эсперсон и Гуз Крик, изменение свойств нефти происходит с плавной закономерностью.

В качестве интересного примера роли вертикальной миграции Бартон⁵ упоминает также купол Белль Иль в Луизиане. Признаки нефти были встречены здесь лишь у самого свода купола, в северной его части, составляющей лишь одну десятую часть общей площади свода. Признаки эти обнаружены у контакта соли с вышележащими осадками и в самой соли, свидетельствуя, таким образом, о вертикальной миграции снизу, сквозь толщу соли.

Значительный интерес представляет приводимое Рэсселем⁸³ описание нефтяных и газовых месторождений Западного Кентукки. Продуктивны здесь известняки и доломиты силурийского и девонского возраста. Рэссел считает, что основным источником силурийской и девонской нефти и газа служат сильно битуминозные черные и коричневые сланцы Чаттануга. Рэссел допускает вертикальную миграцию вниз из этих сланцев, поскольку нефтяные и газовые залежи расположены обычно на 20 м, а иногда — на 10 м глубже их подошвы.

Боковая миграция, очевидно, отсутствовала, или имела место в весьма ограниченных размерах, в тех случаях, когда залежи локализируются в изолированных пористых участках, вовсе безводных или содержащих воду в небольших количествах. Существование миграции в том или ином масштабе вверх по

восстанию пластов может быть допущено для антиклинальных структур с признаками нефти за пределами поднятий.

Поскольку в силурийских и девонских отложениях отсутствуют пористые и проницаемые пласты, хорошо выдержанные на больших расстояниях, вряд ли можно допустить боковую миграцию большого масштаба.

В миссисипских отложениях продуктивны песчаники Честер, переслаивающиеся с известняками и, в значительной мере, со сланцами. Некоторые геологи предполагают, что нефть вертикально мигрировала кверху из сланцев Чаттануга. Рэссел считает это маловероятным, поскольку месторождения не приурочены к дизъюнктивным нарушениям. Большинство существующих разрывов, видимо, залечено кальцитом. Переслаивание песчаников со сланцами и известняками делает значительную вертикальную миграцию неправдоподобной. Это подтверждается и тем, что между песчаниками Честер и сланцами Чаттануга залегают водоносные породы, лишенные нефти и газа. Согласно Рэсселу, нефть образовалась, видимо, в битуминозных слоях формации Честер, тесно ассоциированных с продуктивными песчаниками. Наличие соленой воды, оконтуривающей скопления нефти в антиклинально изогнутых пластах, или воды, подстилающей скопления в песчаных слоях, выклинивающихся вверх по восстанию пластов, — свидетельствует в пользу некоторой боковой миграции. Значительная миграция, однако, маловероятна вследствие невыдержанности песчаников. В отношении некоторых, видимо полностью насыщенных нефтью, песчаных линз следует предположить местное происхождение нефти. Рэссел считает, что вертикальная миграция в формации Честер не превышала обычно 30 м, в то время как боковая миграция достигала нескольких километров.

Условия залегания нефти в месторождении Кресцент в округе Логан в Оклахоме, приводимые Вильсоном (W. B. Wilson)¹¹¹, безусловно указывают на наличие миграции. Структура нарушена в сводовой части меридиональным сбросом, по которому ее за-

падная часть опущена примерно на 100 м. Нарушение это расчленяет структуру на два отдельных блока, в каждом из которых залежь содержится в песчаниках Уильямс, при этом в западном блоке газ и нефть располагаются на уровне, более низком, чем водо-нефтяной контакт в восточном блоке. Вильсон считает, что залежь нефти, возможно с газовой шапкой, образовалась не позже конца миссисипского времени. В структуре развился сброс, смещение по которому практически завершилось ко времени отложения формации Осуэго. До образования сброса структура испытывала нагрузку толщи мощностью менее 350 м, и в залежи, вероятно, присутствовала газовая шапка. Специальные исследования указывают, что газовая шапка должна исчезнуть при повышении нагрузки до 175—180 кг/см². Существующая нагрузка, определяемая толщиной мощностью в 2 тыс. с лишним метров, достаточна для того, чтобы удержать в растворе газ в восточном блоке. Хотя нагрузка в западном блоке больше, здесь присутствует газовая шапка. Поэтому следует заключить, что уже после образования сброса в западный блок дополнительно поступил газ в количестве, достаточном для возникновения газовой шапки. Следует предположить также дополнительное поступление некоторого количества тяжелой нефти, поскольку плотность нефти западного блока двумя градусами меньше и цвет ее темнее, чем у нефти восточного блока. Региональный наклон пластов в районе направлен к западу и юго-западу. Следовательно, западный блок доступен для миграции, в то время как восточный — закрыт для нее с запада сбросом, а с востока ограничен синклиналью.

В результате изучения месторождения района Санта Мария в Калифорнии выясняется влияние дизъюнктивных нарушений на перемещение нефти. Согласно Коллуму (R. E. Collom)¹⁷, на месторождениях Санта Мария и Ломпок продуктивны трещиноватые кремнистые сланцы в нижней части формации Монтерей; это, вероятно, и нефтематеринские породы. На месторождении Санта Мария, кроме того, нефть содер-

живется в песчаных слоях формации Вакерес, которая, в нормальных условиях подстилает формацию Монтерей. Очевидно, имела место боковая миграция нефти из формации Монтерей по дизъюнктивному нарушению, по которому обе формации приведены в соприкосновение. На соседнем месторождении Касмалия продуктивен примерный стратиграфический эквивалент кремнистых сланцев месторождения Санта Мария. На месторождении Кэт Кэньон, расположенном в том же районе, нефть содержится в песчаниках, залегающих, повидимому, несогласно на продуктивных горизонтах месторождения Санта Мария.

Существуют убедительные доказательства наличия разрывов, по которым могла происходить миграция из формации Монтерей в вышележащие слои. Большая часть нефти, первоначально присутствовавшей на рассматриваемой площади, рассеялась. Об этом свидетельствуют многочисленные выходы и остатки нефти, приуроченные к обширной площади поверхностного распространения формации Монтерей, и мощная толща насыщенных нефтью сланцев, обнажающаяся на гребне возвышенностей в районе Касмалия.

Самый горячий приверженец теории дальней боковой миграции — это Рич (J. L. Rich)⁷⁹. Основные положения его теории сводятся к следующему. Нефть может переходить из нефтепроизводящих отложений в проницаемые слои несколькими способами: вследствие уплотнения сланцев, по трещинам, под влиянием капиллярных сил. Дальнейшая миграция по проницаемым слоям контролируется характером пористости и сил, вызывающих движение. В таких слоях, как подвергшиеся выщелачиванию известняки, или в условиях несогласного перекрытия, пути для продвижения нефти могут представлять собой ряд взаимосоединяющихся каналов растворения, достаточно крупных для того, чтобы миграция осуществлялась единственно в силу высокой подвижности нефти. Однако сквозь плохо проницаемые породы, часто слагающие природные резервуары, миграция должна осуществляться под воздействием таких факторов, как сжатие, проталки-

нающая сила вновь образующегося газа и гидравлический напор.

Вероятнее всего, нефть не мигрирует на дальние расстояния по тем сравнительно мелкозернистым породам, в которых мы встречаем ее ныне в природных резервуарах. Справедливее предположить, что нефть, как неотъемлемая составная часть флюидов, содержащихся в породе, мигрирует по любому открывающемуся перед ней пути, предпочтительно выбирая, понятно, породы более проницаемые. Подобными, особо проницаемыми путями (слоями-проводниками) могут служить сравнительно грубые песчаные слои, обладающие высокой пористостью, например слои формаций Сен-Питер, Дакота или Тенслип. Хорошими путями для передвижения нефти могут служить также выветренные поверхности несогласий, выдерживающихся на большие расстояния. Такими поверхностями являются, например, кровля формации Арбокл в Мид-континенте и кровля формации Трентон на Цинциннатском своде.

В процессе миграции нефть всегда стремится кверху: к кровле слоя-проводника, в структурно повышенные участки и вверх из слоя-проводника в другие слои, повсюду, где встречающиеся трещины или другие пути предоставят к этому возможность. Таким образом, поскольку всякое тектоническое нарушение, вероятно, влечет за собой раздробление, растрескивание и образование разрывов в породе, оно тем самым будет способствовать открытию путей для восходящего движения содержащихся в ней флюидов. Флюиды, мигрирующие по слоям-проводникам, стремятся со всех сторон к участкам, открывающим для них пути к дальнейшему восходящему движению. Они используют эти пути для движения в более высокие слои, к поверхностям, под которыми нефть, газ и вода, при соответствующих благоприятных условиях, смогут разделиться.

На пути своего движения мигрирующие флюиды будут оставлять ряд скоплений в наиболее благоприятных ловушках как в самих слоях-проводниках, так

и в вышележащих слоях. Нет необходимости допускать, что слой-проводник представляет собой один и тот же пласт, неизменно располагающийся на данном стратиграфическом уровне. Изложенное представление о восходящем движении по путям, открывающимся на участках уменьшения плотности вмещающих пород, допускает частое изменение стратиграфического положения всей массы мигрирующих флюидов.

Рич приводит следующие аргументы в пользу миграции на дальние расстояния:

1. Аккумуляция обычно контролируется структурными условиями, благоприятствующими отделению нефти от воды.

2. Практически невозможно представить себе образование таких громадных скоплений, как залежи на своде Сэбин, своде Бенд, поднятии Семинол и месторождении Оклахома Сити, без допущения миграции в больших масштабах со значительных нефтесборных площадей.

3. В ряде случаев нефть явно образовывалась не из местных источников и не обнаруживает никакой определенной связи с местными производящими отложениями.

4. Для ловушек, лишенных нефти, можно, видимо, предположить, что нефть вымыта из них циркулирующей водой.

Важнейшие аргументы против значительной миграции, согласно Ричу, следующие:

1. Наличие многочисленных залежей нефти в линзообразных песчаных резервуарах.

2. Затрудненность дальней миграции по мелкозернистым породам, часто слагающим природные резервуары.

Первое из этих возражений частично опровергается представлением о вертикальности движения в вышележащие слои; второе — результатами экспериментальных исследований Бичера и Паркхэрста (Beecher and Parkhurst)⁹, из которых вытекает, что вязкость и поверхностное натяжение нефти сильно понижаются растворенным в ней газом. При давлении в 35 кг/см^2 и температуре в $21,6^\circ\text{C}$ в нефти растворяется природный газ в количестве, достаточном, чтобы понизить ее

вязкость на 50%. На глубинах порядка 1300 м могут существовать давления, достигающие 126 кг/см^2 . При подобных давлениях в нефти может раствориться газ в количестве, достаточном для того, чтобы понизить ее вязкость почти до вязкости керосина. Поверхностное натяжение различных природных нефтей, насыщенных газом, при давлениях от 28 до 35 кг/см^2 снижалось, примерно, на 20%. Рич дополнительно отмечает, что высокие температуры, господствующие на больших глубинах, также понижают вязкость и поверхностное натяжение нефти. Вязкость воды тоже понижается с повышением температуры. При температуре, которая должна господствовать на глубине около 3500 м, вода будет продвигаться сквозь породу в три раза легче, чем у дневной поверхности. На глубине около 7 тыс. м это продвижение будет происходить в шесть раз легче.

Рич указывает, что поскольку линзообразные природные резервуары располагаются иногда в регионально наиболее поднятых участках, нефть могла мигрировать в эти участки по слоям-проводникам и подниматься из них по трещинам в линзообразные резервуары. Такой случай можно констатировать в округе Гринвуд в Канзасе. Прайс (W. A. Price)⁷⁵ установил, что между маломощными линзовидно залегающими песчаниками на площади Корпус Кристи существует взаимное сообщение. Возможно, что в отдельных случаях существует сообщение и между подобными песчаниками и вероятными нефтепроизводящими отложениями; вряд ли, однако, подобные условия встречаются часто в природе.

Согласно Бауэсу (H. H. Bowes), наблюдающееся распространение месторождений в бассейне Лос Анжелос может быть объяснено существованием боковой миграции в больших масштабах. Продуктивные слои в этом бассейне приурочены, за редкими исключениями, к мощной (свыше 1 тыс. м) толще песчаных пород, переслаивающихся со сланцами миоценового и нижнеплиоценового возраста, богатыми органическим веществом. Маловероятно, чтобы сланцы, рас-

слагающиеся и подстилающие нефтеносные пласты, могли служить источником нефти, без допущения миграции из участков, расположенных вне нынешних контуров нефтеносности.

Лэхи (Lahee)⁵⁰ считает, что нефтяные залежи, приуроченные к песчаникам Бэрбэнк и Бартлесвилл, в северо-восточной Оклахоме, и месторождение Ист Техас образовались путем боковой миграции большого масштаба. Региональная структура северо-восточной Оклахомы представляет собой в общих чертах ундулирующую гомоклиналь со средним падением к западу в 6,6 м/км. Песчаники Бартлесвилл развиты на площади в несколько сот квадратных километров. Западнее, на обширной площади развиты песчаники Бэрбэнк. Те и другие, вместе со сланцами Чироки, входят в одну общую формацию. Песчаники не отличаются выдержанностью и вверх по региональному восстанию пластов переходят в сланцы. В местах пальцеобразного выклинивания песчаников локализуется ряд залежей нефти и газа. Таковы залежи Бэрбэнк и Иэль-Марамек в песчаниках Бэрбэнк и Науэта, Бэрд Крик и Гленн в песчаниках Бартлесвилл. Структурные условия не имели особенного значения для формирования этих залежей, так как аккумуляция в основном обусловлена уменьшением проницаемости пород вверх по восстанию пластов. Нефть и газ продвигались в этом направлении до тех пор, пока продвижение это не было приостановлено литологическим изменением — замещением песчаников сланцами.

Месторождение Ист Техас расположено на западном склоне свода Сэбин. Продуктивными здесь являются песчаники Вудбайн, наклоненные на запад. Продуктивность их приурочена к зоне, в которой они срезаются несогласно перекрывающими их меловыми и сланцевыми породами формации Аустин. Последние падают к западу несколько более полого и служат непроницаемой крышкой. Зона в целом отличается проницаемостью. Добываемая здесь нефть весьма сходна с нефтью прочих залежей, приурочен-

ных к песчаникам Вудбайн, например залежей Ван Поуэлл, Уорсэм и Мексиа. Можно предположить, что нефтепроизводящими были сами песчаники или породы, залегающие где-либо неподалеку от них. Лэхи считает основным источником нефти сами песчаники. Возможно, что нефть поступала в последние также из вмещающих их сланцев Иглфорд и Дель-Рио; но значительные размеры скопления указывают на боковую миграцию с обширной площади.

Лиддл (R. A. Liddle)⁵⁵ объясняет формирование месторождения Ван в Техасе в соответствии с изложенным представлением. Он считает, что существовал один общий источник для всей нефти и газа района Ист Техас и что во всем этом районе миграция осуществлялась, примерно, одновременно. После накопления нефти и газа на месторождении Ван купол был нарушен разрывом, по которому часть его юго-восточного крыла была поднята выше положения, первоначально занимавшегося сводом; высшая точка структуры оказалась приподнятой более чем на 1600 м. Амплитуда перемещения была меньше мощности формации Вудбайн. Благодаря этому верхние горизонты ее на опущенном крыле оказались приведенными в контакт с нижними горизонтами на поднятом крыле, на уровне, более высоком, чем водо-нефтяной контакт. Это обстоятельство предоставило нефти возможность свободно мигрировать из опущенного крыла в поднятое. Такая миграция происходила, однако, лишь с площади, расположенной вне современного контура нефтеносности, замыкающего первоначальный свод купола. Доказательством этого служат остатки нефти, встречаемые в формации Вудбайн ниже уровня современного водо-нефтяного контакта; остатки наблюдаются на площади, по своим размерам почти не уступающей той, которая в настоящее время продуктивна. Лэхи полностью соглашается с Лиддлом в объяснении условий, наблюдающихся на месторождении Ван.

Уикс (L. H. Weeks) * считает, что аккумуляция нефти может быть объяснена скорее боковой миграцией, чем вертикальной.

Он полагает, что чаще всего миграция происходит параллельно, а не поперек напластованию. Нефть движется из сланцев или других нефтепроизводящих оглождений в боковом направлении к песчаным породам, залегающим по соседству. Эти породы образовывались в зонах бассейна, в которых характер последнего и конфигурация береговой линии благоприятствовали возникновению песчаных линз, либо более выдержанных песчаных накоплений.

По моему представлению, пишет Уикс, значительная вертикальная миграция невозможна. Об этом свидетельствует обычно наблюдающаяся сильная изменчивость вод, сингенетичных с нефтью, содержащихся в соседних пластах, а также частое переслаивание нефтеносных пластов с чисто водоносными, либо сухими.

Проблемы, возникающие при рассмотрении скоплений нефти и газа в известняковых природных резервуарах, несколько отличаются от вопросов, с которыми мы сталкиваемся, изучая скопления в песчаных образованиях. В данной связи представляют интерес наблюдения Говарда (W. V. Howard) ³⁵. Он признает, что признаки нефти, образовавшейся, вероятно, из органического вещества, отлагавшегося вместе с известняками, иногда встречаются в последних. Однако промышленные скопления приурочиваются не к известнякам, обладающим первичной пористостью, а скорее к трещинам в известняках и к зонам вторичной пористости, возникшим благодаря выщелачиванию вдоль древних поверхностей выветривания. Согласно Говарду, источником скоплений в трещиноватых известняках могли бы служить перекрывающие или подстилающие их сланцы, из которых нефть могла поступать вследствие своей высокой подвижности. Нижележащие сланцы вряд ли могут служить источником нефти в скоплениях, приуроченных к зонам вторичной пористости, так как нефть должна была бы мигрировать в последние сквозь непроницаемые из-

* Письменное сообщение, 1943.

известняки, что крайне маловероятно. Маловероятно, согласно Говарду, также поступление нефти из выше-лежащих сланцев. Он считает, что органическое вещество отлагалось в самих зонах пористости в период вторичного их погружения и затопления. Сланцы, отложившиеся поверх них, способствовали сохранению органического вещества, превратившегося впоследствии в нефть и газ. Рассматриваемые зоны вторичной пористости обычно отличаются значительным пространством и выдержанностью, что обусловило обширность нефтесборной площади. Первичная же концентрация органического вещества в порах, возможно была незначительной. Поскольку поры в описываемых зонах сверхкапиллярные, часто даже и весьма крупные, боковая миграция облегчается и может совершаться под действием одного лишь гравитационного фактора. Говард считает, что таким образом возникли скопления, связанные с погребенными гранитными кряжами.

Хотя теория Говарда и оправдывается в отношении ряда скоплений в известняках, возможно, что широко применимо также объяснение условий формирования, предложенное Доббином и Эрдманном (Dobbin and Erdmann)²¹ для скопления в формации Мэдисон на месторождении Кевин Санбэрст. Эти авторы рассматривают как нефтепроизводящие свиты обогащенные органическим веществом известняки и сланцы формации Эллис, перекрывающие формацию Мэдисон. Первоначально нефть, очевидно, накопилась у контакта названных формаций. Впоследствии она мигрировала, захватываясь водой, вдоль контакта и аккумулировалась в ловушке, образованной пористой зоной в кровле известняков Мэдисон.

Эрдман и Шуоброу (С. Е. Erdmann and J. K. Schwabrow)²², описывая месторождение Бордер-Рэд Кули в Монтане (США) и Альберте (Канада), обосновывают существование взаимосообщения между флюидами, содержащимися в нескольких отдельных природных резервуарах. На данном месторождении полное, практически, сходство вод, связанных с нефтью,

свидетельствует об общности происхождения нефти, содержащейся в формациях Мэдисон, Эллис и Кутнэй. Наиболее вероятные нефтепроизводящие отложения — черные, обогащенные органическим веществом морские известняки и сланцы формации Эллис — залегают, в основном, в низах этой формации и не везде контактируют с базальными песчаниками Кутнэй. Непосредственная миграция из нефтепроизводящих отложений в прилегающие природные резервуары представляется маловероятной.

Анализ гидрогеологических условий приводит авторов к выводу, что миграция происходила по трещинам под влиянием гидравлического напора столба жидкости по крайней мере в 670 м. «В частности это справедливо в отношении отдельных линз и подобных им образований, изолированных среди непроницаемых сланцевых пород». Миграция происходила, вероятно, по направлению наименьшего сопротивления, вдоль трещин и плоскостей напластования, к зонам пониженного давления. Существенное значение подобной миграции подчеркивается наблюдаемой ныне интерференцией скважин. Так, суточный дебит одной из скважин упал, примерно, с 30 до 1,5 т вскоре же после вступления в эксплуатацию соседней скважины. Так же сильно упало общее количество воды, отбираемое с нефтью.

Описанные явления свидетельствуют скорее о миграции нефти из одного природного резервуара в другой, чем о перераспределении флюидов внутри данного резервуара. Существуют указания в пользу того, что залежь, сообщающаяся с продуктивными слоями в формации Кутнэй и отдающая им нефть, локализуется у контакта формаций Мэдисон и Эллис. В то же время ряд исследований указывает, что залежь расположена не непосредственно книзу от ныне эксплуатируемых горизонтов. Подобные же условия наблюдаются в отношении залежи в песчаниках Санбэрст, на месторождении Кевин-Санбэрст и, возможно, на месторождении Кат Бэнк.

При медленной восходящей миграции постепенно накапливающиеся мелкие физические и химические

изменения нефти изменяют ее качество. При усиленном же отборе жидкости подобных изменений не происходит, так как нефть, извлекаемая из недр, быстро замещается другой, поступающей снизу под действием гидравлического напора.

Бэйс (С. А. Bays) * приводит доказательства в пользу существования вертикальной миграции в известняках в Восточном Внутреннем бассейне. Он пишет:

В результате исследования кернов буровых скважин, вскрывших формации Сент-Дженевьев и Сент-Луис, были обнаружены признаки миграций нефти сквозь плотные породы, представленные известняками и доломитизированными известняками. В некоторых кернах наблюдаются плоскости отдельности, ориентированные вертикально или почти вертикально. В ряде случаев на подобных плоскостях отмечаются пленки нефти. В керновом материале некоторых скважин это явление наблюдается постоянно. В частности, оно отмечается для скважин, расположенных в пределах площади распространения продуктивных отложений формации Мак-Клоскай или по соседству с ней. Некоторые исследователи предполагают, что значительная часть нефти, содержащейся ныне в оолитовых зонах формации Мак-Клоскай, образовалась в подстилающих слоях. В дальнейшем могла происходить миграция в продуктивные зоны по вертикально ориентированным плоскостям отдельности. В тех местах, где оолитовые зоны изменены образованием стилолитов, на поверхности последних обычно наблюдаются асфальтовые остатки. Подобные же остатки отмечаются и в зонах пересечения стилолитов с плоскостями отдельности.

Батчер и Харпер (С. Р. Butcher and Harper) ** предполагают следующее объяснение условий миграции и аккумуляции нефти в Пермском бассейне:

Согласно представлению одного из выдающихся исследователей геологических проблем, наличие подходящего природного резервуара полностью определяет образование

* Письменное сообщение, 1943.

** То же.

скопления нефти. Формирование залежи может произойти исключительно за счет миграции в больших масштабах. При прочих равных условиях, полностью отпадает необходимость присутствия поблизости нефтепроизводящих отложений.

Возможно, что на рассматриваемой площади Пермского бассейна (штаты Западный Техас и Нью Мексико) и найдется несколько примеров, иллюстрирующих изложенную крайнюю точку зрения. Можно утверждать, что общая геологическая обстановка находится в резком противоречии с этим утверждением. Природные резервуары, известные в этом районе, сложены известняками, в ряде случаев рифового происхождения. Исходный для образования нефти материал накапливался, видимо, одновременно с образованием этих известняков, обладающих большой мощностью. Вероятнее всего, мощные толщи известняков, подстилающие природные резервуары, и являются нефтепроизводящими. Таким образом вертикальная миграция играла, очевидно, большую роль, чем миграция боковая. Если это представление справедливо, то масштаб миграции здесь был сравнительно незначительным, и расстояние миграции выражалось цифрами порядка скорее сотен метров, а не километров. Имеется в виду миграция нефти в виде отдельных небольших капель.

Рифовые известняки, служащие вдоль западного края платформы Центрального бассейна и краевой зоны Делаварского бассейна природными резервуарами для нефти, являются фациальным изменением части песчаных и сланцевых толщ формации Делавар Маунтэн. Поэтому горизонтальная миграция на далекие расстояния могла бы обусловить накопление нефти на таком месторождении, как Хендрик, и некоторых других. Мы, однако, придерживаемся того мнения (вероятно разделяемого многими), что нефть месторождения Хендрик образовывалась одновременно с нефтесодержащими рифовыми известняками и подстилающими их известняковыми толщами. Миграция здесь происходила, видимо, преимущественно в вертикальном направлении. Движение воды в настоящее время происходит, в основном, латерально. Необходимо отметить, что изложенное представление спорно и упоминаемые

скопления нефти в «краевой зоне Делаварского бассейна» могут, следовательно, приводиться как пример дальней миграции нефти к известняковым природным резервуарам.

Возникновение таких месторождений, как Минс, Чэрч, Фильдс-Мак-Эльрой и Мак-Кэми, расположенных вдоль восточного края платформы Центрального бассейна, бесспорно обусловлено преобразованием исходного органического вещества, накапливавшегося в самих известняках. Здесь не наблюдается фациального перехода возможных нефтепроизводящих отложений в рифовые известняки, служащие природными резервуарами. Заведомо более древние темноцветные сланцы бассейна Мидлэнд являются фациальным изменением более древних известняковых толщ, подстилающих природные резервуары. Если рассматривать эти сланцы как нефтепроизводящие отложения, то и тогда формирование современных скоплений нефти произошло в основном за счет вертикальной миграции.

Та же проблема возникает и при рассмотрении других месторождений, — таких, как Уэссон, Хоббс, Эйтс и Голдсмит. Следует задать вопрос: откуда мигрировала нефть этих месторождений, если она находится не в первичном залегании? И здесь наиболее вероятным будет представление о формировании залежей за счет вертикальной миграции нефти. Образование последней произошло одновременно с породами, слагающими содержащие ее природные резервуары.

Приходя к подобному выводу, мы сталкиваемся с новым вопросом: каким образом происходила эта вертикальная миграция? Мы полагаем, что в большинстве случаев после отложения известняков произошли тектонические подвижки, обусловившие образование вертикальных трещин. По последним могла произойти вертикальная миграция, при условии наличия достаточно длительного времени. Такие месторождения, как Уэссон, Хоббс, Моунмент, Голдсмит, Хендрик и Эйтс, очевидно, связаны с участками, испытывавшими преимущественно восходящие движения на фоне общего погружения. Эти месторождения приурочены к тектоническим структурам первичного происхождения, подвергавшимся неоднократным движе-

ниям. Последние происходили как до отложения известняков, так во время их образования и позже. Более или менее значительную роль в их тектонической истории играли также дополнительные относительные движения, обусловленные погружением прилегающих частей бассейна.

Подобного рода движения играли основную роль в формировании структур, контролирующих месторождения Хендрик, а также месторождения «краевой зоны платформ», как Минс, Норд Коуден, Фостер, Пеннуэлл, Чэрч, Филдс-Мак-Эльрой и Мак-Кэми. Некоторые месторождения, например Минс и Фостер, приурочены, быть может, скорее к участкам, претерпевшим поднятия в значительно более ранние периоды. Они связаны с древними погребенными структурами, а не с рифовыми выступами в краевой зоне бассейна, претерпевшими те или иные изменения вследствие последующего погружения последнего. В общем случае, однако, рассматриваемые структуры отличаются характерным наклоном в сторону области погружения бассейна. Их продуктивные зоны также локализируются на обращенной к бассейну стороне структуры.

На месторождениях Эйте, Пеннуэлл, Хоббс и некоторых других развиты многочисленные, близко подходящие к дневной поверхности разрывы, заметные при наблюдении с птичьего полета и на аэрофотоснимках. В образовании этих разрывов вряд ли могли играть существенную роль молодые движения. Растрескивание и возникновение разрывов могло произойти вследствие значительных скручивающих напряжений. Оно могло возникнуть также вследствие простого растяжения слоев известняков, залегающих над вздымающимися участками. Наконец, оно могло быть обусловлено растягивающими напряжениями, возникавшими в рифовых сооружениях при их погружении и запрокидывании в сторону прилегающих бассейнов.

Образование подобных разрывов и трещин, видимо, произошло в таком масштабе, что возникли пути для вертикальной миграции. Для ее осуществления требуется значительное время. В кернах буровых скважин, просмотренных нами в течение последних лет, почти всегда на-

блюдаются вертикально ориентированные трещины. В кер-
нах скважин, бурившихся на интенсивно смятых участках,
наблюдались трещины скалывания, ориентированные го-
ризонтально или под углом в 45° . Эти трещины в неко-
торых случаях подверглись вторичной цементации.

Не ясна геологическая обстановка нефтегазонакопления
на месторождениях Говард-Глэсскок и Бич Лэйк. Режим
зон повышенной нефтеотдачи, сложенных известняками, на
обоих этих месторождениях безусловно водонапорный.
В подобных случаях боковая миграция обычно играет
большую роль, чем при чисто газонапорном режиме.
Газонапорный режим залежей, расположенных вдоль во-
сточного края платформы Центрального бассейна, иногда
приводится даже в качестве доказательства ближней, или
локальной, миграции. Тем не менее, сульфатная вода слу-
жит местным агентом аккумуляции в этих газонапорных
залежах. Красноцветные песчаники, слагающие зоны по-
вышенной нефтеотдачи месторождения Говард-Глэсскок,
расположены на десятки и сотни метров выше кровли
толщи известняков. Аккумуляция нефти в этих зонах
могла произойти лишь за счет вертикальной миграции по
трещинам и разрывам.

Существуют и другие доказательства в пользу верти-
кальной миграции или, по крайней мере, вертикального
взаимосообщения между пористыми участками. На место-
рождении Хендрик существует до пяти или шести от-
дельных зон повышенной отдачи. Месторождение это раз-
буривалось и эксплуатировалось в период, предшество-
вавший проведению мероприятий по искусственному со-
кращению добычи. Однако лишь ряд лет спустя геологи
и инженеры (или, по крайней мере, авторы настоящих
строк) пришли к убеждению, что месторождение в целом
обладает единой поверхностью водонефтяного раздела,
общей для всех указанных пористых зон. Факт этот мог
бы быть установлен много раньше, если бы вследствие
чрезмерного отбора жидкости не был нарушен весь режим
месторождения, что и вызвало образование конусов об-
воднения. Образование трещин, плоскостей отдельности и
разрывов могло происходить неоднократно и ранее откры-
тия месторождения. Условия равновесия в природном ре-

резервуаре могли нарушаться столь же многократно. Чрезмерный отбор жидкости производился в течение слишком короткого времени, и вертикальная миграция не успела восстановить условия равновесия в природном резервуаре.

Природные резервуары обычно представляют собой сложную систему, состоящую из отдельных участков, сообщающихся друг с другом. Характер этого взаимоотношения бывает различным на разных месторождениях. Идеально простые резервуары встречаются в природе лишь в исключительных случаях.

На месторождениях Пермского бассейна нередко наблюдается нефтеотдача порядка $2400\text{--}3200\text{ т/м}^2$. Подобная насыщенность отмечается лишь в тех случаях, когда известняковые природные резервуары составляют часть чрезвычайно мощных толщ известняков. Это само по себе служит доказательством первичного, в основном, залегания нефти в Пермском бассейне. Не исключена возможность некоторой локальной боковой миграции, в частности в известняковые резервуары, обладающие водонапорным режимом. Вертикальная миграция имела место почти во всех случаях.

Несколько противоречат указанным представлениям геологические условия, наблюдаемые на месторождении Слаутер. Это месторождение обладает богатейшими запасами. Оно приурочено к стратиграфической ловушке. Структурные условия играют незначительную роль. Боковая миграция могла иметь здесь большее значение, чем на других месторождениях Пермского бассейна, связанных с известняковыми толщами. Решающую роль для образования месторождения Слаутер играет, однако, приуроченность его к мощной толще известняков.

Залежи Пермского бассейна, приуроченные к песчанкам, были до сих пор сравнительно менее продуктивными. С ними связана лишь небольшая часть известных запасов нефти. Наблюдаемые на них условия могут предоставить нам существенные доказательства значительной боковой миграции, в отличие от того, что наблюдается на месторождениях, приуроченных к известняковым толщам. Вертикальная миграция углеводородов в газовой фазе не

оставляет следов в породах, залегающих между отдельными зонами повышенной нефтеотдачи, сложенными песчаниками; поскольку отсутствие подобных следов служит одним из оснований вышеизложенных представлений, то, даже принимая последние, мы в отношении определенных зон повышенной нефтеотдачи, сложенных песчаниками, можем прийти к другим выводам. Добыча из скоплений нефти в песчаниках Симпсон (средний ордовик), составляет лишь ничтожную часть общей добычи Пермского бассейна. Тем не менее, значение подобных скоплений все время возрастает и их удельный вес в перспективных запасах нефти может оказаться немалым. Боковая миграция, несомненно, играет весьма существенную роль в формировании подобных скоплений.

Дженкинс (О. Р. Jenkins)⁴² высказывал предположение, что дайки песчаников облегчают вертикальную миграцию нефти на месторождениях Калифорнии. У подножия холмов Морено, расположенных вдоль западного борта долины Сан Джоакин, встречаются дайки песчаников, обладающие мощностью от нескольких сантиметров до свыше 20 м. Эти дайки часто соединяют различные горизонты песчаников, пересекая залегающие между ними сланцы. Таким образом, дайки могут служить путями вертикальной миграции между отдельными природными резервуарами и между нефтепроизводящими слоями и резервуарами. Возможность подобной миграции подтверждается тем, что в некоторых дайках отмечаются следы и местное насыщение нефтью. Описанные явления распространены не только на указанной площади.

Мик (Meek)⁶² описал дайку битуминозного песчаника, расположенную непосредственно восточнее нефтеносной площади Ньюпорт Бич. Эта дайка прорезает миоценовые сланцы и обрывается ниже плейстоценовых аллювиальных песков. Сама дайка, миоценовые сланцы ниже нее и плейстоценовые пески выше пропитаны асфальтовыми образованиями и нефтью. В песках пропитанность прослеживается на расстоянии свыше 300 м от их контакта с дайкой.

Куглер (H. G. Kugler) и Скотт (G. H. Scott)¹⁰² описывают подобные же явления на острове Тринидад. На месторождении Апекс дайки пропитанного нефтью песчаника, мощностью от волосной до нескольких метров, проникают в слои глин, прорезая их. Особенно показательны трещины в миоценовых отложениях, наблюдаемые в районе Гвайягвайяре. Некоторые из них выполнены неслоистой мергелистой глиной, содержащей меловые и палеоценовые фораминиферы. Этот факт свидетельствует о вертикальной или наклонной миграции глины сквозь толщину пород мощностью не менее 2 тыс. м.

Скотт описывает крайне редкий случай современной миграции, происходившей на его глазах:

При бурении трех скважин в песчаниках Крээ, в при-сводовой зоне месторождения Апекс, были получены доказательства возможности межформационной миграции нефти и газа. Скважины были оборудованы превентерами, которые были закрыты при вскрытии песчаников Крээ. Покрывающие залежь слои не выдержали напора нефти и газа, и последние прорвались к дневной поверхности на площади в радиусе свыше 300 м вокруг скважин. Некоторые из образовавшихся выходов нефти обладали суточными дебитами до 150 т. Выходы вытянулись линейно, разбивая площади на отдельные участки. Расчленение площади контролируется системой выходящих на поверхность дизъюнктивных нарушений. Площадь, на которой наблюдался прорыв нефти, резко ограничена поперечным сбросом.

Спунер (W. C. Spooner)⁹² приводит доказательства вертикальной миграции на месторождении Гомер в Луизиане. Структура, контролирующая месторождение, представляет собой хорошо выраженный купол, осложненный крупным широтным разрывом и несколькими более мелкими дизъюнктивными нарушениями. Песчаники Нэкэточ были ранее продуктивными как севернее, так и южнее большого разрыва на абсолютных отметках примерно 225—390 м, а песчаники Эукс, южнее его, на абсолютных отметках около 590—610 м.

Севернее разрыва песчаники Эукс содержат лишь соленую воду. Капризное распределение нефти в песчаниках Эукс обусловлено, видимо, миграцией из них кверху, вдоль поверхности разрыва, в песчаники Нэкэточ. Это представление подтверждается полным сходством удельного веса и свойств нефти обоих горизонтов на всем месторождении. На месторождениях Коттон Вaley и Хэйнсвилл нефть, содержащаяся в песчаниках Блоссом, стратиграфически эквивалентных песчаникам Эукс, также обладает весьма сходными свойствами. Песчаники Нэкэточ на этих месторождениях лишь водоносны. Нефть песчанников Нэкэточ на месторождении Гомер резко отличается от нефти, содержащейся в тех же песчаниках на всех других месторождениях северной Луизианы.

Изложенные данные представляют собой лишь небольшую часть фактов, которые могут быть привлечены в качестве доказательства как первичного залегания нефти, так и боковой и вертикальной миграции в больших масштабах. Данные эти указывают, с одной стороны, на то, что на ряде крупных месторождений нефть и газ находятся в первичном залегании или претерпели лишь незначительную миграцию. С другой стороны, существуют не менее убедительные доказательства боковой и вертикальной миграции более или менее крупных масштабов. Поэтому вопрос об относительной роли указанных факторов в формировании скоплений нефти представляет собой проблему не регионального, а скорее локального характера.

ПРОБЛЕМА МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ

ВОЗМОЖНЫЕ ТИПЫ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Из анализа имеющегося в нашем распоряжении фактического материала относительно условий нахождения в природе нефти и газа вытекает, что промышленные залежи могут возникать из скоплений трех типов:

1. Первичные скопления:
 - a) скопления, образовавшиеся непосредственно в самих породах, слагающих природные резервуары, и одновременно с ними;
 - b) скопления, образовавшиеся в породах, являющихся стратиграфическими эквивалентами пород, слагающих природные резервуары;
 - c) скопления, источники нефти и газа которых заключаются в породах, перекрывающих либо подстилающих природные резервуары.
2. Вторичные скопления:
 - a) образовавшиеся из более ранних скоплений посредством межпластовой миграции;
 - b) образовавшиеся из более ранних скоплений посредством внутрипластовой миграции.
3. Сложные скопления, представляющие собой комбинацию двух или нескольких упомянутых подтипов.

В связи с вопросом о возможности образования вторичных скоплений нефти и газа необходимо упомянуть выводы Мэзени (H. C. Matheny) * об условиях аккумуляции нефти на месторождении Ист Техас:

Мы считаем, что нынешнее мощное скопление нефти на месторождении Ист Техас, лишенное или почти ли-

* Письменное сообщение, 1943.

шение газовой шапки, возникло в результате миграций с площади, расположенной несколько южнее. На последней в настоящее время наблюдаются небольшие нефтяные и крупные чисто газовые залежи, приуроченные к определенным структурным ловушкам. Эта миграция была вызвана тектоническими движениями, обусловившими выраженный региональный наклон пластов к югу. Нефть мигрировала вверх по восстанию пластов по направлению к северу. На прежней площади, в более резко выраженных структурных ловушках, сохранились остаточные скопления газа.

ВОЗМОЖНОЕ ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ И ИСХОДНОГО ДЛЯ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ ВЕЩЕСТВА ВО ВРЕМЯ МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ

Вопрос о физическом состоянии углеводородов во время движения их сквозь толщи пород является спорным. Обычные представления сводятся в основном к тому, что углеводороды могут находиться в одном из следующих состояний:

- 1) В водном растворе, в виде газа, нефти или некоторого промежуточного исходного вещества.
- 2) В виде паров, способных преобразоваться в нефть или газ в результате изменений температуры и давления.
- 3) В виде газа, способного превратиться в нефть после поступления в природный резервуар под воздействием каталитических процессов.
- 4) В виде сырой нефти, содержащей либо не содержащей в растворе газ.
- 5) В виде вязкой, асфальтоподобной первичной нефти («протопетролеума»).
- 6) В виде неопределенных углеводородов или каких-либо других высокоподвижных продуктов первичного образования органического вещества.
- 7) В виде капелек нефти или пузырьков газа, незначительный размер которых позволяет им продвигаться, не претерпевая изменения, в водной среде сквозь поры горных пород.

8) В виде капель нефти и пузырей газа, относительно крупный размер которых вызывает их изменение в результате эффекта Жамэна при движении по порам горных пород в водной среде.

9) В виде пленок нефти в водной среде.

10) В виде нефти и газа, либо нефти или газа, продвигающихся сплошной массой *.

В зависимости от местных условий движение может быть постоянным, непрерывным или носить прерывистый пульсационный характер.

Мы располагаем некоторыми данными относительно физического состояния углеводородов во время их движения, полученными при экспериментальных исследованиях. Данные эти, однако, не исчерпывают вопроса, так как неизвестно, в каком состоянии находятся углеводороды на ранней стадии преобразования органического вещества в осадке, а также вследствие трудности воспроизведения в лаборатории природных условий. Необходим, очевидно, дополнительный фактический материал, который позволил бы подвести серьезное основание под теоретические высказывания относительно факторов и характера аккумуляции нефти и газа в залежи, имеющие промышленное значение.

При формировании залежей нефть и газ должны откуда-либо в них мигрировать. Природа флюидов, образующих первичные скопления, нам неизвестна. Существенным доказательством того, что углеводороды мигрируют и аккумулируются в виде нефти и нефтяных газов, служит тот факт, что нигде в природе, даже в самых молодых четвертичных отложениях, мы не наблюдаем других близких им веществ, которые можно было бы рассматривать как исходные для нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

* Авторами упущена возможность миграции углеводородов в виде молекул и пленок, проникающих сквозь кристаллические решетки и межмолекулярные пространства вещества породы. (*Прим. ред.*)

ХАРАКТЕР И ВИДЫ МИГРАЦИИ И ЛОКАЛИЗАЦИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

ОБЩИЕ СООБРАЖЕНИЯ

Перед ежегодной сессией Американской ассоциации геологов-нефтяников в 1943 г. была проведена анкета, посвященная проблемам миграции углеводородов. Около 250 геологов-нефтяников было приглашено письменно высказаться относительно тех или иных сторон данных проблем.

В этой анкете, в частности, был поставлен вопрос о классификации факторов миграции и аккумуляции. Ниже приводится круг вопросов в связи с этой классификацией:

I. Свойства и характер природных резервуаров и связанных с ними отложений:

- 1) характер, размеры и степень выдержанности первичных и вторичных пустот;
- 2) литологический состав;
- 3) способность подвергаться упругим деформациям;
- 4) степень уплотнения;
- 5) выдержанность;
- 6) мощность природного резервуара;
- 7) характер и степень герметичности непроницаемой покрышки, запечатывающей резервуар вверх по восстановлению пластов;
- 8) растворимость пород и степень их растворенности (выщелоченности);
- 9) характер и мощность отложений, перекрывающих резервуары;
- 10) близость резервуара к нефтепроизводящим отложениям;
- 11) отношение его к несогласиям;
- 12) интенсивность растрескивания и степень выдержанности и состояния, возникающих в результате его пустот;
- 13) ориентировка трещин и разрывов по отношению к нефтепроизводящим и нефтесодержащим отложениям;

- 14) интенсивность и степень изменчивости цементации;
 - 15) степень насыщенности водой;
 - 16) интенсивность адсорбции воды породами;
 - 17) интенсивность и характер адсорбции углеводородов породами или реакций между ними;
 - 18) процессы адгезии*.
- II. Свойства и характер мигрирующих флюидов:
- 1) состав;
 - 2) физическое состояние (газообразное, жидкое или парообразное, либо комбинированное);
 - 3) взаимная растворимость;
 - 4) степень взмудиспергированности;
 - 5) вязкость;
 - 6) удельный вес;
 - 7) температура и давление;
 - 8) поверхностное натяжение:
 - а) поверхностное натяжение между одноименными фазами,
 - б) поверхностное натяжение между разноименными фазами,
 - в) адгезия;
 - 9) сжимаемость;
 - 10) растворяющая способность;
 - 11) способность вступать в реакцию с породами, слагающими природные резервуары и связанные с ними слои.
- III. Возможные движущие силы (факторы миграции):
- 1) гидравлический напор;
 - 2) уплотнение слоев под воздействием нагрузки вышележащих толщ, либо процессов диастрофизма;
 - 3) капиллярные явления;
 - 4) цементация природного резервуара;
 - 5) плавучесть нефти;
 - 6) образование газа из нефти или первичного вещества;

* Адгезия — сила прилипания, или способность пленки приклеиваться к твердой поверхности. (Прим. ред.)

- 7) образование газа или паров в результате растрескивания пород;
 - 8) перераспределение флюидов в результате растворения или растрескивания пород;
 - 9) увеличение объема природного резервуара вследствие уменьшения претерпеваемой им нагрузки.
 - 10) увеличение или уменьшение объема природного резервуара вследствие перекристаллизации минералов;
 - 11) расширение или сжатие флюидов вследствие изменений температуры;
 - 12) расширение флюидов вследствие падения давления;
 - 13) расширение вследствие увеличения объема углеводородов в результате расщепления их молекул;
 - 14) расширение, сопровождающее образование нефти;
 - 15) сжатие вследствие полимеризации углеводородов и их взаимного растворения.
- IV. Структурные и стратиграфические условия и геологическая история региона:
- 1) крутизна углов падения на локальных и региональных структурах;
 - 2) размеры нефтесборной площади;
 - 3) взаимное сообщение между ловушками;
 - 4) степень замкнутости ловушек и размеры замкнутой площади;
 - 5) выдержанность и проницаемость пород, составляющих природный резервуар в целом, по сравнению с породами, слагающими ловушку;
 - 6) количество, размеры, выдержанность, возраст и вертикальная протяженность открытых (зияющих) разрывов;
 - 7) количество, расположение и вертикальная протяженность даек песчаников;
 - 8) локализация ловушек, латеральная или вертикальная, относительно выходов нефти и газа;
 - 9) количество и масштабы несогласий;

- 10) положение краевых зон * относительно нефте-производящих слоев и природных резервуаров;
- 11) образовались ли ловушки до или после миграции углеводородов;
- 12) время образования ловушек по отношению ко времени, к которому могут оказаться приуроченными изменения в степени насыщенности водой и интенсивности ее циркуляции;
- 13) интенсивность денудации, происшедшей после образования ловушек и накопления углеводородов;
- 14) изменения, возникающие в ловушках в результате последующих за их образованием тектонических движений;
- 15) локализация ловушки в бассейне *;
- 16) крутизна естественных уклонов отложения в бассейне **;
- 17) влияние погребенных поднятий и кражей;
- 18) положение и характер древних береговых линий;
- 19) масштабы и направление миграции береговых линий;
- 20) возраст и распространенность интрузий изверженных пород;
- 21) влияние постепенного роста структур;
- 22) влияние, оказываемое минеральными новообразованиями.

В результате проведения анкеты ответы были получены лишь на некоторые из вышеперечисленных вопросов. Эти ответы совместно с некоторыми литературными данными приводятся ниже. Ряд перечисленных факторов в дальнейшем не упоминается вовсе; значение некоторых из них столь очевидно, что не требует дальнейшего обсуждения. Другие же опу-

* Авторы, очевидно, имеют в виду краевые зоны седиментационных бассейнов.

** У авторов здесь упоминается «геосинклиналь». Под этим наименованием в американской геологической литературе обычно подразумевается крупный отрицательный структурный элемент вообще. (Прим. ред.)

щены вследствие недостатка времени, нужного для сбора существенных данных, привлечение которых необходимо для всестороннего анализа роли этих факторов.

СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Значительный интерес для рассмотрения проблемы пористости и проницаемости представляют обширные исследования Наттинга (P. G. Nutting)⁷³, выполненные им для Геологического учреждения США. Согласно этим исследованиям, подавляющее большинство продуктивных песчаных пород обладают средним диаметром зерен в интервале от 0,09 до 0,21 мм. Песок, зерна которого обладают почти одинаковыми размерами, осаждаясь в спокойной воде, приобретает пористость, составляющую около 39%. Волнение воды при осаждении понижает пористость до 38%, но даже весьма интенсивное волнение не в состоянии снизить ее дальше 36%. Средний диаметр эффективных пор однородного песка, осаждающегося в спокойной воде, составляет, примерно, 0,2 диаметра зерен. В эти поры в дальнейшем могут попасть зерна значительно меньших размеров. Следовательно, сравнительно небольшое количество зерен, диаметры которых меньше, чем 0,2 диаметра зерен, первоначально слагающих песок, может практически целиком заполнить поровые пространства. Таким образом, минимальная пористость свойственна песчаным породам, обладающим неоднородным гранулометрическим составом.

Изучение восковых слепков нефтеносных песчаных пород в тонких шлифах приводит к выводу, что лишь в редких случаях характер пористости этих пород определяется условиями первоначального отложения и упаковки. Значительно чаще порода уже после отложения подвергается изменениям, обусловленным растворением и перекристаллизацией. В подобных случаях средний диаметр пор нередко превышает диаметр зерен породы, отдельные же поры могут обла-

дать значительно большими размерами. В некоторых образцах песчаников Брэдфорд наблюдались нередко поры, достаточно крупные, чтобы вместить от 10 до 100 зерен породы. Растворенный материал обычно осаждается вторично тут же на месте, заполняя большую часть мелких пор. В ряде образцов песчаников Мидконтинента и Калифорнии были обнаружены лишь незначительные изменения, обусловленные растворением, однако мелкие поры породы оказывались забитыми глиной или карбонатами.

Размеры пор в известняках варьируют в широких пределах. В известняках Дэнди из центрального Мичигана наблюдались крупные поры. В известняках Эмбар, из Вайоминга, сложенных в основном мелкими кристаллами кальцита, наблюдались поры таких же размеров, как в песчаниках.

Далее, описываемые исследования показали, что в породах, слагающих природные резервуары нефти, встречаются весьма редко каверны, слепые поры и изолированные пустоты.

Движение флюидов сквозь пористые породы контролируется проницаемостью последних и перепадом давления. Давление обусловлено гидравлическим напором, гравитацией, капиллярными явлениями, расширением газа или комбинацией этих факторов.

Проницаемость зависит в основном от размера пор*. Проводимость каждой отдельной поры пропорциональна площади ее поперечного сечения или квадрату ее диаметра. Более тонкие поры поэтому имеют меньше значения для проницаемости породы, слагающей природный резервуар. Тем не менее, в случае близкого к равновесию состояния других сил капиллярные силы, проявляющиеся в более тонких порах, становятся главным фактором миграции флюидов.

* Как показало изучение многочисленных образцов коллекторов в СССР, проницаемость зависит не только от размера пор, но, главным образом, от характера сообщения пор друг с другом. (Прим. ред.)

При прежних исследованиях природных резервуаров растворимости не придавалось большого значения. Тем интереснее становятся нижеприводимые высказывания Фэша (Fash) и Ван Тайна (Van Tine) *.

Фэш. При наполнении осадков, впоследствии превращающихся в известняки или доломиты в одном случае и в сланцы — в другом, бактериальная флора, ассоциирующаяся с одновременно накапливающимися органическими остатками, в обоих случаях различна. В осадках, дающих начало известнякам или доломитам, кислоты, выделяющиеся при брожении, нейтрализуются материалом осадков. Образующаяся углекислота растворяет карбонаты кальция и магния и способствует возникновению пористости. Растворимость бикарбоната магния выше растворимости бикарбоната кальция, вследствие чего доломитизированные известняки окажутся более пористыми.

Ван Тайн. Значительный интерес для наблюдений над условиями миграции представляет нефтеносная площадь Слаутер, расположенная в южной части округа Кокрэн и в округе Гокли, в районе Панхэнди, в Техасе. Продуктивные слои обладают здесь лишь небольшим региональным наклоном. Мною проводились исследования кернового материала буровых скважин; хотя исследования эти еще далеко не закончены, в настоящее время можно сформулировать следующие обобщения:

1. Стратиграфические эквиваленты богатого нефтеносного горизонта, залегающие к северу от нефтеносной площади, отличаются весьма низкой пористостью (и тогда содержат в небольших количествах воду, нефть и газ), либо вовсе не обладают пористостью **.

2. К югу от нефтеносной площади те же стратиграфические эквиваленты насыщены водой, пористость же их понижается, вследствие отложения вторичного селенита и другого, пока еще неопределенного минерала.

* Письменное сообщение, 1943.

** Это высказывание следует рассматривать как образное преувеличение, поскольку пород, вовсе не обладающих пористостью и не содержащих флюидов, в природе не существует. (Прим. ред.)

Учитывая описанные условия, нельзя ли предположить, что кислые компоненты воды и нефти служат агентами, способствующими возникновению пористости? Нельзя ли допустить, что нефть данной залежи находится в состоянии миграции с площади своего первоначального образования по направлению к структуре такого типа, который обычно контролирует скопление нефти?

Чем больше я изучаю природные резервуары, тем тверже прихожу к убеждению, что первичная пористость пород сама по себе ни в коем случае не создает условий для возникновения путей миграции нефти. На месторождении Слатер разрез, начиная от верхов формации Джэдкинс (являющейся частичным эквивалентом формации Блэйн), вплоть до богатой продуктивной зоны слагается в основном сначала доломитами, а затем ангидритами, с редкими прослоями песчанистых доломитов. Возникает вопрос, чем можно объяснить образование пористости, принимая во внимание, что она приурочена к отдельным редким зонам, заключающимся среди общей большой мощности толщи плотных, непористых пород существенно того же литологического состава? Другими словами, если мы имеем дело с первичной пористостью, то почему единая формация, слагаемая доломитами, не оказывается целиком пористой, либо целиком плотной?

В виде другого примера приведем поднятие Амарильо, где можно наблюдать, как пористая зона не ограничивается формацией, а распространяется на несколько формаций, причем, однако, пористость каждой данной формации понижается либо вовсе исчезает по мере удаления от продуктивной зоны вверх по восстанию или вниз по падению пластов. В западном Техасе, на месторождениях, приуроченных к погребенным рифовым сооружениям, литологически совершенно сходные отложения, принадлежащие к одному и тому же стратиграфическому горизонту, будучи вскрыты одной скважиной, пористы и продуктивны, в соседней же скважине оказываются чрезвычайно плотными и лишенными малейших следов нефти. Подобные явления неоднократно отмечались на нефтеносных площадях Западного Техаса. Все эти случаи могут быть объяснены лишь возникновением вторичной пористости.

Значение близости нефтепроизводящих отложений к природным резервуарам подвергает сомнению Ганна (Hanna) *:

Наличие нефтепроизводящих отложений служит необходимой предпосылкой образования скоплений нефти, однако я считаю, что подобные отложения широко распространены в природе. Гораздо большее значение имеет наличие или отсутствие ловушек.

Хоуэлл (Howell) ** высказывает следующие соображения по поводу взаимоотношений между растрескиванием пород, с одной стороны, и нефтепроизводящими отложениями и коллекторами нефти — с другой:

Совершенно неправильно представление о том, что нефть накапливается в тектонических брекчиях и зонах растрескивания вследствие того, что последние служат путями миграции. Значительно более правдоподобно, что дизъюнктивные нарушения лишь способствуют возникновению вторичной пористости. Связанные с подобными нарушениями зоны растрескивания могут образоваться лишь в плотных или хрупких, но не в податливых пористых породах.

Вопрос о влиянии адсорбции и реакций между флюидами и породами, слагающими природные резервуары, рассматривается Наттингом и некоторыми участниками вышеупомянутой анкеты.

Наттинг⁷³ отмечает, что породы, обладающие зернами диаметром менее 0,0075 см, как правило, более проницаемы для легкой нефти, чем для воды. Вода адсорбируется стенками пор в виде пленки толщиной в 100—200 молекул, частично заполняющей поры; заполнение это завершается гидролизующимися кремнеземом и силикатами. Для кремнезема и силикатов с течением времени наблюдается также весьма отчетливое понижение их проницаемости для воды.

В течение первого часа опыта проницаемость пони-

* Письменное сообщение, 1943.

** То же.

жается наполовину; в течение последующих трех часов — еще на одну треть; в течение последующих десяти часов — еще на одну четверть. В дальнейшем легкое понижение проницаемости продолжается в течение 100 часов. Понижения проницаемости не наблюдалось при замене песчаной породы корундовыми дисками, а также при употреблении свежедистиллированной воды, не вступавшей в соприкосновение с кремнием или со стеклом. Если же вода предварительно заключалась в течение нескольких часов в стеклянном сосуде, понижение пористости отмечалось попрежнему. Описанное явление объясняется гидролизом кремнезема, легко вымываемого из стекла и большинства силикатов и забивающего поры породы или повышающего вязкость воды (или обуславливающего и то, и другое).

Нефть при соприкосновении с кремнеземом может просто смачивать его поверхность или адсорбироваться им в зависимости от вида нефти и характера поверхности. В некоторых чистых, кварцевых нефтеносных песчаниках, каковы, например, песчаники Тенслип в Вайоминге, поверхности кварцевых зерен активны. Они адсорбировали наиболее темноцветные и тяжелые компоненты нефти. Адсорбированная пленка не может быть удалена ни водой, ни самыми сильными растворителями. Она удаляется лишь при прокаливании, причем толщина пленки составляет около 1 тыс. молекул. Зерна других нефтеносных песчаников (например, песчаника Брэдфорд) покрыты слоем коллоидных окислов железа или алюминия; поверхность этих окислов также активна, однако в несколько меньшей степени, чем поверхность кремнезема.

Согласно Наттингу, в результате гидролиза на поверхности зерен сначала образуются конечные группы Н и ОН. Затем эти группы рекомбинируются и удаляются, оставляя свободные валентности. Посредством последних вещество породы вступает в соединение с менее предельными компонентами нефти. Слой пленки нефти, ближайший к активной поверх-

ности зерна, очевидно, химически связывается с последним. После образования тонкой пленки нефти поверхность зерна из гидрофильной становится гидрофобной. Слабо щелочная пленка адсорбированной нефти может быть замещена более сильными основаниями, например основными ионами щелочных растворов. Эти ионы, вступая в соединение со слегка кислым силикатом, освобождают адсорбированную нефть. Поверхность стенок пор нефтеносных песчаников может быть активной или пассивной. Активность обусловлена циркуляцией щелочных растворов, сменившихся слегка кислыми, либо длительной циркуляцией чистой воды. Пассивность же возникает в том случае, если поверхности стенок пор соприкасались с инертными газами, почти нейтральными растворами солей и углеводов. Настоящее обобщение с некоторыми видоизменениями справедливо также в отношении других окислов, основных силикатов и карбонатов.

Денисон (Denisson) * развивает следующие соображения по поводу окрашивания нефтью пород, слагающих природные резервуары:

С давних пор геологами, соприкасающимися с бурением нефтяных скважин, было замечено, что породы нефтеносных формаций особым образом окрашены нефтью. Речь идет не о поверхностной адгезии. Описываемое явление наблюдается в отношении как песчаных пород, так и известняков, хотя большее количество данных имеется относительно последних.

Это своеобразное окрашивание не может быть осуществлено искусственно, погружением аналогичной породы на короткое или длительное время в нефть; не нефтеносная порода, даже обладающая достаточной пористостью, после погружения ее в нефть, может быть полностью очищена отмывкой в керосине, легкой нефтью другого сорта или даже горячей водой. Из нефтеносной породы удалить нефть подобным способом невозможно.

* Письменное сообщение, 1943.

Справедливость изложенного подтверждается некоторыми моментами практики бурения в Западном Техасе. При проходке скважины в продуктивных горизонтах здесь нередко вместо глинистого раствора применяется нефть. Опытный геолог без всякого затруднения отличит продуктивный пористый известняк от непродуктивного. Путем многократной отмывки в керосине, в легкой нефти другого сорта или даже кипячением в воде, образцы как продуктивных, так и непродуктивных пород легко очищаются от нефти, введенной в скважину при бурении. Однако образцы нефтеносных пород остаются окрашенными природной нефтью. Сказанное верно в отношении образцов как известняков, так и песчаных пород.

Принципиально аналогичны изложенному следующие, нередко отмечавшиеся случаи. При бурении обнаруживалась насыщенность нефтью песчаников или известняков; однако при самом тщательном опробовании скважины давали лишь соленую воду. Таким образом, мы в ряде случаев получаем бесспорные доказательства того, что даже интенсивно окрашенные нефтью известняки и песчаные породы могут не быть нефтеносными. Очевидно, на данной площади некогда существовало скопление нефти, однако в результате разрушения ловушки, вымывания водой или вследствие каких-либо других обстоятельств, нефть рассеялась или перешла в другое место.

Если природная нефть в течение достаточно длительного времени находилась в соприкосновении с породой, последняя оказывается окрашенной нефтью. Это окрашивание столь интенсивно, что очистить от него породу крайне трудно, либо вовсе невозможно.

Мигрирующая нефть должна окрашивать породы, по которым она передвигается, если только движение совершается достаточно медленно.

Описанное окрашивание пород нефтью наблюдается лишь на участках, непосредственно соприкасающихся с залежами. Многие видят в этом доказательство отсутствия миграции. Возможно, однако, что мигрирующий флюид не окрашивает породы вследствие того, что он находится не в жидком состоянии. Наконец, можно предположить, что нефть мигрирует в виде отдельных капель, окружен-

ных водой. При этом отсутствие непосредственного соприкосновения с породой препятствует окрашиванию.

Вне зависимости от того, какое объяснение будет принято, окрашивание нефтью пород-коллекторов должно быть учтено при создании любой теории происхождения и аккумуляции нефти.

Ниже приводятся высказывания некоторых участников обсуждения изложенного сообщения Денисона на сессии Американской ассоциации геологов-нефтяников в 1943 г.

Вильсон (Wilson). Если нефть поступает в природный резервуар, породы которого смочены водой, то она может быть легко, или по крайней мере сравнительно легко, вымыта из этого резервуара; если же породы-коллекторы сухие, они цепко удерживают всякую попавшую в них нефть. В первом случае порода оказывается смоченной водой, во втором случае — смоченной нефтью.

Томлинсон (Tomlinson). Установлено ли Денисоном, что стойкое окрашивание чисто поверхностно? Наблюдается ли в какой-либо мере проникновение углеводородов в зерна породы? Различные теории миграции и аккумуляции должны рассматриваться не как гипотезы, взаимно исключаящие друг друга, а как возможные приближения к объяснению действительных природных процессов. Относительное значение различных факторов, определяющих эти процессы, изменяется в различных условиях.

Лэйн (Lane). Песчаник Майснер в Канзасе — хороший пример того, что нефть, попадающая в породы-коллекторы, смоченные водой, может их не окрашивать. Ряд образцов этого песчаника с месторождения Зенит обнаруживает лишь весьма слабое окрашивание, притом довольно быстро исчезающее.

Анонимный автор. Не исключена возможность, что фактор времени играет существенную роль в окрашивании песчаников и известняков. В подобном случае эффект окрашивания не может быть воспроизведен в лабораторных условиях.

Общеизвестны чрезвычайная сложность состава природной нефти и трудности, связанные с распознаванием отдельных слагающих ее компонентов. Можно считать твердо укоренившимся представление о том, что те или иные разновидности природной нефти ведут себя по-разному в ходе процессов миграции и аккумуляции. Эта сторона проблемы имеет такое большое значение, что заслуживает более детального рассмотрения, нежели возможное в рамках настоящей работы.

При всяком обсуждении роли высоких температур, господствующих на больших глубинах, следует принять во внимание возможность миграции в парообразном состоянии. По данному вопросу нет сколько-нибудь значительной литературы; очевидно, большинство авторов убеждено в том, что значение подобной миграции ничтожно, даже если она и существует.

В данной связи весьма интересны соображения, высказанные в 1927 г. Ричем⁷⁸. Он указывает, что при образовании надвигов и шарьяжей в геосинклинальных условиях значительные толщи более податливых пород должны перекрыться и оказаться скрученными и перемятыми надвинутыми на них более компетентными отложениями. В результате изостатического выравнивания, участки, перегруженные образовавшимися горами, стремятся погрузиться, увлекая перемятые отложения в глубокие недра земной коры, в зону господства высоких температур и давлений. Рич считает, что подобные условия способствуют выделению летучих компонентов из обогащенных углеродом пород и образованию нефти и газа, путем высокотемпературной перегонки, принципиально аналогичной крэкинг-процессу. Нефть в парообразном состоянии и газ под воздействием тепла и давления образующихся паров будут увлекаться из зоны перегонки в более верхние зоны. Движение будет происходить латерально, по напластованию и вкрест

ему по разрывам. Последующие поднятия и денудация могут значительно приблизить нефтеносные породы к дневной поверхности. Возникнут условия, при которых станут возможными циркуляция и перераспределение флюидов под напором.

Существенные аргументы против миграции в паровом состоянии приводит Расселл⁸⁴. Он принимает повышение температуры с глубиной в $0,56^{\circ}\text{C}/0,9 \text{ м}$ и повышение давления, осуществляемого нагрузкой пород, — в $0,59 \text{ кг}/\text{м}$. Расселл сопоставляет давление паров нефти и газа на различных глубинах с соответствующим давлением пород. Давление паров газаolina и керосина значительно выше давления паров более тяжелых фракций. Если газолин и керосин неспособны перегоняться при данных температуре и давлении, то тем более в этих условиях не смогут перегоняться более тяжелые фракции. Вычисления Расселла показывают, что на каждой данной глубине общее давление паров газаolina и керосина неизмеримо ниже соответствующего давления пород. Вследствие этого невозможна перегонка сырой нефти при температуре ниже критической температуры ее компонентов, в отсутствии фиксированного газа.

Далее, следует учесть, что при любых температурах давление паров воды будет выше давления паров керосина. При высоких же температурах оно будет и выше давления паров газаolina. Следовательно, вода будет перегоняться раньше даже самых легких фракций нефти. Не исключена возможность перегонки некоторых углеводородов при парциальных давлениях в случае ассоциации природной нефти с газами. Однако количество перегоняемой подобным образом нефти должно быть, во всяком случае, ничтожно.

Другое серьезное возражение против возможной перегонки при парциальных давлениях заключается в том, что такая перегонка могла бы происходить лишь в присутствии объема газа, в несколько тысяч раз превышающего объем жидкой нефти. Подобных условий не имеется на ныне изучаемых нефтяных ме-

сторожениях; в прошлом их, очевидно, тоже не было. Если бы громадные количества газа, необходимые для образования залежи нефти путем перегонки при парциальном давлении, устремились кверху, то в ловушках, образуемых сводообразным изгибом выше лежащих песчаников, возникли бы обширные залежи газа. Отсутствие во многих местах подобных залежей свидетельствует о том, что описанный предположительный процесс никогда не совершался.

Наиболее веский аргумент, опровергающий миграцию посредством перегонки, однако, — это изменение удельного веса нефти в вертикальном направлении во многих известных месторождениях. Если бы действительно происходила миграция посредством перегонки, то наиболее тяжелые фракции конденсировались бы первыми, а наиболее легкие, обладающие максимальным давлением паров, — последними. В действительности же наблюдается прямо противоположная картина.

Внимание к возможности миграции в парообразном состоянии было привлечено развитием в течение последнего десятилетия добычи из однофазных или конденсатных скоплений. Впервые подобная добыча была результатом глубокого бурения на месторождении Кэттлмэн Хиллс. Тщательное изучение ее особенностей началось, однако, лишь после введения в эксплуатацию глубоких залежей этого типа в Голф Косте. Термин «однофазное» относится лишь к состоянию флюида в природном резервуаре. Флюид, добываемый скважинами, состоит из природного газа и белой или слегка соломенно-желтой жидкости, называемой конденсатом. Строго говоря, состояние флюида, находящегося в «единой фазе», не газообразное и не жидкое, хотя обычно оно рассматривается как газообразное. В настоящее время установлено, что при давлениях, превышающих $35\text{--}70 \text{ кг/см}^2$, растворимость тяжелых углеводородов в природном газе быстро возрастает и при давлении в 350 и более кг/см^2 газ может содержать ощутимые количества (от следов до

5 кг/м³) углеводородов с нормальной точкой кипения при 315°С. При падении давления эти углеводороды могут сконденсироваться. В действительности конденсат сжижается при прохождении сквозь толщу пород и по скважине в результате резкого падения давления. Явление это известно под названием ретроградной конденсации. Флюид, находящийся в состоянии «единой фазы», может сконденсироваться при падении давления лишь в том случае, если он насыщен тяжелыми углеводородами, способными конденсироваться. Следовательно, в прошлом он должен был находиться в равновесии с жидкой фазой, обладавшей тем же составом, что и конденсат *. Не исключена возможность, что он и сейчас находится в равновесии с тяжелой жидкой фазой, занимающей небольшой объем. Теоретически рассуждая, формация, содержащая флюид, находящийся в состоянии единой фазы, должна представлять собой эквивалент насыщенной газовой шапки, окаймленной насыщенными нефтью отложениями. На большинстве конденсатных месторождений наблюдаются, очевидно, подобные условия.

Описанные явления весьма показательны, свидетельствуя о том, что некоторые углеводороды, жидкие в обычных условиях, могут находиться, и действительно находятся, при соответствующих условиях на глубине в состоянии, аналогичном парообразному. В свете изложенных представлений для миграции нефти имеет большое значение то, что многие продуктивные горизонты в прошлом могли быть погребенными на значительно больших глубинах, чем сейчас **.

* Следует отметить, что процесс перехода жидкой фазы в газообразную и обратно является процессом физико-химическим, т. е. жидкость, которая получается в процессе ретроградной конденсации, не может быть аналогичной по составу с жидкостью, растворенной в газе при повышении давления. (Прим. ред.)

** Изменение давления в больших пределах отражается и на изменении состава флюидов, а не только на их физическом состоянии. (Прим. ред.)

Торри (Torrey) *, много занимавшийся вопросом о возможном состоянии углеводородов во время миграции, высказал следующие соображения:

При производстве почвенных анализов было установлено, что нефтяные углеводороды как самые легкие, так и самые тяжелые, встречаются в глинах и песчаных породах, залегающих близко к дневной поверхности над нефтяными месторождениями. Углеводороды адсорбированы этими породами. В таких поверхностных скоплениях неизменно присутствует также свободный водород. Последний является одним из наиболее распространенных в природе химических элементов; однако он редко встречается в свободном состоянии, за исключением ничтожных количеств в атмосфере. Упомянутые поверхностные скопления углеводородов и свободного водорода возникают непрерывно и в настоящее время, что подтверждается следующим опытом. Немного прибрежного песка было закопано на глубину 1,5 м на территории одного из крупных нефтяных месторождений Голфа. Предварительный анализ песка установил отсутствие адсорбированных углеводородов. По прошествии около шести месяцев песок этот был откопан и снова подвергнут анализу. В результате последнего было установлено присутствие заметного количества адсорбированных углеводородов и свободного водорода.

Присутствие свободного водорода представлялось непонятным. Однако, согласно указанию авторитетных специалистов в области органической химии, он мог образоваться в результате полимеризации легких углеводородных молекул. При увеличении количества атомов углеводорода по сравнению с количеством атомов водорода последние могли высвободиться. Следовательно, можно предположить, что в результате тех или иных природных процессов, возможно каталитических, легкие предельные углеводороды могут преобразовываться в углеводороды непредельные. Не исключено, что этот процесс обуславливает постепенное увеличение молекулярного веса возникающих углеводородов, вплоть до образования твердых

* Письменное сообщение, 1943.

соединений. Последние, представляя собой воскоподобные вещества, действительно встречаются иногда в большом количестве в почве на территории нефтяных месторождений.

Описанные явления дают основание предполагать возможность образования жидкой нефти из легких газообразных углеводородов. Если последнее справедливо, то метан, являющийся продуктом разложения углеводов, может оказаться источником многих известных скоплений нефти.

Высказанное предположение было бы опровергнуто, если бы свободный водород встречался в почве повсеместно, в том же количестве, в каком он встречается на территории нефтяных месторождений. Этого, однако, не наблюдается, откуда следует, что жидкие углеводороды постоянно и непрерывно образуются в небольших количествах в породах, залегающих над существующими залежами нефти, либо по соседству с ними. Последнее же служит указанием на то, что скопления нефти приурочены часто к местонахождению исходного вещества, являющегося источником легких углеводородов.

Уикс (L. G. Weeks)* высказал сходные представления:

Любая теория миграции и аккумуляции нефти и газа должна объяснить тот факт, что газ, нефть и вода в тех случаях, когда они встречаются в природе совместно, неизменно занимают положение в соответствии с их удельными весами. В виде возражения против антиклинальной (или гравитационной) теории приводится соображение, что подвижность флюидов, обусловленная разницей в их удельных весах, вероятно, недостаточна для того, чтобы преодолеть эффект поверхностного натяжения, адгезию и трение, возникающие в мелких порах, которыми обычно обладают породы-коллекторы. Если это справедливо, то мы должны предположить возможность передвижения углеводородов по породам-коллекторам в газообразном или парообразном состоянии. Углеводороды в этом состоянии

* Письменное сообщение, 1943.

легче смогут занять свое обычное положение—над водой. В таком случае необходимо допустить дальнейшее преобразование углеводов в природном резервуаре. Это преобразование повидимому, сводится к полимеризации или сходному с ней процессу. С химической точки зрения следует отметить, что некоторые содержащиеся в нефтях вещества, как, например, порфирины, разлагаются при температурах более низких, чем температуры, необходимые для пребывания ряда углеводов в парообразном состоянии.

Влияние возможного частичного растворения нефти и газа в воде на процесс миграции тесно связано с температурами, господствующими в природных резервуарах.

Адамс (G. J. Adams)¹ указал, что при температурах и давлениях, господствующих на больших глубинах, возможно растворение некоторых углеводов в воде. Адамс отмечает, что если даже растворимость эта весьма ограничена, она все же может служить фактором миграции: в механической смеси нефть всплывает поверх воды, в случае же какого бы то ни было растворения она будет двигаться вместе с водой в любом направлении. Новейшие исследования явлений поверхностного натяжения, однако, показывают, что основное значение частичного растворения нефти в воде заключается в изменении физических свойств обоих флюидов. Согласно Томасу (A. W. Thomas)⁹⁴, поверхностное натяжение между водой и нефтью понижается при добавлении органических кислот. Одновременно, очевидно, изменяются и другие физические свойства. Неясно, в какой мере действительно имеет место в природе частичное растворение нефтяных углеводов в воде. В этом направлении было произведено очень мало исследований. Встречаются все же отдельные указания на то, что подобное явление иногда наблюдалось. Согласно Смиту (J. E. Smith)⁹⁰, низкое содержание сульфатов в водах нефтяных месторождений Венецуэлы объясняется сложными химическими изменениями, приво-

дящими в конечном итоге к растворению углеводородов в воде. Сульфаты, присутствующие в воде, восстанавливаются в сульфиды, замещающиеся, в свою очередь, карбонатами с образованием сероводорода. Происходящее наряду с этим окисление приводит к образованию в нефти сложных соединений, из которых наиболее распространенными, видимо, являются нафтеновые кислоты. Последние реагируют с присутствующими в воде щелочами и переходят в раствор в виде основных нафтенатов. Некоторые эксперименты указывают на то, что при благоприятных условиях последний процесс протекает весьма интенсивно. Количество нафтеновых кислот, вступающих в реакцию и удаляемых таким образом из нефти, видимо, пропорционально содержанию в воде угольной кислоты и не зависит от присутствия солей сильных неорганических кислот. Частичное растворение нефтяных углеводородов в воде допускается также Рэсселом (W. L. Russell)⁸⁶ при объяснении происхождения асфальтовых залежей в западном Кентукки. Рэссел считает, что нефть частично превратилась в асфальт до того, как она попала на дневную поверхность. Это могло произойти под влиянием циркулирующих подземных вод: нефть окислялась кислородом, растворенным в воде, а более легкие компоненты нефти переходили в раствор и уносились водой.

В течение зимы 1941 г. авторами был проведен ряд экспериментальных исследований, с целью определения влияния растворения нефти в воде на поверхностное натяжение воды и нефти и выяснения значения, которое это явление может иметь для капиллярных теорий миграции. Образцы нефти из различных районов Скалистых Гор и Оклахомы приводились в течение нескольких недель в соприкосновение с деаэрированной водой и с однопроцентным раствором соды. Эксперимент проводился при комнатной температуре. Испытываемые флюиды подвергались легкому взбалтыванию примерно через каждые 12 часов; через каждые 10 дней определялось их поверхностное натяжение. В большинстве случаев отмечались некото-

рые изменения поверхностного натяжения в сторону понижения как для воды, так и для нефти. Изменения эти, однако, были столь незначительны, что не выходили за пределы ошибки опыта.

Барб (С. F. Barb) * приводит интересные соображения относительно закономерностей, контролирующих движение флюидов.

Представления о характере движения нефти в процессе миграции крайне разнообразны. Нефть может двигаться в виде единой массы или отдельных крупных скоплений или же в виде капель большего или меньшего размера, распыленных в воде. В последнем случае нефть и вода мигрируют совместно, образуя, практически, совершенную эмульсию. При обычных условиях нефть может рассматриваться в большинстве случаев как однородная жидкость. Если допустить, что нефть мигрирует в виде единой сплошной массы или отдельных крупных скоплений, представляя собой однородную жидкость, то движение ее контролируется законом Дарси. Теоретические исследования, лабораторные эксперименты и промысловые наблюдения показали, что скорость движения в природных резервуарах далеко не достаточна для возникновения турбулентного движения. Следовательно, закон Дарси безусловно вступает в силу: расход флюида будет прямо пропорционален напору, поперечному сечению песчаного тела и его проницаемости и обратно пропорционален вязкости флюида и длине песчаного тела.

Жидкость бывает неоднородной в следующих случаях: если мигрирующий флюид представляет собой отдельные капли нефти, распыленные в воде; если в нефти, либо в воде, либо и в той и другой, присутствуют пузырьки газа; если флюиды образуют совершенную эмульсию. Движение контролируется в этих случаях другими факторами, помимо закона Дарси. Движение капли нефти вверх по восстанию пластов по крупнозернистой песчаной породе, насыщенной водой, подчиняется закону Стокса. Согласно послед-

* Письменное сообщение, 1943.

нему, скорость этого движения определяется следующими факторами: разницей удельных весов воды и нефти, диаметром капли, ускорением силы тяжести и вязкостью воды.

Свободное движение капли нефти происходит в природе редко, поскольку размеры капель обычно больше размеров пор, по которым осуществляется миграция. Вследствие этого наблюдается так называемый эффект Жамэна. Эффект Жамэна выражает усилие, необходимое для того, чтобы изменить форму шаровидной капли нефти или пузырька газа и заставить их пройти сквозь пору, обладающую размером меньше, чем их собственный объем. Работа, производимая при этом, равна энергии поверхностного натяжения, помноженной на увеличение поверхности капли. Приведем следующий пример. Поверхность шаровидной капли диаметром в 1 мм составляет 3,14 мм². Если поверхностное натяжение между нефтью и окружающим ее флюидом равно 50 *дин/см*, то энергия поверхностного натяжения капли будет

равна $\frac{50 \times 3,14}{100} = 1,57$ *эрга*. Допустим, что данная

капля проталкивается в небольшой канал и, чтобы проникнуть в него, вынуждена изменить свою форму и увеличить свою поверхность в два раза. Энергия поверхностного натяжения также увеличится вдвое: к капле будет приложена работа, равная 1,57 *эрга*. При лабораторных экспериментах перепад давления, необходимый для перемещения подобной капли, составил 0,006 атмосферы. Если предположить, что капля находилась на расстоянии 50 м от буровой скважины, в пласте песчаной породы мощностью в 10 м, то для перемещения капли потребовался бы перепад давления, соответствующий суточному дебиту порядка 175 000 *т*.

Вязкость нефти является другим существенным моментом, влияющим на ход миграции. Влияние, оказываемое вязкостью на скорость и масштабы движения нефти по порам пород-коллекторов, должно быть, очевидно, весьма велико.

В данной связи, а также и по отношению к другим физическим свойствам нефти следует отметить важную роль температуры, господствующей в нефтеносных слоях. Юрен (L. C. Uren)¹⁰⁰, принимая во внимание средние значения геотермического градиента, допускает, что на глубине около 1700 м обычная температура должна достигать примерно 70°C, а на глубине 3400 м — 126°C. При подобных температурах обычные физические свойства нефти заметно изменяются. Вязкость нефти, как правило, сильно понижается даже при незначительном повышении температуры. На вышеуказанных глубинах 1700 и 3400 м это понижение должно быть весьма значительным. Юрен, полагает, что при температурах, обычно наблюдаемых в природных резервуарах, вязкость нефти, вероятно, в два раза ниже вязкости ее в условиях дневной поверхности. Очевидно вытекающее отсюда значительное уменьшение трения при миграции. Поверхностное натяжение как нефти, так и воды изменяется прямо пропорционально изменению давления и обратно пропорционально изменению температуры. Эффект повышения давления, однако, значительно снижается вследствие одновременного увеличения количества газа, переходящего в раствор.

Спайсер (H. C. Spicer)⁹¹, основываясь на прежних исследованиях Ван Орстанда (Van Orstand), выполнил сводку данных относительно максимальных и минимальных температур, возможных на глубинах 1700 и 3400 м и на глубинах, которым соответствует нормальная температура кипения воды. Сводка эта обнимает ряд мест, покрывающих значительную часть территории США. В результате подтвердилось предположение Ван Орстанда о том, что температура в 100°C должна в ряде мест наблюдаться на глубинах, меньших 3400 м. Примерно в одной трети точек, для которых Спайсер производил свои определения, нормальная температура кипения воды достигается на глубине, не превышающей, примерно, 2340 м.

Дальнейшие исследования показали, что в тех случаях, когда нормальная температура кипения воды

достигается на глубинах менее 2340 м, критическая температура воды достигается на глубинах менее 10000 м; когда же нормальная точка кипения отмечается на глубинах менее 3400 м, — критическая температура, за редкими исключениями, достигается на глубинах менее 13340 м. Результаты этих исследований представляют большой интерес. Из них вытекает, что в ряде нефтяных районов, в недрах, где происходила миграция, действуют силы, удерживающие нефть в породах-коллекторах и препятствующие ее движению по порам.

Доу и Колкин (D. B. Dow and L. P. Calkin)²³ и Бичер и Паркхэрст (C. E. Beecher and I. P. Parkhurst)⁹ проводили экспериментальные исследования в данной области. Относительная вязкость нефти при насыщении ее газом под давлением в 42 кг/см² понизилась на 58%. Вязкость некоторых образцов нефти, насыщенных газом под давлением, соответствующим глубинам в 140 м и более, понизилась до вязкости керосина. При более высоких давлениях уменьшение вязкости не зависит от повышения температуры. Растворенные газы оказывают также значительное воздействие на поверхностное натяжение нефти. Лэси (Lacy) удалось понизить поверхностное натяжение нефти на 84% при насыщении ее газом под давлением, не достигавшим 112 кг/см².

Отмеченное понижение вязкости нефти в присутствии газовой фазы происходит, однако, лишь до известных пределов повышения давления. Хокотт и Бэкли (C. R. Hocott and S. E. Buckley)³⁴ показали, что вязкость нефти понижается при увеличении давления только до насыщения нефти газом. При дальнейшем увеличении давления вязкость начинает повышаться. Это явление было проверено исследованием 41 образца нефти 18 различных месторождений, в процессе которого давление доводилось до 295 кг/см², а температура — до 87° С. Эксперименты проводились при температурах, соответствующих температурам, известным для разных залежей изученных месторождений. Давление повышалось от атмосферного до превышав-

шего давление, при котором происходило насыщение нефти газом.

Давление — один из существенных факторов миграции нефти. Поэтому выяснение условий, контролирующих давление в нефтяных месторождениях, и причин, способных вызывать его изменения, имеет первостепенное значение для анализа процессов миграции.

Иллинг (1938)⁴⁰, рассматривая данную проблему, указал, что изменения давления могут быть обусловлены целым рядом причин.

Понижение давления в некоторых чисто газовых залежах, видимо, прямо пропорционально степени истощения залежи. В присутствии нефти, однако, это понижение замедляется газом, освобождающимся из нефти. В других случаях отмечается лишь незначительное понижение давления даже при сильном истощении залежи. Краевые воды далеко не всегда полностью замещают нефть и газ при последних стадиях истощения скважин. Это свидетельствует о том, что давление обуславливается обычно газом, а не жидкостью.

При объяснении описываемых явлений необходимо учитывать физические условия, контролирующие поведение флюидов. Породы, слагающие природные резервуары, будучи пористыми и проницаемыми, окружены относительно слабопроницаемыми породами. В природных резервуарах ограниченных размеров нефть и газ занимают значительную часть общей емкости резервуара. В таких случаях понижение давления пропорционально истощению залежи. В природных же резервуарах, распространяющихся на большой площади, нефть и газ заполняют лишь незначительную часть общего объема поровых пространств. В этих случаях условия нефтегазонакопления в резервуаре контролируются отчасти внешними силами. Последние в той или иной мере определяют давление в залежи, и их влияние накладывается и на явления в резервуаре, вызываемые эксплуатацией залежи.

Столб воды, заполняющей все поровые пространства в породе и сообщаемой с дневной поверхностью,

является основным источником давления, существующего внутри природного резервуара.

Однако гидростатический напор сам по себе способен обусловить давление лишь в немногих залежах. В частности, трудно представить себе возникновение напора в отдельных песчаных линзах ограниченных размеров, замкнутых со всех сторон непроницаемыми породами.

Уплотнение осадков на ранних стадиях седиментации вызывает выжимание жидкостей и газов из глин. Гелеобразная структура ряда компонентов глин и все возрастающая их непроницаемость оказывают противодействие этому уплотнению. В конечном результате давление, развивающееся в глинах, должно отражать нагрузку вышележащих толщ. Флюиды выжимаются из уплотняющегося осадка лишь по определенным ограниченными путям. По этим же путям будет частично передаваться давление. В результате, флюиды, содержащиеся в глинах, могут достичь состояния равновесия. Общий вес пластичных глин и содержащихся в них флюидов выражается давлением, направленным вниз. Оно обусловит давление флюидов, содержащихся в отдельном, полностью замкнутом песчаном теле. Подобные условия, повидимому, наблюдаются на месторождении Гуз Крик, в Техасе. Здесь развиты весьма молодые, слабо уплотненные отложения. Глинистые разности содержат до 30% воды; песчаные же породы отличаются низкой плотностью, слабой сцементированностью и залегают линзообразно. На поверхности земли над истощающимися слоями произошли в процессе разработки залежей просадки, масштаб которых отвечал одной пятой объема флюидов, извлеченных из эксплуатировавшихся скважин.

Давление возникает также в связи с процессом диастрофизма. Сжимающие стрессы, достаточно сильные для того, чтобы изменить объем пород, вызывают в флюидах давления, накладывающиеся на существовавшие ранее. Давление не повысится в том случае, если флюиды найдут для себя новые пути выхода из сжимающейся породы. Интенсивное складкообразова-

ние чаще всего сопровождается образованием разрывов. Последние служат путями для вертикальной миграции. Давление при этом понижается. Добавочное уплотнение, обусловленное диастрофизмом, чаще всего вызывает понижение степени проницаемости глин. Тем самым оно способствует защите нефти и газа, содержащихся в изолированных песчаных телах, от воздействия повысившегося давления и от влияния процессов денудации.

В толще пластичных отложений, которые содержат флюиды, находящиеся в движении, невозможно сохранение отдельных участков с повышенным давлением. В сильно уплотненной жесткой толще местные изменения давления могут стать постоянными. Местные повышения давления могут сопровождать процессы нефте- и газообразования и увеличения общего объема углеводородов, вызываемого расщеплением их молекул. Уменьшение объема поровых пространств, обусловленное цементацией, также повышает давление. Понижение давления может возникнуть в результате полимеризации углеводородов и вследствие химических процессов, вызывающих уменьшение содержания свободной воды в породе. Такими процессами являются асфальтообразование и поглощение воды минеральными новообразованиями.

Изменения температуры также должны существенно влиять на давление. Температуры вблизи дневной поверхности повышаются в ходе процесса седиментации и понижаются при процессах денудации. Повышение температуры на 50°C влечет за собой повышение на 20% давления любого присутствующего газа. Если газ поглощен нефтью, повышение температуры способствует его освобождению и соответствующему повышению давления. Изменения температуры могут быть обусловлены также диастрофизмом, интрузиями изверженных пород и радиоактивными процессами.

Изменения давления, наконец, могут явиться результатом процессов минерального новообразования в нефтеносных слоях. В замкнутом природном резер-

вуаре, слагаемом уплотненными породами, давление является функцией количества присутствующих флюидов и объема поровых пространств, которое уменьшается в результате цементации и отложения солей. Количество же свободной воды может уменьшаться вследствие поглощения воды глинами, окружающими резервуар, при образовании низкотемпературных слюд.

Роль капиллярных явлений в миграции нефти была предметом целого ряда исследований и обширной дискуссии. В настоящее время твердо установлено, что движение под воздействием капиллярных сил возможно при благоприятных условиях в ограниченных размерах.

Леверетт (M. C. Leverett)⁵² указал, что поверхность раздела двух флюидов, содержащихся в смеси в пористом материале, обладает некоторой кривизной; степень последней зависит от размера пор и свойств флюидов. Кривизна эта обусловлена поверхностным натяжением между флюидами. Форма поверхности раздела удовлетворяет следующему условию: «свободная энергия должна быть минимальной для данного объема флюидов и формы поверхности вмещающего их твердого тела». Отмеченная кривизна является самым важным свойством системы, определяющим возникновение капиллярных явлений.

Новейшие исследования внесли значительную ясность в механизм возникновения капиллярных явлений. Однако вопрос о роли этих явлений в процессах миграции и аккумуляции остается до сих пор весьма спорным. Бэкли и Леверетту¹⁰ принадлежат интересные наблюдения над факторами, действующими на участках, смежных с продуктивными скважинами. Факторы эти играют роль также в процессе миграции флюидов.

Согласно этим наблюдениям, в однородной песчаной породе гравитационные силы стремятся произвести полную дифференциацию воды, нефти и газа, капиллярные же силы стремятся воспрепятствовать по-

добному разделению. Оба вида сил, таким образом, действуют в прямо противоположных направлениях и стремятся свести друг друга на-нет. При весьма интенсивном передвижении флюидов эффект обоих видов сил может затушевываться эффектом сил трения. При весьма слабой интенсивности передвижения эффектом трения можно пренебречь; окончательное распределение флюидов определится лишь соотношением гравитационных и капиллярных сил. Оно будет аналогично дифференциации при статических условиях.

До начала эксплуатации природный резервуар находится в состоянии капиллярного равновесия: капиллярное давление в толще песчаных пород одинаково на любом горизонтальном уровне и уравновешено силами гравитации. Степень насыщения водой, однако, неодинакова; она больше в более мелкозернистых разновидностях породы. Уровень, на котором капиллярное давление равно нулю, начинает подниматься с момента начала продвижения краевых вод. Насыщенность водой во всем резервуаре повышается в силу стремления к восстановлению равновесия. Это увеличение водонасыщенности будет происходить постепенно, если уровень воды в резервуаре поднимается настолько медленно, что капиллярное равновесие сохраняется.

Если в резервуаре присутствует небольшая мелкозернистая линза, расположенная значительно выше первоначального уровня воды, в этой линзе возникнут особые условия. Они будут способствовать большему насыщению водой, по сравнению с окружающей сравнительно крупнозернистой породой. Это произойдет по двум причинам. Во-первых, линза, с одной стороны, будет поглощать воду, с другой стороны — отдавать нефть. Во-вторых, возникнет капиллярный противоток нефти и воды. Таким образом, нефть будет все время интенсивно вымываться из мелкозернистой линзы. Последняя окажется истощенной значительно раньше, чем более крупнозернистые породы, окружающие ее.

В случае интенсивной эксплуатации возникнут другие условия. Повышение насыщенности водой будет происходить быстро для резервуара в целом, и мелкозернистая линза внезапно попадет в зону общего высокого насыщения водой. В линзе не сохранится особо повышенной водонасыщенности, которой она отличалась ранее. Нефть сможет освободиться из линзы лишь в результате противотока воды и нефти, после того как уровень воды поднимется выше линзы. Противоток происходит весьма медленно, и поэтому истощение мелкозернистой линзы также будет очень медленным и, повидимому, неполным.

Согласно Ливингстону (H. K. Livingstone)⁵⁶, поверхностное натяжение между водой и кремнеземом превышает поверхностное натяжение между углеводородом (гептаном) и кремнеземом на 255 эрг/см^2 . В случае взаимного насыщения обоих флюидов эта разница уменьшается до 51 эрга/см^2 . Согласно некоторым данным, в природных условиях эта разница еще меньше, составляя, для капиллярного канала диаметром в 1 микрон, лишь $0,35 \text{ кг/см}^2$. Ливингстон отмечает также, что хотя относительные величины поверхностного натяжения имеют непосредственное значение лишь для статических явлений, тем не менее изменения этих относительных величин могут влиять весьма существенно на интенсивность движения флюидов. Названный исследователь подчеркивает также роль некоторых активных веществ, способных понижать поверхностное натяжение между нефтью и водой. Это понижение уменьшает, в свою очередь, высоту капиллярного поднятия, количество воды в нефтеносном песке и давление, способствующее перемещению флюида. К подобным активным веществам относятся, например, некоторые кислоты, ароматические соединения, азот и сера.

В последнее время исследованием роли капиллярных явлений в процессе аккумуляции нефти и значения их для добычи занимались Гасслер, Бруннер и Дил (G. L. Hassler, E. Brunner and T. J. Deahl)³⁰. Они пришли к выводу, что капиллярное давление оказы-

вается решающим для процесса аккумуляции, в особенности в ловушках стратиграфического типа. Взгляды их изложены ниже, в разделе, посвященном рассмотрению капиллярной теории миграции.

Существенное значение давления, обусловленное сжимаемостью воды, нередко недооценивается рядом авторов. Скилтис и Хэрст (R. J. Schilthuis and W. Hurst)⁸⁸ считают, что расширение воды в результате падения давления в природном резервуаре обуславливает напорный режим месторождения Ист Техас. Названные авторы указывают, что здесь не может быть артезианского напора. При движении воды из отдаленной зоны выхода на дневную поверхность песчаников Вудбайн к месторождению возникли бы столь значительные потери напора на трение, что количество поступающей воды не соответствовало бы условиям, наблюдающимся в действительности при разработке залежи. Сжимаемость воды на первый взгляд может показаться ничтожной. Но объем сжимаемой воды весьма велик, составляя около 478 триллионов литров. Поэтому явление в целом играет немалую роль. Газ, растворенный в воде, способствует ее расширению, а вода песчаников Вудбайн содержит окклюдированный газ. Понижение давления лишь на $3,5 \text{ кг/см}^2$ позволит воде расшириться настолько, чтобы заполнить все пространство, освободившееся в результате извлечения из недр нефти, добытой за все время эксплуатации месторождения. Движение флюидов происходит таким же образом, как при обычной эксплуатации скважин: вода, испытывая меньшее давление у западной границы нефтяной залежи, расширяется и толкает нефть к востоку. Значительное падение давления в течение эксплуатации месторождения обусловило возможность притока воды к залежи нефти из все более и более удаленных мест. Скилтис и Хэрст считают, что расширение воды служит существенным фактором возникновения напорного режима и других залежей.

Бэгби (J. M. Bugbee)¹¹ указывает, что на начальных стадиях эксплуатации расширение воды может

играть большую роль для любого природного резервуара. Однако в дальнейшем роль эта сохраняется лишь в тех случаях, когда объем краевых вод велик. Артезианский напор невозможен в линзообразных залежах; в них возможен лишь напор, обусловленный расширением воды. В некоторых случаях, напор, обусловленный расширением воды, играет для режима месторождения большую роль, чем артезианский напор.

Торри* также подчеркивает значение расширения воды для режима месторождения Ист Техас. Он полагает, что напор, обусловленный расширением воды, в ряде случаев играл существенную роль в процессах миграции и аккумуляции нефти:

В связи с вопросом о значении давления, вызываемого расширением воды, для процесса миграции нефти, следует сослаться на интересное сообщение Бэкли**, который отмечает, что в начале эксплуатации вода песчаников Вудбайн испытывала сжатие, одинаковое с сжатием нефти. Сжимаемость воды меньше сжимаемости сырой нефти, ненасыщенной газом; однако, вследствие громадного объема присутствующей воды, может возникнуть заметное расширение даже при незначительном падении давления.

На месторождении Ист Техас не наблюдается притока воды в песчаники Вудбайн извне, из зоны выходов этих песчаников на дневную поверхность. Продвижение краевых вод, сопутствующее эксплуатации, обусловлено исключительно расширением воды в результате падения первоначального давления.

На описываемом месторождении продвижение краевых вод происходит столь медленно, что оно не в состоянии поддерживать давление у забоя скважин на первоначальном уровне. Поэтому в настоящее время проводится ряд мероприятий по закачиванию соленой воды. Эти мероприя-

* Письменное сообщение, 1943.

** «Взаимоотношение давления и добычи» — «Практика бурения и эксплуатации», серийное издание Американского института нефти, 1938 г.

тия должны воспрепятствовать чрезмерному падению давления у забоя, сопровождающемуся снижением дебитов скважин.

Условия, наблюдаемые на месторождении Ист Техас, весьма поучительны. Сходные условия могут существовать в линзообразных природных резервуарах, содержащих сингенетичную воду. Допустим, что мигрирующие углеводороды попали каким-либо путем в пористые отложения. В результате последующего диастрофизма все флюиды — вода, нефть и газ — стали испытывать повышенное давление. Сжимаемость воды меньше сжимаемости нефти и газа; поэтому вода будет оказывать давление на углеводороды, способствовать растворению газа в нефти и понижению вязкости и удельного веса последней. Подвижность нефти повысится, она сможет легче преодолевать сопротивление трения; в результате облегчится дифференциация флюидов под влиянием гравитационного фактора. Допустим, что в дальнейшем произошло поднятие данного участка земной коры. При этом породы, составляющие природный резервуар, могут оказаться выведенными частично на поверхности денудированными. Подобное явление наблюдается, например, в Пенсильвании, в южной части которой песчаники были размыты рекой Аллегани. Это явление не может не вызвать ослабления давления в уцелевшей части природного резервуара. Расширение воды вызывает проталкивание нефти к месту ее накопления в ловушке.

Специальными анализами установлено присутствие нефтяных углеводородов в почве на участках, расположенных над линзообразными природными резервуарами и резервуарами, приуроченными к пликативно дислоцированным слоям. Углеводороды эти диффундировали в почву сквозь толщу пород, перекрывающих залежи. Давление, под воздействием которого происходит подобное просачивание, вероятнее всего, обусловлено не гидравлическим напором, а незначительным расширением воды в природном резервуаре. Изучение месторождения Ист Техас также приводит к выводу, что перемещение флюидов в природном резервуаре может происходить без помощи гидравлического напора. Изложенное имеет существенное значение для анализа процессов миграции и нефти.

СТРУКТУРНЫЕ И СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ РЕГИОНА

Армстронг (W. A. Armstrong) * рассматривает вопрос о значении разрывов для миграции нефти и газа. Он подчеркивает, что разрывы, в настоящее время закрытые, в прошлом могли быть зияющими. Следует, по возможности, наметить периоды геологического прошлого, когда эти разрывы могли быть зияющими.

Ниже приводятся наиболее интересные ответы, полученные на рассматриваемый вопрос анкеты.

Хоуэлл (J. V. Howell). Капли свободной нефти часто встречаются во влажных песчаных породах; они, однако, не служат признаком промышленной нефтеносности. Присутствие подобных капель может служить указанием на то, что нефть, в процессе интенсивной миграции, не попала в ловушку, где она могла бы накопиться. Во всяком случае, в природе часто встречаются капли нефти в воде. Явление это редко упоминается при обсуждении вопросов, связанных с миграцией нефти.

Хистэнд (T. C. Hiestand). Совместно с Паркером (Parker) мы сравнивали различные геологические структуры с точки зрения величины их амплитуды. Нами было высказано предположение, что амплитуда структуры в период аккумуляции определяет интенсивность нефтенасыщения в тот момент; в некоторых случаях следует вводить поправку на возможность перераспределения нефти. Совершенно одинаковые структуры встречаются чрезвычайно редко. Общие закономерности могут быть установлены путем сравнительного изучения.

Уикс (L. C. Weeks). Проблема миграции и аккумуляции нефти и газа тесно связана с вопросом о нефтепроизводящих отложениях. Нефтепроизводящие отложения, бесспорно, приурочиваются к древним седиментационным бассейнам; в пределах этих же бассейнов происходила первичная миграция и аккумуляция нефти. Особенности строения нынешних нефтеносных площадей возникли значительно позже; нефть здесь находится уже не в первич-

* Письменное сообщение, 1943.

ном залегании, и локализация скоплений определяется структурными условиями. При обсуждении различных сторон проблемы миграции и аккумуляции нефти, как правило, имеются в виду именно эти вторичные ареалы распространения нефти.

Тектонические движения — решающий фактор вторичного перераспределения нефти. Но дислокации, происходящие во время самого осадкообразования, влияют на первичное ее распределение. К подобного рода дислокациям относятся прогибания, формирующие депрессию седиментационного бассейна, и восходящие движения, осложняющие его строение. Эти движения влияют на интенсивность осадкообразования, контролируют изменения пористости пород, слагающих бассейн, и условия, благоприятствующие накоплению и сохранению органического вещества. Основные черты строения седиментационного бассейна определяются более глубокими геологическими причинами, рассмотрение которых не входит в наши задачи. Но характер бассейна, как указано выше, имеет существенное значение для возникновения условий, определяющих направление и масштаб первичной миграции и аккумуляции нефти.

Позднейшие тектонические движения могут привести к полному разрушению скоплений нефти в определенных частях некоторых бассейнов. Структуры, сформированные подобными движениями, могут отличаться той или иной степенью нефтенасыщения, либо могут быть и вовсе лишены нефти. Решающие моменты, с данной точки зрения, — это местоположение структур по отношению к основным элементам строения первичного седиментационного бассейна, а также степени возможного влияния на них условий, господствовавших в бассейне и контролировавших первичное накопление нефти.

Все затруднения при разрешении проблемы миграции и аккумуляции нефти и газа зависят от невозможности восстановления условий, господствовавших в первичном седиментационном бассейне. Нашему изучению доступны лишь современные нефтеносные бассейны, для которых решающими являются структурные условия.

Таковы основные положения, из которых следует исходить при анализе проблемы миграции, аккумуляции и дифференциации нефти.

Белл (A. H. Bell). Изучение месторождения Омаха (округ Джеллетин в Иллинойсе) дает возможность установить геологический возраст процесса аккумуляции нефти. Продуктивные песчаники интродуцированы здесь дайками и жилами слюдяных перидотитов. Накопление нефти произошло ранее интрузии изверженных пород, поскольку у контакта с последними наблюдаются твердые нефтяные остатки. Далее, на данном месторождении нефть песчаника Тар Спрингс обладает удельным весом 0,87; удельный вес нефти того же песчаника на месторождении Геролд, где интрузии изверженных пород отсутствуют, составляет 0,79. К сожалению, возраст самих интрузий не совсем ясен; предположительно он является домеловым, послепенсильванским. Таким образом, накопление нефти на месторождении Омаха произошло не позже юрского периода, возможно же — значительно ранее, однако не позже отложения формации Честер и образования в ней структурных изгибов.

Кэрри. Изучение карт равных мощностей и образцов продуктивных песчаных пород ряда месторождений Голф Кост приводит к выводу, что структурные формы, контролирующие эти месторождения, продолжали расти во время отложения продуктивных слоев.

1. Для возникновения нефтяных залежей необходимо было не только присутствие линзовидных песчаных скоплений, но и соответствующие структурные условия.

2. Мощность песчаных отложений на сводовых частях отдельных поднятий нередко больше мощности их на крыльях, а это свидетельствует, что на сводовых частях осадки отлагались в сравнительно мелководных условиях.

3. Эти мелководные условия, очевидно, благоприятствовали образованию нефтематеринских пород.

4. На ряде структур, характеризующихся одинаковыми условиями, наблюдается различная интенсивность нефтенасыщения, что, очевидно, объясняется различиями условий первичного нефтеобразования.

Уиллис Сторм (Willis Storm).

1. На месторождении Бенэвайде (округ Дювол в Техасе) продуктивны формация Джэксон (верхний эоцен) и верхняя часть формации Иегуэ (средний эоцен или клэйборн). В кернах буровых скважин, расположенных по соседству с залежами, часто встречается жидкая нефть. Весь пройденный при бурении разрез формаций Джэксон и Иегуэ характеризуется присутствием лигнитов и устричников. Наблюдаются признаки многократных колебаний береговой линии.

2. Тектонические подвижки продолжались, по крайней мере, вплоть до миоцена.

3. Нефтепроизводящими являются, повидимому, сланцы формаций Джэксон и Иегуэ. Длительные тектонические движения и уплотнение осадков, возможно продолжающиеся вплоть до настоящего времени, обусловили накопление нефти в многочисленных ловушках, образовавшихся в песчаных горизонтах сланцевой толщи. Ловушки возникли в результате образования разрывов и поднятий небольшой амплитуды.

Аналогичные условия, весьма вероятно, существовали также на ряде месторождений в округах Дювол, Мак Маллен и Джим Хогг. Миграция по разрывам не объясняет формирования этих месторождений. В некоторых случаях, нефтепроизводящие отложения и коллекторские слои могли быть приведены в непосредственное соприкосновение благодаря образованию разрывов.

Возможно, что подобные же факторы определили аккумуляцию нефти в нижнеэоценовой формации Уилькокс, отлагавшейся в аналогичных условиях.

При анализе проблемы происхождения и аккумуляции нефти стремление к излишней детализации затрудняет простейшее объяснение природных явлений. Громадное большинство их определяется комбинацией ряда естественных физических и химических факторов.

Хэнна (M. A. Hanna). Изучение месторождений Литтон Спрингс (округ Колдуэлл в Техасе) и Тролл (округ Виллиамсон, в том же штате) даст весьма интересный материал для выяснения условий, в которых протекали процессы миграции и аккумуляции природных углеводородов.

Скопления нефти приурочены здесь к серпентинитам, являющимся продуктами изменения сильно кислых эффузивов верхнемелового возраста. Изложенное установлено совершенно бесспорно в отношении месторождения Литтон Спрингс; исследования ряда образцов с этого месторождения безусловно подтверждает, что мы имеем дело именно с кислыми эффузиями, а не с интрузиями. В отношении месторождения Тролл возникают некоторые сомнения; неясно, насколько далеко зашел процесс серпентинизации. Возможно, однако, что последний протекал в основном до окончательного погребения древних вулканов. Серпентинизированный остаточный материал часто встречается в породах, ассоциированных с залежью, что, понятно, не исключает возможности серпентинизации после захоронения пород. Нефть, несомненно, мигрировала в образованные этими процессами природные резервуары. Пути миграции и источники нефти остаются неясными.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ВОЗРАСТ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ И АККУМУЛЯЦИИ НЕФТИ

Вопрос о геологическом возрасте процессов образования и аккумуляции нефти имеет решающее значение для выяснения относительной роли различных факторов миграции природных углеводородов. Совершенно очевидно, что одни факторы контролировали накопление нефти в сравнительно молодых отложениях, другие определяли этот процесс в древних отложениях, переживших геологическую историю, богатую событиями.

Данной проблеме посвящена прежняя наша сводка, опубликованная в 1941 г. В этой работе мы не смогли прийти к определенным выводам, поскольку фактические данные свидетельствовали в пользу представления как о ранней, так и о поздней аккумуляции. Тем не менее, мы указывали, что в последнем случае следует различать, с одной стороны, позднюю аккумуляцию нефти и газа, остававшихся в рассеянном состоянии в течение длительного геологического вре-

мени, с другой стороны — перераспределение прежних скоплений, рассеявшихся из заключавших их ловушек, в результате изменений геологической структуры.

Приведем некоторые основные выводы по данному вопросу, в виде расширенной цитаты из упомянутой работы:

Нигде в нынешних морях и озерах не наблюдался процесс современного нефтеобразования; условия и геологический возраст процесса превращения исходного органического вещества в природную нефть остаются до сих пор неясными. Необходимо более тщательное химическое и бактериологическое исследование нефтеподобных и воскоподобных веществ, встречающихся в организмах и в современных или весьма молодых осадках, содержащих растительные и животные остатки. Ценные результаты может дать сравнительное исследование свойств нефте- и воскоподобных соединений из современных осадков, обогащенных органическим веществом, залегающих на различных глубинах.

Предварительными исследованиями Джонса (J. C. Jones)⁴⁸ установлено, что четвертичные озерные осадки (в Неваде) с глубиной обогащаются веществами, растворимыми в эфире. Необходимо определить более точно состав этих веществ, содержание в них углеводов и изменения их свойств с глубиной. Возможно, что преобразование первичного органического вещества в нефть и природный газ представляет собой постепенно нарастающий процесс. Первые стадии этого процесса протекают в момент гибели организмов-нефтеобразователей и непосредственно после нее; завершение же процесса происходит лишь после полного захоронения органического вещества. Нефте- и воскоподобные вещества, содержащиеся в современных осадках, обладают лишь отдаленным сходством с нефтью; преобразование их в природную нефть может, однако, происходить уже при сравнительно неглубоком погружении дна бассейна. Дальнейшее исследование четвертичных отложений, содержащих битуминозные вещества, будет способствовать объяснению промежуточных стадий процесса преобразования органики. Хаземан (J. D. Haseman)²⁸ описал залежи асфальта на побережье

Флориды. Эти залежи представляют собой, возможно, первичные скопления природных углеводородов и могут быть источником нефти. Необходимо более тщательное их исследование.

Сопоставление и анализ фактических данных приводят к выводу, что аккумуляция нефти происходила в одних случаях несколько ранее образования природных резервуаров, в других случаях — несомненно после их возникновения*. Нет необходимости представлять себе, что преобразование органического вещества происходит в формациях, характеризующихся битумообразованием, непрерывно или скачкообразно. Образующаяся природная нефть может в течение длительного времени находиться в рассеянном состоянии, либо в виде скоплений, из которых она в дальнейшем мигрирует в результате тектонических движений.

Глубоко залегающие продуктивные слои в ряде случаев подверглись интенсивной дислокации лишь много времени спустя после их отложения. В течение длительных периодов их ранней геологической истории они залежали, практически, горизонтально. Интенсивная циркуляция подземных вод не могла иметь места. Условия благоприятствовали сохранению нефти и газа в рассеянном состоянии в течение длительного времени, пока тектонические движения не нарушили равновесия флюидов и не вызвали интенсивной циркуляции и напора вод. Не исключена возможность вторичного возобновления миграции нефти и газа и перераспределения ранее образовавшихся скоплений в результате изменений наклона пластов, образования разрывов, изменений интенсивности или направления циркуляции подземных вод и т. д.

* На ранней стадии диагенеза, до сформирования природных резервуаров, могла происходить только местная аккумуляция нефти и газа в отдельных зонах повышенной пористости в уплотняющихся осадках. (Прим. перев.)

ВИДЫ МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ

ОБЩИЕ СООБРАЖЕНИЯ

Существует ряд теорий формирования промышленных залежей природных углеводородов. Одни теории исходят из представления о первичном залегании нефти и газа, другие — из представления о вторичном залегании.

Допуская вторичное залегание, следует различать первичную и вторичную миграции. Под первичной миграцией надо понимать переход жидких и газообразных углеводородов из нефтематеринских пород в природные резервуары. Понятие вторичной миграции обнимает все случаи последующего перераспределения нефти, газа и воды внутри природных резервуаров. Оба вида миграции могут происходить независимо друг от друга или наряду друг с другом.

ТЕОРИИ МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ

Для удобства дальнейшего изложения перечислим основные существующие теории миграции и аккумуляции природных углеводородов:

1. Антиклинальная, или гравитационная, теория.
2. Гидравлическая теория.
3. Гравитационно-гидравлическая теория.
4. Теория уплотнения:
 - a) теория тектонического уплотнения (диастрофическая теория);
 - b) теория седиментационного уплотнения.
5. Фильтрационная теория.
6. Теории изменения давления:
 - a) теория движущей силы газа;
 - b) теория цементации.
7. Капиллярные теории.
8. Комбинированные теории.

Ниже излагаются перечисленные теории; изложение ведется, насколько возможно, в хронологическом порядке возникновения тех или иных представлений.

АНТИКЛИНАЛЬНАЯ ТЕОРИЯ

Антиклинальная (или гравитационная) теория представляет собой первую попытку объяснения миграции и аккумуляции нефти и газа. В измененном и дополненном виде она сохраняет свою актуальность до настоящего времени. Блестящее изложение истории развития этой теории содержится в трудах Хоуэлла³⁶.

Уайт (I. C. White)¹⁰⁸ считается обычно основоположником антиклинальной теории, что связано с его классической работой «Геология природного газа», опубликованной в 1885 г. Однако, как показал Хоуэлл, основы этой теории были заложены еще ранее Логаном (W. E. Logan) и Стэрри Хэнтом (Serry Hunt) — в Канаде, Эндрьюсом (E. B. Andrews), Роджерсом, Винчеллом (A. Winchell), Эвансом (E. W. Evans) и другими — в США, Гефером (H. Hoefer) (вероятно, и другими) — в Европе.

Уайт пытался доказать, что почти все крупные газовые залежи в Аппалачском районе приурочены к сводам или присводовым частям антиклинальных складок. В смежных с ними синклиналях скопления газа незначительны или вовсе отсутствуют, но зато присутствуют значительные количества соленых вод. В 1892 г. Уайт развил свою теорию¹⁰⁹ и распространил ее также и на скопления нефти.

На ранних стадиях своего развития антиклинальная теория встретила ряд возражений, исходивших из того, что промышленные скопления нефти и газа часто бывают приурочены не только к сводам антиклинальных складок. Это наблюдалось как в Аппалачской, так и в других нефтегазоносных провинциях.

В настоящее время установлено, что подобные аномальные случаи объясняются невыдержанностью коллекторских слоев или тем, что последние не содержат

вовсе воды, либо неполностью насыщены ею. При подобных условиях нефть могла накопиться не в наиболее приподнятых частях структур, а в местах выклинивания проницаемых слоев или выше фактического уровня воды в этих слоях.

Антиклинальная теория подтверждается характером распределения воды, нефти и газа в пликтивно дислоцированных пористых пластах, перекрываемых слабопроницаемыми слоями. Флюиды стремятся занять положение в соответствии с их удельными весами: газ располагается в наиболее приподнятых частях структуры, нефть — непосредственно ниже, вода — еще ниже. В случае присутствия лишь одного из углеводородных флюидов, он располагается над водой.

В дальнейшем было установлено, что ряд залежей нефти и газа приурочен к так называемым «стратиграфическим ловушкам» и к природным резервуарам, насыщенным лишь частично водой. Вследствие этого антиклинальная теория получила наименование «структурной теории аккумуляции». Она пользовалась широким признанием, и ею руководствовались при постановке поисков нефти и газа. Ортон (E. Orton)⁷⁴ способствовал распространению структурной теории, доказав, что нефтеносная площадь Трентон в Огайо и Индиане приурочена к осевым зонам антиклинальных складок и к структурным террасам.

Справедливость структурной теории была подтверждена практикой нефте- и газопоисковых работ в большинстве нефтеносных провинций земного шара. Теоретические основания ее, в частности принцип гравитационной дифференциации флюидов, однако, оспаривались рядом авторитетных исследователей. Основные возражения против структурной теории сводятся к следующему:

1. Теория эта не в состоянии удовлетворительно объяснить первичную миграцию нефти из материнских пород в природные резервуары.

2. Подвижность нефти, обусловленная ее относительно невысоким удельным весом, недостаточна для

того, чтобы преодолеть противодействие поверхностного натяжения и адгезии при движении нефти по мелким порам, которые обычно присущи песчаным коллекторам. При миграции по полого залегающим слоям подвижность нефти недостаточна, чтобы преодолеть противодействие трения.

3. Структурная теория не в состоянии объяснить аккумуляцию нефти и газа в невыдержанных природных резервуарах*, целиком, или почти целиком, заполненных углеводородами, в слабо выраженных структурных поднятиях. Подобные скопления широко распространены в Мидконтиненте.

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ТЕОРИЯ

Менн (M. J. Munn) одним из первых высказал серьезные возражения против антиклинальной теории. В 1909 г. он предложил другое объяснение процесса миграции и аккумуляции нефти и газа, названное им гидравлической теорией⁷⁰.

Менн исходит из предположения, что нефть возникла путем преобразования органического вещества, отлагающегося одновременно с осадками, и что процесс преобразования завершился до консолидации осадков. Пленки образующейся нефти обволакивают частицы глины, плотно прилегая к ним; поровые же пространства заполнены в основном водой. Глины перекрываются толщей более молодых отложений и уплотняются под воздействием нагрузки последних. Флюиды, содержащиеся в глинах, выжимаются из них в смежные пористые песчаные породы в виде более или менее совершенной эмульсии. Нефть постепенно накапливается в песчаных породах, однако часть ее, вероятно, остается в глинах. Дальнейшая аккумуляция нефти в песчаных породах и формирование в них залежей контролируются гидравлическим напором и капиллярным давлением воды. Вода, цир-

* Т. е. в литологически ограниченных резервуарах неправильной формы. (Прим. ред.)

кулирующая под напором в крупнозернистых песчаных породах, увлекает нефть и проталкивает ее перед собой. Интенсивность циркуляции воды в различных слоях неодинакова, возникают встречные и различно направленные потоки. В результате нефть попадает в ловушки, образованные в более пористых слоях. Капиллярное поднятие воды по сланцам также способствует накоплению нефти. Поднимающаяся вода выталкивает нефть из сланцев в перекрывающие их песчаные породы, в которых действие капиллярных сил приостанавливается. Ненормально высокое давление, наблюдаемое иногда в нефтяных залежах, обусловлено газом. Последний мог аккумулироваться вместе с нефтью или образоваться впоследствии.

Менн полагал, что если движение воды происходило вкрест простираения пластов, то расположение залежи точно соответствует структуре. Если же вода двигалась по простираанию пластов, расположение залежи не обнаруживает соответствия со структурой.

В дальнейшем ⁷¹ Менн указал, что ундуляции осей антиклиналей, осложнения на моноклиналях, участки резкого изменения пористости пластов, а также куполообразные поднятия служат ловушками для нефти и газа, циркулирующих под напором воды.

Можно привести ряд возражений против теории Менна. Самое слабое место этой теории — это допущение сравнительно свободного движения флюидов сквозь толщи плотных глин и сланцев. Состав вод, циркулирующих под смежными пластами на участках, характеризующихся интенсивным водообменом, часто бывает все же резко различным. Неясно также, достаточно ли интенсивна подземная циркуляция вод, чтобы преодолеть сопротивление молекулярных сил и стать фактором миграции нефти. Последнее возражение, впрочем, частично опровергается результатами экспериментальных исследований Уикса ¹⁰⁷ в данной области.

В последнее время гидравлическая теория подверглась ряду изменений и была дополнена некоторыми основными положениями антиклинальной теории. Рич^{76, 77} пересмотрел взгляды Менна и в 1921 и 1923 гг. предложил теорию, представляющую собой комбинацию антиклинальной и гидравлической теорий.

Рич полагает, что основным фактором миграции нефти из материнских пород в природные резервуары служит уплотнение первых. Последующая миграция по коллекторским слоям происходит под воздействием циркуляции подземных вод. Нефть увлекается водой в виде небольших капель, а газ — в виде небольших пузырьков и в растворенном состоянии. Нефть и газ стремятся подняться в процессе миграции к кровле пласта-коллектора благодаря своей высокой подвижности и относительно малому удельному весу. Таким образом достигается частичная дифференция флюидов и облегчается накопление их в структурных и стратиграфических ловушках, встречаемых по пути в ходе миграции.

Иллинг (V. C. Illing)³⁹ доказал своими экспериментальными исследованиями, что нефть, газ и вода,двигающиеся под гидравлическим напором, способны дифференцироваться. В песчаной породе возможно даже проникновение нефти и газа сквозь поток движущейся воды. Дифференциация флюидов происходит в динамической системе легче, чем в статической. Иллинг проводил свои эксперименты следующим образом. Длинная трубка наполнялась влажным песком и закупоривалась с обоих концов пробками. В каждой из пробок было сделано два отверстия, расположенных одно над другим. Трубке придавалось горизонтальное положение, и через нее пропускался поток керосина и воды. Керосин подавался в нижнее отверстие пробки, а вода — в верхнее. Обе жидкости пропускались, примерно, под одинаковым напором. Жидкости, вытекающие с противоположного конца трубки через верхнее и нижнее отверстия в пробке,

собирались каждая в отдельный сосуд. Оказалось, что через верхнее отверстие продвигался главным образом керосин, а через нижнее — вода. Разделение флюидов было неполным, но оно улучшалось при удлинении трубки.

Иллинг полагает, что дифференциация флюидов в движущемся потоке обусловлена так называемой критической концентрацией нефти. Концентрация должна достичь некоторой критической точки, для того чтобы нефть смогла мигрировать по породе. Если концентрация нефти не достигает этой критической точки, то вода будет опережать нефть при любой скорости гидравлического потока.

Значение критической концентрации меньше для верхней части поперечного сечения пласта, чем для его нижней части, если только последняя не сложена более крупнозернистым материалом. Эта разница возникает благодаря относительно небольшому удельному весу нефти и ее подвижности.

Таким образом, нефть всегда стремится передвигаться по верхней части пласта и накапливается в этой части, выделяясь из общего потока флюида.

Экспериментальные исследования Томаса в 1924 г. и Ван Тайла и Бекстрома в 1926 г. подтвердили возможность миграции в результате уплотнения отложений. Исследования эти описаны ниже, в разделе, посвященном изложению теории уплотнения.

Возражения против гидравлической теории и различных ее модификаций сводятся к тому, что скорости гидравлического потока, наблюдаемые в песчаных породах, недостаточны для преодоления нефтью сопротивления трения. Мейнцер (O. E. Meinzer)⁶³ производил экспериментальные исследования проницаемости горных пород, проливающие свет на данный вопрос. Мейнцер определял проницаемость различных пород, пользуясь коэффициентом проницаемости, принятым Геологическим управлением США при производстве гидрогеологических исследований. Этот коэффициент соответствует количеству воды в галлонах, фильтрующейся через поперечное сечение породы

площадью в один квадратный фут при гидравлическом градиенте в 100% и температуре в 60° по Фаренгейту*. Самой низкой оказалась проницаемость мелкозернистой илистой породы, практически почти непроницаемой. Она характеризовалась коэффициентом проницаемости 0,001, соответствующим скорости движения воды в 30 см в год при гидравлическом градиенте в 93%. Самой высокой оказалась проницаемость мелкого галечника (из буровой скважины, пробуренной на воду в Лонг Айленде). Коэффициент его проницаемости составил 90 000, соответствуя средней скорости движения воды около 18 м в сутки при величине напора в 1,8 м/км. Средними значениями проницаемости характеризовался водоносный песчаник формации Кэрризо из района Уинтер Гарден в Техасе. Коэффициент его проницаемости составил около 200, соответствуя средней скорости движения, примерно, в 15 м в год при величине напора в 1,8 м/км.

Чтобы использовать приведенные данные при объяснении процесса миграции нефти, необходимо знать минимальную скорость движения, при которой нефть может переноситься потоком воды сквозь различные породы. Подобные сведения отсутствуют в литературе.

Мейнцер подчеркивает также, что движение воды ламинарно и следует закону Дарси в случае миграции по порам, диаметр которых меньше, примерно, 5 мм. При миграции по более крупным каналам движение становится турбулентным. Способность воды захватывать и увлекать с собой нефть и газ увеличивается при турбулентном движении. Согласно Толмэну (С. F. Tolman)⁹³, турбулентное движение наблюдается лишь в крупных каналах, образуемых открытыми трещинами и разрывами. При большом перепаде давления движение ускоряется. Рич полагает, что транспортирующая способность гидравлического потока достаточна для того, чтобы обусловить миграцию нефти при любой скорости движения. Последняя

* Переводя в метрическую систему, получаем количество воды в 3,785 л, фильтрующейся через поперечное сечение площадью в 0,929 м² при температуре в 15,56° С.

не играет существенной роли, поскольку нефть и газ мигрируют в виде мельчайших капелек и пузырьков очень малых, вероятнее всего микроскопических, размеров.

Иллинг и некоторые другие исследователи придерживаются противоположной точки зрения. Они полагают, что нефть не может сохраняться в виде отдельных небольших капелек в течение длительного времени. Эти капельки будут соединяться друг с другом и образовывать более крупные капли. Последние, в свою очередь, будут деформироваться при прохождении сквозь мелкие поры.

Возможно, однако, что нефть мигрирует как в виде мельчайших капелек, так и в виде более крупных образований. Авторы настоящей работы производили экспериментальные исследования, изучая условия движения потока флюидов. При этом было установлено, что при движении нефти в виде крупных капель мельчайшие частицы сносятся с их поверхности трением. Эти мельчайшие частицы, составляющие в сумме значительные количества нефти, продолжают двигаться самостоятельно. Самостоятельное движение мельчайших частиц удалось проследить на протяжении не более одного сантиметра. В дальнейшем они, очевидно, вновь сливаются в более крупные капли. Таким образом, размеры и форма отдельных частиц нефти многократно меняются в ходе миграции.

При производстве другой серии опытов стеклянная трубка диаметром в 25 мм наполнялась 100 см³ мелкозернистого песка формации Дакота, насыщенного нефтью с месторождения Лэнс Крик. Трубка закупоривалась с обоих концов резиновыми пробками с небольшими отверстиями, после чего она приводилась в вертикальное положение и через нее снизу вверх пропускаться под напором поток воды. Опыт продолжался в течение 48 часов. В результате около 10% нефти, содержащейся в песке, поднялось над водой к верхнему концу трубки. Движение воды по трубке происходило весьма неравномерно, то замедляясь, то резко ускоряясь. Временами движение совершенно приостанавливалось. Направление потока

воды также все время менялось. Эта скачкообразная неравномерность была обусловлена заиливанием пор, по которым двигалась вода, а также, возможно, закупориванием каналов каплями нефти.

Результаты описанного опыта представляют большой интерес. Чрезвычайная медленность подземной циркуляции воды приводится в качестве основного возражения против гидравлической теории и различных ее модификаций. Из описанного опыта вытекает, что хотя движение в целом происходит весьма медленно, в отдельные моменты оно резко ускоряется. Необходимо определенное минимальное давление, чтобы движение смогло возобновляться при засорении пор или возникновении какого-либо другого препятствия. Скорость движения непосредственно после удаления препятствия мгновенно резко возрастает, хотя бы на одну секунду.

Движение в природном резервуаре происходит по бесконечному количеству отдельных мельчайших каналов. Вода движется по каждому из них скачкообразно, отдельными быстрыми рывками. В результате совокупного движения по отдельным каналам возникает общее, весьма медленное равномерное движение всей массы воды, хотя в каждом из отдельных каналов движение может происходить неравномерно и временами весьма быстро.

Согласно Леверетту и Льюису (M. C. Leverett and W. B. Lewis)⁵³, миграция флюидов происходит несколько иначе. В песке, слабо насыщенном водой, последняя образует пленки вокруг отдельных зерен песка. При более высоком насыщении вода образует концентрические слои вокруг точек соприкосновения отдельных зерен. Эти слои разрастаются в мощности и, наконец, сливаются друг с другом при дальнейшем насыщении водой. Нефть при высоком нефтенасыщении и отсутствии газа располагается в промежутках между пленками воды, обволакивающими зерна песка. Образуется своеобразная сплошная сетчатая или решетчатая сотовидная структура. Отдельные ячейки этой сетки постепенно сжимаются и разры-

ваются при понижении степени нефтенасыщения, и вся сетка, в дальнейшем, становится более редкой. Сетчатая структура в целом не нарушается при движении воды и нефти, а каждый из флюидов плавно передвигается по своей ячейке. Флюиды мигрируют в виде пленок, а не в виде отдельных шарообразных капель. Капельная миграция возможна лишь при очень низком насыщении. Характер движения воды не меняется в случае присутствия газа, плавность движения нефти несколько нарушается. Это происходит вследствие стремления газа занять центральные участки поровых пространств, в которые одновременно стремится и нефть под влиянием капиллярных сил. Наблюдения при помощи микроскопа показывают, что газ передвигается в виде отдельных пузырьков, заключенных среди пленок нефти. Некоторые из этих пузырьков, возможно, сообщаются друг с другом. Газ движется отдельными рывками, в противоположность общему плавному движению нефти. Это неравномерное движение частично передается и на нефть. Таким образом возникают мгновенные ускорения движения. Присутствие же нефти в общем затрудняет движение газа. Проницаемость породы для нефти возрастает с повышением насыщенности водой при данной нефтенасыщенности. Это объясняется концентрацией нефти в определенных участках поровых пространств, по которым ее движение может совершаться легче. Вода, дополнительно поступающая в породу, стремится занять участки поровых пространств, прилегающие к стенкам пор, и оттесняет нефть к центральным частям пор.

Леверетт и Льюис объясняли своей теорией движение флюидов в самом природном резервуаре. Она приложима, однако, и к объяснению процесса миграции в целом, если допустить, что нефть выделяется из общей массы флюида и располагается над водой еще на пути к природному резервуару. Иллинг допускает эту возможность. Концентрация нефти, достаточная для возникновения «сетчатого потока», движущегося согласно теории Леверетта и Льюиса, может быть достигнута на любой стадии миграции.

Условия, наблюдаемые на месторождениях района Скалистых Гор, служат лучшим подтверждением гравиационно-гидравлической теории. Вдоль склона горного хребта здесь располагается зона выхода на дневную поверхность нефтеносных горизонтов, обладающих региональным наклоном в сторону от хребта. Структуры, расположенные в этой зоне, как правило, лишены нефти. Продуктивные структуры локализируются в некотором удалении от этой зоны в сторону погружения нефтеносных горизонтов. Нефть была вымыта из структур указанной зоны и сохранилась в структурах, расположенных ниже по падению пластов, благодаря понижению гидравлического напора, обусловленного трением. Рич⁸¹ описывает несколько примеров подобного вымывания.

Поднятие Торнбург в северо-восточном Колорадо расположено вблизи зоны выхода нефтеносных горизонтов на поверхность. Но это поднятие резко выражено, и поэтому на нем сохранилась чисто газовая залежь в песчаниках формации Дакота. Те же песчаники на поднятии Айлс содержат только воду, так как это поднятие, хотя и расположено в зоне, менее подверженной вымыванию, но выражено значительно слабее. Поднятие Моффат, расположенное тоже в зоне менее интенсивной циркуляции напорных вод, будучи хорошо выраженным, содержит нефтяную залежь в песчаниках Дакота.

Бэртрэм (J. G. Bartram)⁶ приводит следующие примеры для районов штата Вайоминг. На структуре Лост Солджер песчаники формаций Фрончиер, Дакота, Сандэнс и Тенслип содержат нефть. На соседней антиклинали Уэрту первые три формации содержат газ. На поднятии Банкер Хилл все эти формации содержат только воду. Последнее поднятие расположено ближе всего к зоне выхода нефтеносных горизонтов на поверхность и менее всего выражено. Поднятие Лост Солджер расположено дальше всего от указанной зоны и резче всего выражено. Антиклиналь Уэрту занимает промежуточное положение в обоих отношениях.

Герольд (S. C. Herold)³² приводит наглядные примеры влияния изменений условий питания водой артезианских горизонтов на продуктивность нефтяных скважин: «Общая продуктивность месторождения Керн Ривер повышается, если на восточном склоне долины Сан Хоакин в Калифорнии в течение ряда лет зима была влажной... Ряд сухих лет оказывает противоположное влияние». Сохранение устойчивой высокой продуктивности мексиканских месторождений на протяжении ряда лет объясняется усиленным выпадением дождей в районе, расположенном к востоку от месторождений. Некоторые скважины, правда, временами начинали давать одну воду. Дебиты воды, однако, в таких случаях были не меньше дебитов нефти.

Явления обводнения скважин свидетельствуют о возможности движения и аккумуляции нефти под напором воды. Согласно Коззенсу (F. R. Cozzens)¹⁸, углубление скважин в восточных районах США не приводило к повышению дебита нефти; значительно увеличивался лишь приток соленых вод. Эксплуатация залежей в прежнее время прекращалась задолго до их истощения. В 1935—1938 гг. производилось опытное бурение с целью выяснения возможности омоложения залежей, эксплуатация которых была прекращена. Установлено было, что заброшенные глубокие скважины подверглись значительному обводнению. Специальные исследования показали в одном случае, что вода, двигаясь под гидравлическим напором, проникла в нижнюю часть продуктивного песчаного горизонта и заставила нефть подняться в верхнюю его часть. Искусственное обводнение широко применяется в настоящее время в практике вторичной эксплуатации залежей.

Неясно, в какой мере может происходить вымывание нефти из породы водой.

В непродуктивных структурах, расположенных в непосредственной близости от Скалистых Гор, остатки и следы нефти встречаются весьма редко. Сомнительно, чтобы вода могла вымыть всю нефть целиком

и полностью из пород, слагающих эти структуры. Бэкстром и Ван Тайл⁷ добились лишь девяносто процентной отдачи нефти из песчаника, пропитанного нефтью из Вайоминга, после продолжительного промывания слабым раствором соды. С другой стороны, некоторые наблюдения указывают, что зерна нефтеносных песчаников обволакиваются тонкой пленкой воды. Эта пленка ослабляет адгезию между зернами породы и нефтью и способствует тем самым вымыванию нефти из породы. Погребенные (сингенетичные) воды на упомянутых структурах района Скалистых Гор отличаются высокой минерализацией. Это обстоятельство опровергает возможность интенсивного промывания пород. Если бы последнее действительно имело место, то концентрация солей в рассматриваемых погребенных водах должна была бы понизиться вследствие промывания метеорными водами. Кларк¹⁵ подтверждает отмеченное отсутствие понижения минерализации вод непродуктивных структур района Скалистых Гор. Коффин и Де Форд (R. C. Coffin and De Ford)¹⁶ указывают, что в бассейне Сан Хуан наблюдается практически одинаковая минерализация вод на продуктивных и непродуктивных структурах. Уильсон¹⁰² наблюдал как раз обратное явление. Он отмечает, что воды непродуктивных структур района Скалистых Гор отличаются меньшей минерализацией по сравнению с водами соседних продуктивных структур.

Следует, очевидно, весьма критически подойти к возможности интенсивного промывания природных резервуаров, слагаемых песчаниками. В настоящее время твердо установлено, что циркуляция подземных вод в песчаниках происходит в большинстве случаев весьма медленно. Ряд авторитетных исследователей полагает, что сам термин «промывание» может быть применен без натяжки лишь в том случае, если природные резервуары слагаются такими карбонатными породами, в которых пустоты отличаются заведомо полным взаимосоединением, либо если природные резервуары слагаются слабо сцементированными песчаниками, обладающими особо повышенной проницае-

мостью. Коллекторские слои в большинстве случаев отличаются недостаточной выдержанностью литологических свойств и проницаемости для того, чтобы подземные воды могли вымыть из них ранее образовавшиеся скопления нефти и газа. Подобный процесс происходит лишь в отдельных случаях. Более правдоподобно, что нефть и газ, мигрирующие в рассеянном состоянии, могут увлекаться циркулирующей водой мимо структурных ловушек, встречающихся на пути миграции, не задерживаясь в последних.

Большинство геологов считает, что формирование нефтяных и газовых месторождений района Скалистых Гор контролировалось, полностью либо частично, факторами, принимаемыми гравитационно-гидравлической теорией. Геологическая обстановка, наблюдаемая на целом ряде месторождений земного шара, также подтверждает справедливость этой теории.

ТЕОРИЯ УПЛОТНЕНИЯ

С давних пор возникло представление о том, что уменьшение пористости осадочных пород в результате уплотнения под нагрузкой вышележащих толщ или вследствие деформации пластов (или того и другого одновременно) может служить существенным фактором миграции флюидов. Из этой концепции исходят две теории миграции нефти: 1) теория тектонического уплотнения, или диастрофическая теория, и 2) теория седиментационного уплотнения.

Диастрофическая теория. В 1919 г. Мразек (L. Mrazec)⁶⁹, изучая нефтяные месторождения Румынии, высказал мысль, что тектонические движения служат, вероятно, важнейшим фактором миграции нефти. Мразека можно считать основоположником диастрофической теории. Однако изложение этой теории в ее современном виде принадлежит Дэли (M. R. Daly)²⁰.

Дэли исходит из того, что, поскольку нефтеносные породы представляют собой неотъемлемую часть осадочного комплекса, они должны были подвергаться воздействию всех сил, оказывавших влияние на этот

комплекс. Дэли считает, что основные месторождения нефти приурочены на всем земном шаре к горным системам. Наиболее продуктивные месторождения приурочены к податливым зонам земной коры, совпадающим с простиранием геосинклиналей и, тем самым, к областям, характеризующимся максимальным проявлением тектонических движений, отличающимся в то же время наибольшим расчленением рельефа. Отдельные месторождения, помимо того, всегда связаны с дислоцированными в той или иной мере участками. Таким образом, накопление нефти так или иначе связано с региональными либо локальными тектоническими проявлениями.

Согласно Дэли, сущность орогенического процесса заключается в восстановлении равновесия, проявляющемся в тангенциальных движениях. В простейшем случае один борт синклинали остается неподвижным и представляет собой упор, в то время как другой борт сближается с первым под воздействием тангенциального стресса. В результате синклиналь сжимается подобно тому, как если бы она находилась в тисках.

Согласно Дэли, тангенциальный стресс приводит к общему сжатию пород, интенсивность которого уменьшается по направлению от зоны приложения силы к зоне сопротивления, т. е. к упору. Стресс проявляется в деформации пластов, начинающейся близ зоны приложения силы. Образуется ряд антиклинальных складок, простирающие которых перпендикулярно к направлению стресса. Интенсивность деформации пластов уменьшается по мере приближения к зоне приложения сопротивления, т. е. к упору. Непосредственным результатом складкообразования является сжатие горных пород, уменьшающееся по направлению к зоне приложения сопротивления. На этот эффект налагается влияние изгибания пластов. Антиклинально изогнутый пласт подвергается растяжению у своей выпуклой стороны и сжатию — у вогнутой. В конечном результате способность горных пород вмещать флюиды то возрастает, то падает, последовательно волнообразно изменяясь по направлению от

зоны приложения силы к зоне сопротивления. Всякий флюид, содержащийся в породе, стремится переместиться из более сжатых участков в менее сжатые, что приводит к концентрации флюидов в сводовых или присводовых частях антиклиналей. В процессе миграции рассеянные капли нефти и пузырьки газа стремятся соединиться друг с другом. Следовательно, высокая подвижность флюидов также имеет определенное значение для процесса их аккумуляции. В случае понижения уровня воды нефть также опускается по направлению к оси синклинали.

Дэли обосновывает свою теорию, ссылаясь на геологическую обстановку на ряде крупных нефтяных месторождений, расположенных у подножия Аппалачских гор. Стрессы, вызывавшие в этой области образование складок, были направлены с юго-востока. Вся толща палеозойских отложений захвачена складкообразованием. Простираение нефтеносных структур следует обычно простиранию горного хребта, причем наблюдается некоторое эшелонирование складок. Последние обычно асимметричны и обладают более крутыми северо-западными крыльями. Почти во всей восточной части области преобладают сжатые складки. В южной части зоны развития сжатых складок наблюдается интенсивный кливаж. В западной части области, обнимающей центральную часть Пенсильвании, Западную Виргинию и Виргинию, преобладают открытые складки, которые сменяются еще далее к западу широкими пологими поднятиями небольшой амплитуды. В южной части зоны развития открытых складок, обнимающей восточную часть Кентукки, Теннесси и Алабаму, развиты дизъюнктивные нарушения.

Все изложенное вполне соответствует теоретическим представлениям Дэли: интенсивность сжатия убывает с запада к востоку по направлению действия тектонического стресса. Намечается тенденция к опрокидыванию складок в этом же направлении. Все месторождения нефти и газа приурочены к внешней зоне западной части складчатой системы, т. е. распо-

лагаются в максимальном удалении от зоны приложения стресса. Месторождения располагаются зонально, строго параллельно горному хребту на всем его протяжении от Пенсильвании до Алабамы. Максимальная аккумуляция нефти приурочена к северной части нефтеносной зоны. Нефтеносность резко уменьшается по направлению к югу, по мере приближения к району развития дизъюнктивных нарушений. Тектоническое напряжение разрядилось в этом районе образованием дизъюнктивных нарушений; интенсивность деформаций пластов понизилась, и флюиды смогли освободиться и рассеяться.

Диастрофическая теория не пользуется широким признанием среди геологов-нефтяников. В основных работах, посвященных вопросам миграции и аккумуляции, правда, встречается ряд благоприятных отзывов об этой теории. Однако ей всегда приписывается лишь второстепенное значение, поскольку ряд крупнейших нефтяных и газовых месторождений земного шара приурочен к областям, мало затронутым орогеническими движениями.

Теория седиментационного уплотнения. В 1899 г. Кинг (F. H. King)⁴⁹ экспериментально доказал, что уплотнение осадков в процессе накопления вышележащих толщ вызывает выжимание значительной части воды, содержащейся в осадках. Выжимание происходит как в вертикальном направлении, кверху, так и латерально, вверх по восстанию пластов, по направлению к краевой зоне седиментационного бассейна.

Мэнн впервые в своей гидравлической теории приложил теорию движения флюидов под воздействием уплотнения осадков к разрешению проблемы миграции нефти. Мэнн полагал, однако, что уплотнение пород имеет значение только для процесса первичной миграции из нефтематеринских отложений в природные резервуары. Рич⁷⁶ считает, что уплотнение может служить фактором боковой миграции флюидов. Он полагает при этом, что уплотнение играет большую роль в отношении осадков, находящихся в стадии преобразования в горные породы.

В остальных случаях уплотнение играет второстепенную роль по сравнению с артезианской циркуляцией, и значение его заключается в основном в том, что оно служит препятствием для этой циркуляции.

В 1922 г. Моннетт (V. E. Monnett)⁶⁸ высказал предположение, что уплотнение осадков обусловило аккумуляцию нефти в пологих структурных поднятиях Мидконтинента.

Полное развитие теория седиментационного уплотнения получила впервые в трудах Льюиса (J. V. Lewis)⁵⁴. Последний отметил, что уплотнение глин может служить решающим фактором как первичной, так и вторичной миграции нефти и газа. Льюис исходил из наблюдений, согласно которым плотность глин и сланцев варьирует в широких пределах. Он установил, что илистые осадки при их образовании содержат свыше 85% по объему воды и обладают удельным весом ниже 1,25, в то время как удельный вес ряда образцов глин из Нью-Джерси колебался в пределах от 1,54 до 2,17. Согласно Уилеру (Wheeler), удельный вес глин и сланцев из Миссури, залегающих на небольшой глубине, колеблется в пределах от 1,69 до 2,56. Льюис полагает, что значительные различия в плотности глин обусловлены различной интенсивностью уплотнения, которое они испытывали во время своего отложения, и различной продолжительностью времени, в течение которого это уплотнение продолжалось. Далее Льюис отмечает, что при уплотнении глин из них выжималось значительное количество воды. Эта вода двигалась вверх по наклону, обусловленному углом естественного отложения, по более проницаемым слоям, даже в том случае, если навстречу ей двигалась вода под значительным напором. Изложенное подтверждается наблюдениями, согласно которым уплотнение илов и глин и преобразование их в сланцы сопровождается, как правило, уменьшением первоначального объема не менее чем на 60%. Это сокращение объема обусловлено в значительной мере потерей воды, сохранившейся в осадке. Представления Льюиса об ус-

ловиях боковой миграции весьма сходны с гидравлической теорией в том виде, в каком ее развивал Рич. Разница между ними заключается лишь в следующем: Льюис полагал, что движение гидравлического потока, обусловленное сжатием осадков, направлено вверх по региональному восстанию пластов, а Рич считал, что движение происходит вниз по падению пластов.

Экспериментальные исследования Томаса (E. T. Thomas)⁹⁵ и Ван Тайла и Бэкстрома¹⁰¹ послужили толчком для дальнейшего развития теории седиментационного уплотнения. Эти исследования подтвердили возможность выжимания нефти и воды из глинистых пород в песчаные под воздействием прилагаемого давления.

В опытах Ван Тайла и Бэкстрома применялся стальной цилиндр внутреннего диаметра в 105 мм, плотно закрытый с одного конца и снабженный точно пригнанным поршнем. Цилиндр последовательно загружался в различных пропорциях осадочными материалами, насыщенными, по меньшей мере частично, водой или нефтью, либо обоими флюидами одновременно. Содержимое цилиндра уплотнялось под давлением приводимого в движение поршня. Количество выжимавшихся при этом флюидов замерялось, и они подвергались исследованию.

В первом опыте цилиндр был загружен 1000 см³ среднезернистого песка, обладавшего пористостью в 42,6%, затем в цилиндр последовательно добавлялось 213 см³ воды и 213 см³ легкой нефти с месторождения Солт Крик. Давление увеличивалось ступенями порядка 900—2700 кг с интервалами в несколько минут и было доведено до 20400 кг (236 кг/см²). При низких давлениях вода выжималась скорее, чем нефть. Количество выделившейся нефти возрастало по отношению к воде по мере увеличения давления. Это отношение стало значительным при более высоких давлениях, хотя общий объем выделившейся жидкости был невелик. Максимальное давление в 20400 кг поддерживалось в течение 6 часов 9 минут. При этом наблюдалось лишь незначительное дополнительное уплотнение и выделился

только 1 см³ жидкости. Весь опыт продолжался в течение 8 часов. Общий объем выделившихся флюидов составил 115 см³ воды и 93 см³ нефти. Большая часть этой жидкости выделилась в течение первых 1¹/₂ часов при давлении ниже 18 тыс. кг. Опыт был повторен со следующим изменением: песок в цилиндре насыщался сначала нефтью, а потом водой. При этих условиях опыта общий объем жидкости, выделившейся из цилиндра, был несколько больше, а относительное содержание воды по отношению к нефти несколько выше.

В следующем опыте цилиндр загружался мелкозернистым песком с пористостью в 40%, и песок пропитывался сначала водой, а потом нефтью. В результате под давлением выделялась преимущественно нефть. По мере увеличения давления относительное количество выделявшейся воды несколько возрастало, но в конечном итоге отношение выделившейся воды к нефти оказалось все же значительно меньшим, чем в первом опыте. Это было обусловлено, очевидно, капиллярностью пор мелкозернистого песка.

В дальнейшем была поставлена серия опытов, при которых в цилиндры помещались сланцы и пески различной крупности зерна. Взаимное расположение пород варьировалось в отдельных опытах; менялся также удельный вес нефти, вводившейся в цилиндры. В результате этой серии опытов авторы пришли к следующим выводам.

Легкая нефть выжимается из мелкозернистой породы в крупнозернистую и накапливается в последней, вытесняя из нее воду. При дальнейшем, сравнительно небольшом повышении давления происходит выжимание легкой нефти и из крупнозернистой породы. Тяжелая нефть также выжимается в более крупнозернистую породу, однако при дальнейшем повышении давления в этом случае из породы выжимается главным образом только вода. Выжимание легкой нефти происходит вообще свободнее, чем выжимание тяжелой нефти, что объясняется различной вязкостью этих нефтей.

Показательно то, что хотя некоторые из опытов продолжались в течение 10 часов, выжимание флюидов происходило в основном лишь в течение первого часа или двух часов. Для перемещения такого же количества флюидов под влиянием капиллярных сил потребовалось бы несколько дней, или даже недель.

Несколько позже, в 1928 г., были поставлены опыты, при которых применялось более тяжелое оборудование. Давление, доводившееся до 7030 кг/см^2 , поддерживалось в течение 15 часов. При этом из тонкозернистых бентонитовых сланцев было выжато 99% содержавшейся в них первоначально нефти и 92,7% воды.

Был проведен также опыт, при котором в нижней части цилиндра генерировался углекислый газ и в цилиндре поддерживалась температура в 45°C . Давление доводилось лишь до 343 кг/см^2 . Общий объем выделившихся флюидов оказался значительно больше, чем при таком же давлении в прежних опытах. При этом выжимание флюидов произошло в основном в течение первых 15 минут, в момент максимального выделения газа.

Описанные эксперименты показывают, что как нефть, так и вода могут выжиматься давлением из пропитанных нефтью сланцев в песок или из мелкозернистого песка в крупнозернистый песок. Выжимание нефти происходит более интенсивно, если мелкозернистая порода предварительно смочена водой. Незначительное повышение температуры и присутствие газа также способствуют выжиманию нефти. В ходе опытов наблюдалось значительное уплотнение осадков при повышении давления до величины, соответствующей давлению в недрах на глубине около 900 м. Дальнейшее длительное и очень сильное повышение давления приводит к почти полному уплотнению осадков и выжиманию флюидов, содержащихся в них.

Эзи (L. F. Athy)² в 1930 г. опубликовал результаты исследований, подтверждающие изложенную теорию. Совместно со своими сотрудниками он произвел определение плотности около 2200 образцов сланцев, отобранных из различных скважин с глубин примерно

от 500 до 2000 м. В результате этих определений Эзи пришел к выводу, что плотность сланцев является логарифмической функцией глубины их залегания. На глубине около 300 м первоначальный объем сланцев сокращается в результате уплотнения на 20%, а на глубине около 1800 м — на 17%. Эзи полагает, вопреки мнению Ван Тайла и Бэкстрема, что значительное уплотнение достигается лишь на глубинах, превышающих 900 м. Вместе с тем, Эзи также считает, что уплотнение служит, по всей вероятности, важным фактором миграции. Гедбург (H. D. Hedburg)³¹ производил аналогичные определения плотности еще ранее Эзи; исследования Гедбурга, однако, не охватывают такого большого количества образцов.

Эзи предложил теорию, сходную с теорией Льюиса. Согласно Эзи, уплотнение пород продолжается непрерывно, начиная с момента образования осадка. Этот процесс нарушается в случае уменьшения нагрузки вышележащих толщ вследствие эрозии.

Таким образом, миграция флюидов, вызываемая уплотнением, совершается тоже почти непрерывно в течение длительных периодов седиментации. Флюиды мигрируют из более уплотненных отложений в менее сжимаемые и неполностью насыщенные породы, а также — в слои, залегающие ближе к дневной поверхности. Песчаные породы отличаются значительно меньшей сжимаемостью, чем глины и сланцы. Вследствие этого решающее значение для выжимания флюидов, содержащихся в песчаных породах, имеет давление, развивающееся в сланцах, вмещающих песчаные породы, а не в самих песчаных породах. Уплотнение сланцев сопровождается выжиманием всей нефти, кроме сорбированной зернами породы. Частицы, слагающие породу, стремятся при уплотнении последней занять минимальный объем, перемещаются, деформируются и раздробляются. Пленки нефти, обволакивающие зерна породы, при этом удаляются с поверхности последних. Незначительное количество остающейся в породе нефти сорбируется, возможно, водой благодаря интенсивному молекулярному дви-

жению. Попадая в коллекторские слои, нефть мигрирует латерально по последним под воздействием все того же уплотнения пород. При этом влияние гидравлического напора налагается на влияние уплотнения.

В 1940 г. Чэни (M. G. Cheney)¹⁴ предложил теорию, представляющую собой комбинацию гидравлической теории и теории седиментационного уплотнения. Взгляды, высказанные Чэни, полнее объясняют процесс миграции флюидов вверх по восстанию пластов по сравнению с прежними вариантами теорий уплотнения. Согласно Чэни, в геосинклинали и в любом седиментационном бассейне вообще возникают условия, благоприятные для миграции флюидов из центральных частей бассейна к его краевым зонам. В центральных частях преобладают пелитовые фации, а в краевых зонах — песчаные. Мощность же отложений возрастает по направлению от краевых зон к центральным частям. Возрастание мощности вызывает дифференциацию давления, обусловленную нагрузкой осадочных толщ. Так, например, при движении от поднятия Бэнд к осевой зоне смежной депрессии возрастание мощности отложений формаций Кэнион и Лампасас выражается величиной в 38 м/км, что вызывает дифференциальное давление в $8,75 \text{ кг/см}^2$ на 1 км. Этого дифференциального давления достаточно, чтобы вызвать в любых проницаемых пластах, залегающих ниже упомянутых формаций, миграцию флюидов по направлению от депрессии к поднятию Бэнд. Движение флюидов происходит более интенсивно по направлению к участкам местного уменьшения мощности отложений. Пористость и проницаемость песчаников и известняков, залегающих на пути подобного, особо интенсивного движения флюидов, будут повышаться. Нефть и газ, присутствующие в общем потоке мигрирующих флюидов, будут накапливаться в ловушках, попадающих на пути движения этого потока. Сами ловушки могут образовываться как ранее уплотнения отложений и начала миграции, так и во время последней. Движение общего потока флюидов происходит весьма медленно. С другой стороны, нефть

в первоначальный период после ее образования отличается, вероятно, высокой плотностью и вязкостью. Поэтому вода в процессе движения будет опережать нефть, накапливающуюся в ловушках по пути миграции. Чэни полагает, что крупные скопления, приуроченные к нефтеносной площади КМА в юго-западной части графства Уичита, в Техасе, образовались описанным выше путем вследствие прекращения миграции нефти вверх по восстанию пластов мощной формации Страун.

Процессы, обусловившие миграцию и аккумуляцию нефти, в большинстве, если не во всех, нефтеносных районах в настоящее время уже закончились. Поэтому невозможно непосредственно доказать справедливость теории уплотнения, равно как и справедливость большей части других теорий миграции и аккумуляции нефти. Тем не менее, приуроченность ряда залежей нефти в Мидконтиненте и в других районах к поднятиям, образование которых обусловлено — по крайней мере отчасти — дифференциальным уплотнением отложений, служит существенным доказательством в пользу теории уплотнения. Гедбург³¹ перечисляет следующие нефтеносные поднятия подобного типа: поднятия юго-восточного Канзаса; складки Эльдорадо, Пибоди-Эльбинг и Рэсселл в Канзасе; поднятия Кэшинг, Першинг, Хилдтон и Гарбер в Оклахоме; Гуз Крик и Амарилльо в Техасе; Смаковер в Арканзасе.

Твердо установленная связь большей части нефтеносных провинций земного шара с геосинклиналями, структурными впадинами и древними береговыми линиями также служит существенным доказательством справедливости теории уплотнения.

Главные возражения против теории уплотнения приведены полнее всего в трудах Мак Коя⁶⁰ и Мак Коя и Кэйта⁶¹. Эти возражения сводятся в основном к следующему:

1. Давление может вызвать выжимание флюидов из более сжимаемых пород в менее сжимаемые лишь в том случае, если последние пористы и поры их заполнены сравнительно сжимаемым веществом, напри-

мер воздухом или газом, способным сократиться в объеме при повышении давления. Песчаник же, полностью насыщенный водой, служит гидравлической подушкой даже при давлениях, значительно больших чем те, которые могут господствовать на глубинах свыше 1800 м.

Это возражение не выдерживает критики. Для того чтобы служить гидравлической подушкой, песчаник, насыщенный водой, должен быть полностью окружен со всех сторон относительно малопроницаемыми породами, лишенными трещин и других проницаемых участков. Вряд ли подобные условия часто наблюдаются в природе. Столь непроницаемые слои редко встречаются даже среди полностью консолидированных отложений.

Обычные представления о проницаемости основаны в значительной мере на условиях, наблюдаемых в песчаных породах, по которым циркулируют грунтовые воды. Условия, господствующие в породах, залегающих на глубине свыше тысячи метров, будут резко отличны. В последнем случае движение воды сможет, очевидно, происходить почти свободно и в относительно слабопроницаемых породах. Более того, движение сможет осуществляться даже в слегка трещиноватых породах, практически непроницаемых в обычных условиях. Нефть будет при этом отфильтровываться и задерживаться в песчаниках. Уязвимое звено в представлениях Мак Коя и Кэйта о гидравлической подушке заключается в том, что они допускают залегание относительно непроницаемых пород над сжимающимися глинами. Уплотнение осадков под давлением вышележащих толщ возрастает по мере увеличения глубины залегания. Возможны лишь редкие исключения из этого правила, обусловленные теми или иными особенностями уплотняющихся осадков или характером цемента. В обычных же условиях глинистые и мергелистые породы, вмещающие линзообразное песчаное тело, будут уплотнены в меньшей мере, чем те же породы, залегающие глубже. Обе глинистые толщи, как выше, так и ниже лежащая,

в подобном случае, очевидно, будут вести себя как единое сжимающееся тело, и флюиды, выжимающиеся под давлением, будут мигрировать вертикально, пока не встретят на своем пути слои, по которым смогут мигрировать латерально. Некоторое количество нефти при этом может, понятно, задержаться в песчаной линзе, если давление окажется недостаточным, чтобы протолкнуть нефть сквозь эту крупнозернистую перегородку. Возможно, что линзообразные скопления шнуркового типа образовались именно описанным путем.

2. Мак Кой и Кэйт указывают, что уплотнение глинистых осадков завершается в основном в процессе самого отложения или вскоре после его окончания. Если бы уплотнение происходило значительно позже, то остатки ископаемых и другие хрупкие включения, встречаемые в глинах, должны были бы деформироваться. В действительности этого обычно не наблюдается. В таком случае, если нефть, образующаяся в материнских осадках, находится с самого начала в жидком состоянии, она будет выжиматься из этих осадков при их превращении в горную породу. В случае же если первичная нефть переходит в жидкое состояние лишь после уплотнения осадков, вряд ли можно себе представить, чтобы дальнейшее течение того же процесса консолидации оказалось достаточным, чтобы выжать значительное количество нефти. Если при подобных условиях и будет происходить выжимание нефти, то, очевидно, отнюдь не в масштабах, достаточных для образования промышленных скоплений.

Изложенное представление Мак Коя и Кэйта разделяется большинством авторитетных исследователей, в том числе и ярыми приверженцами теорий уплотнения. Отмеченное противоречие представляет собой самое слабое место этих теорий. Вопрос о роли уплотнения осадков в процессе миграции нефти, таким образом, оказывается тесно связанным с вопросом о том, когда именно образуется жидкая нефть. Бремя доказательства в данном споре возлагается, понятно, на тех, кто считает, что промежуточный продукт ран-

них стадий преобразования органического вещества в нефть представляет собой вязкое вещество.

3. Мак Кой и Кэйт указывают, что экспериментальные доказательства выжимания нефти под давлением мало убедительны. Хотя в процессе опытов и наблюдалось взаимное перемещение воды и нефти, и из мелкозернистых пород в крупнозернистые и обратно, аналогичные результаты могли бы быть получены под влиянием капиллярных сил без всякого приложения давления.

Это возражение относится, повидимому, к выводам из опытов Ван Тайла и Бэкстрема и Томаса. Выше, при описании этих опытов, нами, однако, отмечено, что капиллярные силы ни в коем случае не смогли бы дать эффекта, аналогичного давлению в течение сравнительно непродолжительного времени производства опыта. Далее, в ходе последних флюиды выжимались из всего сжимаемого тела, в то время как капиллярное перемещение ограничивается лишь небольшим участком, непосредственно прилегающим к контакту между осадками различной крупности зерна. Опыты, производившиеся Томасом, категорически опровергают влияние капиллярных сил. Томас помещал слой грубого гравия между сланцем, насыщенным нефтью и песком. В результате приложенного давления наблюдалось выжимание нефти, совершенно аналогичное тому, которое происходило при прежних опытах, в отсутствие гравия. Отсюда вытекает, что выжимание обусловлено именно давлением. Эффект капиллярных сил в течение опыта ни в чем не сказался.

4. Дальнейшее возражение Мак Коя и Кэйта сводится к следующему. Если бы процесс уплотнения пород был столь продолжительным и эффективным, как то следует согласно теории уплотнения, осадочные породы оказались бы в настоящее время полностью насыщенными водой. Результаты бурения в различных частях седиментационных бассейнов показывают, однако, что пласты, полностью насыщенные флюидами, в ряде случаев переслаиваются

с пластами, насыщенными лишь частично, либо даже вовсе сухими.

Мы полагаем, что длительность и непрерывность уплотнения не является обязательной предпосылкой теории уплотнения. Последняя подразумевает лишь уплотнение, достаточное для того, чтобы в его результате могло произойти выжимание большей части флюидов из уплотняющейся породы.

5. Мак Кой и Кэйт указывают, что если бы вода, выжимающаяся в результате уплотнения из глин, мигрировала вертикально сквозь ряд пластов, то воды смежных водоносных горизонтов должны были бы обладать одинаковой минерализацией. В действительности же рядом химических анализов установлено, что минерализация подобных вод часто бывает весьма различной.

Следует возразить, что различия в минерализации могут возникать вследствие химических реакций между водой и теми или иными компонентами различных пород отдельных водоносных горизонтов. Помимо того, возможна различная степень смешивания вод, поступающих из разных стратиграфических горизонтов. Подобные изменения должны происходить, естественно, уже после завершения процесса уплотнения пород.

6. Мак Кой и Кэйт отмечают, наконец, следующее. Весьма надежные наблюдения указывают, что подземное движение флюидов происходит преимущественно вниз по падению пластов артезианского бассейна.

Следует возразить, что обычные представления о характере подземной циркуляции флюидов основаны главным образом на наблюдениях за этой циркуляцией в таких районах, где процесс осадкообразования в настоящее время закончен либо почти закончен. Условия, господствующие в бассейне в период седиментации, очевидно, резко отличны. Участки, выходящие на дневную поверхность, либо расположенные на незначительной глубине в настоящее время, могли быть глубоко погруженными в прошлом. При этих условиях преимущественное направление подземного движения флюидов в бассейне должно было

быть обратным тому, которое наблюдается в настоящее время. Вернее всего, что в периоды седиментации преобладает восходящее движение флюидов, обусловленное уплотнением пород, в периоды же воздыманий и эрозии — преобладают гидравлические потоки нисходящего направления. Крайне маловероятно, чтобы оба эти движения, направленные взаимно противоположно, могли происходить одновременно, за исключением отдельных случаев, в течение периодов, переходных от воздымания к погружению.

ТЕОРИЯ ДВИЖУЩЕЙ СИЛЫ ГАЗА

В 1912 г. Джонсон (R. H. Johnson)⁴³ впервые отметил роль природного газа в процессе миграции и аккумуляции нефти. Джонсон полагает, что высокоподвижный природный газ способствует миграции нефти по порам горных пород. Нефть мигрирует в виде пленок, обволакивающих пузырьки газа.

В 1920 г. Тил (G. A. Thiel)⁹³ экспериментально доказал роль газа в гравитационной дифференциации флюидов. Изогнутая стеклянная трубка диаметром в 25 мм изображала антиклинальное поднятие с углами падения около 15°. Трубка заполнялась смесью, состоящей по объему из двух третей сырой нефти и одной трети керосина, куда досыпался измельченный кварцит. Далее эта смесь насыщалась морской водой, подкисленной до полупроцента уксусной кислотой. Наконец, у обоих концов трубки в нее насыпалось немного измельченного доломита, после чего трубка плотно закупоривалась резиновыми пробками. В результате реакции между уксусной кислотой и доломитом образовывался углекислый газ. Газ поднимался вверх по трубке и увлекал с собой нефть. По прошествии 24 часов в своде изогнутой трубки наблюдалась довольно заметная дифференциация нефти и газа. Эта дифференциация становилась еще более отчетливой по прошествии следующих 24 часов.

Во второй серии опытов газ не генерировался. Аккумуляции нефти в сводовой части трубки тогда не наблюдалось.

При дальнейших опытах трубка изгибалась в виде синклинали. Остальные условия воспроизводили условия первой серии опытов. Нефть аккумулировалась вначале у верхней поверхности трубки по всей ее длине. По прошествии 36 часов нефть продвинулась к обоим концам трубки, обращенным кверху (в стороны от «замка синклинали»), и образовала два отдельных скопления непосредственно ниже контакта доломита с кварцитом. Согласно Тилу, из последнего опыта вытекает, что миграция нефти происходит не непосредственно в связи с движением газа, поскольку нефть в трубке двигалась по направлению к участкам генерации газа. Причиной аккумуляции были, очевидно, сорбционные силы, обусловленные давлением, развившимся в трубке.

Возможность миграции нефти, согласно представлениям Джонсона, — в виде пленок, обволакивающих пузырьки газа, — подвергались сомнению, поскольку газ может переносить подобным образом лишь небольшие количества нефти.

В 1921 и 1931 гг. Эммонс (W. H. Emmons)^{24, 25} опубликовал результаты своих экспериментальных исследований в рассматриваемой области.

Эммонс наполнял стеклянную трубку, изогнутую в виде антиклинали, смесью нефти, легкого газаolina, морской воды и песка. По прошествии некоторого времени наблюдалась незначительная местная дифференциация нефти, выделившейся в виде небольших капель. При подогреве трубки газоллин возгонялся, и сразу же начиналась дифференциация флюидов. По прошествии 48 часов выделились последовательно заметные количества газа, нефти и воды. В следующей серии опытов трубки изгибались в виде синклиналей и структурных террас. В обоих случаях при подогреве трубок сразу же начиналась дифференциация флюидов. Газ занимал в трубках самое высокое положение, ниже него последовательно располага-

лись нефть и вода. В трубках, изогнутых в виде структурных террас, максимальное накопление газа и нефти наблюдалось на пологих участках трубок, ближайших к точке перегиба. Дифференциация обусловлена была, видимо, в основном, разницей в удельных весах флюидов. Эта разница в отсутствие газа, однако, не была достаточно эффективна вследствие адгезии нефти к песку. Следующий опыт показал, что дифференциация нефти обусловлена была не движением газа, а вызываемым им давлением. В синклинально изогнутую трубку подавался газ лишь с одного конца. Нефть поднялась вверх не только по противоположному колену трубки, но также и к тому концу, с которого подавался газ. Нефть поднималась, таким образом, по этому колену прямо навстречу движению газа. В ходе дальнейших опытов нефть поднималась вверх по трубке, наклоненной под углом в 30' при давлении газа в несколько кг/см^2 . При более высоком давлении возможен, очевидно, подъем нефти вверх по еще более пологому наклону.

В 1922 г. Додд (H. V. Dodd)⁶² отметил значение природного газа для процессов миграции и аккумуляции нефти.

Работа Миллса⁶⁷, опубликованная в 1923 г., была посвящена выяснению роли трещин и разрывов в рассматриваемых процессах.

Миллс производил эксперименты, при которых употреблял стеклянные трубки, наполненные песком, насыщенным водой. Нефть и газ вводились в трубки и рассеивались по песку. В последнем воспроизводились трещины. В ряде опытов наблюдалось, что газ устремлялся по трещинам, и под его давлением образовывались дополнительные трещины в песке и в стенках трубок. Вода и нефть выталкивались при этом газом из трубок. Флюид, вытекавший из трубок, состоял преимущественно из нефти. Заметное количество нефти накапливалось возле трещин вслед за падением давления газа и прекращением истечения флюидов из трубки.

Согласно Миллсу, газ захватывает и увлекает с собой нефть при своем движении по разрывам и трещинам горных пород. Это явление играет существенную роль при миграции и аккумуляции нефти в толщах, нарушенных дизъюнктивами. Вода обгоняет нефть при движении гидравлического потока. В случае же присутствия значительного количества расширяющегося газа, он проталкивает нефть вперед воды. Миллс полагает, что газ и нефть образуются в природе одновременно. Газ под высоким давлением поглощается водой и рассеянной нефтью и диффундирует и рассеивается, в свою очередь, по этим флюидам. Дальнейшее течение этого процесса облегчается благодаря понижению вязкости и удельного веса нефти абсорбированным уже газом. Последний способствует понижению удельного веса и вязкости нефти особенно сильно тогда, когда он расширяется настолько, что образует в нефти отдельные небольшие пузырьки. Давление, испытываемое смесью воды, нефти и газа, внезапно и резко понижается при образовании трещин и разрывов в толще пород. Газ сразу же расширяется и бурно устремляется к участкам пониженного давления. При этом он увлекает и захватывает с собой нефть, прочно связанную с ним сорбционными силами. Значительное количество нефти рассеивается вместе с газом, уходящим по трещине из толщи пород. Большая часть нефти, однако, накапливается по соседству с трещиной или разрывом вследствие быстрого рассеяния газа и последующего запечатывания трещины. Это запечатывание происходит прежде, чем давление сможет восстановиться.

Миллс обосновывает свои представления наблюдениями за движением нефти к продуктивным скважинам на ряде месторождений. Это движение совершается в большинстве случаев при участии газа. Показательно также, что в нефтяных скважинах и в естественных трещинах горных пород происходит отложение одинаковых по составу минералов. Отложение кальцита, барита и гипса с включениями воскоподоб-

ных углеводородов происходит в ряде скважин в районах Аппалачей и Мидконтинента в таких масштабах, что серьезно затрудняет эксплуатацию. Те же кальцит, гипс и воскоподобные углеводороды встречаются в трещинах нефтеносных толщ в ряде районов. Отложение минералов связано в обоих случаях с уходом воды, нефти и газа из нефтеносных толщ по скважинам и трещинам. Интенсивное растрескивание сланцевых толщ наблюдается на месторождениях Солт Крик и Типот Доум; в трещинах здесь встречаются нефть и газ. На месторождении Солт Крик в нефти, выходящей из сланцев, перекрывающих первый горизонт песчаников Уолл Крик, встречаются кристаллы кальцита. На этом же месторождении ряд трещин частично выполнен кальцитом; хорошо образованные кристаллы кальцита выстилают пустоты, выполненные иногда озокеритом. Миллс наблюдал подобные же образования кальцита в газовых и нефтяных скважинах в районе Батлер, в Пенсильвании. Высокая минерализация вод нефтяных месторождений также объясняется освобождением громадных количеств газа в процессе миграции. Освобождающийся газ захватывает с собой водяные пары, в результате чего повышается концентрация солей в воде.

Изложенные представления относительно роли газа в процессах миграции и аккумуляции нефти пользуются почти всеобщим признанием. Это признание обусловлено, повидимому, в известной мере, аналогией между описанными явлениями и газонапорным режимом ряда нефтяных залежей.

ФИЛЬТРАЦИОННАЯ ТЕОРИЯ

Большое значение гранулометрического состава пород для процесса миграции нефти было надлежащим образом оценено уже с первых дней промышленной разработки нефтяных месторождений Пенсильвании. Мэнн⁷⁰ отметил в своих трудах значение гранулометрического состава и для процесса накопления нефти. Мэнн объяснял процессы накопления нефти капилляр-

ными явлениями, а не принципами, выдвинутыми впоследствии в фильтрационной теории. Тем не менее, его теория, концентрируя внимание на скоплениях нефти, приуроченных к изменениям в строении пород, дала толчок к дальнейшим исследованиям. Эти исследования привели, в свою очередь, к разработке как капиллярной, так и фильтрационной теорий.

Наибольшее значение из ранних исследований имели лабораторные опыты Миллса (Mills)⁶⁴ в 1920 г. Миллс изучал движение газа, нефти и воды через песок различного механического состава. Опыты показали влияние механического состава на движение флюидов. Движение нефти происходило избирательно — по крупнозернистому песку. Слой мелкозернистого песка, насыщенного водой, помещаемый на пути движения нефти, служил для нефти фильтром. Движение происходило свободно, если мелкозернистый песок был тоже насыщен нефтью.

Дальнейшие исследования Миллса протекали в другом направлении. Фильтрационная теория впервые была отчетливо сформулирована Джонсоном¹⁷ в 1921 г. Представления Джонсона сводятся в основном к следующему. Нефть и газ передвигаются через породу, смоченную водой, только по более крупным порам. В породе, смоченной нефтью, по этим порам передвигается вода, а движение углеводородных флюидов происходит по более мелким порам.

Рич⁷⁶ подтвердил и развил представления Джонсона в 1921 г. Рич разбирает случай движения по высокопроницаемому пласту, переходящему по простиранию в пласт, менее проницаемый. В этом случае движение нефти и газа преграждается менее проницаемой породой. Нефть накапливается у фильтра, возникающего на ее пути. Рич объясняет это явление более интенсивным трением, возникающим при движении по мелкозернистой породе. Капиллярные силы также препятствуют переходу нефти из крупнозернистой породы в мелкозернистую. Рич полагает, что подобные явления вызывают накопление нефти в синклиналях. В этих случаях коллекторские слои выклиниваются

или замещаются менее проницаемыми породами вниз по падению пластов.

Изложенные представления были подтверждены экспериментальными исследованиями Додда²² и Скирвина (O. W. Skirvin)⁸⁹ в 1922 г. Исследования Скирвина подчеркнули значение различного смачивания породы. Этими же исследованиями опровергается существенное значение капиллярных явлений. Капиллярные силы не оказывают воздействия на воду, если стенки капиллярного канала смочены нефтью. Скирвин полагает, что решающую роль играют вязкость и адгезия.

Верслоуис (Versluys)¹⁰³, соглашаясь с изложенными представлениями, применил их для объяснения накопления нефти в антиклинальных поднятиях. Верслоуис полагает, что в недрах земной коры существует единая система взаимосоединяющихся пор. Последние должны быть заполнены водой, либо нефтью или газом. Подобное представление основывается на том, что большая часть пород образовывалась из субаквальных осадков. Субаэральные отложения впоследствии также перекрывались более молодыми субаквальными осадками. Вследствие этого вода испытывает в любой точке недр гидростатическое давление, равное весу столба воды высотой от данной точки до дневной поверхности.

Верслоуис принимает основные положения гидравлической теории и теории уплотнения. Он полагает, что миграция флюидов происходила как в вертикальном, так и в боковом направлении одновременно. Боковая миграция обусловлена гидравлическим напором. Гидравлический напор уменьшается по мере движения потока воды из высоко приподнятых областей питания к более пониженным областям. Падение напора обусловлено разгрузкой потока через трещины, выходы водоносных пластов на дневную поверхность и слабые участки вышележащих пластов. Вертикальная миграция обусловлена выжиманием флюидов из уплотняющихся осадков. Флюиды поднимаются вверх, пока не встретят на своем пути хорошо прони-

цаемых пористых слоев. Попадая в природные резервуары, они захватываются потоком воды,двигающимся латерально по этим слоям. Падение гидравлического напора в пластовом природном резервуаре, отмеченное выше, происходит весьма постепенно и медленно. Поэтому величина напора в каждом данном пластовом резервуаре почти одинакова на антиклинали и в смежной синклинали. Так как своды антиклиналей расположены ближе к дневной поверхности, условия для разгрузки потока флюидов в них более благоприятны. Нефть и газ накапливаются в сводах антиклиналей у контакта между крупнозернистыми слоями-коллекторами и более мелкозернистыми пластами, перекрывающими последние. Молекулярные силы препятствуют переходу нефти и газа из крупнозернистых пород в мелкозернистые. В результате происходит образование залежей в антиклиналях, а также в линзах крупнозернистых пород и на участках изменения пористости и проницаемости.

Авторы настоящей работы не разделяют полностью всех взглядов Верслюйса. Тем не менее, соображения, высказанные им относительно условий накопления нефти в антиклиналях и в стратиграфических ловушках, вероятны.

Фильтрационная теория была обоснована и сформулирована достаточно отчетливо еще в двадцатых годах. Дальнейшее ее развитие принадлежит Иллингугу. В 1933 г. Иллинг впервые выступил с изложением своей фильтрационной теории и обосновал ее результатами многолетних экспериментальных исследований³⁹.

Иллинг различает первичную и вторичную миграции. Основным фактором первичной миграции из нефтематеринских пород в коллекторские породы является уплотнение осадков. Вторичная миграция по самим коллекторам обусловлена как уплотнением осадков, так и гидравлическим напором. Движение в процессе вторичной миграции происходит лишь по крупнозернистым породам. Нефть и газ не могут перейти из крупнозернистой песчаной породы в более мелкозернистую песчаную или глинистую породу, смоченную водой.

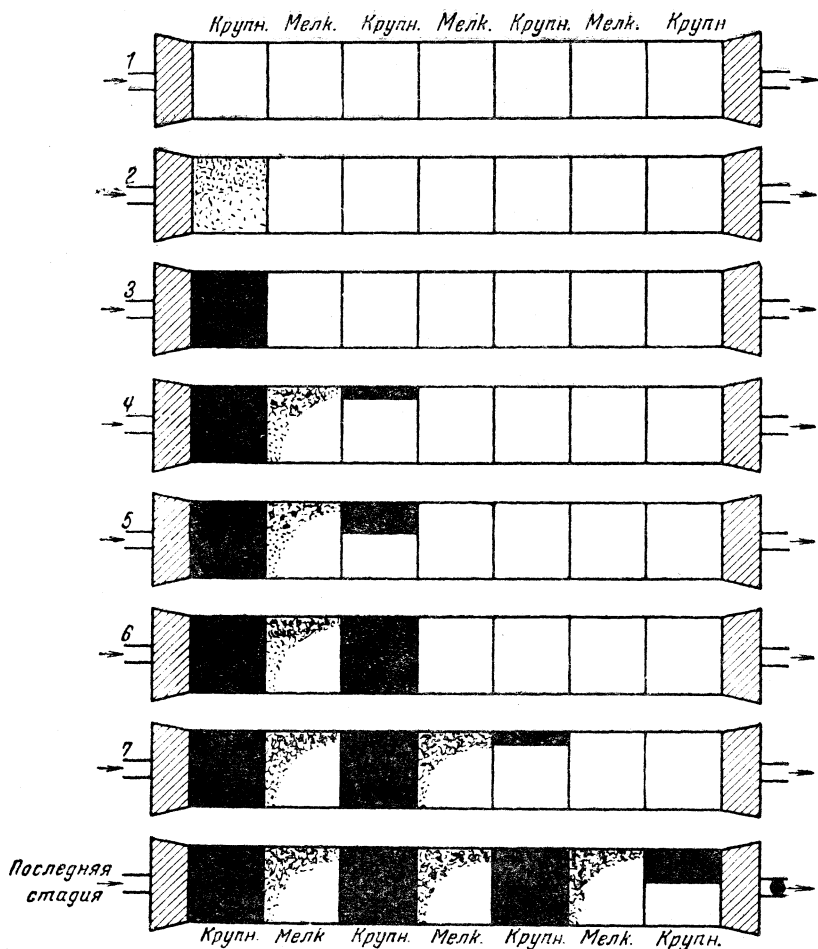
Взгляды Иллинга иллюстрируются лучше всего блестяще поставленными экспериментами, выполненными им совместно с Сансоном (С. А. Sanson).

Длинная прямая трубка заполнялась крупнозернистыми и мелкозернистыми фракциями песка. Фракции располагались, чередуясь одна за другой, поперек сечения трубки (см. фиг. 1). Трубка с обоих концов закрывалась резиновыми пробками с небольшими отверстиями. Все фракции песка насыщались предварительно водой, и в трубку подавалась под напором смесь из 90% воды и 10% нефти. Движение нефти по трубке происходило неравномерно. Вначале нефть полностью насыщала первую крупнозернистую фракцию и лишь после этого проникала в верхнюю часть мелкозернистой фракции. Ее нефть не насыщала, а медленно переходила во вторую крупнозернистую фракцию. Дальнейшее продвижение нефти по фракциям песка происходило подобным же образом. В результате все крупнозернистые фракции оказались полностью насыщенными нефтью, а в мелкозернистых фракциях нефть располагалась преимущественно лишь в верхних частях. Вода в продолжение всего опыта свободно проходила через все фракции песка.

Следующая серия опытов была поставлена с целью исследования роли поверхностного натяжения. Фракции песка насыщены были предварительно не водой, а нефтью. В трубку подавалась смесь из 90% нефти и 10% воды. Распределение флюидов показано на фиг. 2. Характер движения воды при этом опыте полностью воспроизводил характер движения нефти при первом опыте. Вода каждый раз насыщала грубозернистую фракцию, прежде чем перейти в следующую мелкозернистую фракцию. Единственная разница заключалась в том, что вода, вследствие своего большего удельного веса, продвигалась через мелкозернистые фракции понизу, а не поверху.

Песчаные породы, насыщенные водой, весьма распространены в природе. Поэтому первый опыт воспроизводит действительные природные условия. Иллинг приходит в результате указанных опытов к следую-

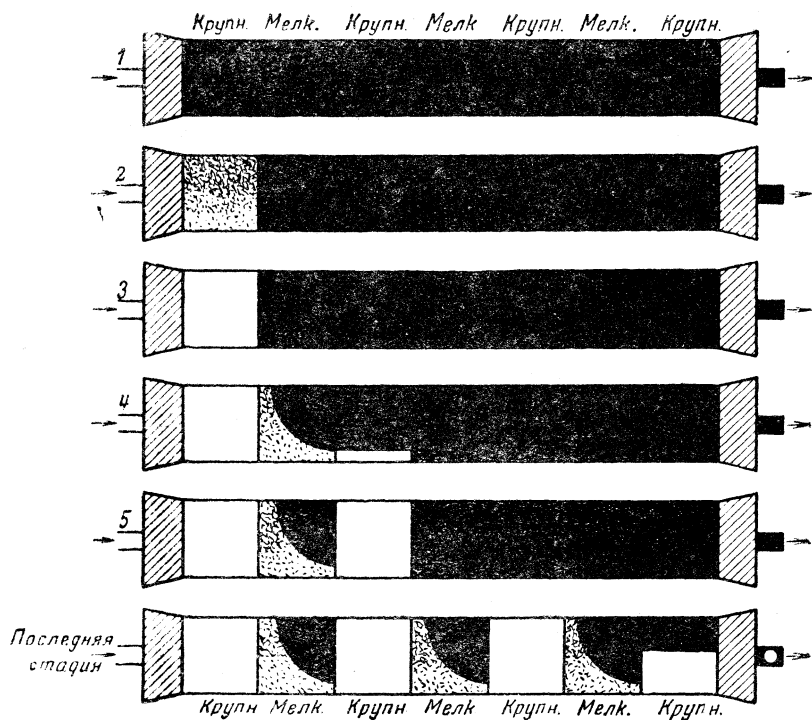
щему выводу. Нефть может легко перейти из мелкозернистой породы в крупнозернистую, смоченную



Фиг. 1 (по Иллину)

водой. Однако силы поверхностного натяжения цепко удерживают воду в капиллярных порах и препят-

ствуют переходу нефти из крупнозернистой породы в мелкозернистую, тонкие поры которой заполнены водой. Иллинг назвал это явление «капиллярным противодавлением». Нефть не в состоянии перейти из крупнозернистой породы в мелкозернистую, пока



Фиг. 2 (по Иллингу),

перепад давления не превысит этого капиллярного противодавления. Перепад давления должен составить не менее нескольких атмосфер, чтобы нефть смогла перейти из песчаной породы в глину. В результате нефть накапливается в относительно более крупнозернистых линзах и в местах выклинивания крупнозернистых пластов. Поверхность раздела между

крупнозернистой и мелкозернистой породой служит фильтром при движении нефти. Изложенные взгляды Иллингa получили название фильтрационной теории.

В 1939 г. Иллинг опубликовал результаты новой серии опытов⁴¹. Трубка наполнялась песком различной крупности зерна, причем фракции располагались послойно вдоль трубки. В то же время в некоторых местах мелкозернистых слоев помещались поперечные барьеры из крупнозернистого песка. Медленный поток воды с примесью 10—20% нефти пропускaлся через трубку. Нефть, передвигавшаяся только по крупнозернистым слоям, вынуждена была следовать по довольно извилистому пути. В проводившихся опытах направление движения соответствовало расположению крупнозернистых слоев. Движение нефти при этом временно приостанавливалось у мелкозернистых фильтров. Нефтенасыщение крупнозернистого слоя перед фильтром постепенно повышалось. Когда нефть заполняла 70—80% поровых пространств на этих участках, она внезапно прорывала фильтр и продолжала свое движение. В следующей серии опытов песок в трубках пропитывался предварительно нефтью, а флюид, пропускаемый по трубкам, состоял из смеси 15—20% воды и 75—80% нефти. Результаты оказались диаметрально противоположными. Вода передвигалась только по крупнозернистым слоям, а нефть — по мелкозернистым. Таким образом был доказан избирательный характер движения нефти и воды, в зависимости от того, каким флюидом смочена порода, по которой происходит движение.

Дальнейшие опыты были поставлены с целью выяснения причин этого избирательного движения. Трубки, заполненные песком различной крупности зерна, были оборудованы манометром. Давление, возникавшее при прохождении нефти и воды по трубкам, наблюдалось по показаниям манометров. В результате наблюдений за изменениями давления в ряде опытов было установлено следующее. При движении нефти и воды по песку, пропитанному водой, возникает сопротивление движению нефти. Это сопротивление обратно

пропорционально крупности зерен песка. Согласно Иллинг, оно выражает «дополнительное давление, которому подвергается нефть, обусловленное усилием, деформирующим частицы нефти при проникновении их в капиллярные поры».

В следующей серии опытов трубка, оборудованная манометрами, наполнялась однородным песком. Через трубку, пропускалась смесь нефти и воды. Количественное их соотношение в смеси изменялось в ходе опыта. Напор, под которым подавалась смесь в трубку, также изменялся. Наблюдения за показаниями манометров установили, что давление, возникавшее при движении потока по трубке, оставалось постоянным. Давление изменялось в соответствии с результатами предыдущих опытов лишь в случае изменения крупности зерен песка, заполнявшего трубку.

Иллинг обобщает результаты ряда описанных опытов следующим образом:

1. Для возможности проникновения нефти в любую песчаную породу, пропитанную водой, и движения нефти по этой породе необходимо наличие некоторого минимального давления.

2. Величина этого давления обратно пропорциональна диаметру зерен породы. Вследствие этого движение нефти осуществляется избирательно—по более крупнозернистым породам.

3. Величина давления должна быть достаточна для деформирования частиц нефти.

4. На пути движения нефти могут возникать фильтрующие нефть преграды в виде мелкозернистых пород. Чтобы преодолеть эти препятствия, необходимо дополнительное давление, не меньшее, чем капиллярное противодавление, оказываемое мелкозернистой породой.

5. Мелкозернистая порода, служащая фильтром, препятствующим движению нефти, может быть размыта интенсивной циркуляцией воды. Необходимость в дополнительном давлении в подобном случае отпадает. Создается возможность для дальнейшего свободного движения нефти.

6. В последнем случае, однако, крупнозернистая порода останется попрежнему лучше насыщенной нефтью. Нефть может быть вымыта интенсивной циркуляцией воды

из любой породы. Но это вымывание будет происходить труднее всего в зоне перехода крупнозернистой породы в мелкозернистую. Этот факт имеет большое значение для процесса разрушения нефтяной залежи интенсивной циркуляцией воды. Из изложенного следует также, что нефтеотдача будет все более и более понижаться в случае, если добыча ведется из коллекторов, отличающихся сильной изменчивостью гранулометрического состава. Нефть окажется запертой в относительно крупнозернистых участках природного резервуара.

Все изложенное свидетельствует о том, что фильтрационная теория обосновывается рядом экспериментальных исследований. Она подтверждается и условиями нефтенакпления в стратиграфических ловушках. Скопления в структурных ловушках также контролируются почти всегда, в известной мере, изменениями литологических свойств коллекторов. Наглядными примерами могут служить нефтеносные площади Гленн и Бэрбенк в Оклахоме, описанные Вильсоном (Wilson)¹¹⁰ и Сэндсом (Sands)⁸⁷.

На площади Гленн продуктивны ордовикские песчаники Моундс и песчаники Бартлесвилл пенсильванского возраста. Продуктивность песчаников Моундс приурочена лишь к выраженным куполообразным поднятиям. Песчаники Бартлесвилл продуктивны как на поднятиях, так и в смежных с ними синклиналях. Скопления нефти приурочены к участкам, на которых песчаники обладают максимальной мощностью. Мощность песчаников Бартлесвилл в центральной и южной частях нефтеносной площади превышает 30 м. В двух-трех километрах к востоку они выклиниваются, переслаиваясь со сланцами. Значительная продуктивность наблюдается лишь в тех местах, где мощность песчаников не ниже 8 м. Нефть вряд ли находится в первичном залегании. Суточная добыча в течение длительного периода превышала 16 тыс. т. Едва ли можно предположить, что столь мощное скопление нефти произошло помимо миграции. Литологические свойства песчаников Бартлесвилл сохраняются неизменными на

площади, прилегающей к месторождению, но лишенной нефти. Единственным возможным объяснением условий формирования месторождения является миграция нефти вверх по восстанию пластов, приостановленная выклиниванием коллекторов.

Сходные условия наблюдаются на месторождении Бэрбенк в Оклахоме. Участки, занимающие структурно наиболее высокое положение, отличаются минимальной продуктивностью в отношении не только нефти, но и газа.

Максимальная продуктивность отмечается в северо-западной части месторождения на участках, расположенных в нескольких километрах от высшей точки структуры и от 30 до 50 м ниже ее по падению пластов. Продуктивность скважин, расположенных рядом по простиранию пластов, сильно варьирует в зависимости от пористости коллекторов. Песчаники Бэрбенк постепенно выклиниваются, переслаиваясь со сланцами, у северной и восточной окраин нефтеносной площади. Формирование месторождения контролируется, очевидно, в основном литологическими изменениями пород. Нефть и газ мигрировали вверх по восстанию пластов по направлению к востоку, пока миграция не была приостановлена литологическими изменениями. Газ выделился из нефти и накопился в относительно менее проницаемых участках песчаников. Это верно, в особенности, в отношении наиболее повышенных частей двух основных продуктивных поднятий. Крупные скопления газа встречаются также в крайней северной части месторождения, структурно наиболее пониженной. Не менее крупные скопления газа наблюдаются на участках, расположенных структурно ниже нефтеносных слоев. Песчаники на этих участках столь мелкозернисты, что ни вода, ни нефть не могли в них проникнуть.

ТЕОРИЯ ЦЕМЕНТАЦИИ

Цементация пород признавалась в течение некоторого времени одним из факторов, влияющих на аккумуляцию нефти. Это влияние рассматривалось

обычно как отрицательное, так как цементация пород способствует ограничению продуктивной площади и проницаемых зон, благоприятных для миграции. В литературе лишь изредка появлялись случайные упоминания о положительной роли цементации. Последняя способствует проталкиванию флюидов сквозь поры, уменьшая общий объем поровых пространств. Серьезные исследования данного явления проведены лишь совсем недавно.

Мразек ⁶⁹ в 1910 г. отметил влияние цементации на пористость пород. Он полагает, что воды, ассоциированные с нефтью на больших глубинах, благодаря повышению температуры значительно обогащены карбонатами кальция, кремнеземом и другими веществами. Эти вещества могут при наступлении благоприятных условий выпадать из раствора и способствовать минеральному новообразованию. Объем поровых пространств в результате уменьшается. Дальнейшее накопление нефти происходит лишь в сохранившихся порах.

Джонсон ⁴⁴ в 1916 г. вскользь касается значения явлений цементации. Он полагает, что цементация способствует повышению давления в недрах и облегчает движение флюидов. Постепенное заполнение пор цементом уменьшает общий объем поровых пространств и вытесняет из них флюиды. Последние начинают двигаться в направлении наименьшего давления, т. е., как правило, вверх. Давление вследствие этого понизится, и возникнут благоприятные условия для дальнейшего отложения цемента.

Циглер (V. Ziegler) ¹¹² также рассматривает цементацию как возможный фактор миграции.

Согласно Джонсону ⁴⁶, процесс цементации протекает непрерывно, начиная с момента отложения осадка. Процесс протекает менее интенсивно на больших глубинах вследствие увеличения растворяющей способности воды с повышением температуры и давления. Интенсивность цементации возрастает вновь при воздымании данного участка земной коры, сопровождающемся падением температуры и давления.

Торри (P. D. Torrey)⁹⁷ описывает нефтеносные песчаные породы Венанго, в округах Венанго, Форест и Крауфорд в Пенсильвании. Эти породы представляют собой типичные прибрежные отложения, состоящие из крупнозернистых песчаников и конгломератов. Они выклиниваются местами к востоку и резко замещаются песчанистыми сланцами к западу с удалением от восточной границы древнего бассейна. Описываемый район располагается в осевой зоне Аппалачской впадины. Тектоника района характеризуется в основном общим пологим погружением слоев к центру впадины. На фоне этого погружения изредка наблюдаются отдельные осложнения, в частности небольшие поднятия и структурные террасы. Проницаемость песчаников возрастает почти равномерно по направлению к востоку, к древней береговой линии. В этом же направлении постепенно уменьшается их мощность. Рассматриваемые породы, будучи прибрежными отложениями, подвергались значительной дегидратации. В результате превращения органического вещества, отлагавшегося в прибрежных условиях, образовывался в основном метан. Нефтеобразование могло происходить лишь в ограниченных размерах, хотя в конечном итоге произошло весьма значительное накопление нефти. Торри полагает, что аккумуляция произошла вследствие насыщения осадков метеорными водами, отлагавшими известь. В результате уменьшения объема поровых пространств нефть была вытеснена водой и накопилась в зоне выклинивания песчаников. Условия, наблюдаемые в залежи третьего горизонта песчаников Венанго к северо-востоку от Титусвилля, наглядно иллюстрируют изложенные представления. Наиболее продуктивные участки приурочены к песчаникам, характеризующимся максимальной крупностью зерна и незначительной цементацией. На непродуктивных участках песчаники отличаются повышенной цементацией.

В 1941 г. Уолдшмидт (W. A. Waldschmidt)¹⁰⁴ впервые полностью сформулировал теорию миграции и аккумуляции нефти под влиянием цементации пород.

Согласно Уолдшмидту, кремнезем выщелачивается в точках соприкосновения зерен песчаника. В дальнейшем происходит отложение вторичного кварца, доломита, кальцита, ангидрита и других цементирующих веществ. Пористость песчаников понижается, в предельных случаях почти полностью исчезает. Флюиды вытесняются из поровых пространств, заполняющихся полностью, либо частично, цементом. Песчаники несколько уплотняются под нагрузкой вышележащих толщ. Это уплотнение незначительно в том случае, если нагрузка недостаточна для раздробления зерен песчаника. Однако давление, испытываемое зернами песчаника, способствует растворению кремнезема в местах соприкосновения зерен, благодаря чему улучшается взаимосвязь между порами. Вода, заполняющая поры, также испытывает определенное давление, которое может оказаться меньшим по сравнению с давлением, испытываемым зернами породы. Сравнительно слабо растворимый кремнезем в подобном случае будет немедленно вторично переотлагаться. В результате флюиды будут выжиматься в боковом направлении по напластованию, а также в вертикальном направлении по трещинам. Выжимающиеся флюиды могут попасть на дневную поверхность либо в пористые пласты, перекрывающие или подстилающие песчаники. Карбонаты, присутствующие в песчаниках в виде обломков раковин, зерен известняка и др., также могут растворяться при температурах и давлениях, господствующих в недрах. Растворимость карбонатов повышается в присутствии углекислоты и углекислого аммония, образующихся при разложении органических остатков. Падение давления, обусловленное образованием разрывов и трещин, вызывает миграцию флюидов в направлении пониженного давления. Оно же способствует вторичному переотложению кальцита, доломита и ангидрита, усиливающему вытеснение флюидов из пор породы. Нефть будет постепенно выделяться из воды в процессе миграции благодаря избирательной фильтрации сквозь толщу пород. Вода опережает нефть в ходе миграции и пер-

вая попадает в трещины, встречающиеся по пути. Вследствие достаточного обогащения воды карбонатами, последние будут выпадать из раствора и запечатывать трещины. Пути для дальнейшей миграции нефти закроются, и начнется ее накопление. С течением времени произойдет полная гравитационная дифференциация воды и нефти вследствие разницы их удельных весов.

Уолдшмидт обосновывал свои представления петрографическим исследованием 111 шлифов, представлявших 16 разновидностей песчаников из нефтеносных и не нефтеносных структурных поднятий Скалистых Гор. Исследования подтвердили, что кристаллизация основных компонентов, входящих в состав цемента песчаников, происходила в закономерной последовательности: кварц — доломит — кальцит — ангидрит. Следующие факты подтвердили образование вторичного кремнеземного цемента:

1. Срастание зерен в песчаниках, содержащих значительное количество вторичного кварца.
2. Присутствие хорошо образованных кристаллов кварца, обрастающих зерна песчаника.
3. Присутствие идиоморфных и полудиоморфных кристаллов кварца, образовавшихся вне зависимости от ориентировки зерен песчаника.
4. Равномерное распределение вторичного кварца по породе.
5. Количество срастающихся зерен песчаника примерно пропорционально содержанию вторичного кварца.

Основные положения изложенной теории тесно связаны с вопросом о геологическом возрасте процессов образования и аккумуляции нефти. Ряд нефтяных залежей полностью или частично окружен сильно сцементированными породами. Не ясно, однако, произошла ли эта цементация до или после накопления нефти, либо одновременно с образованием залежи. Процесс цементации связан со значительным повышением давления, при котором должно произойти полное выжимание флюидов из породы. В некоторых, по

крайней мере, случаях песчаники, подвергавшиеся цементации, могли содержать жидкие углеводороды в рассеянном состоянии.

В 1942 г. Уолдшмидт¹⁰⁵ опубликовал результаты своих экспериментальных исследований. Стеклопипеточная трубка, установленная в наклонном положении, заполнялась песком. Верхний конец трубки закупоривался бентонитом; с нижнего конца в трубку подавалась под давлением смесь воды и нефти. Специальное приспособление позволяло снижать давление в любом месте трубки. Накопление нефти происходило в песке на участках пониженного давления, а не в верхнем конце трубки под непроницаемым слоем бентонита.

Уолдшмидт отмечает также, что образцы пород из продуктивных скважин часто содержат кальцит. В ряде случаев кальцит выполняет трещины в породе.

КАПИЛЛЯРНАЯ ТЕОРИЯ И ТЕОРИЯ ЗАМЕЩЕНИЯ

В 1909 г. Мэнн⁷⁰ упомянул в своей работе, посвященной изложению гидравлической теории, о капиллярных силах как о возможном факторе миграции и аккумуляции нефти. Согласно Мэнну, накопление нефти происходит отчасти под влиянием капиллярного поднятия воды по сланцам и тонкозернистым песчаным породам. Поднимающаяся вода захватывает при своем движении нефть. В дальнейшем нефть аккумулируется в крупнозернистых породах под воздействием капиллярных сил. Мразек⁶⁹ рассматривал капиллярные силы как основной фактор аккумуляции нефти для месторождений Румынии.

В 1911 г. Дэй (D. T. Day)¹⁹ впервые развил полностью капиллярную теорию миграции и аккумуляции. Дэй занимался выяснением причин, обусловивших разнообразие сортов пенсильванской нефти. Он экспериментально воспроизвел фракционирование нефти в процессе ее фильтрации сквозь породу. Дэй продемонстрировал своими опытами также действие капиллярных сил при прохождении нефти сквозь слой фуллеровой земли. Основываясь на этих опытах, Дэй

полагал, что подобные же явления происходят в сухих или почти сухих сланцевых породах. Различие свойств нефти может быть обусловлено различной фракционирующей способностью тех или иных сланцев. Фракционирующая способность зависит, в свою очередь, от степени пористости и влажности породы. Тяжелая нефть сохраняется в сланцах до тех пор, пока вода, проникающая в сланцы, не вытеснит ее в песчаные породы. В последних «выталкивающая сила воды» прекращается. Капиллярные силы намного превышают силы гравитации. Поэтому вода может вытеснять нефть как в песчаники, перекрывающие сланцы, так и в песчаники, залегающие ниже сланцев. Этот процесс приводит, в конечном итоге, к образованию залежи тяжелой или легкой нефти. Сорт нефти зависит от степени пористости и влажности сланцев. Нефть будет сорбироваться сланцами, прилегающими к песчаникам, и рассеиваться в них, если сланцы являются сухими. Фильтрация нефти сквозь сланцы кверху будет продолжаться либо до выхода нефти на дневную поверхность, либо пока нефть не будет остановлена непроницаемыми для нее сланцами, насыщенными водой. Образовавшееся скопление нефти может вновь рассеяться в случае дегидратации сланцев, перекрывающих залежь.

Джонсон⁴³ полагает, что миграция происходит под воздействием как капиллярных сил, так и циркулирующей воды, а также газа. Он считает, в отличие от других сторонников капиллярной теории, что газ вытесняется из мелких пор в крупные и захватывает с собой нефть в виде тонких пленок, обволакивающих пузырьки газа.

В 1915 г. Уошборн (Washburne)¹⁰⁶ подчеркнул значение того факта, что поверхностное натяжение воды превышает примерно в три раза поверхностное натяжение нефти. Капиллярные силы обратно пропорциональны диаметру пор. Поэтому они способствуют в статических условиях проникновению воды в мелкие поры и вытеснению нефти в крупные поры. При медленном движении флюидов из сланцев в песча-

ники происходит постепенное накопление нефти в песчаниках. Вода проникает в мелкие поры в три раза легче, чем нефть, и удерживается в этих порах в три раза сильнее нефти. В дальнейшем мелкие капельки нефти и пузырьки газа будут соединяться в более крупные скопления в силу стремления свести к минимуму энергию поверхностного натяжения. В конечном итоге возникнут скопления достаточно крупные, чтобы могла произойти дифференциация флюидов в силу разности их удельных весов.

В 1916 и 1919 гг. Мак Кой^{57, 59} дал наиболее полное изложение капиллярной теории. Мак Кой исходит из представления о том, что все породы ниже уровня грунтовых вод в большей или меньшей мере насыщены водой. Последняя движется из областей повышенного давления в области пониженного давления. Незначительные потери напора, наблюдаемые при движении артезианских вод, свидетельствуют о том, что трение практически равно нулю. Ничтожность трения, в свою очередь, указывает на крайнюю медленность движения. Частицы, слагающие горные породы, обладают, как правило, неправильной формой и диаметром менее 2 мм. Вследствие этого поры горных пород представляют собой обычно капилляры, и подземная циркуляция флюидов испытывает сильное воздействие капиллярных сил.

Мак Кой (при помощи Джонсона и Адамса) вычислил величину капиллярных давлений, соответствующих различным диаметрам пор на разных глубинах вплоть до глубины 2 тыс. м. На глубине свыше 750 м капиллярное давление превышает горное и гидростатическое давления вместе взятые. На глубине свыше 1 тыс. м капиллярное давление весьма велико. На глубинах свыше 1500 м вода, обладающая большим поверхностным натяжением по сравнению с нефтью, будет легко вытеснять нефть из мелких пор в крупные. Экспериментальные исследования подтвердили, что нефть перемещается под действием капиллярных сил из насыщенного ею ила в песок, насыщенный водой. Нефтематеринские сланцы отделены обычно от песча-

ных коллекторов сланцами, насыщенными водой, непроницаемыми для нефти. Миграция сквозь эти сланцы может происходить только по трещинам и разрывам. Миграция станет возможной также в случае, если дизъюнктивные нарушения приведут в контакт нефтематеринские и коллекторские породы. В дальнейшем Мак Кой несколько видоизменил изложенные взгляды. Капиллярное давление понижается в более крупных пустотах. Оно прекращается совершенно в порах диаметром около 0,5 мм. Поэтому дифференциация в результате разницы удельных весов воды и нефти возможна в весьма крупнозернистых песчаных породах или в породах с открытыми трещинами и пустотами. Подобные условия встречаются в природе весьма редко. Но даже в порах диаметром 0,1 мм капиллярные силы превышают силу тяжести. Поэтому капиллярные силы играют решающую роль при движении флюидов по подобным и более мелким порам.

В 1924 г. Рэссел⁵³ опубликовал результаты ряда экспериментальных исследований в данной области. Рэссел допускает возможность миграции из нефтепроизводящих сланцев и известняков в песчаники под воздействием капиллярных сил. Уплотнение осадков, тектонические стрессы и давление газа также могут служить факторами миграции. Основных положений гидравлической теории Рэссел не разделяет.

В 1934 г. Мак Кой и Кэйт⁶¹ сформулировали теорию, известную под названием «теории замещения». Согласно Мак Кою и Кэйту, для накопления нефти необходимо, чтобы поверхность соприкосновения породы, воды и нефти была максимальной. При этом условии вода может переходить из песчаных пород, насыщенных водой в илы, насыщенные нефтью. Нефть будет при этом вытесняться водой из илистых пород в песчаные. Экспериментальные исследования показали, что подобное замещение воды нефтью может происходить на расстоянии примерно до 50 см в стороны от контакта обеих пород.

Нефть распадается, повидимому, на очень мелкие капельки и продвигается по осевой части поровых

каналов, занятых водой, пока не достигнет равновесия в крупных порах песчаной породы. Этот процесс усиливается с повышением температуры, что объясняется скорее понижением поверхностного натяжения при повышении температуры, а не силами адгезии. Вода и нефть начинают двигаться навстречу друг другу вдоль стенок капилляров. Поверхностное натяжение воды понижается вследствие соприкосновения с нефтью. Разность давлений, испытываемых водой и нефтью, постепенно возрастает. Цельность поверхности жидкости нарушается, когда эта разность превысит величину поверхностного натяжения воды. Капля нефти проникает в капилляр, заполненный водой, и начинается движение нефти сквозь сланцы к песчаным породам. Отдельные капельки нефти при движении в капиллярах, очевидно, не сливаются друг с другом. Они не в состоянии нарушить цельность обволакивающей их пленки воды. Нефть движется в виде потока, состоящего из отдельных капелек, подталкивающих друг друга. Вода движется навстречу этому потоку. Попадая в крупные поры песчаных пород, мелкие капли нефти сливаются друг с другом. Этот процесс с течением геологического времени приводит к образованию крупных залежей нефти.

Мак Кой и Кэйт полагают, что описанный процесс может продолжаться неопределенно долгое время, пока сланцевые породы, насыщенные нефтью, будут оставаться в соприкосновении с водой. Экспериментально доказано, что вода может проникать из песка, насыщенного водою, в сланцы, насыщенные нефтью, проходя по пути сквозь сланцы, смоченные водою. Это движение может совершаться и при отсутствии в сланцевых породах трещин. Процесс прекращается лишь в случае нарушения непрерывности потока флюидов.

Мак Кой и Кэйт обосновали свою теорию рядом экспериментов. В результате последних были установлены следующие особенности рассматриваемого процесса при различных условиях:

1. Если сланцы, насыщенные нефтью, перекрывают непосредственно пески, насыщенные водой, происходит взаим-

ное перемещение флюидов: нефть вытесняется водой из сланцев и переходит в песок.

2. Подобное перемещение может происходить также через промежуточный слой сланца, насыщенного водой. При этом в промежуточном слое сланца остаются незначительные следы нефти.

3. Влияние разницы удельных весов флюидов при этом столь ничтожно, что им можно пренебречь.

4. Повышение температуры и давления интенсифицирует этот процесс. Влияние температуры сказывается в большей мере.

5. Возможны следующие случаи залегания различных слоев под водой, обладающей свободной поверхностью:

- а) сланцы, насыщенные нефтью, перекрываются сланцами, насыщенными водой;
- б) сланцы, насыщенные нефтью, перекрываются песком, насыщенным водой;
- в) сланцы, насыщенные нефтью, перекрываются песком, в свою очередь перекрывающимся сланцами,

Миграция нефти кверху по направлению к воде, обладающей свободной поверхностью, возможна только в первых двух случаях.

6. Рассматриваемый процесс может происходить лишь при полном и свободном взаимодействии между флюидами в поровых пространствах.

Согласно Мак Кою и Кэйту, изложенные представления хорошо объясняют процесс накопления нефти в различных условиях. В частности, становится понятной аккумуляция в линзообразных природных резервуарах, а также причудливый характер распределения воды и нефти на некоторых продуктивных площадях.

Нефтематеринские породы и коллекторские слои могут образовывать единую гидростатическую систему благодаря первоначальным условиям своего отложения. Формирование залежей происходит в таких случаях согласно представлениям, изложенным выше. В других случаях единая гидростатическая система образуется в результате последующих тек-

тонических движений. Тогда возникновение залежей контролируется структурными условиями.

Различные модификации капиллярной теории встретили ряд возражений. Наиболее серьезные возражения были выдвинуты Миллсом ^{64, 65}. Согласно Миллсу, некоторые глины и сланцы обладают большей избирательной поглощательной способностью по отношению к воде, по сравнению с нефтью. Если подобные глины, измельченные в сухой порошок, насытить нефтью и привести в соприкосновение с водой, вода будет замещать нефть вне зависимости от капиллярных сил. Согласно опытам Миллса, замещение воды нефтью под действием капиллярных сил наблюдается лишь в зоне, непосредственно примыкающей к контакту песка и глины. Ширина этой зоны составляет не более нескольких сантиметров. Капиллярные явления в песке, насыщенном водой, не столько содействуют перемещению флюидов, сколько затрудняют это перемещение. Мак Кой и Кэйт указывают, отвечая на последнее возражение, что Миллс пользовался при своих опытах главным образом песками, а не глинами. Его выводы вытекают из наблюдений над простыми капиллярными явлениями, а не над сложными явлениями взаимного замещения флюидов. Последнее распространяется на значительно большее расстояние в стороны от контакта песков с глинами. Миллс ⁶⁴ и Иллинг ³⁹ возражали, в свою очередь, что флюиды распределяются по порам различного размера в зависимости от того, чем смочена предварительно порода: флюид, которым смочена предварительно порода, занимает более тонкие поры. Нефть накапливается преимущественно в крупнозернистых породах просто в силу того, что породы в недрах смочены, как правило, водой.

Незначительность расстояния, на которое распространяется взаимное замещение флюидов, служит основным возражением против теории Мак Коя и Кэйта. В собственных опытах Мак Коя и Кэйта перемещение флюидов составило лишь около 58 см в течение двух лет. Возможность перемещения на сотни

метров до сих пор не доказана. Мак Кой и Кэйт полагают, однако, что, теоретически рассуждая, перемещение может прекратиться лишь в случае нарушения непрерывности потока флюидов.

В 1943 г. Хасслер, Брунер и Дил³⁰ высказали ряд соображений относительно возможности образования промышленных скоплений нефти под влиянием капиллярных сил. Основные выводы названных авторов сводятся к следующему:

Рассмотрим вопрос о возможном значении капиллярных сил для процесса аккумуляции нефти. Переход нефти из рассеянного состояния в промышленное скопление возможен лишь при наличии определенной разности между давлением воды и нефти и неодинаковом сопротивлении движению со стороны обоих флюидов... Желая максимально приблизиться к природным условиям, мы должны определить разницу между капиллярным давлением воды и нефти в сланцах и в крупнозернистых песках. Сланцы будут представлять собой нефтематеринские породы, а пески — породы, слагающие природные резервуары. Разность капиллярных давлений будет выражать стремление сланцев поглощать воду из крупнозернистых песчаников. Она поддается измерению лишь в том случае, если нефтенасыщение достигает некоторой критической точки. Определив эту разность и проницаемость пород для воды и нефти, мы сможем полностью выяснить интенсивность процесса аккумуляции нефти и характер распределения флюидов по породе после достижения равновесия.

Капиллярное давление представляет собой решающий фактор аккумуляции нефти, в особенности — аккумуляции в ловушках стратиграфического типа. Разность капиллярных давлений, наблюдаемая обычно в природных условиях, оказывает, очевидно, такой же эффект на движение нефти, как наличие структурного поднятия амплитудой около 30 м. Наши взгляды оспаривались, главным образом, на основании опытов Иллингa. Последний показал, что силы, которые он считал капиллярными, не определяют расположения флюидов в стеклянных трубках. Иллинг пришел отсюда к выводу, что и в горных породах капиллярные

силы не контролируют движения нефти и воды. Мы производили эксперименты, пользуясь образцами пород, отнюдь не похожих на стеклянные капилляры. В результате мы пришли к выводу, что горные породы способны поглощать нефть, даже будучи насыщенными в различной степени водой.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА РАЗЛИЧНЫХ ТЕОРИЙ

Нами была проведена анкета среди ряда авторитетных исследователей по вопросам, связанным с процессом миграции и аккумуляции природных углеводородов в различных нефтегазоносных провинциях. Ниже приводятся наиболее интересные из ответов по ряду затронутых вопросов.

Хоуэлл и Вильсон принадлежат к сторонникам гравитационной теории.

Хоуэлл. Нефтяные залежи Голф-Кост приурочены к сравнительно слабо уплотненным и невыдержанным песчаным отложениям. Геологическая обстановка в рассматриваемом регионе безусловно исключает возможность формирования залежей согласно представлениям гидравлической и диастрофической теорий и теории цементации. Геологическая обстановка в Пермском бассейне западного Техаса противоречит представлениям теорий уплотнения и цементации, а также гидравлической, фильтрационной и диастрофической теорий. Одна лишь гравитационная теория удовлетворительно объясняет формирование залежей в обеих упомянутых провинциях. Гравитационная дифференциация воды, нефти и газа должна происходить в природном резервуаре вне зависимости от того, каким путем флюиды попали в этот резервуар.

Вильсон. Характер водонефтяного раздела на месторождении Ист Техас свидетельствует о возможности миграции нефти вверх по восстанию пластов даже в случае чрезвычайно пологого их наклона. Миграция нефти происходила здесь практически по простиранию структурного поднятия. Но если нефть может мигрировать по простиранию, то она заведомо способна мигрировать и вверх по чрезвычайно пологому наклону.

Томлинсон (C. W. Tomlinson) *, рассматривая доказательства в пользу гидравлической теории, отмечает, что воды пенсильванских песчаников в интенсивно смятых отложениях в южной Оклахоме опреснены на значительную глубину. Воды горизонтов, залегающих на глубине около 300 м, пригодны для питья; ниже минерализация резко возрастает. Глубина, на которую распространяется опреснение, в несколько раз больше среднего относительного превышения рельефа в области питания водоносных горизонтов упомянутых песчаников.

В районе Скалистых Гор происходило, очевидно, интенсивное промывание соленых вод пресными метеорными водами, а на некоторых участках — даже вымывание нефти из залежей. С другой стороны, Лавингтон (C. S. Lavington) ** отмечает, что хотя на ряде поднятий, расположенных непосредственно у подножия горного хребта, меловые отложения лишены нефти, залегающие глубже пенсильванские слои нефтеносны. В некоторых бассейнах явления промывания наблюдаются лишь в краевых зонах этих бассейнов. В центральной части бассейна Денвер наблюдается значительная минерализация вод.

Уикс *** считает нереальным представление о значительном распространении явлений интенсивного промывания пластов на поднятиях, расположенных у подножия горных хребтов. Уикс пишет:

Гравитационно-гидравлическая теория исходит из того, что в районе Скалистых Гор поднятия, расположенные непосредственно у подножия горного хребта, обычно лишены нефти; нефтеносность приурочена, как правило, к поднятиям, расположенным в некотором удалении от гор, по направлению регионального погружения пластов. Интенсивное промывание пластов возможно в бассейнах некоторых типов. Оно представляет собой, однако, вторичное явление

* Устное сообщение, 1943.

** То же.

*** Устное сообщение, 1943.

и зависит от характера отложений, обусловленного, в свою очередь, геологической обстановкой, наблюдавшейся в седиментационном бассейне в период накопления осадков. В ряде бассейнов нефтеносность приурочена к зонам, непосредственно примыкающим к подножиям горных хребтов. В ряде случаев мы можем определить условия, господствовавшие в седиментационном бассейне в период накопления нефтепроизводящих отложений. Тем самым можно найти объяснение характера распределения нефтеносности, в частности, в какой мере оно зависит от последующих изменений первоначальных условий.

Ниже приводятся высказывания, касающиеся теорий уплотнения.

Чэни. Необходимо подчеркнуть двоякую роль уплотнения: во-первых, уплотнение вызывает выжимание нефти из уплотняющихся илов; во-вторых, уплотнение обуславливает миграцию нефти по коллекторским слоям, смежным с уплотняющимися илистыми осадками. В отдельных, изолированных природных резервуарах ограниченных размеров роль уплотнения невелика. Нередко, однако, недооценивается степень взаимосвязи между отдельными песчаными резервуарами, которые кажутся изолированными лишь на первый взгляд. Сама по себе высокая подвижность нефти способствует аккумуляции лишь в очень ограниченной мере. Основным фактором движения флюидов служит гидравлический напор; движение же гидравлического потока происходит в направлении наименьшего давления. Миграция, таким образом, происходит преимущественно по путям, ведущим к областям, испытывающим минимальное давление нагрузки вышележащих толщ. Дифференциальная нагрузка различных участков обусловлена седиментацией, не прекращающейся при складкообразовании, а также дифференциальными просадками отложений, перекрывающих погребенные поднятия и линзообразные песчаные скопления... Ряд залежей нефти приурочен к погребенным поднятиям, образовавшимся в результате ряда повторных фаз складчатости, а также к поднятиям обусловленным дифференциальным уплотнением пород. Более молодые поднятия тех же районов обычно непродуктивны.

В литературе встречаются указания на то, что степень уплотнения пород возрастает с глубиной. Пористость и содержание воды в илистых осадках понижаются при погружении последних с 80 до 15—20%. Однако лишь около половины этого уменьшения происходит при погружении на глубину от 15 до 30 м. Уплотнение при дальнейшем погружении происходит, прогрессивно нарастая, особенно интенсивно — при погружении на следующие 300—600 м.

Сухие и частично насыщенные водой пласты встречаются чаще всего в разрезе участков, испытавших значительные воздымания. В результате этих поднятий произошла разгрузка отложений, обусловившая вторичное расширение глинистых пород, которые смогли поглотить вновь достаточное количество воды и тем самым способствовать дегитратации коллекторских слоев.

Далее, Чэни касается возражений против теории уплотнения, исходящих из того, что наблюдаемая подземная циркуляция вод происходит в бассейне преимущественно вниз по падению пластов, а не вверх по их восстанию по направлению к краевым зонам бассейна. Он отмечает:

Циркуляция подземных вод происходит в одних случаях вниз по падению пластов по направлению к центральной части бассейна, в других случаях — вверх по восстанию пластов, по направлению к его краевым зонам. Нисходящее движение наблюдается, очевидно, в тех случаях, когда область питания расположена выше области разгрузки. В районах Голф Коста одни песчаные пласты насыщены пресной водой, другие, как, например, песчаники Иегуэ, Джексон и Уилькокс, содержат сильно минерализованную воду.

Ханна. В районе, расположенном к северу от Хоустона, в глинах Крокетт (средний клэйборн, эоцен) встречаются капли нефти, в то время как в связанных с глинами линзах песчаников отсутствуют какие бы то ни было следы нефти. Условия, господствовавшие во время образования нефти, были, очевидно, неблагоприятны для ее выжимания из глин. Вероятнее всего, что глинистые осадки были

в это время уже настолько уплотнены, что дальнейшее уплотнение их неспособно было выжать нефть. Таким образом, степень уплотнения осадков в период нефтеобразования имеет существенное значение для процессов миграции и аккумуляции.

Изучение залежей, связанных с третичными отложениями в Голф Косте, дает некоторое основание к тому, чтобы признать уплотнение осадков существенным фактором формирования ряда месторождений нефти и газа. Чтобы допустить формирование нефтяных залежей согласно представлениям теории уплотнения, необходимы две основные предпосылки: 1) процесс миграции должен протекать в основном на ранних стадиях уплотнения осадков; 2) должны существовать ловушки, в которых может накопиться мигрирующая нефть.

Уплотнение осадков может в некоторых случаях привести к вертикальной миграции не вверх, а вниз. Многие крупные залежи нефти расположены непосредственно ниже поверхности несогласия. Нефтеносные отложения, а следовательно, и подстилающие их толщи были, вероятнее всего, значительно уплотнены еще до выведения их на дневную поверхность. Следовательно, нефть могла мигрировать только сверху вниз, из менее уплотненных осадков. Подобная миграция не вяжется, правда, с нашими обычными представлениями.

Нефтепроизводящие отложения образовывались в морских, быть может—в солоноватоводных условиях. Ряд залежей в третичной толще Голф Коста приурочен к проблематично морским отложениям, подстилающим заведомо морские глины. Многие из нефтеносных слоев залегают при этом, венчая разрез мощных континентальных толщ. Вероятнее всего, что нефть мигрировала из нефтепроизводящих отложений в непосредственно подстилающие их коллекторские слои. Что касается боковой миграции, то последняя возможна в тех или иных масштабах в зависимости от положения ловушки по отношению к направлению движения флюидов, от структурных условий и т. д.

Уиск. Уплотнение осадков сопровождается, очевидно, выжиманием из них природных углеводородов. В результате ряда наблюдений можно принять, что удельный вес

илов во время их отложения составляет примерно 1,6 (несколько меняясь в зависимости от типа илов). На глубинах порядка 600 м порода, образовавшаяся из этих илов, будет обладать во влажном состоянии удельным весом несколько больше 2,0. Некоторые плиоценовые нефтеносные отложения обладают именно таким удельным весом. Большая часть плиоценовых и практически все постплиоценовые морские отложения находятся в настоящее время еще ниже уровня моря. Условия и время образования содержащихся в них природных углеводородов остаются неясными.

Если допустить, что образование природных углеводородов происходит в осадках, обладающих плотностью 1,8, то уплотнение и уменьшение пористости этих осадков совершаются в основном позже образования углеводородов. При повышении плотности глинистых осадков от 1,8 до 2,2 пористость их теоретически должна уменьшиться примерно с 53 до 30%. Подобное уплотнение может обусловить выжимание нефти и ее боковую миграцию из центральных частей седиментационного бассейна вверх по естественному наклону осадков, а также, в известной мере, миграцию в песчаные породы, непосредственно перекрывающие нефтематеринские сланцы. Основным фактором, определяющим направление миграции, служит дифференциальное давление.

Большинство геологов-нефтяников считает, повидимому, что ни одна из предложенных теорий миграции не в состоянии сама по себе удовлетворительно объяснить формирование крупных скоплений нефти и газа. Образование этих скоплений обусловлено, очевидно, двумя или несколькими факторами из числа выдвигаемых отдельными теориями. Так, К. У. Томлинсон * пишет:

Различные теории не следует рассматривать как взаимно исключающие друг друга взгляды. Каждая из них в отдельности не в состоянии объяснить все многообразие условий, наблюдающихся на различных месторожде-

* Письменное сообщение, 1943.

ниях. Формирование последних обусловлено целым рядом факторов, относительное значение которых не одинаково для образования различных месторождений.

Хоуэлл. Формирование нефтяных месторождений может быть объяснено лучше всего, если мы расчленим процесс формирования на следующие три стадии:

1. Выделение нефти в виде отдельных капель.
2. Перемещение этих капель в наиболее проницаемые пласты, по которым в дальнейшем происходит движение флюида.
3. Накопление в ловушках, которые должны образоваться до начала процесса аккумуляции.

Первая стадия завершается, очевидно, в период накопления нефтепроизводящих отложений; в отдельных случаях она может несколько запаздывать. Вторая стадия протекает во время уплотнения осадков, сопровождающегося выжиманием флюидов. Третья стадия, т. е. накопление нефти, происходит либо вскоре после завершения второй, либо значительно позже; разного рода дислокации, колебательные движения земной коры, возможно — сотрясения, сопровождающие землетрясения, — все они способствуют аккумуляции. Эта стадия завершается аккумуляцией мигрирующей нефти в ловушках.

Следует подчеркнуть, что движение нефти может происходить в любом направлении. Большая часть теорий рассматривает лишь вертикальную миграцию вверх и боковую миграцию. Изучение ряда месторождений приводит, однако, к выводу о возможности вертикальной миграции вниз. Ни гидравлическая, ни гравитационная теория не с состоянием удовлетворительно объяснить подобной миграции.

Кэрри. Формирование месторождений Южного Техаса объясняется лучше всего при помощи сочетания гравитационной и гидравлической теорий, явлений фильтрации, обусловленных изменениями проницаемости пород, и, частично, капиллярного перемещения нефти из глинистых толщ, соседних с залежами. Максимальная насыщенность нефти газом наблюдается иногда на участках относительного понижения проницаемости продуктивных пластов, расположенных притом структурно на одном уровне, либо

даже ниже, по отношению к участкам меньшего газонасыщения. Подобные условия хорошо объясняются фильтрационной теорией.

Гистэнд. При рассмотрении многолетней дискуссии по проблеме миграции и аккумуляции нефти и газа невольно бросается в глаза смешение лабораторных и промышленных данных с теоретическими построениями. Удовлетворительная теория формирования должна объяснить образование всех скоплений природных углеводородов, от газообразных до твердых включительно. Она должна систематизировать условия и факторы, определяющие эти скопления, и полностью объяснить генетические взаимоотношения последних. Далее, она должна объяснить формирование любой залежи вне зависимости от геологического возраста, литологических и структурных особенностей природного резервуара.

Скопления природных углеводородов, образование которых должна объяснить подобная универсальная теория, можно расположить в один ряд в зависимости от степени их первичности. На одном конце этого ряда окажутся скопления нефти и газа, наблюдаемые непосредственно в тех же местах, в тех же стратиграфических горизонтах и в тех же структурных условиях, что и скопления первичных природных углеводородов, из которых образовались нефть и газ. Это — случай явного первичного залегания нефти. На другом конце ряда окажутся скопления нефти и газа, максимально далекие от первичных природных углеводородов в отношении их территориального и стратиграфического положения и структурных условий, в которых они наблюдаются. Это — случай бесспорно вторичного залегания нефти. Подобные скопления могли образоваться лишь путем сложных процессов полимеризации, гидрирования, окисления и восстановления первичных углеводородов или, быть может, даже в результате того или иного вида природного синтеза. Промежуточное положение занимают скопления, наиболее распространенные на земном шаре, обычно приуроченные к антиклинальным поднятиям, выходам нефти на дневную поверхность и дизъюнктивным нарушениям. Условия образования ско-

плений последнего типа весьма разнообразны. Тектоника участков, к которым они приурочены, бывает иногда довольно сложной. Эта сложность, однако, не должна быть чрезмерной, что может привести к разрушению месторождения. Нефть подобных скоплений отличается средним удельным весом.

Теория формирования, претендующая на универсальное значение, должна удовлетворительно объяснить образование скоплений всех трех перечисленных типов.

Геология не принадлежит к числу точных наук. Поэтому мы не в состоянии с уверенностью утверждать, что в каждом отдельном случае полностью определили все факторы формирования данного месторождения. Роль некоторых из этих факторов в целом ряде случаев настолько очевидна, что им необоснованно придавалось универсальное значение.

Попробуем систематически разобрать основные теории миграции и аккумуляции нефти. Факторы, выдвигаемые антиклинальной теорией, остаются действительными как в случае минимальной амплитуды структурного поднятия, не превышающей даже 3 м, так и в случае громадной амплитуды порядка сотен и тысяч метров. С другой стороны, очень большая амплитуда поднятия может сопровождаться выводом на дневную поверхность докембрийского фундамента и тем самым денудацией всех возможных коллекторских слоев и разрушением месторождений нефти. Факторы, выдвигаемые антиклинальной теорией, теряют силу: 1) в случае совершенно ничтожной амплитуды поднятия; 2) при значительном удалении поднятия от нефтепроизводящих слоев; 3) в случае отсутствия подходящих коллекторских слоев; 4) при интенсивной циркуляции подземных вод в предгорных зонах, сопровождающейся рассеиванием залежи. При особо благоприятных условиях, факторы, выдвигаемые антиклинальной теорией, могут повести к образованию колоссальных скоплений нефти и газа.

Гравитационная дифференциация флюидов сохраняет свое значение в любых условиях. Флюиды, мигрирующие по проницаемым пластам, дифференцируются в силу различия их физических свойств, как то: вязкости, удельного

веса, поверхностного натяжения, сжимаемости и способности смачивать породу.

Гидравлический напор приобретает особое значение: 1) при крутом наклоне слоев; 2) в случае, если мощные водоносные горизонты сообщаются с нефтеносными горизонтами на больших абсолютных отметках; 3) в случае, если повышение температуры интенсифицирует подземную циркуляцию вод. Результаты химических анализов подземных вод подтверждают возможность интенсивного промывания нефтеносных горизонтов в зонах, непосредственно примыкающих к подножию горных хребтов. В особенности показательны в этом отношении условия, наблюдаемые в районе Брэдфорд.

Уплотнение пород под нагрузкой вышележащих толщ может служить фактором формирования месторождений в случае как первичного, так и вторичного залегания нефти. Этим фактором обусловлено формирование ряда залежей, приуроченных к относительно молодым отложениям. Подземная циркуляция вод и наличие небольшого угла естественного наклона дна бассейна, могут служить, повидимому, дополнительными факторами образования подобных залежей.

Уплотнение пород, обусловленное процессами диастрофизма, может играть роль лишь в отдельных нефтегазовых провинциях. Приуроченность ряда нефтяных и газовых месторождений к складчатым системам горных областей подтверждает справедливость диастрофической теории.

Фильтрационная теория безусловно применима в случае низких давлений нефти и газа и высокой вязкости нефти, значительно затрудняющей проникновение нефти из более проницаемых в менее проницаемые слои.

Движущая сила газа, устремляющегося к участкам пониженного давления, может обладать большим значением, чем гравитационный фактор. Роль гравитационного фактора возрастет, если допустить, что он действует во время формирования самой антиклинали, т. е. в условиях динамических, а не статических. В подобном случае движущая сила газа и гравитационный фактор будут дей-

...ствовать согласно друг с другом в одном и том же направлении.

Цементация пор действует в направлении, противоположном ослаблению давления. Если равновесие давления в поровых пространствах после его временного ослабления восстанавливается, то даже сравнительно небольшое повышение цементации пор способно нарушить гидростатическое равновесие и вызвать миграцию флюидов. В дальнейшем повышенная цементация будет ослаблять эффект других факторов миграции. Если вслед за цементацией возникнут тектонические движения, цементация будет способствовать понижению роли складкообразования и повышению роли дизъюнктивных разрывов. Запечатавание же разрывов цементом послужит, в свою очередь, предпосылкой для возобновления в дальнейшем роли ослабления давления, в случае нарушения этого запечатывания.

Капиллярные явления могут иметь значение для первичного залегания нефти. Эти явления могут оказывать свой эффект наряду с уплотнением. Оба этих фактора играют одинаково важную роль для формирования залежей в наиболее молодых отложениях, не подвергавшихся воздействию процессов диастрофизма.

Таковы вкратце основные принципы, которые должны быть положены в основу удовлетворительной теории формирования нефтяных и газовых месторождений. Любой геолог располагает в результате своих полевых наблюдений или экспериментальных исследований десятками фактов, обладающих ценностью для построения теории формирования месторождений нефти и газа. Выяснение сравнительного значения различных факторов формирования и генетических взаимоотношений между скоплениями различных типов возможно лишь при условии систематизации и обобщения всех этих фактов. Объяснение процесса формирования скоплений природных углеводородов служит, в свою очередь, необходимой предпосылкой успешного разрешения проблемы их генезиса. Самый подход к разрешению этой проблемы зависит от того, признаем ли мы главенствующую роль первичного залегания

нефти, или допускаем возможность боковой миграции на сотню километров.

Основными факторами, определяющими возможное расстояние боковой миграции, служат, вне всякого сомнения, пористость и проницаемость пород. Прочие факторы, например циркуляция подземных вод, процессы диастрофизма, давление, имеют подчиненное значение. Жеоды, содержащие нефть или газ, свидетельствуют в пользу первичного залегания.

Размеры запасов данного месторождения могут дать нам примерное представление о степени нефтенасыщения материнских пород. Это, однако, возможно лишь в том случае, если условия залегания нефтеносных слоев исключают роль структурного фактора для нефтенакопления. Помимо того, следует учитывать возможность значительного вторичного обогащения нефтью вследствие понижения давления, сопровождающего образование трещиноватости в породах. Этот фактор может иметь особенное значение при значительном уплотнении отложений, наблюдающемся в крупных седиментационных бассейнах.

Изложенная выше сравнительная оценка роли различных факторов формирования в различных условиях может иметь практическое применение для ориентировки поисков нефти и газа в слабо изученных регионах. В настоящее время добыча ведется в основном из залежей, заключенных в легко распознаваемых ловушках. Эти залежи в ряде случаев близки к истощению. Возникает необходимость направить дальнейшие поиски в сторону открытия месторождений, приуроченных к более сложной геологической обстановке.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Создание удовлетворительной теории миграции и аккумуляции нефти и природного газа связано с рядом трудностей. Неясен вопрос о состоянии нефти на ранних стадиях преобразования органического вещества. Неясен даже вопрос о том, на какой стадии уплотнения нефтематеринских отложений происходит процесс нефтеобразования. Вопрос же этот имеет кардинальное значение для разрешения проблемы миграции. В одних случаях образование и накопление нефти происходило, очевидно, ранее образования ловушек; в других случаях — значительно позже. В ряде последних случаев, однако, позднейшие тектонические движения, сопровождавшиеся дизъюнктивными нарушениями и несогласными перекрытиями, обусловили миграцию нефти из относительно молодых в более древние отложения. Таким образом, мы получаем некоторое доказательство возможности миграции нефти по значительно уплотненным породам. Существуют также доказательства вторичного перераспределения нефти, которое происходит значительно позднее образования первичных скоплений.

В процессе составления настоящей сводки авторы исходили из представления о том, что образование большей части нефтяных и газовых залежей происходило на сравнительно ранних стадиях формирования нефтематеринских отложений.

Непосредственное наблюдение процесса миграции нефти возможно лишь в лабораторных условиях, которые обычно весьма далеки от природных, в особен-

ности господствующих на больших глубинах. Исследование процесса миграции затрудняется еще более чрезвычайным разнообразием условий, в которых нефть встречается в природе.

Наибольшую ценность представляют результаты тех экспериментальных исследований, при которых изучались образцы горных пород и природных углеводородов и воспроизводились температуры и давления, действительно наблюдающиеся в недрах. Однако даже эти результаты не вполне убедительны, поскольку в лабораторных условиях невозможно учесть влияние целого ряда других изменчивых факторов, а главное — влияние фактора времени.

При производстве экспериментальных исследований процесса миграции обычно пользуются небольшими количествами нефти и различных осадков, поверхность соприкосновения которых с лабораторными сосудами довольно значительна. Количество газа, растворенного в нефти, бывает при этом ничтожно, а температуры и давления сравнительно невысоки. Фактор времени не принимается во внимание почти вовсе. Свойства нефти меняются вследствие потери ею летучих компонентов, соприкосновения с водой и осадками и влияния солнечного освещения. Осадки слабо уплотнены и отличаются выдержанной проницаемостью.

Результаты подобных экспериментов обладают весьма сомнительной ценностью; они носят неопределенный характер и мало убедительны. При экспериментальных исследованиях капиллярных явлений производятся наблюдения за поведением флюидов в неуплотненных осадках. Капиллярные явления могут играть значительную роль в процессе миграции лишь при допущении раннего образования нефти в материнских осадках, поскольку при уплотнении глинистых осадков поры их становятся субкапиллярными.

Учитывая все изложенное, мы вынуждены прийти к выводу, что при настоящем состоянии наших знаний невозможно дать сравнительную оценку различных теорий миграции и аккумуляции. Существуют доказательства, свидетельствующие, что все факторы,

выдвигаемые рассмотренными теориями, играли ту или иную роль в процессе формирования месторождений нефти и газа. Применимость же той или иной теории для объяснения формирования какого-либо конкретного месторождения зависит от характера коллекторских слоев, отношения их к вероятным нефтепроизводящим отложениям и от ряда других условий. Так, например, высокая подвижность нефти сама по себе вряд ли играет существенную роль при формировании залежей в песчаниках, за исключением разве случаев особо повышенной проницаемости последних. Та же высокая подвижность, однако, может иметь решающее значение для накопления нефти в кавернозных и трещиноватых известняках. Далее весьма вероятно, что в большинстве случаев формирование контролировалось не каким-либо одним фактором, а несколькими факторами, оказывавшими свой эффект одновременно либо последовательно. Геологическая обстановка в нефтегазоносной провинции Скалистых Гор может служить хорошим примером последнего случая. Если допустить, что образование нефти произошло здесь сравнительно рано, еще в период господства геосинклинального режима, то наиболее вероятным фактором формирования первичных скоплений будет уплотнение пород под нагрузкой вышележащих толщ. В течение ларамийской фазы орогенеза эти первичные скопления должны были претерпеть существенные изменения в результате интенсивных тектонических движений и перестройки региональной и локальных структур. Многие из прежних скоплений могли рассеяться, либо нефть могла мигрировать из них в другие места. Образование дизъюнктивных нарушений должно было способствовать вертикальной миграции. Дальнейшие изменения условий формирования месторождений, продолжающиеся, быть может, до настоящего времени, должны были возникнуть в результате интенсификации подземной циркуляции вод, обусловленной денудацией складок.

Поиски подобных месторождений, которые можно назвать месторождениями комплексного происхожде-

ния, сопряжены с большими трудностями. Эти поиски облегчаются предварительным составлением палеогеологических и палеогеографических карт региона и тщательным исследованием различных факторов, влияющих на подземную циркуляцию флюидов в настоящее время.

Каждая нефтеносная провинция пережила свою собственную, геологическую историю, отличную от историй других областей. Поэтому не существует универсальной последовательности отдельных этапов формирования месторождений, приложимой во всех случаях. Одни месторождения, обладающие простым строением, пережили несложную историю. История других месторождений чрезвычайно сложна. На протяжении ее неоднократно происходили перераспределение нефти и газа и изменение типа ловушек; менялись и сами факторы, контролирующие формирование.

Следует, однако, отметить одну общую черту всех известных нефтеносных провинций—приуроченность их к определенным седиментационным бассейнам. Локализация самих скоплений в различных бассейнах может быть различна. В одних случаях они приурочены к центральным частям бассейна, в других—к его краевым зонам. Геологическая обстановка, господствующая в седиментационных бассейнах, благоприятствует образованию различного типа скоплений нефти и газа. Длительное погружение, характерное для седиментационного бассейна, сопровождается накоплением мощных толщ отложений. Возникают условия для значительного уплотнения осадков под нагрузкой вышележащих толщ и миграции выжимаемых флюидов из центральных частей бассейна к его краевым зонам. Миграция облегчается сменой пелитовых фаций—фациями песчаными в этом же направлении. В результате трансгрессий и регрессий эпиконтинентальных бассейнов, колебательных движений и пликативных дислокаций, протекающих наряду с процессом седиментации либо позже, происходит образование ловушек всех типов, известных в нефтяной геологии: структурных ловушек, нередко изменяющихся в ходе

геологической истории, отраженных на поверхности погребенных поднятий и кряжей, зон выклинивания, развития погребенных прибрежных фаций и т. д. Колебание береговых линий особенно благоприятствует развитию баров и прочих невыдержанных песчаных скоплений, тесно ассоциирующихся с осадками, обогащенными органическим веществом. В последних условиях создается возможность образования скоплений, в которых нефть находится в первичном залегании, или претерпела лишь незначительную миграцию.

Тектонические движения различного масштаба, связанные обычно с более поздними этапами геологической истории седиментационных бассейнов, также оказывают значительное влияние на миграцию флюидов. Возникающие при этом трещины и разрывы способствуют ослаблению давления и вертикальной миграции, а денудация воздымающихся участков облегчает циркуляцию подземных вод. В процессе сложной геологической истории, присущей типичному седиментационному бассейну, периоды осадконакопления чередуются с периодами денудации. В этих условиях, в частности при образовании несогласных перекрытий, возникает сложная циркуляция флюидов, сопровождающаяся перераспределением скоплений природных углеводородов.

Проблема миграции и аккумуляции нефти и природного газа обнимает обширный круг сложных вопросов и не может быть разрешена путем отвлеченных теоретических обобщений. Скопления природных углеводородов встречаются по всему земному шару и в самых разнообразных геологических условиях. Промышленные скопления встречаются в отложениях от докембрийского до четвертичного возраста. Они бывают приурочены к антиклинальным и куполообразным поднятиям, синклиналям и моноклиналям, разрывам и трещинам, стратиграфическим ловушкам и пустотам выщелачивания в известняках, пористым и проницаемым зонам изверженных и метаморфических пород. Нефть и газ встречаются как совместно, так и отдельно друг от друга. Связанные с ними воды обладают самым

разнообразным составом, иногда же нефть и газ встречаются в практически безводных отложениях. Скопления нефти и газа встречаются как в интенсивно дислоцированных районах, так и в областях, характеризующихся весьма спокойной тектоникой. Очевидно, что ни одна из предложенных теорий, взятая в отдельности, не может удовлетворительно объяснить всего разнообразия этих условий.

В настоящее время накопилось солидное количество фактических данных по кругу вопросов, связанных с рассматриваемой проблемой. Следующим шагом на пути к ее разрешению должен явиться синтез этих данных и возникающих по поводу них предположений с целью создания ряда рабочих гипотез. Каждая из этих гипотез должна, в конечном итоге, установить, в какой мере те или иные из предложенных теорий способны объяснить процесс формирования нефтяных и газовых месторождений. Основная задача при этом состоит в том, чтобы объяснить рассматриваемый процесс не вообще, а применительно к конкретной геологической обстановке нефтегазоносных провинций различных типов. Полное разрешение проблемы формирования возможно лишь подобным методом. Наряду с этим дальнейшие исследования должны восполнить, насколько возможно, значительные провалы, существующие в наших знаниях.

Необходимо расширять палеогеологические и палеогеографические исследования, которые должны способствовать разрешению вопроса о геологическом возрасте процессов образования и аккумуляции нефти и выяснению особенностей нефтепроизводящих отложений и их взаимоотношений с природными резервуарами. Необходимо еще более тщательно производить отбор кернов из скважин и их микроскопическое исследование с целью дальнейшего выяснения свойств коллекторских слоев и подстилающих и перекрывающих их отложений. Следует тщательно изучать также непродуктивные структурные и стратиграфические ловушки с целью выяснения причин, обусловивших их непродуктивность. Широкое поле для исследований

открывается также в области изучения подземной циркуляции флюидов путем как промысловых, так и лабораторных наблюдений. Не исключена возможность, что изучение бассейнов, в которых процесс осадконакопления происходит на наших глазах, будет способствовать выяснению вопроса о миграции флюидов под воздействием уплотнения осадков. Следует продолжать и расширять наблюдения за температурами и давлениями, господствующими в недрах на нефтяных месторождениях, и изучать воды нефтяных месторождений. Необходимо расширять экспериментальные исследования капиллярных явлений с целью выяснения роли последних в процессе миграции флюидов. При этом нужно разработать новую методику этих исследований, чтобы избежать неопределенности результатов, присущей прежним экспериментам.

Для успешного проведения всех этих исследований необходимы совместные усилия геологов, физиков, химиков и инженеров-промысловиков.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Adams, G. J., *Principles Controlling the Geologic Deposition of the Hydrocarbons*: Am. Inst. Min. Eng. Trans., vol. 33, pp. 340—347, 1903.
2. Athy, L. F., *Compaction and Oil Migration*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 14, N. 1, pp. 25—35, Jan. 1930.
3. Ball, M. W., *Athabaska Oil Sands: Apparent Example of Local Origin of Oil*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 19, N. 2, pp. 153—171, Feb. 1935.
4. Barton, D. C., *Effect of Salt Domes on Accumulation of Petroleum*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 15, N. 1, pp. 61—66, Jan. 1931.
5. Barton, D. C., *Migration of Oil at Belle Isle, St. Mary Parish, Louisiana*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 20, N. 5, p. 619, May 1936.
6. Bartram, J. G., *Examples of Migration of Petroleum*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 20, N. 5, p. 613, May 1936.
7. Beckstrom, R. C., and Van Tuyl, F. M., *The Effect of Flooding Oil Sands with Alkaline Solutions*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 11, N. 3, pp. 223—235, Mar. 1927.
8. Beckstrom, R. C., and Van Tuyl, F. M., *Compaction as a Cause of the Migration of Petroleum*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 12, N. 11, pp. 1049—1055, Nov. 1928.
9. Beecher, C. E., and Parkhurst, I. P., *Effect of Dissolved Gas upon the Viscosity and Surface Tension of Crude Oil*: Am. Inst. Min. Met. Eng. Petroleum Devel. and Technology, 1926, pp. 51—69.

10. Buckley, S. E., and Leverett, M. C., *Mechanism of Fluid Displacement in Sands*: Am. Inst. Min. Met. Eng. Petroleum Technology, vol. 4, N. 3 (Tech. Pub. 1337), 10 pp., May 1941.
11. Bugbee, J. M., *Reservoir Analysis and Geologic Structure*: Am. Inst. Min. Met. Eng. Petroleum Technology, vol. 5, N. 6 (Tech. Pub. 1527), 12 pp., Nov. 1942.
12. Bybee, H. P., *Some Recent Notes on the Thrall Oil Field of Williamson County, Texas*; Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 5, N. 6, pp. 657—660, Nov.—Dec. 1921.
13. Campbell, M. R., *Historical Review of Theories Advanced by American Geologists to Account for the Origin and Accumulation of Oil*: Econ. Geology, vol. 6, N. 4, pp. 363—395, June 1911.
14. Cheney, M. G., *Geology of North Central Texas*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 24, N. 1, pp. 65—118, Jan. 1940.
15. Clark, F. R., *Origin and Accumulation of Oil in Problems of Petroleum Geology* (Sidney Powers Memorial Volume), pp. 309—335, Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1934.
16. Coffin, R. C., and DeFord, R. K., *Waters of the Oil and Gas Bearing Formations of the Rocky Mountains in Problems of Petroleum Geology* (Sidney Powers Memorial Volume), pp. 927—952, Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1934.
17. Collom, R. E., *Oil Accumulation and Structure of the Santa Maria District, Santa Barbara County, California in Structure of Typical American Oil Fields*, vol. 2, pp. 18—22, Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1929.
18. Cozzens, F. R., *Under-Flooding Rejuvenates Depleted Oil Sands*: Oil Weekly, Vol. 107, N. 3, p. 45, Sep. 1942.
19. Day, D. T., *The Conditions of Accumulation of Petroleum in the Earth*: Am. Inst. Min. Eng. Trans., vol. 41, pp. 219—224, 1911.
20. Daly, M. R., *The Diastrophic Theory*: Am. Inst. Min. Eng. Trans., vol. 56, pp. 733—753, 1917.
21. Dobbin, C. E., and Erdmann, C. E., *Geologic Occurrences of Oil and Gas in Montana in Problems of Petro*

- leum Geology* (Sidney Powers Memorial Volume), pp. 695—718, Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1934.
22. Dodd, H. V., *Some Preliminary Experiments on the Migration of Oil up Low Angle Dips*: Econ. Geology, vol. 17, N. 4, pp. 274—291, June—July 1922.
 23. Dow, D. B., and Calkin, L. P., *Solubility and Effects of Natural Gas and Air in Crude Oils*: U. S. Bur. Mines Rept. Inv. 2732, 13 pp., 1926.
 24. Emmons, W. H., *Experiments on Accumulation of Oil in Sands*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 5, N. 1, pp. 103—104, Jan.—Feb. 1921.
 25. Emmons, W. H., *Geology of Petroleum*, 2d ed., pp. 76—79, New York, McGraw-Hill Book Company, 1931.
 26. Erdmann, C. E., and Schwabrow, J. R., *Border-Red Coulee Oil Field, Toole County, Montana and Alberta, Canada in Stratigraphic Type Oil Fields*, pp. 267—326, Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1941.
 27. Garrison, A. D., *Selective Wetting of Reservoir Rocks and Its Relation to Oil Production*: Oil and Gas Jour., vol. 34, N. 13, pp. 36—37, Aug. 15, 1935.
 28. Haseman, J. D., *Humic Acid Origin of Asphalt*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 5, N. 1, pp. 75—79, Jan.—Feb. 1921.
 29. Haseman, J. D., *Origin and Environment of Source Sediments of Petroleum Deposits*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 14, N. 11, pp. 1465—1468, Nov. 1930.
 30. Hassler, G. L., Brunner, E., and Deahl, T. J., *The Role of Capillarity in Oil Production*: Am. Inst. Min. Met. Eng. Petroleum Technology, vol. 6, N. 5 (Tech. Pub. 1623), 20 pp., Sep. 1943.
 31. Hedburg, H. D., *The Effect of Gravitational Compaction on the Structure of Sedimentary Rocks*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 10, N. 11, pp. 1035—1072, Nov. 1926.
 32. Herold, S. C., *Oil Well Drainage*, pp. 18—19, Palo Alto, Stanford Univ. Press, 1941.

33. Heroy, W. B., *Petroleum Geology in Geology*, 1888—1938 (Fiftieth Anniversary Volume), pp. 515—548, New York, Geol. Soc. America, 1941.
34. Hocott, C. R., and Buckley, S. E., *Measurements of the Viscosities of Oils under Reservoir Conditions*; Am. Inst. Min. Met. Eng. Petroleum Technology, vol. 3, N. 3 (Tech. Pub. 1220), 6 pp., Aug. 1940.
35. Howard, W. V., *Accumulation of Oil and Gas in Limestone in Problems of Petroleum Geology* (Sidney Powers Memorial Volume), pp. 365—375, Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1934.
36. Howell, J. V., *Historical Development of the Structural Theory of the Accumulation of Oil and Gas in Problems of Petroleum Geology* (Sidney Powers Memorial Volume), pp. 1—24, Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1934.
37. Hunt, T. S., *Notes on the History of Petroleum or Rock Oil*: Canadian Naturalist, vol. 6, N. 7, pp. 241—255, July 1861; also, Smithsonian Inst. Ann. Rept. 1861, pp. 319—329 1862.
8. Illing, V. C., *Genesis of Oil Pools in Sedimentary Cycle*: Pan-Am. Geologists, vol. 56, N. 5, pp. 373—375, Dec. 1931.
39. Illing, V. C., *The Migration of Oil and Natural Gas*: Inst. Petroleum Technologists Jour., vol. 19, N. 114, pp. 229—274, Apr. 1933.
40. Illing, V. C., *The Migration of Oil in The Science of Petroleum*, vol. 1, pp. 209—215, London, Oxford University Press, 1938.
41. Illing, V. C., *Some Factors in Oil Accumulation*: Inst. Petroleum Technologists Jour., vol. 25, N. 186, pp. 201—225 Apr. 1939.
42. Jenkins, O. P., *Sandstone Dikes as Conduits for Oil Migration through Shale*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 14, N. 4, pp. 411—421, Apr. 1930.
43. Johnson, R. H., *The Accumulation of Oil and Gas in Sandstone*: Science, new ser., vol. 35, N. 899, pp. 458—459, Mar. 22, 1912.

44. Johnson, R. H., *The Role and Fate of Connate Water in Oil and Gas Sands*: Am. Inst. Min. Eng. Trans., vol. 51, pp. 537—610, 1916.
45. Johnson, R. H., *The Distribution of Underground Salt Water and Its Relation to the Accumulation of Oil and Gas*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 2, pp. 172—176, 1918.
46. Johnson, R. H. *The Cementation Process in Sandstone*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 4, N. 1, pp. 33—35, 1920.
47. Johnson, R. H., *The Time Factor in the Accumulation of Oil and Gas*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull. vol. 5, N. 4, pp. 474—480, July — Aug. 1921.
48. Jones, J. C., *Suggestive Evidence on the Origin of Petroleum and Oil Shale*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 7, N. 1, pp. 67—72, Jan. — Feb. 1923.
49. King, F. H., *Principles and Conditions of the Movements of Ground Water*: U. S. Geol. Survey 19th Ann. Rept., pt. 2, pp. 59—294, 1899.
50. Lahee, F. H., *A Study of the Evidences for Lateral and Vertical Migration of Oil in Problems Petroleum Geology* (Sidney Powers Memorial Volume), pp. 399—427, Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1934.
51. Lahee, F. H., *Lateral Migration of Oil at Van, Texas*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 20, N. 5, p. 615, May 1936.
52. Leverett, M. C., *Capillary Behavior in Porous Solids*: Am. Inst. Min. Met. Eng. Petroleum Technology, vol. 3, N. 3 (Tech. Pub. 1223), 17 pp., Aug. 1940.
53. Leverett, M. C., and Lewis, W. B., *Steady Flow of Gas-Oil-Water Mixtures through Unconsolidated Sands*, Am. Inst. Min. Met. Eng. Petroleum Technology, vol. 3 N. 2, (Tech. Pub. 1206), 9 pp., May 1940.
54. Lewis, J. V., *Fissility of Shale and Its Relations to Petroleum*: Geol. Soc. America Bull., vol. 35, pp. 557—590, Sep. 1924.

55. Liddle, R. A., *The Van Oil Field, Van Zandt County, Texas*: Texas Univ. Bull. 3501, 82 pp., 1936.
56. Livingston, H. K., *Surface Energy Relationships in Petroleum Reservoirs*: Am. Inst. Min. Met. Eng. Petroleum Technology, vol. 5, N. 6 (Tech. Pub. 1526), 6 pp., Nov. 1942.
57. McCoy, A. W., *Some Effects of Capillarity on Oil Accumulations*: Jour. Geology, vol. 24, N. 8, pp. 798—805, Nov.—Dec. 1916.
58. McCoy, A. W., *On the Migration of Petroleum through Sedimentary Rocks*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 2, pp. 168—171, 1918.
59. McCoy, A. W., *Notes on Principles of Oil Accumulation*: Jour. Geology, vol. 27, N. 4, pp. 252—262, May—June 1919.
60. McCoy, A. W., *A Brief Outline of Some Oil Accumulation Problems*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 10, N. 11 fi, pp. 1015—1034, Nov. 1926.
61. McCoy, A. W., and Keyte, W. R., *Present Interpretations of the Structural Theory for Oil and Gas Migration and Accumulation in Problems of Petroleum Geology* (Sidney Powers Memorial Volume), pp. 253—307, Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1934.
62. Meek, C. E., *Genesis of a Sandstone Dike as Indicated by Heavy Minerals*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 12, N. 3, pp. 271—277, Mar. 1928.
63. Meinzer, O. E., *Movements of Groundwater*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 20, N. 6, pp. 704—725 June 1936.
64. Mills, R. Van A., *Experimental Studies of Subsurface Relationships in Oil and Gas Fields*: Econ. Geology, vol. 15, N. 5, pp. 398—421, July—Aug. 1920.
65. Mills, R. Van A., *Experimental Studies of Subsurface Relationships in Oil and Gas Fields* (discussion): Econ. Geology, vol. 16, N. 1, pp. 52—60, Jan. 1921.
66. Mills, R. Van A., *Relations of Texture and Bedding to Movement of Oil and Water through Sands*: Econ. Geology, vol. 16, N. 2, pp. 124—141, Mar. 1921.

67. Mills, R. Van A., *Natural Gas as a Factor in Oil Migration and Accumulation in the Vicinity of Faults*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 7, N. 1, pp. 14—24, Jan.—Feb. 1923.
68. Monnett, V. E., *Possible Origin of Some of the Mid-Continent Oil Fields*: Econ. Geology, vol. 17, N. 3, pp. 194—200, May 1922.
69. Mrazec, L., *L'Industrie du Pétrole en Roumanie*: Les Gise-
ments de Pétrole, 79 pp., Bucarest, Imprimeries Independen-
tia, 1910.
70. Munn, M. J., *The Anticlinal and Hydraulic Theories of
Oil and Gas Accumulation*: Econ. Geology, vol. 4, N. 6,
pp. 509—529, Sep.—Oct. 1909.
71. Munn, M. J., *The Menifee Gas Field and the Ragland Oil
Field, Kentucky*: U. S. Geol. Survey Bull. 531, pp. 9—26,
1913.
72. Muskat, M., *The Flow of Homogenous Fluids through
Porous Media*, 763 pp., New York, McGraw-Hill Book
Company, 1937.
73. Nutting, P. G., *Some Physical and Chemical Properties
of Reservoir Rocks Bearing on the Accumulation and
Discharge of Oil in Problems of Petroleum Geology*
(Sidney Powers Memorial Volume), pp. 825—832, Tulsa,
Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1934.
74. Orton, Edward, *The Origin and Accumulation of Petro-
leum and Natural Gas*: Ohio Geol. Survey Rept., vol. 6,
pp. 60—100, 1888.
75. Price, W. A., *Corpus Christi Structural Basin Postulated
from Salinity Data*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.,
vol. 19, N. 3, pp. 317—355, Mar. 1935.
76. Rich, J., *Moving Underground Water as a Primary Cause
of Migration and Accumulation of Oil and Gas*: Econ.
Geology, vol. 16, N. 6, pp. 347—371, Sep.—Oct. 1921.
77. Rich, J. L., *Further Notes on the Hydraulic Theory of Oil
Migration and Accumulation*: Am. Assoc. Petroleum Geolo-
gists Bull., vol. 7, N. 3, pp. 213—225, May—June 1923.

78. Rich, J. L., *Generation of Oil by Geologic Distillation during Mountain Building*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 11, pp. 1139—1149, Nov. 1927.
79. Rich, J. L., *Function of Carrier Beds in Long Distance Migration of Oil*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 15, N. 8, pp. 911—924, Aug. 1931.
80. Rich, J. L., *Source and Date of Accumulation of Oil in Granite Ridge Pools of Kansas and Oklahoma*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 15, N. 12, pp. 1431—1452, Dec. 1931.
81. Rich, J. L., *Problems of the Origin, Migration and Accumulation of Oil in Problems of Petroleum Geology* (Sidney Powers Memorial Volume), pp. 337—345, Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1934.
82. Rogers, H. D., *Coal and Petroleum*: Good Words, vol. 3, pp. 374—379, London, May 1863; also, Harpers New Monthly Mag., vol. 27, N. 158, pp. 259—264, July 1863.
83. Russell, W. L., *Some Experiments on Capillarity and Oil Migration*: Econ. Geology, vol. 19, N. 1, pp. 35—61, Jan.—Feb. 1924.
84. Russell, W. L., *Is Geologic Distillation of Petroleum Possible?*—Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 13, N. 1, pp. 75—84, Jan. 1929.
85. Russell, W. L., *Geology of Oil and Gas Fields of Western Kentucky*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 16, N. 3, pp. 231—254, Mar. 1932.
86. Russell, W. L., *The Origin of the Asphalt Deposits of Western Kentucky*: Econ. Geology, vol. 28, N. 6, pp. 571—586, Sep.—Oct. 1933.
87. Sands, J. M., *Burbank Field, Osage County, Oklahoma*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 11, N. 10, pp. 1045—1054, Oct. 1927.
88. Schilthuis, R. J., and Hurst, William, *Variations in Reservoir Pressure in the East Texas Field*: Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans., vol. 114 (Petroleum Devel. and Technology), pp. 164—173, 1935; discussion, pp. 173—176.
89. Skirvin, O. W., *Experimental Study of the Invasion of Oil into a Water Wet Sand*: Econ. Geology, vol. 17, N. 6, pp. 461—469, Sep. 1924.

90. Smith, J. E., *Venezuelan Oil Field Waters*; Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 15, N. 8, pp. 895—909, Aug 1931.
91. Spicer, H. C., *Rock Temperatures and Depths to Normal Boiling Point of Water in the United States*; Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 20, N. 3, pp. 270—279, Mar. 1936.
92. Spooner, W. C., *Homer Oil Field, Claiborne Parish, Louisiana in Structure of Typical American Oil Fields*, vol. 2, pp. 196—228, Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1929.
93. Thiel, G. A., *Gas an Important Factor in Oil Accumulation* Eng. and Min. Jour., vol. 109, N. 15, pp. 888—889, Apr. 1920.
94. Thomas, A. W., *Colloid Chemistry*, p. 263, New York, McGraw-Hill Book Company, 1934.
95. Thomas, E. T., *The Effect of Pressure on the Migration of Oil*; Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 8, N. 4, pp. 527—528, July—Aug. 1924.
96. Tolman, C. F., *Ground Water*, pp. 148—158, New York McGraw-Hill Book Company, 1937.
97. Torrey, P. D., *Origin, Migration and Accumulation of Petroleum and Natural Gas in Pennsylvania in Problems of Petroleum Geology* (Sidney Powers Memorial Volume), pp. 447—484, Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1934.
98. Trask, P. D. (editor), *Recent Marine Sediments*, 736 pp. Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1939.
99. Trask, P. D., and Patnode, H. W., *Source Beds of Petroleum* 566 pp., Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1942
100. Uren, L. C., *Petroleum Production Engineering*, 2d ed., pp. 11—30, New York, McGraw-Hill Book Company, 1939.
101. Van Tuyl, F. M., and Beckstrom, R. C., *The Effect of Pressure on the Migration and Accumulation of Petroleum*; Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., Vol. 10, N. 10, pp. 917—930, Oct. 1926.
102. Van Tuyl, F. M., and Parker, B. H., *The Time of Origin and Accumulation of Petroleum*; Colorado School of Mines Quart., vol. 36, N. 2, 180 pp., 1941.

103. Versluys, Jan, *Factors Involved in Segregation of Oil and Gas From Subterranean Water*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 16, N 9, pp. 924-942, Sep. 1932.
104. Waldschmidt, W. A., *Cementing Materials in Sandstones and Their Probable Influence on Migration and Accumulation of Oil and Gas*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 25, N. 10, pp. 1839-1879, Oct. 1941.
105. Waldschmidt, W. A., *Sedimentation* (Research Committee Report), 68 pp., Tulsa, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1942.
106. Washburne, C. W., *The Capillary Concentration of Gas and Oil*: Am. Inst. Min. Eng. Trans., vol. 50, pp. 820-842, 1915.
107. Weeks, A. W., *Some Experimental Work Testing the Hydraulic Theory of Oil Migration and Accumulation by Means of Downward Circulation of Water*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 9, N. 8, pp. 1143-1151, Nov. 1925.
108. White, I. C., *The Geology of Natural Gas*: Science (2d ser.), vol. 5, N. 125, pp. 521-522, June 26, 1885.
109. White, I. C., *The Mannington Oil Field (West Virginia) and the History of Its Development*: Geolog. Soc. of America Bull., vol. 3, pp. 187-216, Apr. 1892.
110. Wilson, W. B., *Geology of the Glenn Pool of Oklahoma*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 11, N. 10, pp. 1055-1065, Oct. 1927.
111. Wilson, W. B., *Evidence of Oil and Gas Migration-Crescent Pool*: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 20, N. 5, pp. 618-619, May 1936.
112. Ziegler, Victor, *The Movements of Oil and Gas through Rocks*: Econ. Geology, vol. 13, N. 5, pp. 335-348, July 1918.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	7
Масштаб и характер миграции	11
Общие соображения	11
Противопоставление местного происхождения нефти миграции на дальние расстояния	12
Проблема миграции и аккумуляции	47
Возможные типы скоплений нефти и газа	47
Возможное физическое состояние углеводородов и исходного для образования нефти вещества во время миграции и аккумуляции	48
Характер и виды миграции и локализация скоплений нефти и природного газа	50
Общие соображения	50
Свойства природных резервуаров	54
Свойства и характер мигрирующих флюидов	63
Структурные и стратиграфические условия и гео- логическая история региона	84
Геологический возраст процессов образования и ак- кумуляции нефти	88
Виды миграции и аккумуляции	91
Общие соображения	91
Теории миграции и аккумуляции	91
Антиклинальная теория	92
Гидравлическая теория	94
Гравитационно-гидравлическая теория	96
Теория уплотнения	105
Теория движущей силы газа	120
Фильтрационная теория	124
Теория цементации	131
Капиллярная теория и теория замещения	139
Сравнительная оценка различных теорий	147
Заключение	159
Литература	166

Переплет художника *М. Рованской*. Редактор *И. О. Брод.*
 Техн. редактор *В. Полтев*. Корректор *Б. Ерусалимский*.

Сдано в произв. 17/VI 1947 г. Подписано к печ. 27/XI 1947 г.
 А-10569 Печ. л. 11. Уч.-изд. л. 9.
 Форм. бумаги 82 × 108¹/₃₂. Цена 11 руб. Издат. № 5/297 Зак. 8+7.

4-я типография им. Евг. Соколовой треста «Полиграфкнига» ОГИЗа
 при Совете Министров ССОР. Ленинград, Измайловский пр., 20