

УДК 553.981.6

А. Г. ДУРМИШЯН

884

# ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

5446265

ВНИИГАЗ  
Научно-техническая  
библиотека



МОСКВА «НЕДРА» 1979

Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения. М., Недра, 1979, 335 с.

Книга посвящена вопросам геологии, генезиса, поисков, промышленной разведки и разработки газоконденсатных месторождений. В ней рассматриваются специфические особенности газоконденсатных систем, геологическая и термодинамическая характеристика газоконденсатных залежей. Освещены роль пластовых давлений и температур, проблема связанной нефти, природа ретроградных изменений газоконденсатных залежей.

Особое место удалено исследованиям генезиса газоконденсатных систем, формирования залежей и закономерностей размещения газоконденсатных месторождений, а также методике поисков газоконденсатных месторождений, задачам опытно-промышленной эксплуатации залежей, перспективам открытия новых газоконденсатных месторождений.

Здесь рассмотрены методы разработки на режиме истощения пластовой энергии, с применением сайдлинг-процесса и методы разработки газоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой.

Книга рассчитана на специалистов геологов, занимающихся теорией и практикой поисков, разведки и разработки газоконденсатных месторождений. Книга может быть полезной и для студентов нефтяных вузов.

Табл. 39, ил. 74, список лит.—214 назв.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Предлагаемая вниманию читателя книга является монографическим обобщением материалов по газоконденсатным месторождениям СССР и ряда зарубежных стран. Она посвящена геологическим аспектам изучения газоконденсатных залежей, теории и практике поисков, промышленной разведки и разработки газоконденсатных месторождений.

Фактической основой монографии является имеющаяся обширная информация о большом числе отечественных и зарубежных месторождений и целый ряд наблюдений и промысловых материалов, накопленных, обобщенных и систематизированных автором за годы производственной и научной деятельности в нефтяной и газовой промышленности.

В последние годы появился ряд работ, где рассматриваются различные вопросы, связанные с изучением характеристик газоконденсатных месторождений. К ним, в частности, относятся работа И. С. Старобинца «Геолого-геохимические особенности газоконденсатов», исследования Я. Д. Савиной, Г. С. Степановой, монография Г. Р. Гуревича, В. А. Соколова, П. Т. Шмыгли «Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления» и др. В связи с этим автор воздержался от подробного освещения некоторых вопросов, в частности вопроса о геолого-геохимических особенностях газоконденсатных залежей и др. Наряду с этим автор считал целесообразным подробно рассмотреть ряд новых вопросов, непосредственно связанных с проблемой изучения газоконденсатных месторождений, но недостаточно освещенных в литературе. К числу их следует отнести вопрос о роли аномально высоких пластовых давлений в генезисе и формировании газоконденсатных залежей, проблему связанной нефти, промысловые наблюдения за процессом истощения и ретроградными изменениями залежей и др. Автор полагает, что освещение таких новых вопросов окажется полезным для широкого круга специалистов, занимающихся поиском и разработкой газоконденсатных месторождений.

В ходе работы над книгой автор имел возможность обсуждать ряд вопросов с доктором геолого-минералогических наук А. Л. Козловым и доктором технических наук профессором Ю. В. Желтовым, которым приносит искреннюю признательность. Автор благодарит Ю. В. Шиловского, оказавшего большую помощь в оформлении графического материала.

Книга охватывает широкий круг весьма актуальных вопросов, и автор будет благодарен читателям за отзывы и критические замечания.

## **ВВЕДЕНИЕ**

История изучения газоконденсатных месторождений насчитывает несколько десятков лет. Первые зарубежные работы, посвященные этой проблеме, относятся к 30-м годам. В них рассматривались характеристика этого нового типа углеводородных скоплений, поведение залежей в процессе разработки, сущность специфических явлений, установленных в ходе эксплуатации первых газоконденсатных скважин, и др.

Газоконденсатные месторождения впервые были открыты в США в начале 30-х годов. Сперва они рассматривались как нефтяные или газонефтяные, обладающие весьма легкой нефтью и высоким газовым фактором. Однако вскоре в процессе их эксплуатации были установлены нехарактерные для нефтяных залежей явления: резкое снижение дебитов жидкой фазы продукции скважин при более или менее стабильных дебитах газа, резкое возрастание значений газовых факторов, сопровождаемые аномальными изменениями состава добываемой жидкости, и др.

Изучив эти явления, В. Воуген в 1936 г. пришел к выводу, что добываемая на этих новых месторождениях углеводородная смесь в пластовых условиях находится в единой газовой фазе, состояние и состав которой контролируются соответствующими значениями пластовых давлений и температур. Он впервые установил, что отмеченные выше факты резкого снижения дебитов жидкой фазы и рост газовых факторов связаны с так называемыми ретроградными явлениями, открытыми Л. Кальете в 1870 г. При снижении пластового давления ниже давления однофазного состояния из газовой фазы часть парообразной нефти (конденсата) согласно закону ретроградной (обратной) конденсации выделяется в жидком виде и оседает в поровом пространстве продуктивных коллекторов. Это обстоятельство послужило причиной для отнесения указанного типа залежей к ретроградным или газоконденсатным.

Исследования В. Воугена сыграли значительную роль в деле дальнейшего изучения газоконденсатных систем и организации их рациональной разработки. В. Воуген разработал и внедрил на ряде месторождений США метод рациональной эксплуатации газоконденсатных залежей, основанный на принципе поддержания пластового давления (для предотвращения ретроградных потерь конденсата) путем обратной закачки в продуктивный объект отсепарированного сухого газа. Этот метод,

нашедший в дальнейшем весьма широкое применение, получил название сайклинг-процесс.

Установлено, что ретроградные изменения в газоконденсатных системах проходят на всех этапах выявления и освоения газоконденсатных месторождений, начиная от их поисков и кончая завершающей стадией промышленной разработки, требующих специального подхода к их изучению и интерпретации. Не менее важна роль этих явлений при обосновании генезиса газоконденсатных систем в механизме формирования их промышленных скоплений, закономерностей размещения залежей и др. Поэтому исследования газоконденсатных смесей, моделирование ряда процессов, происходящих в залежах, изучение геологических, газогидродинамических, термодинамических особенностей приобретают важное значение.

Особо следует подчеркнуть значение лабораторных термодинамических исследований, позволяющих определять фазовое состояние углеводородных скоплений, основные параметры залежей, их поведение в процессе разработки, величину пластовых потерь конденсата, содержание конденсата в газовой фазе — данных, необходимых для подсчета запасов и организации рациональной разработки.

В СССР изучение газоконденсатных месторождений по существу началось после открытия в 1955 г. первого в стране крупного и характерного газоконденсатного месторождения Карадаг. До этого было известно лишь несколько работ обзорного характера, из числа которых наиболее значительной была книга одного из основоположников газового дела в стране проф. М. Х. Шахназарова «Теория и практика эксплуатации конденсатных месторождений», изданная в Баку в 1944 г.

Широкая, всеобъемлющая информация, полученная в процессе разработки Карадагского месторождения, позволила установить ряд новых особенностей газоконденсатных месторождений, а проведенный на этой площади большой объем специальных исследований — четко сформулировать основные требования, предъявляемые к условиям применения метода разработки на режиме истощения пластовой энергии. Материалы и наблюдения, накопленные на Карадагском месторождении, послужили, таким образом, теоретической и практической основой выбора рациональных схем разработки газоконденсатных залежей. В этом смысле разработка Карадагского месторождения по существу оказалась крупномасштабным экспериментом по изучению явлений, сопровождающих процесс эксплуатации на режиме истощения.

Все это позволило в предлагаемой монографии впервые детально осветить ряд новых вопросов. В частности, некоторые особенности газоконденсатных месторождений, роль связанной нефти в газовой зоне газоконденсатных залежей, роль аномально высоких пластовых давлений газоконденсатных

систем, природу и закономерности ретроградных изменений в залежах и др.

Важным этапом изучения газоконденсатных месторождений является исследование генезиса и условий формирования залежей. Изучение этих вопросов отражено в литературе. Однако в этих публикациях роль газоконденсатных скоплений освещена недостаточно полно и объективно. А между тем, в ряде случаев промышленные скопления нефти и газа в геологическом прошлом прошли через «газоконденсатную стадию» развития. В этой связи при рассмотрении вопросов генезиса, формирования и закономерностей пространственного размещения газоконденсатных месторождений большое внимание должно уделяться фазовому состоянию углеводородов в процессе миграции, роли фазовых превращений в указанных процессах, возможности формирования ретроградной газовой фазы в разрезе самой нефтегазопроявляющей толщи, обоснованию значения аномально высоких поровых давлений и их градиентов при миграции углеводородов из зон генерации в области и участки их аккумуляции, роли процесса переформирования залежей.

При освещении всех указанных вопросов автор исходил из принципов осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа и констатировал полное совпадение многочисленных фактов, явлений и закономерностей с основными положениями этой концепции<sup>1</sup>.

Специфика газоконденсатных залежей обусловила необходимость применения своеобразных методов их поисков и промышленной разведки. Направленные поиски подобных месторождений осуществляются на площадях и глубинах, отвечающих условиям их формирования. Специфическими являются и методы разведки газоконденсатных залежей, основанные на возможности резкого сокращения числа разведочных скважин, учете результатов опытно-промышленной эксплуатации, ускорении темпов подготовки месторождений к разработке и т. д.

В отличие от нефтяных залежей для газовых и газоконденсатных скоплений существует ряд приемов, основанных на так называемых газовых законах, позволяющих косвенным путем оценивать параметры залежей, определять запасы газа и конденсата. Эти возможности способствуют сокращению числа разведочных скважин и являются важным средством повышения результативности разведочных работ, сокращения сроков ввода месторождений в разработку.

Особенности газоконденсатных залежей, наглядно проявляющиеся в процессе их эксплуатации, определяют и возможные методы разработки месторождений. Выбор рациональных путей

<sup>1</sup> В то же время автор не нашел основания считать, что имеющиеся фактические материалы по газоконденсатным месторождениям исключают возможное участие в формировании залежей глубинных процессов.

сочетания таких существенных принципов разработки, как обеспечение достаточно высоких коэффициентов извлечения запасов газа и конденсата (а при наличии нефтяной оторочки и запасов нефти), минимальные капитальные затраты, возможность одновременной добычи всех видов полезных ископаемых, обеспечение оптимальных темпов их отбора,— вопрос сложный и важный.

Серьезной проблемой разработки является обеспечение максимально высоких коэффициентов извлечения углеводородов. Значение этого вопроса возрастает еще больше в связи с исключительно высокими темпами роста добычи нефти, газа и конденсата, требующими подготовки крупных ресурсов для поддержания достигнутого уровня их добычи. Если учесть, что в настоящее время до 60% потенциальных ресурсов нефти и конденсата после разработки остается в недрах в виде потерь, то станет ясным важнейшее значение увеличения коэффициентов их извлечения. В этой связи обращает на себя внимание принципиальное отличие газоконденсатных залежей от нефтяных. Если для нефтяных пластов существенное повышение нефтеотдачи представляет сложную и нерешенную проблему, то в условиях газоконденсатных залежей, в силу их специфических особенностей, отмечаются реальные возможности обеспечения почти полного извлечения запасов конденсата. В связи с этим нельзя мириться с установившейся практикой разработки газоконденсатных залежей с большим содержанием конденсата на режиме естественного истощения, сопровождаемой большими пластовыми потерями конденсата. Подобная практика (согласно Закону об охране недр) должна быть запрещена.

Таким образом, перед автором стояла задача рассмотреть геологические, термодинамические и другие особенности газоконденсатных систем и изложить основные положения генезиса, формирования, поисков и разработки этих месторождений, т. е. создать работу, посвященную геологическим аспектам газоконденсатного дела.

## ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

# ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## Глава I

### ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Газоконденсатными называются залежи, при эксплуатации которых добываются газ и конденсат, которые в пластовых условиях находятся в единой газовой фазе и отличаются как от нефтяных, так и от газовых, что позволяет выделить их как особый тип промышленных скоплений углеводородов в недрах.

От нефтяных газоконденсатные залежи отличаются состоянием фазового равновесия жидкости и газа в пласте, более высокими, непрерывно возрастающими в процессе разработки на режиме истощения газовыми факторами. Если в нефтяных пластах углеводороды находятся в жидкой фазе и газ растворен в нефти, то в газоконденсатных пластах, наоборот, вся пластовая углеводородная система, в том числе и нефть (конденсат), находится в однофазном газообразном состоянии. Если в нефтяных залежах значение начального газового фактора не превышает 600—700 м<sup>3</sup>/т, то в газоконденсатных залежах величина его в среднем на порядок больше.

От газовых газоконденсатные залежи отличаются содержанием в продукции эксплуатируемых скважин двух фаз — газа и жидкого конденсата, что обусловлено насыщением газоконденсатных систем высококипящими углеводородами.

Для газоконденсатных залежей характерны ретроградные явления, связанные с изменениями пластового давления и температуры. При этом по мере снижения пластового давления (в большинстве случаев оно соответствует давлению начала конденсации) часть углеводородов из газовой фазы переходит в жидкое состояние и оседает в порах пласта в виде конденсата. Дальнейшее снижение пластового давления до значения давления максимальной конденсации приводит к усилению процесса фазовых превращений, выделению из состава газовой фазы основной массы высококипящих углеводородов.

Ниже рассматриваются характеристика газоконденсатных систем и роль различных факторов в формировании особенностей газоконденсатных залежей.

## § 1. ОБЩАЯ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

Природный газ в условиях различных давлений и температур может иметь отличный состав и содержать то или другое количество тяжелых углеводородов. Чем выше давление и температура, тем большая вероятность нахождения высококипящих углеводородов в газовой фазе. В свою очередь состав углеводородов оказывает существенное влияние на ее термодинамическую характеристику.

Наиболее простой является система, состоящая из индивидуальных углеводородов, способных находиться в виде пара (газа), жидкости и в твердом состоянии. Возможно равновесное состояние индивидуального вещества одновременно во всех трех фазах.

Обычно природный газ состоит из большего числа компонентов, и это затрудняет определение состояния системы. Поэтому соотношения фаз индивидуальных углеводородов в зависимости от давления, объема и температуры описываются на основании данных исследования пространственными кривыми в координатах  $pVT$ .

Из диаграмм рис. 1 и рис. 2 видно, что при некоторой температуре как бы ни было велико давление в системе данный газ не может находиться в жидкой фазе. Такая температура называется критической, а давление, соответствующее этой температуре,— критическим давлением. На фазовых диаграммах точка, соответствующая критическим температуре и давлению, называется критической (инвариантной) точкой. В этой точке и в закритической области состояние системы однофазное.

Далее из диаграммы рис. 2 видно, что при уменьшении объема давление возрастает и, наоборот, при увеличении давления уменьшается объем. При некотором удельном объеме (давлении) появляется жидккая фаза. Начиная с этого момента с уменьшением объема не происходит увеличения давления, и только, когда все вещество перейдет в жидкое состояние, резко увеличивается давление. Точки на диаграмме, отражающие моменты, когда вещество начинает переходить в жидкую fazу, т. е. когда появляются первые капли сконденсировавшейся жидкости, называются точками росы (начала конденсации). Совокупность этих точек для различных температур дает линию точек росы ( $CB$  на фазовой диаграмме рис. 2). Точки на диаграмме, в которых вещество полностью перешло в жидкость, называются точками кипения (кривая  $AB$  на диаграмме). Обе линии сходятся в критической точке  $B$ . Чем выше температура,

тем при большем давлении и меньшем удельном объеме появляется жидккая фаза. При критической температуре и выше жидккая фаза отсутствует при любых давлениях [152].

Фазовая диаграмма для смеси двух углеводородов (так называемой бинарной системы) в координатах давление—температура отличается от фазовых диаграмм индивидуальных углеводородов и имеет вид петли, внутренняя часть которой

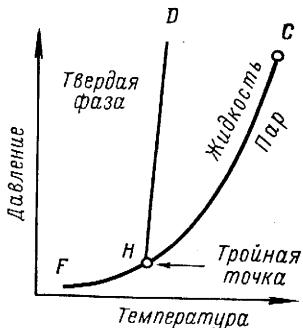


Рис. 1. Фазовая диаграмма для метана

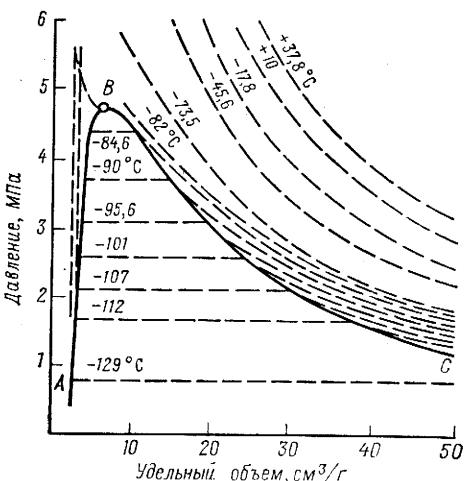


Рис. 2. Фазовая характеристика метана

соответствует областям существования двух фаз (рис. 3). Ширина петли на таких диаграммах будет тем больше, чем больше различаются температуры кипения компонентов смеси. Критическая температура смеси из двух компонентов будет находиться в пределах критических температур компонентов в зависимости от состава смеси. Критическое же давление смеси существенно выше критических давлений, входящих в нее индивидуальных компонентов. Чем больше разница между точками кипения двух веществ, тем выше критическое давление бинарной системы [152].

Более типичными для изучения реальных газоконденсатных систем являются результаты исследования тройных или многокомпонентных систем, подобранных таким образом, чтобы один из компонентов соответствовал сухому газу, другой — промежуточным фракциям и третий — тяжелым фракциям (например, метан—пропан—пентан или метан—бутан—декан и др.). В общем, их фазовые характеристики сходны с таковыми бинарных систем, но в то же время имеют и существенные отличия. Общие черты фазовых характеристик — это явления ретроградных конденсаций и испарения. Указанные процессы специфичны для многокомпонентных газоконденсатных систем, протекают в сравнительно узком интервале температур и давлений.

Явления обратного испарения и обратной конденсации открыты Л. П. Кальете в 1870 г. В 1892 г. В. Куенен провел спе-

циальные опыты со смесью углекислоты и хлороформа при температуре выше критической и ввел термин «ретроградная конденсация». Спустя много лет В. Воуген установил наличие ретроградных изменений применительно к пластам, содержащим газоконденсатные скопления.

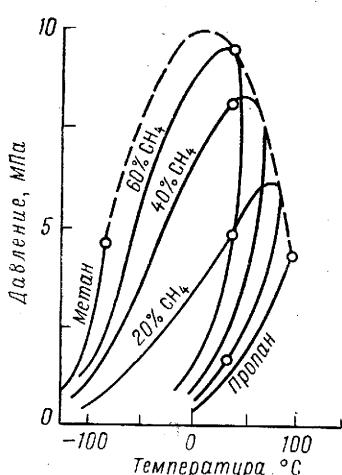
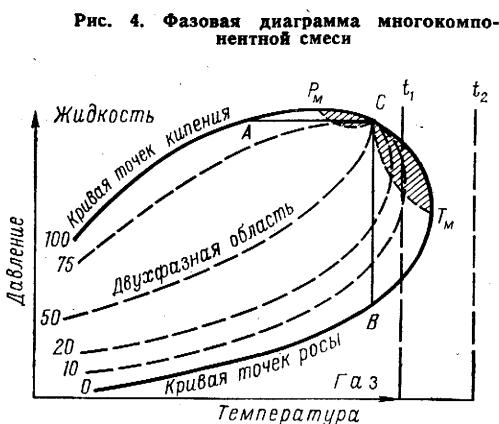


Рис. 3. Фазовая характеристика системы метан–пропан



Физическая сущность ретроградных явлений подробно изложена в известных работах Д. Л. Катца и Ф. Курата, Р. Я. Берчика, М. Маскета, М. Х. Шахназарова, А. П. Гришина, А. С. Великовского, М. И. Гербер и М. Ф. Двали, Т. П. Жузе и др. На фазовой диаграмме многокомпонентной системы (рис. 4) ретроградные явления развиваются в следующих термобарических условиях.

Критическая точка *C* находится в месте слияния линий точек росы и точек кипения, ограничивающих двухфазную область системы. Согласно диаграмме, максимальная температура, при которой могут существовать две фазы, называемая крикондегтермой ( $T_m$ ), выше критической температуры. То же самое относится и к максимальному давлению  $p_m$ , которое выше критического давления в точке *C*.

На иллюстрируемой фазовой диаграмме выделены две области, где могут происходить явления обратного испарения и обратной конденсации (рис. 4). Если при каком-то произвольном давлении  $p$ , выбранном в пределах  $p_c \leq p \leq p_m$ , повысить температуру системы, то появится газ (прямое испарение). Однако при дальнейшем повышении температуры (в заштрихованной области) объем газовой смеси будет уменьшаться (обратная конденсация) до тех пор, пока часть газа не перейдет в жидкое состояние.

Аналогичная картина наблюдается при уменьшении давления при произвольной температуре в пределах  $T_e \leq T \leq T_m$ . При

снижении давления в газовой фазе появляется жидкость, причем содержание ее сначала увеличивается (заштрихованная область), а затем уменьшается.

Таким образом, в многокомпонентных углеводородных системах при изменении температуры в интервале давлений от  $p_c$  до  $p_m$  и при изменении давления в интервале температур от  $T_c$  до  $T_m$  происходит обратная конденсация или обратное испарение. Обратная (ретроградная) конденсация определяется образованием жидкости при изотермическом уменьшении давления или изобарическом увеличении температуры. Обратное (ретроградное) испарение происходит при изотермическом сжатии или изобарическом уменьшении температуры. Как уже отмечалось, изотермические явления обратной конденсации и обратного испарения могут происходить только в температурном интервале между критической температурой и крикондентермом, а изобарические — при давлениях от критического до криконденбара (заштрихованные области на рис. 4).

В процессе разработки газоконденсатных месторождений на режиме истощения ретроградные изменения залежей обусловливаются снижением пластового давления (область правее  $CB$  на рис. 4). Поскольку изменение температуры при этом, по сравнению со снижением пластового давления, несущественно, влияние его на ретроградные изменения отсутствует.

Исследование фазового состояния углеводородных систем газоконденсатных месторождений проводится с помощью экспериментов, проводимых в бомбе высокого давления. И. Н. Стрижов, критикуя существующую интерпретацию полученных таким путем фазовых диаграмм, отмечал, что они не отражают всех изменений вещества в газоконденсатных месторождениях. В ней схематически указано влияние температуры и давления. По его мнению, фактически дело обстоит гораздо сложнее. Кроме температуры и давления, имеют значение следующие шесть важных факторов: состав конденсата; количество газа по отношению к количеству жидкости; суммарный объем пор на месторождении по отношению к объему жидкого углеводородного вещества; время, требуемое для выполнения того или иного фазового превращения; диффузия; перемешивание [177].

Далее И. Н. Стрижов пишет: «Чтобы жидкость могла испариться, необходимо еще четыре условия.

1. Нужно, чтобы было достаточно газа, в котором могла бы раствориться жидкость, так как при этих условиях испарение жидкости есть растворение в газе.

2. Нужно, чтобы в пласте был достаточный свободный объем пористого пространства.

3. Для испарения нужен довольно продолжительный период времени. При повышении давления газ растворяется в жидкости, облегчая ее переход в газообразное состояние. Сначала нужно, чтобы жидкость была насыщена газом для данных условий.

Растворение газа в жидкости есть диффузия. Она идет по закону Фика, а в формулу Фика входит время ( $t$ ).

4. Кроме того, нужно перемешивание. Если увеличить давление, определенное количество газа должно раствориться в жидкости, но если газ находится под ровным спокойным уровнем жидкости, растворение, т. е. диффузия газа в жидкость, пойдет очень медленно и притом во все более замедляющемся темпе. Таким образом, растворение всего количества газа, которое теоретически при новом давлении должно раствориться, займет очень много времени. Перемешивание газа с жидкостью или даже одной только жидкости под газом сильно ускоряет растворение» [177].

Замечания И. Н. Стрижова справедливы в основном в отношении ретроградного испарения жидкости. Процесс этот в существующих газоконденсатных залежах происходит в период их образования (формирования). Все отмеченные И. Н. Стрижовым как необходимые факторы (соотношения газа и жидкости, время, роль перемещения и др.) несомненно оказывали влияние на образование газоконденсатных систем<sup>1</sup>. Что касается явлений ретроградной конденсации, то они целиком обусловлены снижением давления (и температуры) и не подвержены влиянию указанных выше факторов.

Фазовые превращения характеризуются еще одним интересным явлением. Вещество, находящееся в условиях, соответствующих или почти соответствующих критической точке, изменяет свой цвет. Это явление описано в литературе под названием критической опалесценции и объясняется природой сил спеления молекул, вызывающей рассеяние света. При некотором уменьшении давления ниже критического система окрашивается в красновато-коричневый цвет в проходящем свете или в светло-голубой цвет в отраженном свете. В небольших пределах изменения давления окраска некоторое время сохраняется в обеих фазах. Сравнительно более интенсивно окрашиваются смеси, содержащие высококипящие углеводороды. Интенсивность окраски наибольшая при критической температуре и может еще наблюдаться при температуре, отличающейся от критической на 17—22°C [152].

## § 2. О ПАРАМЕТРАХ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ХАРАКТЕРИСТИКУ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

Однофазное состояние газоконденсатных систем контролируется величиной давления начала конденсации. При снижении пластового давления ниже этого давления из состава однофазной

<sup>1</sup> Эти факторы, несомненно, следует учесть при реализации предложения И. Н. Стрижова о превращении нефтяных залежей в газоконденсатные для обеспечения рациональной разработки [177].

углеводородной системы выделяется жидкий компонент — конденсат.

В подавляющем большинстве случаев давление начала конденсации газоконденсатных систем соответствует значению начального пластового давления. При наличии в газоконденсатных пластах оторочки нефти факт равенства этих давлений становится закономерным.

В отличие от нефтяных, газонефтяных и чисто газовых месторождений газоконденсатные залежи приурочены к определенным интервалам глубин. Объясняется это тем, что их образование и сохранение во времени связано с определенными термобарическими условиями. Наиболее характерные газоконденсатные залежи встречаются на глубинах 2500—5500 м и более, хотя в ряде случаев они выявлены на глубинах 2500—1000 м.

Для формирования в недрах газоконденсатных систем существует ряд необходимых условий, из числа которых решающими являются большие пластовое давление и температура, исходный состав углеводородов и благоприятное соотношение нефти и газа в пласте. При отсутствии одного из этих условий образование газоконденсатной залежи станет невозможным. Так, при наличии необходимых ресурсов нефти и газа и самом благоприятном их соотношении в пласте недостаточно высокое пластовое давление приведет к тому, что в пласте будет образована не газоконденсатная, а газонефтяная залежь. Или, когда пласт характеризуется благоприятными термобарическими условиями и высоким пластовым давлением, но обладает недостаточными ресурсами газа (недостаточными для формирования ретроградной газовой фазы), на месте предполагаемых газоконденсатных залежей будет образовываться нефтяная залежь.

Одним из характерных показателей газоконденсатных залежей является степень насыщенности пластовой углеводородной системы высококипящими углеводородами (конденсатом). Этот показатель устанавливается по величине газоконденсатного фактора. По аналогии с понятием газовый фактор, применяемым для нефтяных залежей, газоконденсатный фактор представляет собой отношение количества (или дебита) газа в ( $\text{м}^3$ ) к количеству (или дебиту) стабилизированного конденсата ( $\text{м}^3$ ). Газоконденсатный фактор чаще всего выражают в  $\text{м}^3/\text{т}$ . При определении газоконденсатного фактора важно соблюдать условия полной сепарации жидкой фазы. Величина, обратная газоконденсатному фактору, составляет выход конденсата и выражается в  $\text{см}^3/\text{м}^3$  или  $\text{г}/\text{м}^3$ .

Газоконденсатные факторы колеблются в весьма широких пределах от 1000 до 25 000  $\text{м}^3/\text{м}^3$ . На практике известны залежи и с более высоким содержанием конденсата. В подобных слу-  
чаих значения газовых факторов газоконденсатных залежей близки к газовым факторам некоторых глубокозалегающих неф-

твенных залежей. В тех же случаях, когда газовый фактор превышает 25 000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, газоконденсатная залежь приобретает характер газовых месторождений, а при газовом факторе 100 000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (и выходе конденсата 10 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) залежи следует отнести к чисто газовым<sup>1</sup>. Таким образом, в природе существует нормальный ряд газоконденсатных залежей, охватывающих все ступени соотношения нефти и газа в пласте,— от залежей ле-тучей нефти до чисто газовых залежей.

Некоторые исследователи отмечают возможность существования залежей, имеющих переходный характер. Так, по данным Г. С. Степановой, возможны случаи, когда в нижней части залежь насыщена легкой нефтью с большим количеством растворенного в ней газа, а в верхней части находится газоконденсат с высоким содержанием высококипящих углеводородов; граница раздела между этими фазами отсутствует. К таким месторождениям Г. С. Степанова относит Талалаевское, Анастасьевское (ДДВ), Артюховское, Харьковцы и др. [176]. Связь газоконденсатных залежей с величиной пластового давления и температурой обычно рассматривают в двух аспектах: с целью выяснения приуроченности подобных залежей к большим глубинам и степени влияния этих факторов на содержание конденсата в пластовом газе.

Рассмотрим эти вопросы более подробно.

Существование генетической связи газоконденсатных залежей с определенными интервалами глубин было установлено еще в начальный период выявления и изучения этих месторождений. Так, из 224 газоконденсатных месторождений, открытых в США до 1945 г., около 88% найдены на глубинах, превышающих 1500 м [118]. Однако на больших глубинах не все промышленные скопления нефти и газа оказываются газоконденсатными. Так, например, в период 1944—1949 гг. в США пробурено 1040 скважин глубиной более 3000 м, из них 122 — нефтяные скважины, 26 — чисто газовые, 91 — газоконденсатная, остальные 801 скважина — сухие [193].

<sup>1</sup> Вопрос о границе между газовой и газоконденсатной залежью является дискуссионным. В самом деле, при каком минимальном содержании конденсата залежь можно отнести к газовой? В настоящее время существуют тенденции включения в число газоконденсатных залежей газа с ничтожно малым количеством конденсата, что представляется неверным. Характерным в этом отношении является пример месторождения Медвежье в Тюменской области. Здесь в начальной стадии изучения сеноманской залежи наличие конденсата в газе не было замечено. Позже в процессе эксплуатации выяснилось, что в добываемом газе содержится до 0,3 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> конденсата, наличие которого, несмотря на его ничтожное количество, вносит осложнения в работу газопроводов и очистных сооружений. Кроме того, оказалось, что конденсат этих месторождений представляет собой полноценное дизельное топливо и его использование может обеспечить соответствующие нужды промыслов и тем самым избавит от завоза топлива в эти труднодоступные районы [98]. Значит ли все это, что сеноманская залежь месторождения Медвежьего является газоконденсатной? Несомненно нет.

По более поздним данным [32] за период с 1950 по 1959 г. в США пробурено 104 813 скважин, из них 9362 — нефтяные, 2216 — газовые, 973 — газоконденсатные, остальные 92 962 скважины — сухие. Характерны при этом глубины скважин. При средней глубине всех скважин 1391 м средняя глубина нефтяных скважин составила 1570 м, газовых — 1670 м, а газоконденсатных — 2787. Средняя глубина сухих скважин 1353 м.

Интересны данные по глубоко залегающим месторождениям побережья Мексиканского залива. Здесь на глубине более 2400 м газовые и газоконденсатные залежи составляют 54%, а на глубине более 3000 м — 63%. Из 100 скважин, пробуренных на глубину более 3650 м, 70 вскрывают газовые и газоконденсатные пласты.

Аналогичные случаи известны и в нашей стране. Так, из 31 залежи северо-западного борта Южно-Каспийской впадины (суша и море), залегающих на глубинах ниже 3000 м, только в семи случаях обнаружены нефтяные и нефтегазовые залежи, остальные 24 залежи оказались газоконденсатными. Подобные факты носят региональный характер и установлены во многих нефтегазоносных провинциях мира.

Однако нередко на больших глубинах в вертикальной зоне распространения газоконденсатных месторождений встречаются и нефтяные (газонефтяные) залежи (маловероятно обнаружение здесь чисто газовых скоплений; подобные залежи встречаются на более значительных глубинах — 6000 м и более). Это обстоятельство говорит о том, что большое давление и температура, хотя и являются необходимыми условиями, не всегда служат факторами, достаточными для формирования залежей газоконденсатного типа.

Одной из причин приуроченности газоконденсатных залежей к большим глубинам является невозможность существования подобных углеводородных скоплений на малых глубинах. Из числа выявленных в мире газоконденсатных залежей наименьшая глубина отмечена на Елшанском газоконденсатном месторождении Волго-Уральской области, где при глубине залегания продуктивного горизонта 700 м и пластовом давлении 9 МПа начальное содержание конденсата в газовой фазе составляет 46 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> [174].

И. С. Старобинец на основе сводки газоконденсатных месторождений приводит интервалы глубин залегания газоконденсатных залежей в пределах крупных структурных элементов СССР (табл. 1).

Таким образом, на малых глубинах газоконденсатные месторождения вообще отсутствуют, а обнаруженные на глубинах 700—2000 м залежи, как правило, характеризуются небольшим содержанием конденсата. С увеличением глубин, по мере роста пластового давления и температуры, вероятность обнаружения газоконденсатных залежей значительно возрастает. Однако, как

уже отмечалось, далеко не во всех случаях на указанных глубинах открываются только газоконденсатные залежи. Это вполне объяснимо, поскольку для формирования последних кроме высокого давления необходимо наличие благоприятного соотношения нефти и газа в пласте. Важными являются также

ТАБЛИЦА 1

Глубина	Эпипалеозойские платформы			Древние платформы			Складчатые области		
	Северо-Кав-казская	Среднеазиат-ская	Западно-Сибирская	Русская	Восточно-Сибирская	Западно-Туркменская	Азербай-джанская	Карпатская	Сахалин-ская
Минимальная, м	1350	810	1600	750	2400	1600	1770	1350	1520
Максимальная, м	3650	3450	3700	3330	2525	4560	4600*	2450	2160

\* Здесь на площади Булла-море открыта крупная газоконденсатная залежь на глубине 5000–5800 м. Предполагается открытие залежи на глубине 6500 м.

геологические условия формирования и сохранения залежей. Изучение выявленных газоконденсатных месторождений позволило установить общую тенденцию увеличения содержания конденсата с ростом пластового давления и температуры. Существуют многочисленные факты, подтверждающие эту особенность. В качестве характерного примера можно привести данные по газоконденсатным месторождениям Азербайджана (табл. 2).

В месторождениях АзССР в диапазоне изменения пластового давления от 21 до 65 МПа содержание конденсата в пластовом газе увеличивается от 15 до 350 г/м<sup>3</sup>.

Однако в каждой нефтегазоносной провинции, где выявлены газоконденсатные месторождения, известны и многочисленные отклонения от указанной выше закономерности, подтверждающие влияние на содержание конденсата и ряда других факторов (табл. 3).

Ряд примеров отсутствия закономерной связи выхода конденсата от величины пластового давления приведен в работе И. С. Старобинца (табл. 4 [178]).

Подобные случаи известны и на месторождениях Азербайджана. Так, на месторождении Карадаг содержание конденсата в залежи VII горизонта значительно выше, чем в нижезалегающем VIII горизонте (табл. 5). Аналогичная картина наблюдается по месторождению Бахар, где

содержание конденсата

ВНИИГАЗ

Научно-техническая

библиотека

в X горизонте составляет 220 г/см<sup>3</sup>, в то время как в более глубокозалегающей свите НКП оно не превышает 150 г/см<sup>3</sup> (свита НКП месторождения Бахар является стратиграфическим аналогом VIII горизонта Карадагского разреза). В этой связи интересно следующее наблюдение. Как по месторожде-

ТАБЛИЦА 2

Площадь	Горизонт	Скважина	Глубина (средняя), м	Пластовое давление, МПа	Начальное содержание конденсата, г/м <sup>3</sup>
Калмас	II III	101, 102 40	1700 2000	21 23	15 24
Локбатан (южное крыло)	ПК	1013	3200	35	80
Карадаг (сводовая часть)	VII	155	2600	36,5	145
«Южная»	ПК	2	3630	37,5	160
Карадаг (средневзвеш.)	VII	—	3600	39	179
Карадаг (погруженная часть)	VII	105	3900	40,5	215
Бахар	IX X	34, 103 9, 10, 13	4400 4550	45 46,5	200 220
Зыря	ПК	8,9	4450	45,5	280
Сангачалы-море	VIII	521, 525	4600	49	300
Булла-море	VII	20, 22	5500	65	350

ТАБЛИЦА 3

Месторождение	Горизонт	Глубина контакта газ-вода, м	Пластовое давление, МПа	Температура пласта, °C	Содержание конденсата, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Ленинградское	Нижний альб	2130	22,7	70,4	52—87
Староминское	Нижний мел	2164,5	22,7	72	110—184
Березанско	То же	2646	28,2	97	53—84
Челбасское	”	2150	22,7	95,5	43—70
Каневское	”	1747	18,3	70	35—40
Майкопское	Эоцен	1265	14,3	61	—
	Нижний мел	2349—2603	26,6—30,3	119—128	50—75
Кущевское	То же	1450	14,6	65	40

ниям Азербайджана, так и в других нефтегазоносных районах закономерное увеличение выхода конденсата с ростом пластового давления наблюдается, как правило, в пределах отдельных нефтегазоносных этажей. При переходе от одного этажа к другому (даже в разрезе одного и того же месторождения) могут

ТАБЛИЦА 4

Месторождение	Возраст отложений	Глубина, м	Начальные	
			пластовое давление, МПа	содержание конденсата, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Прикумское поднятие				
Русский Хутор	K <sub>1</sub> , VIII	3180	33,3	742
(Центральный)	K <sub>2</sub> , II	3325	36,5	962
Солончаковое	I	3415	37,1	385
	II	3720	39,9	186
	III	4000	43,0	68
Степное	K <sub>2</sub> , II	3630	38,5	80
	III	3700	39,5	80
Равнинное	K <sub>3</sub> , I	3810	40,0	31
Саратовское Поволжье				
Родионовское	C <sub>2</sub>	1200	11,8	64
	C <sub>1</sub>	1500	14,9	42
	C <sub>1</sub>	1540	15,0	39
Луговское	C <sub>2</sub>	1000	11,6	79
	C <sub>1</sub>	1300	15,6	64
	C <sub>1</sub>	1300	15,5	74

наблюдаются существенные отклонения в содержании конденсата. Эти отклонения сопровождаются появлением нефтяной оторочки, изменениями фракционного и группового составов конденсата и др. Характерно, что в Ашшеронской нефтегазоносной области, где открыты основные газоконденсатные месторождения АзССР, нефтяные оторочки приурочены к базисным горизонтам газоносных этажей.

Влияние величины пластового давления на содержание конденсата в пластовом тазе наиболее наглядно и однозначно можно показать на примере отдельных залежей, где в направлении от свода к погружению продуктивного пласта, по мере увеличения пластового давления, выход конденсата возрастает и соответственно меняются его характеристики (возрастает содержание высококипящих фракций, в том числе остатка, выкипающего до 300°C, повышается плотность конденсата, возрастает содержание ароматических углеводородов и т. д.). Эта особенность в свое время была подробно описана автором на примере газоконденсатной залежи VII горизонта месторождения Карадаг [54; 58]. Так, если в присводовой зоне этой залежи (скв. 155) на глубине 2661—2646 м при начальном пластовом давлении 37,2 МПа содержание конденсата в пластовом газе

составляло 145 г/см<sup>3</sup>, то в погруженной части этого же пласта (скв. 105) при пластовом давлении 41 МПа и глубине 3945—3850 м оно увеличилось до 214 г/см<sup>3</sup> (табл. 5). При этом повышение пластового давления на 0,1 МПа привело к увеличению содержания конденсата на 1,8 г/см<sup>3</sup>. Аналогичная картина уст-

ТАБЛИЦА 5

Место- рождение	Участок залежи	Горизонт	Скважина	Глубина фильт- ра, м	Начальное плас- товое давление, МПа	Содержание кон- денсата, г/м <sup>3</sup>	Характеристи- ка конденсата	
							плотность, г/см <sup>3</sup>	остаток (выше 300°C), %
Карадаг	Присводовая часть	VII	155	2661— —2646	37,2	145	0,770	9,0
		VIII	212	3129— —3092	38,8	95	0,765	3,1
	Юго-восточное погружение	VII	105	3945— —3850	41,0	214	0,778	14,0
		VIII	130	4033— 3993	41,5	136	0,777	3,6

новлена в залежи VIII горизонта, где содержание конденсата закономерно возрастает от свода к погружению от 95 до 136 г/см<sup>3</sup>. В этом случае увеличение давления на 0,1 МПа привело к росту содержания конденсата в газе на 1,5 г/см<sup>3</sup> (табл. 5).

Важная роль в формировании состава и характеристики газоконденсатных систем и содержания конденсата принадлежит исходному углеводородному составу. Если исходный углеводородный состав осадочного чехла данной области характеризуется малым содержанием жидких углеводородов, в составе газоконденсатных систем, залегающих даже на самых оптимальных глубинах, будут отмечаться относительно небольшие содержания конденсата. Типичными примерами могут служить месторождения Амударьинской и Мургабской впадин, в частности, Шатлыкское месторождение, где на глубине 3400 м при пластовом давлении 36,5 МПа, температуре 110°C содержание конденсата в пластовом газе составляет всего 10—15 г/см<sup>3</sup>. Для сравнения отметим, что в некоторых нефтегазоносных провинциях (например, Днепровско-Донецкой) в аналогичных термобарических условиях содержание конденсата достигает 1000 г/см<sup>3</sup>.

Важной является также характеристика исходной жидкой фазы. Если в процессе генерации и миграции природные газы контактировали с легкими метановыми нефтями, то формировавшиеся на этой основе газоконденсатные залежи, как правило,

должны отличаться максимальным содержанием конденсата, причем в составе последнего должны преобладать бензиновые фракции. Если же газ контактировал с нефтями, состоящими преимущественно из нафтеновых и ароматических углеводородов, в составе газоконденсатных систем следует ожидать срав-

ТАБЛИЦА 6

Месторождение	Горизонт	Начальное пластовое давление, МПа	Начальное содержание конденсата, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Плотность конденсата (начальная), г/см <sup>3</sup>	Содержание метановых углеводородов, %
Карадагское	VII	39,0	230	0,779	52,0
	VIII	41,0	175	0,777	44,0
Бахар	X	46,5	270	0,780	55,0
	НКП	51,5	195	0,777	46,0
Калмасское	I	21,0	19	0,780	33,5
Староминское	Нижний мел	22,7	120	0,722	69,0
Ленинградское	Нижний альб	22,7	87—32	0,726	66,0
Челбасское	Нижний мел	22,7	55	0,762	49,0
Некрасовское	Альб—апт	34,4	40	0,780	39,0

нительно небольшое количество конденсата, представленного более высококипящими, чем бензиновые фракции, углеводородами. В этой связи интересны отмеченные многими исследователями зависимости содержания конденсата в газе от содержания метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов. В подавляющем большинстве случаев высокое и весьма высокое содержание конденсата соответствует максимальному содержанию метановых углеводородов. И, наоборот, чем больше ароматических углеводородов в конденсате, тем беднее конденсатом пластовая газовая смесь. Эту зависимость можно показать на примере многих районов, в частности Азербайджана и Краснодарского края (табл. 6).

На больших глубинах, в условиях больших давлений и температур, установлено существование газоконденсатных залежей с содержанием конденсата в пластовом газе, близком к критическим значениям, 1000—1200 г/см<sup>3</sup> и более. Такие залежи открыты в ряде нефтегазоносных провинций СССР, США, Канады и др. В аналогичных условиях, в близкой термодинамической обстановке, при почти тех же соотношениях нефти и газа, возможно нахождение залежей, где нефть и газ при сходстве физико-химических свойств (цвет, плотность, молекулярный вес, вязкость и др.) в условиях пласта могли бы находиться в единой жидкой фазе. И в том, и в другом случаях в ходе эксплуатации скважин добываются природный газ и легкая нефть при начальных газовых факторах 600—900 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> с тенденцией резкого возрастания последних по мере снижения пластового давления.

Вероятность выявления таких нефтяных и газоконденсатных залежей представляется особенно реальной в зоне мезокатахеза (по Н. Б. Вассоевичу), где после погружения сформировавшейся нефтяной и газонефтяной залежей в зону большего давления и температуры, наряду с испарением дополнительных объемов жидких углеводородов, происходит их постепенная деструкция. В этих условиях чисто нефтяные скопления в течение определенного времени еще сохраняются в жидкой фазе, хотя состав их облегчается, содержание растворенного газа заметно возрастает. Газоконденсатнонефтяные скопления, наоборот, за счет указанных выше процессов испарения и деструкции нефтяных компонентов превращаются в газоконденсатные со значительным обогащением газовой фазы высококипящими углеводородами.

Наличие залежей, близких по составу, но различных по фазовому состоянию флюидов, может создать ложное представление о их природе даже у специалистов. Газоконденсатные залежи при этом могут быть ошибочно приняты за нефтяные, а нефтяные за газоконденсатные. В подобных случаях своевременное установление фазового состояния и типа углеводородных скоплений приобретает исключительно важное значение, поскольку предопределяет возможность выбора рационального способа их разработки.

Для решения этой задачи предлагалось использовать величину промыслового газового фактора. По мнению Аллена, Эйлертса и др., если газовый фактор ниже  $600 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , залежь следует относить к нефтяным, если выше  $900 \text{ м}^3/\text{м}^3$  — к газоконденсатным. Однако именно в промежуточном интервале от 600 до  $900 \text{ м}^3/\text{м}^3$  пластовая система в зависимости от температуры может находиться как в жидкой (нефтяная залежь), так и в газовой фазе (газоконденсатное скопление). Существуют различные рекомендации для определения характера продукции таких скважин и оценки фазового состояния флюидов в пластовых условиях. Так, по данным Я. Д. Саввиной, если в составе жидкой фазы будут обнаружены асфальтены или если содержание ароматических углеводородов от фракции к фракции по мере повышения их температуры кипения будет увеличиваться, то это может служить достаточным доказательством того, что продукция скважины является нефтью [161]. Однако, по данным самой Я. Д. Саввиной, и среди нефтей имеются такие, которые не содержат асфальтенов и характеризуются таким же распределением ароматических и других углеводородов, как и природные конденсаты.

Имеются и другие косвенные методы оценки фазового состояния флюидов в пластовых условиях. Решение этого вопроса возможно путем термодинамических исследований в бомбе  $pVT$ , причем важными условиями являются правильность отбора проб, точность определения соотношения жидкой и газовой фаз,

значения пластовой температуры, давления и др. Отбор и составление рекомбинированных проб и их исследование проводятся по методике, разработанной во ВНИИГазе [82].

### § 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗА И КОНДЕНСАТА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В газоконденсатных месторождениях состав добываемого газа не соответствует составу пластового газа. Объясняется это тем, что уже в пласте (в начальный период разработки в призабойной зоне) из состава пластового газа выделяется часть содержащегося в нем конденсата. Процесс фазовых превращений в стволе скважин усиливается, и на поверхности продукции скважин фактически представлена двумя раздельными фазами — газовой и жидкой, движущимися в едином потоке. Таким образом, в газоконденсатных пластах между пластовым и добываемым газом различие, обусловленное ретроградными изменениями залежи, существенно. Это различие тем значительнее, чем больше содержание конденсата в пластовом газе. Ниже приведена табл. 7, иллюстрирующая различие между составом пластовых систем; трапного газа и газа, насыщенного конденсатом [152].

Из табл. 7 видно, что состав трапного (отсепарированного) газа весьма существенно отличается от состава пластовой системы и газов дегазации сырого конденсата. Если отсепарированный газ почти целиком состоит из одного метана и состав его практически не зависит от исходного состава пластовой углеводородной системы, то в газах дегазации наряду с метаном содержится основная часть этан-пропан-бутановой фракции.

В газоконденсатных залежах в подавляющем большинстве случаев основным составляющим является метан. В ряде случаев наряду с метаном отмечается значительное количество этана, пропана, углекислого газа, сероводорода, азота, гелия и др. Если повышенное количество гомологов метана и углекислого газа улучшает растворимость нефтяных компонентов, то присутствие азота и сероводорода снижает ее.

По данным Я. Д. Саввины [161] в газоконденсатных системах (по 45 месторождениям СССР) содержание метана составляет 68—95%, гомологов метана — 4—25%, сероводорода — 0—3,2%, азота — 0,2—7%, углекислого газа — 0,1—5%, конденсата (фракций  $C_5 +$  высшие) — 0,4—9,7%. В последнее время стали известны залежи с более значительным содержанием  $H_2S$ ,  $N_2$  и  $CO_2$ . Имеются также случаи, когда основным растворяющим компонентом для конденсата является не метан, а углекислый газ, в сжатом состоянии хорошо растворяющий углеводороды различных классов. Уникальным примером подобных газоконденсатных скоплений может служить залежь, открытая на месторождении Южный Маккалум (штат Колорадо,

США) в меловых отложениях на глубине 1520—1630 м. Пластовая система этой залежи состоит из: углекислого газа (91,9%), метана (3,5%), гомологов метана (1,7%), азота (2,9%), конденсата (31,6 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) [39]. В нашей стране подобное месторождение открыто в Шаймском районе Западной

ТАБЛИЦА 7

Наименование	Расчетный состав, %					Действительный состав, %		
	газоконденсатная система с газовым фактором, м <sup>3</sup> /т					транзитный газ	газ из траппного конденсата	стабильный конденсат
	1800	3000	4500	6500	10 000			
Метан	81,22	85,47	87,64	88,99	90,23	92,45	65,21	0,28
Этан	3,90	3,91	3,99	4,06	4,07	4,14	9,97	0,09
Пропан	1,78	1,76	1,75	1,74	1,73	1,72	10,01	0,76
Бутан	1,30	1,12	1,03	0,99	0,94	0,83	8,98	3,39
Пентан	1,43	1,18	1,05	0,96	0,89	0,76	3,99	5,99
Гексан	0,58	0,36	0,25	0,17	0,11	—	1,27	4,78
Высшие	9,74	6,07	4,17	2,98	1,92	—	0,03	84,30
Углекислый газ	0,15	0,13	0,12	0,11	0,11	0,1	0,54	0,41
Молекулярный вес системы	27,65	23,85	21,94	20,66	19,61	17,65	28,0	102,8

Сибири. Это Южно-Семивидовское газоконденсатное месторождение (верхняя юра), открытое на глубине 1816—1765 м. Пластовая система залежи представлена: углекислый газ — 73,10%, метан — 18,45%, гомологи метана — 2,27%, азот — 5,77%. Содержание конденсата в пластовом газе 50 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, плотность конденсата 0,766 г/см<sup>3</sup> [130].

Указанные выше особенности отражены в следующих классификациях углеводородных газов газоконденсатных месторождений [174].

1. По основному компоненту, в котором растворены остальные составляющие, включая жидкие углеводороды: а) конденсатные газы на метановой основе, главным компонентом которых является метан. К ним относятся газы подавляющего большинства газоконденсатных месторождений; б) конденсатные газы на углекислой основе, где главным компонентом является углекислый газ, в котором растворены жидкие углеводороды. Подобный состав пока установлен в единичных случаях; в) конденсатные газы на метаново-углекислой основе, где основными растворяющими компонентами являются метан и углекислый газ.

2. По отношению метана и суммы его гомологов: сухие газы, где содержание C<sub>2</sub>+высшие в мол.% составляет 0—5; полуторные — C<sub>2</sub>+высшие — 6—15, жирные — C<sub>2</sub>+высшие — 16—25, высокожирные — C<sub>2</sub>+высшие — >25.

По данным М. Маскета, если газоконденсатный фактор  $2700 \text{ м}^3/\text{м}^3$  или ниже, пластовый газ характеризуется как жирный, если же фактор превышает  $7200 \text{ м}^3/\text{м}^3$  — пластовый газ тощий [118].

### 3. По содержанию сероводорода:

бессернистые, где  $\text{H}_2\text{S}$  составляет от 0 до 0,01 мол.%, низкосернистые — 0,01—0,09, сернистые — 0,1—0,9, высокосернистые —  $>1$ .

Могут быть выделены также газы по содержанию азота, гелия и т. д.

Конденсат представляет собой углеводородную жидкость, выделившуюся из газовой фазы при снижении пластового давления и температуры. Процесс этот, как отмечалось, начинается в пласте и продолжается в стволе скважин и на поверхности земли.

Окончательное отделение конденсатов от газа происходит в наземных сепарационных установках.

По сравнению с нефтями конденсаты состоят из более низкокипящих углеводородов, почти полностью выкипающих при температурах  $300$ — $350^\circ\text{C}$ . При этом основная масса конденсата — 60—80% выкипает до  $200^\circ\text{C}$ . Углеводородные фракции, входящие в состав конденсатов, являются компонентами моторных топлив (бензин, дизтопливо) и основным источником получения сырья для производства нефтехимических продуктов.

В процессе эксплуатации газоконденсатных залежей различают сырой, товарный и стабильный конденсаты.

Сырой (насыщенный) конденсат — это жидкая углеводородная фаза, не прошедшая стадию стабилизации, находящаяся под определенным давлением, содержащая растворенный газ и пропан-бутановые фракции. К ним относится и конденсат, выпавший в порах газоконденсатного пласта, из-за ретроградных изменений залежи.

Товарным конденсатом называется жидккая фаза продукции газоконденсатных скважин, полученная после полной сепарации газа. Поэтому характеристика товарного конденсата в известной мере зависит от условий (полноты) сепарации.

Стабильным (выветренным) конденсатом, согласно Инструкции [82], называется жидкая фаза, состоящая из  $\text{C}_5+$  высшие. Такой конденсат называют также дебутанизированным конденсатом.

Характеристика конденсатов газоконденсатных месторождений меняется в довольно широких пределах. При малом содержании конденсата в пластовой системе плотность его обычно небольшая: 0,65—0,725  $\text{г}/\text{см}^3$ . При высоком и весьма высоком насыщении пластового газа конденсатом плотность достигает 0,78—0,79  $\text{г}/\text{см}^3$ . Существуют конденсаты и с более высокой плотностью — 0,8  $\text{г}/\text{см}^3$  и более. Однако изучение показывает, что в составе их содержатся примеси обычной нефти. Поэтому

не случайно, что подобные «тяжелые» конденсаты всегда имеют темную окраску.

Молекулярный вес конденсатов варьирует от 90 до 250, вязкость стабильного конденсата — 0,6—2,2 сСт при 20°C. Говоря о плотности конденсата и его составе, следует отметить, что речь идет о начальной характеристике, поскольку в процессе разработки при снижении пластового давления его состав непрерывно меняется — облегчается фракционный состав, снижаются плотность и температура конца кипения и т. д.

Многие исследователи отмечают тенденцию утяжеления конденсатов с глубиной залегания продуктивных пластов. В силу этой особенности конденсаты глубоко залегающих газонефтяных и газоконденсатных месторождений по составу приближаются к нефтям. Этому способствует следующее обстоятельство. Если конденсаты газоконденсатных залежей с глубиной закономерно утяжеляются, то плотность нефтей нефтяных месторождений, наоборот, обнаруживает тенденцию к снижению. Таким образом, в результате разнонаправленных изменений плотности конденсатов и нефтей на определенных глубинах почти выравниваются.

Одновременно обнаружено сходство в распределении различных групп углеводородов во фракциях нефти и конденсатов, полученных из них при разных температурах и давлениях [161, 174]. Эта закономерность ныне используется при решении вопросов о происхождении флюидов газоконденсатных месторождений.

В групповом составе конденсатов обычно доминируют метановые углеводороды, содержание которых нередко достигает 60—80 %. В глубоко залегающих месторождениях содержание метановых углеводородов снижается, соответственно возрастает содержание ароматических углеводородов. Таким образом, групповой углеводородный состав конденсатов зависит от глубины залегания. Важен также характер контактирующей нефти и последующих геологических и геохимических изменений залежей.

И. С. Старобинец на основе группового углеводородного состава суммарной бензиновой фракции выделяет следующие типы конденсатов [174]:

- 1) метановый — М;  $M > 50—60 \%$ ,
- 2) нафтеновый — Н;  $H > 50—60 \%$ ,
- 3) ароматический — А;  $A > 50—60 \%$ ,
- 4) метаново-нафтеновый — М—Н;  $(M + H) > 60\%, (M > H > A)$ ,
- 5) нафтеново-метановый — НМ;  $(H + M) > 60\%, (H > M > A)$ ,
- 6) метаново-ароматический — МА;  $(M + A) > 60\%, (M > A > H)$ ,
- 7) ароматико-метановый — АМ;  $(A + M) > 60\%, (A > M > H)$ .

Так как бензиновые фракции, в отличие от нефтей, обычно преобладают в конденсатах, то их групповой углеводородный состав определяет тип конденсата в целом.

## § 4. О НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКЕ

Газоконденсатные месторождения в погруженной части продуктивных пластов нередко содержат оторочку нефти. В тех случаях, когда газа в пласте достаточно для испарения всей жидкой фазы, оторочка нефти отсутствует.

При наличии нефтяной оторочки газоконденсатная залежь как бы состоит из двух зон — газоконденсатной, где нефть и газ находятся в единой газовой фазе, и нефтяной, где в растворенном (в нефти) состоянии находится газ. Между указанными фазами существует термодинамическое равновесие. Наличие нефтяной оторочки отмечается в основном в тех случаях, когда пластовое давление в газоконденсатной зоне равно давлению однофазного состояния.

Размеры оторочки в зависимости от исходного углеводородного состава, соотношения нефти и газа в пласте, условий формирования и сохранения залежей могут быть различными. В некоторых случаях оторочка нефти может оказаться столь незначительной, что в процессе разработки ею можно пренебречь. Возможны случаи, когда размеры оторочки, наоборот, оказываются больше размеров газоконденсатной зоны. Разным является и характер залегания нефтяной оторочки. В пологозалегающей структуре она, как правило, подстилает газоконденсатную часть залежи на значительной площади, в крутозалегающих пластах она занимает их погруженную часть.

По нефтегазоносным провинциям СССР примерно 40% всех выявленных газоконденсатных залежей имеют оторочку нефти. В остальных залежах они отсутствуют или их размеры настолько незначительны, что наличие оторочки не учитывается.

Существуют нефтегазоносные области (районы), где газоконденсатные залежи, как правило, содержат нефтяную оторочку. К ним относятся Южно-Каспийская, Терско-Кумская, Западно-Сибирские (Васюганская, Пайдугинская, Надым-Пурская, Южно-Ямальская, Пур-Тазовская и др.), Южно-Мангышлакская области, Волго-Уральская провинция и др. К нефтегазоносным районам и областям, где газоконденсатные залежи в большинстве случаев не содержат оторочку нефти, могут быть отнесены Краснодарский район, Амударьинская и Мургабская, Днепровско-Донецкая впадины, Восточно-Сибирская платформа и др.

Отмечается наличие генетической связи между конденсатами и нефтями нефтяных оторочек, что свидетельствует о едином механизме их формирования. Эта связь изучена многими исследователями, в частности Я. Д. Саввиной и И. С. Старобинцем, отмечавшими наличие ряда закономерностей в физико-химических показателях этих флюидов [161, 174]. При наличии нефтяной оторочки пластовая газовая фаза более богата высокомолекулярными углеводородами. Объясняется это тем, что в пласте

имеется необходимый источник для обогащения газовой фазы высококипящими углеводородами.

Как будет показано ниже, ретроградная газовая фаза может образоваться в нефтегазообразующей толще еще до момента эмиграции нефти и газа. Поэтому первичный состав конденсата, по-видимому, формируется за счет низкокипящих фракций диффузно рассеянной микронефти. Позже в процессе формирования залежи, уже в продуктивной ловушке, за счет ретроградной конденсации, часть высококипящих фракций из состава газоконденсатной смеси выделяется в жидкое состояние и образует нефтяную оторочку. В указанном случае формирование ретроградной газовой фазы, состава конденсата и нефти является единым взаимосвязанным и взаимообусловленным процессом фазовых превращений, контролируемым геологическими и термодинамическими условиями их нахождения.

Многие исследователи, классифицируя нефтяные оторочки газоконденсатных залежей по генетическому принципу, выделяют оторочки первичные и вторичные. К первичным оторочкам относятся скопления жидкой нефти, не только существовавшие до формирования газоконденсатной залежи, но и обогащавшие состав последней высококипящими компонентами (конденсатом). Поэтому первичные оторочки, как правило, характеризуются наличием тяжелых нефтей. К оторочкам вторичного—конденсатного происхождения относятся скопления нефти, образовавшиеся в результате ее выпадения из состава ретроградной газовой фазы. Нефть в таких оторочках в большинстве случаев легкая.

Таким образом подобно тому, как в лабораторных условиях (в бомбе  $pVT$ ) нефть легко превращается в конденсат, а из однофазной газоконденсатной системы получают жидкую нефть, в недрах, в соответствующих термодинамических условиях, существуют широкие возможности для фазовых превращений — образования скоплений нефти в результате ретроградной конденсации и перехода жидкой нефти в газовую фазу за счет процессов ретроградного испарения.

Наличие нефтяной оторочки в газоконденсатном пласте существенно меняет подход к промышленной разведке и разработке месторождения. Поэтому в самом начале промышленной разведки необходимо получить информацию для суждения о наличии нефтяной оторочки, а в процессе последующего разведочного бурения следует ускорить окончательное выяснение этого вопроса. Важность и необходимость безотлагательного решения этой задачи связана с тем, что к моменту составления проекта (технологической схемы) разработки месторождения следует иметь исчерпывающие сведения не только о наличии нефтяной оторочки, но и о ее запасах и параметрах. Вопросы эти рассмотрены в гл. X.

В ряде случаев, особенно в глубоко залегающих пластах

с очень высоким содержанием конденсата, наличие нефтяной оторочки может осложнить определение характеристики залежи. Это может случиться, например, если первая продуктивная скважина оказалась расположенной вблизи газонефтяного контакта и в продукции ее наряду с газом и конденсатом оказалось некоторое (хотя и небольшое) количество нефти, фильтровавшейся из зоны оторочки. Исследование в бомбе  $pVT$  рекомбинированной пробы, составленной из продукции таких скважин, может привести к совершенно противоположным результатам: газоконденсатная залежь может быть ошибочно принята в качестве однофазной залежи летучей нефти. Подобные ошибки возможны также из-за частичной фильтрации связанной нефти (см. гл. V). Все это подтверждает необходимость тщательного изучения условий образования, прогнозирования и выявления нефтяных оторочек, выяснения степени ее влияния на формирование особенностей газоконденсатных залежей, на методы их изучения, разведки и разработки.

## § 5. ВОДЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В пластовых резервуарах, содержащих газовые и газоконденсатные скопления, всегда присутствует вода. По генезису, характеру связи с пористой средой и подвижности различают: пластовые воды, распространенные, как правило, в контурных зонах газоносных объектов и обладающие фильтрационной способностью в гравитационном поле; остаточные (связанные, реликтовые) воды, оставшиеся в порах продуктивного коллектора при формировании залежей и удерживаемые в пористой среде поверхностно-молекулярными и капиллярными силами; конденсационные воды — продукт конденсации при изменении термодинамической обстановки водяных паров, содержащихся в пластовом газе, и др.<sup>1</sup>

Пластовые воды газовых (газоконденсатных) месторождений были предметом специальных исследований Б. И. Султанова, Ш. Ф. Мехтиева, М. З. Рачинского, В. В. Колодия, А. М. Никандрова, А. С. Панченко и др.

По результатам проведенного изучения отмечается, что воды, контактирующие со скоплениями газа и конденсата, по сравнению с водами нефтяных залежей в одноименных горизонтах, как правило, менее щелочны (или более жесткие), имеют большую минерализацию, содержат повышенное количество растворимых солей органических кислот и обогащены, при прочих равных условиях, сульфатами. Причины подобного своеобразия объясняют спецификой фазовых превращений воды в системе «газовая залежь—контурная вода». При снижении пластового

<sup>1</sup> А. Л. Козлов выделяет семь типов вод, выносимых газовыми скважинами [98].

давления в уже сформировавшейся залежи, вызванном какими-либо утечками газа (диффузия через покрышку, влияние тектонических нарушений, грязевулканическая деятельность и т. п.), некоторая часть контурных вод переходит в парообразное состояние, вызывая рост минерализации оставшейся жидкости. Это положение, однако, нельзя признать универсальным.

В тех случаях, когда газоконденсатная залежь формируется за счет латеральной миграции газов, в составе последних содержатся водяные пары. По мере движения газов вверх по восстанию регионально наклонного пласта, из их состава из-за снижения давления и температуры и ретроградных изменений выделяются в жидкую фазу не только высококипящие углеводороды, но и часть водяных паров. Длительность этого процесса может привести к некоторому опреснению контурных вод газоконденсатных пластов (особенно на границе раздела фаз).

Повышенное содержание органических кислот в водах, омывающих газоконденсатные скопления, определено высокой остаточной углеводородной насыщенностью слагающих их коллекторов. Связанные углеводороды представлены в основном асфальтенами, смолами и нафтеновыми соединениями, среди которых наибольшей растворимостью в водах обладают последние, селективно концентрируясь в окружающей газоконденсатные скопления водной среде. Указанные отличительные особенности, по мнению некоторых авторов, можно использовать в качестве критерий при поисках и разведке газовых (газоконденсатных) залежей [145]. В общем же случае формирование ионно-солевого состава и минерализации пластовых вод газоконденсатных залежей подчиняется основным закономерностям, установленным для природных седиментогенных вод.

**Остаточная вода**<sup>1</sup>. Термин остаточная вода был предложен С. Л. Заксом [78]. До этого предлагались синонимы «реликтовая вода», «физически связанные воды», «погребенная вода» и др. Как известно, вода из пористой среды вытесняется нефтью или газом далеко не полностью. Остаточная вода залежи представляет собой воду, оставшуюся в поровом пространстве коллекторов при заполнении их углеводородами. Содержание остаточной воды определяется структурой порового пространства пласта, размерами пор, проницаемостью пористой среды, поверхностными свойствами пластовых флюидов и коллекторов и их минеральным составом. Количество остаточной воды в реальных природных условиях может варьировать от 5—10 до 50—55%, обнаруживая четкую зависимость от проницаемости коллекторских интервалов. В наиболее неоднородных, слабопро-

<sup>1</sup> Наличие остаточной воды в нефтяных пластах впервые в 1929 г. установлено Н. Линдтропом. Установление этого факта сыграло значительную роль в разработке научных основ подсчета запасов нефти и газа и рациональной эксплуатации месторождений.

ницаемых разностях содержание остаточной воды максимально. При значениях остаточной воды 35—40% от объема пор и больше она частично фильтруется.

Существуют следующие формы связи остаточной воды с породой (по Ребиндеру): химическая связь с минералами породы; адсорбционно связанная (с породой) вода, образующая пристенные слои толщиной в несколько молекул; капиллярно связанная вода. Кроме прочно связанной воды (адсорбционной) существует и рыхло связанная (лиосорбированная) вода [78, 86, 188]. Причем прочно связанная и рыхло связанная вода представляют собой полимолекулярные пленки, давление внутри которых уменьшается по мере удаления молекул воды от скелета породы.

Прочно связанная вода удерживается у поверхности частиц с силой около 1000 МПа, а по внешней своей границе — силой 0,8—1 МПа. Верхние слои рыхло связанной воды испытывают весьма небольшое сорбционное давление (менее 0,1 МПа).

Главную массу всей связанной (в гидродинамическом смысле) воды составляет капиллярно связанная вода. Эта вода свободна в термодинамическом плане, поскольку энергия ее связи с дисперсным телом равна нулю.

Таким образом, можно сделать вывод, что в процессе разработки газовых (газоконденсатных) залежей возможен вынос (заметный) капиллярно связанной воды, выносом рыхло связанной воды можно пренебречь, а вынос адсорбированной воды вообще невозможен.

Основными условиями подвижности остаточной воды в пористой среде разрабатываемых объектов являются: высокая водонасыщенность (более 30—40%) коллекторов, обусловливающая необходимое соотношение фазовых проницаемостей для газа и воды; значительные депрессии на пласт. Опыт разработки газоконденсатных залежей Азербайджана, приуроченных к неоднородным, слабопроницаемым коллекторам, характеризующимся остаточной водонасыщенностью 40% и более (Калмас, Карадаг и др.), показывает, что именно мобильность остаточной воды характерна для объектов подобного типа и только ею в основном следует объяснять наличие небольших количеств воды в продукции газовых скважин, расположенных в зонах худшей проницаемости, в том числе в присводовой зоне залежи.

В настоящее время нет пока достаточно объективных данных о ионно-солевом составе и минерализации остаточной воды. Имеющиеся косвенные определения показывают, что минерализация остаточной воды может значительно отличаться от минерализации пластовых (контурных или подошвенных) вод [78]. Однако чаще всего она превосходит последнюю. Повышенную соленость остаточной воды можно объяснить частичным испарением в газовую фазу молекул растворителя, сопровождающимся концентрированием остатка, пониженному — осаждением

конденсационных вод, вызванным изменением давления и температуры в ловушках, вследствие тектонических процессов.

Необходимо отметить роль, которую играет остаточная вода в процессе разработки. Наличие ее способствует продвижению пластовых контурных вод в залежь. При большой водонасыщен-

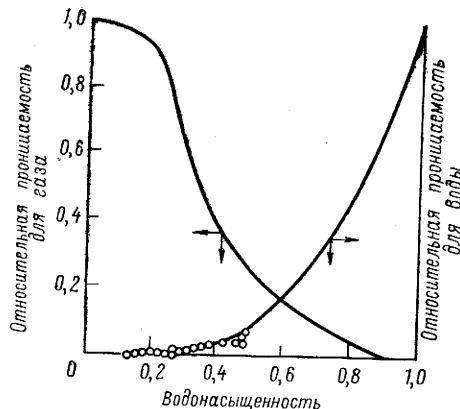


Рис. 5. Зависимость относительной проницаемости от водонасыщенности (Викор, Ботсег)

ности относительно небольшой объем пластовой воды вторгается в залежь на значительное расстояние. Благодаря остаточной воде поверхность породы является гидрофильтральной, что существенно облегчает продвижение пластовой воды при ее вторжении в залежь в ходе разработки на режиме истощения. Чем больше содержание остаточной воды, тем меньше удельные запасы газа на единицу площади. Наличие остаточной воды в коллекторах играет значительную роль в достижении тех или иных значений газо- и конденсатоотдачи пластов.

Существенно влияние остаточной воды на фазовую проницаемость коллекторов и соответственно на продуктивность скважин. Так, при значении остаточной воды до 10% от объема пор относительная проницаемость для газовой фазы соответствует абсолютной проницаемости пласта. При остаточной воде 30% фазовая проницаемость для газа снижается на 35—40%, а когда значение остаточной воды достигает 50%, относительная проницаемость для газа составляет всего 25% от значения абсолютной проницаемости коллектора (рис. 5). Разумеется, соответственно снижается и производительность скважин.

Указанная особенность позволяет использовать осушку призабойной зоны как способ увеличения производительности скважин. Согласно расчетам Г. А. Дурмишьяна, выполненным при проектировании подземного хранилища газа в истощенной газоконденсатной залежи VII горизонта месторождения Карадаг, циклическая рециркуляция сухого газа приведет к существенному испарению не только выпавшего жидкого конденсата и связанной нефти, но и остаточной воды, что в свою очередь

приведет к увеличению производительности скважин в 2—3 раза и позволит обеспечить вывод этого подземного хранилища на полную мощность в условиях максимального сокращения количества скважин (60 вместо предполагаемых 120). Подобные расчеты проводились также в СредАЗНИИГазе.

**Конденсационные воды** — это маломинерализованные (почти пресные) водные дистилляты, являющиеся продуктом конденсации водяных паров, находящихся в природном газе. В литературе генезис конденсационных вод и их влияние на гидрохимическую обстановку в водоносных комплексах до настоящего времени практически не освещены. Отдельные публикации по этому вопросу (Б. И. Султанов, В. В. Колодий, А. М. Никаноров и др.) основаны, как правило, на ограниченном фактическом материале и не раскрывают физической сущности происхождения этих вод и механизма их воздействия на формирование пространственной гидрохимической зональности в нефтегазоносных регионах.

В работах [173, 163] показано, что проявления конденсационных вод имеют место в скважинах и призабойных зонах при разработке газовых и газоконденсатных залежей вследствие нормальной конденсации водяных паров, вызванной перепадами между пластовыми, скважинами и поверхностными температурами и давлениями. Поскольку в течение всех периодов разработки залежей пластовые температуры изменяются незначительно и снижается в основном только давление, осаждение конденсационных вод в пласте маловероятно. Здесь скорее можно наблюдать противоположный процесс — испарение воды. Таким образом, одна из основных особенностей конденсационных вод заключается в специфическом характере их генезиса и проявлений, не зависящих от геологических условий залежей и контролируемых динамикой термодинамических параметров, сопровождающей процесс разработки.

Другая основная особенность конденсационных вод, отличающая их от вод, сопутствующих скоплениям природных углеводородов, состоит в своеобразии их химического состава и минерализации.

В табл. 8 приводятся результаты химических анализов конденсационных вод, полученных при разработке газоконденсатных и газовых залежей Азербайджана [163], Восточной Туркмении и ряда других районов. Из данных табл. 8 следует, что общая (исключительно низкая) минерализация конденсационных вод колеблется в пределах 2—18 мг·экв/100 г (0,1—5 г/л), составляя в большинстве случаев около 10 мг·экв/100 г. При этом отмечается присутствие как в одном пласте, так и по разрезу отдельно взятого месторождения самых разнообразных (по В. А. Сулину) типов вод: хлормагниевых, хлоркальциевых, сульфатнонатриевых, гидрокарбонатнонатриевых и переходных между ними. Отличительными чертами описываемых вод

Скважина	Горизонт, свита	Дата анализа	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	RCOO-
Южная (Азеп)							
9	НКП	28/II 1965	7,8	0,7	0,2	—	0,4
20	НКП	24/III 1965	2,2	0,1	—	—	0,2
16	НКП	5/V 1965	3,1	0,1	—	—	0,7
	ПК	24/IX 1965	0,9	—	0,2	—	0,3
Зыря (Азеп)							
14	ПКВ	24/VIII 1960	3,8	2,2	0,9	—	—
14	ПКВ	26/X 1960	5,5	1,7	1,4	—	—
Локбатан							
840	ПК	21/III 1951	—	1,9	0,8	—	0,4
1013	ПК	27/IV 1951	4,5	0,1	0,4	—	0,1
Карадаг							
78	УП	14/V 1965	7,4	1,2	0,3	—	0,2
124	УП	31/III 1962	3,8	1,0	—	—	0,5
120	УП	16/VII 1962	6,7	0,4	—	1,6	0,1
147	УП	20/VIII 1963	5,0	—	0,6	—	0,1
168	НКП	20/X 1963	7,3	1,5	0,4	—	0,6
194	НКП	26/V 1964	5,2	0,3	0,4	—	0,3
Шатлык (Восточ.)							
24	Верхняя юра	26/II 1975	2,7	0,9	—	—	—
49	То же	25/II 1975	0,2	0,6	0,1	—	—
102	"	24/II 1975	1,5	0,6	—	—	—
116	"	24/II 1975	2,1	1,1	—	—	—
Некрасовское							
19	Мел	18/IV 1967	2,2	0,2	1,1	—	0,3
Северо-Ставропольское							
62	Хадум	2/III 1961	4,3	0,3	0,2	—	0,2
73	"	26/IV 1961	4,8	—	0,1	—	0,1

ТАБЛИЦА 8

$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	$\Sigma a + \kappa$	$\frac{r \text{Na}^+}{r \text{Cl}^-}$	$\frac{r(\text{Na}^+ - \text{Cl}^-)}{r \text{SO}_4^{2-}}$	$\frac{r(\text{Cl}^- - \text{Na}^+)}{r \text{Mg}^{2+}}$	Тип воды
<b>Кыргызстан</b>							
,6	0,3	8,2	18,2	1,05	0,57	—	СН
,3	0,2	2,0	5,0	0,91	—	1,0	ХК
,2	0,4	3,3	7,8	1,07	2,0	—	ГКН
,3	—	1,1	2,8	1,22	$\infty$	—	ГКН
<b>Казахстан</b>							
,6	1,1	5,2	13,8	1,37	0,64	—	СН
,3	0,7	7,6	17,2	1,38	1,23	—	ГКН
<b>Зербайджан</b>							
,6	1,4	1,1	6,2	$\infty$	0,58	—	СН
,3	0,1	4,7	10,2	1,04	2,00	—	ГКН
<b>Зербайджан</b>							
,4	0,5	8,2	18,2	1,11	0,67	—	СН
,2	0,4	3,7	10,6	0,97	—	0,25	ХМ
,2	0,4	8,2	17,6	1,22	3,75	—	ГКН
,1	0,5	4,1	11,4	0,82	—	1,80	ХК
,1	0,3	8,4	19,6	1,15	0,73	—	СН
,5	0,4	4,3	11,4	0,83	—	2,25	ХК
<b>Я Туркмения</b>							
,3	0,4	2,9	7,2	1,06	0,21	—	СН
,4	0,2	0,3	1,8	1,50	0,17	—	СН
,6	0,3	1,2	4,2	0,80	—	1,0	ХК
,5	0,2	2,4	6,2	1,16	0,31	—	СН
<b>Ростовский край</b>							
,8	0,4	2,7	7,8	1,23	2,50	—	ГКН
<b>Тавропольский край</b>							
,3	—	4,7	10,0	1,09	—	$\infty$	ГКН
,3	0,2	4,5	10,0	0,94	—	1,50	ХК

являются более высокие по сравнению с пластовыми водами значения коэффициентов вторичной щелочности, отсутствие связи между гидрохимическим типом воды и ее стратиграфической приуроченностью, а также независимость типа воды от степени ее минерализации.

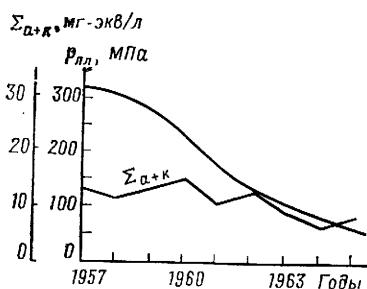


Рис. 6. Зависимость между минерализацией конденсационных вод и текущим пластовым давлением по газоконденсатной зоне залежи VII горизонтов площади Карадаг

Специфика генезиса, проявлений и химизма описываемых вод позволяет рассматривать их как особые воды, генетически связанные исключительно с процессом разработки газовых и газоконденсатных залежей и имеющие право на выделение в самостоятельный генетический тип (конденсационный).

Рассмотрение материалов по химизму вод указанного типа и сопоставление их с данными по пластовым и остаточным водам показывает, что конденсационные воды находятся в генетической взаимосвязи с водами, присутствующими в пластах-коллекторах. Иными словами, воды, находящиеся в пластах, и конденсационные воды имеют некоторые общие в химическом плане черты (содержат одни и те же соли).

Беличина солесодержания водяных паров, а равно и степень минерализации конденсационных вод, как это следует из экспериментальных данных, определяется, главным образом, плотностью и связанными с ней свойствами исходной воды, давлением и температурой [163]. Чем больше объемный вес исходной воды и выше давление и температура, тем больше (при прочих равных условиях) солесодержание ее водяного пара. Связь между минерализацией конденсационных вод и пластовым давлением видна на рис. 6 (свита VII горизонта площади Карадаг), где отмечается снижение минерализации по мере падения пластового давления.

Несколько слов следует сказать о влиянии водных дистиллятов на гидрохимию подземных вод. Учет невозможности самостоятельного существования жидкой фазы конденсационных вод как в уже сформированных залежах, так и на путях миграции природных флюидов, определяет малую степень их воздействия на химизм окружающей водной среды и позволяет полагать, что в реальных природных условиях роль конденсационных вод

в возникновении той или иной пространственной гидрохимической зональности в нефтегазоносных регионах невелика.

На основании вышеизложенного устанавливается, что конденсационные воды по генезису, характеру проявлений на поверхности и химическому составу занимают совершенно особое положение в системе природных вод и являются производными термодинамических процессов, сопровождающих разработку газовых и газоконденсатных залежей.

Для углеводородных систем, содержащих водяные пары, в условиях изотермического снижения давления может наблюдаться двойная ретроградная конденсация (выпадение углеводородного и водного конденсатов). Представляет непосредственный практический интерес определение областей нормального и ретроградного испарения и конденсации воды в системе «природный газ—вода». Имеющиеся в литературе данные по этому вопросу противоречивы. Так, в работе [43] указывается, что экспериментально установлено явление конденсации воды вместе с высококипящими углеводородными компонентами из пластовых газоконденсатных смесей при изотермическом снижении давления. Давление минимальной растворимости воды в газе оценивается в этом случае величинами 8—9 МПа. Следует отметить, что в опытах, описанных в этой работе, в углеводородных смесях реальных месторождений (Майкопское, Челбасское—Краснодарский край) растворялось определенное количество влаги, соответствующее содержанию водяных паров в газе. Таким образом, моделировались лишь водяные пары и не учитывалось наличие в реальных условиях остаточной воды и пористой среды. Если же рассмотреть и остаточную воду, содержащуюся в пласте, то даже в начальный период разработки мы имеем дело не с однофазной однородной многокомпонентной смесью, а с системой, находящейся в двухфазной области диаграммы «давление—объем». При этом состав жидкой фазы (остаточная вода) и газообразной (смесь углеводородов и водяных паров) различен, что существенно меняет свойства рассматриваемой системы и динамику их поведения в процессе разработки.

По этим причинам выводы указанного исследования представляются недостаточно обоснованными. Иной позиции придерживаются авторы работы [155]. На основании теоретических расчетов и экспериментальных данных ими делается вывод, что наблюдающаяся в практических условиях конденсация воды из природного газа является в отличие от конденсации углеводородных жидкостей результатом только снижения температуры, так как давление во всех встречающихся в настоящее время практических условиях системы «природный газ—вода» (водяные пары) находится в области нормального испарения и конденсации [145]. По мнению авторов этих работ, область нормального испарения и конденсации для системы «природный

газ—вода» при температуре 90°C охватывает интервал изменения давления 0—63 МПа, выше этого давления — область ретроградного испарения и конденсации. Справедливость такой позиции подтверждается тем, что прямая конденсация воды за счет снижения температуры фиксируется и при разработке чисто

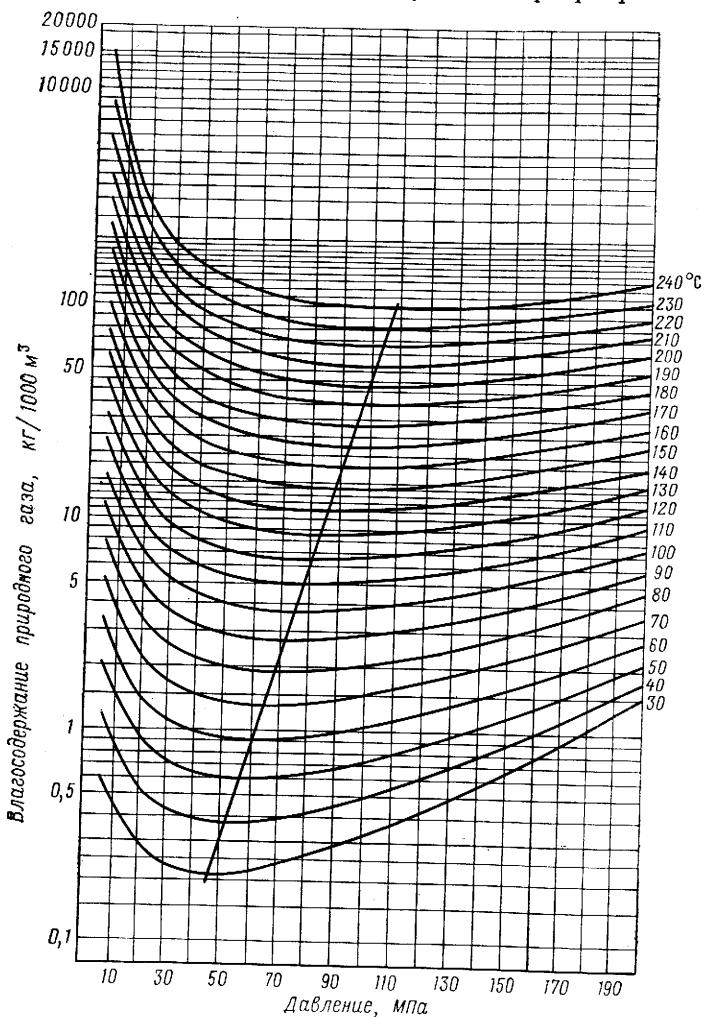


Рис. 7. Зависимость влагосодержания природного газа от давления и температуры (по М. З. Рачинскому)

газовых скоплений, где никаких ретроградных явлений не происходит.

Для оценки растворимости воды в газе с учетом возможности ее ретроградной конденсации в области высоких давле-

ний и температур М. З. Рачинским предложен график влагосодержания природного газа (рис. 7) [155]. Из графика следует, что влагосодержание природного газа значительно возрастает при изотермичном снижении давления. Это обстоятельство приводит к тому, что в процессе разработки газовых и газоконденсатных залежей дебиты конденсационных вод во времени заметно возрастают. Опыт эксплуатации газоконденсатных скважин в Азербайджане показывает, что объемы конденсационных вод, накапливавшихся в траппных установках, увеличивались от 0,1—0,5 м<sup>3</sup>/сут в начальной стадии разработки до 5—8 м<sup>3</sup>/сут на ее завершающем этапе. В случае же, когда пластовые давления в залежах превышают 70 МПа, т. е. система «природный газ—вода» находится в ретроградной области, изотермичное снижение пластового давления может сопровождаться уменьшением влагонасыщенности добываемого газа и соответственно дебитов конденсационных вод.

При оценке масштабов образования и выноса из скважин конденсационных вод следует учитывать, что их дебиты не во всех случаях определяются только количественными показателями фазовых превращений. В ряде случаев наблюдается несоответствие фактических объемов добываемой жидкости расчетным. Этому моменту чаще всего сопутствует некоторое повышение ее минерализации. Причина указанного несоответствия определяется возможностью фильтрации в поздней стадии разработки некоторого количества остаточной воды, на что уже указывалось выше. Выносимая восходящим током газа минерализованная остаточная вода смешивается в траппах с пресной конденсационной водой, образовывая водяную смесь, химический состав и концентрация которой определяются долевым соотношением исходных ингредиентов.

В заключение следует отметить роль конденсационных вод в процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений. Конденсационная вода — вредный побочный продукт при добыче углеводородов. Она играет основную роль в процессе гидратообразования. Водный конденсат способствует проявлению электрохимической коррозии наземного и подземного оборудования, выполняя роль электролита. Конденсационные воды уменьшают пропускную способность промысловых и магистральных газопроводов. Иногда, и особенно в поздней стадии разработки залежей, скопление конденсационной воды на забое скважин является основной причиной уменьшения их производительности и даже прекращения работы.

## Глава II

# ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

Газоконденсатные залежи отличаются фазовыми превращениями, происходящими в пласте в процессе снижения пластового давления и температуры. Явления фазовых превращений формируют целый ряд особенностей поведения газоконденсатных систем в процессе их разработки. Учет их способствует выбору рациональных решений, обеспечивающих осуществление разработки месторождения с максимальным народнохозяйственным эффектом. В этой связи важное значение приобретает изучение особенностей газоконденсатных систем, возможность прогнозирования их поведения при различных способах разработки. Задача эта выполняется при помощи комплексного исследования газоконденсатных месторождений, охватывающего термодинамические, геолого-промышленные, газодинамические и гидрогеологические исследования залежей. Ниже приводится краткое изложение этих вопросов.

### **§ 1. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ**

Термодинамические исследования газоконденсатных систем проводятся с целью определения: фазового состояния газоконденсатной системы в пластовых условиях; давления начала конденсации при пластовой температуре; потери сырого и стабильного конденсата в пласте в случае разработки залежи на режиме истощения; содержания жидких углеводородов в добываемой из пласта продукции по мере снижения пластового давления за весь срок эксплуатации; изотермы конденсации пластового газа и др. [120].

На настоящее время исследования фазовых равновесий газоконденсатных смесей проводятся на достаточно универсальных установках УГК-3, УФР-1, УФР-2. Термодинамическими исследованиями занимались А. С. Великовский, К. В. Покровский, В. В. Юшкин, Я. Д. Саввина, О. Ф. Худяков, Н. А. Тривус, Г. С. Степанова, А. Б. Цатурянц, А. И. Гриценко и др., из зарубежных исследователей следует отметить работы Д. Катца, М. Стендинга, К. Эйлертса, А. Слоана и др.

При исследовании фазового состояния углеводородных систем в бомбе  $pVT$  составляются рекомбинированные пробы газа и конденсата в пропорциях, отвечающих соотношениям этих фаз в пластовых условиях. Исходные данные выбираются на основании промысловых исследований, по уточненным значениям дебитов газа и конденсата. Очевидно, для исследования начального состояния системы необходимо знать результаты анализа

продукции скважин в начальной стадии эксплуатации залежи.

Методы отбора проб газа и конденсата, лабораторных термодинамических исследований углеводородных систем подробно освещены в ряде монографий и инструкций [120, 82]. Сущность их вкратце заключается в следующем.

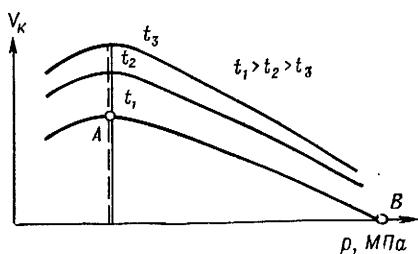


Рис. 8. Типичная изотерма конденсации газоконденсатной смеси

После загрузки бомбы  $pVT$  отсепарированным газом и сырой (насыщенной) углеводородной жидкостью в ней создают пластовые условия по давлению и температуре и одновременно включают мешалку. Работу с мешалкой продолжают до установления фазового равновесия. При этом могут быть два случая: а) полное растворение жидкой фазы в газе; б) часть жидкой фазы не растворяется в газе. Во втором случае необходимо повторной загрузкой бомбы пробами, отобранными при другом режиме сепарации, еще раз убедиться в том, что при пластовых давлениях и температуре возможно существование жидкой фазы. Затем приступают к исследованию.

Свободная жидкая смесь в бомбе может быть получена по следующим причинам:

1) неточное определение на промысле газоконденсатного фактора;

2) отбор пробы в период, когда скважина выбросила периодически накапливающийся на забое или в стволе скважины конденсат;

3) погрешности при загрузке проб в бомбу вследствие потерь из газовой пробы некоторого количества высших углеводородов ( $C_3-C_6$ ), сконденсировавшихся в пробоотборнике, в результате чего снижается растворяющая способность газовой фазы по отношению к наиболее тяжелым фракциям конденсата;

4) действительное наличие свободной жидкости в пластовых условиях [120].

После определения фазового состояния газоконденсатной системы в пластовых условиях приступают к снятию изотерм конденсации. С этой целью для одной температуры при шести- семи значениях давления определяют количество выпавшего из газовой фазы сырого и стабильного конденсата  $V_k$  ( $\text{см}^3/\text{м}^3$  или  $\text{г}/\text{м}^3$  в нормальных условиях) и строят изотермы конденсации в координатах  $V_k - p$ . Типичная изотерма конденсации

приводится на рис. 8. Давление в точке *A* изотермы соответствует давлению максимальной конденсации для данной системы при данной температуре. Давление в точке *B* соответствует давлению начала конденсации.

Далее приступают к определению пластовых потерь конденсата.

Вообще при исследованиях газоконденсатной системы в бомбе *pVT* процесс конденсации можно осуществить:

1) снижением давления путем увеличения объема; состав газоконденсатной системы остается неизменным (контактная конденсация);

2) снижением давления при неизменном объеме путем выпуска из бомбы газа; состав газоконденсатной системы изменяется (дифференциальная конденсация).

Сравнение результатов исследований обоими методами показало, что содержание компонентов в газовой и жидкой фазах, а следовательно, и изотермы конденсации часто практически совпадают [152]. Однако в действительности при разработке газоконденсатных залежей на режиме истощения контактная конденсация не может происходить. В залежах же с малыми и средними содержаниями конденсата в порах осаждается незначительное количество конденсата и в пласте фактически движется только газ. В этом случае процесс истощения аналогичен процессу дифференциальной конденсации. Поэтому в основу лабораторных исследований ретроградных потерь конденсата заложена предпосылка об идентичности процесса разработки газоконденсатной залежи на режиме истощения и дифференциальной конденсации в бомбе *pVT*.

Для определения пластовых потерь конденсата в бомбе составляют рекомбинированную пробу и устанавливают равновесие при пластовых давлениях и температуре. Затем создают условия для дифференциальной конденсации этой «пластовой» пробы путем выпуска газа из бомбы. Эта операция производится поэтапно, причем первые 10% снижения давления осуществляются небольшими ступенями (1—1,5 МПа). В дальнейшем этапы снижения давления в бомбе устанавливаются из расчета получения пяти-шести замеров (для систем, характеризующихся высоким начальным давлением, семь-восемь и более замеров), с тем чтобы иметь возможность составить кривую, отображающую пластовые потери конденсата.

После каждого снижения давления в бомбе, до замера скопившегося конденсата устанавливают фазовое равновесие. На основе полученных данных строится график зависимости выпадения сырого конденсата от снижения пластового давления за весь срок эксплуатации газоконденсатной залежи (рис. 9). Для получения пластовых потерь стабильного конденсата (рис. 10) осуществляют специальную серию опытов [120].

Помимо указанных параметров при помощи бомбы *pVT*

определяют целый ряд других характеристик газоконденсатных систем, в частности изменение количества конденсата, выделяющегося из газа в зависимости от снижения давления в пласте за весь срок разработки месторождения, изменение состава конденсата и газа по мере падения пластового давления, зна-

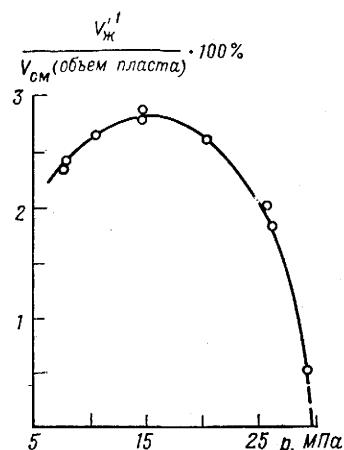


Рис. 9. Зависимость отношения объема насыщенной жидкости, выпавшей в пласте, к объему системы (пласта) от пластового давления (скв. 70, Карадаг. По данным К. В. Покровского)

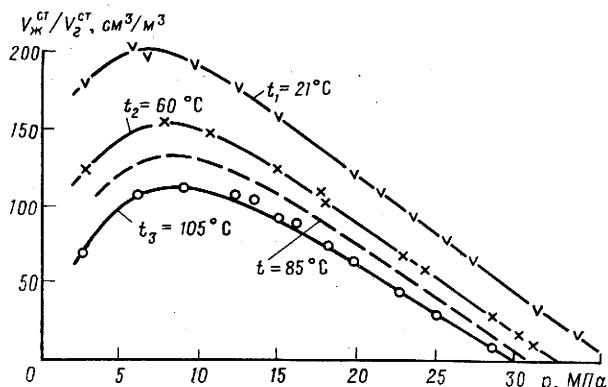


Рис. 10. Зависимость объема стабилизированного конденсата от давления (по данным К. В. Покровского)

чение коэффициента сверхсжимаемости  $z$  и др. [120]. В ряде случаев термодинамические исследования в бомбे  $pVT$  обеспечивают определение величины пластового давления, оценку характера выявленной залежи, определение запасов газа и конденсата.

В последнее время большое внимание уделяется изучению возможности получения информации о фазовых изменениях углеводородных систем расчетным путем [175]. Для такого расчета необходимо знать константы равновесия индивидуальных углеводородов, начальное давление и температуру пласта, а также исходный состав углеводородов.

Константы равновесия, при помощи которых определяется фазовое состояние углеводородных систем, выражаются:

$$K = \frac{Y}{X},$$

где  $K$  — константа равновесия,  $Y$  — молярная доля компонента в газовой фазе;  $X$  — молярная доля этого же компонента в жидкой фазе, находящейся в равновесии с газовой фазой.

Каждому компоненту смеси при данных температуре и давлении соответствуют свои константы равновесия. Во многих смесях при давлении, значительно меньшем практического, константы равновесия для большинства компонентов не зависят от состава фаз. При низких давлениях, когда газовую фазу можно рассматривать как идеальный газ, а жидкую фазу — как идеальный раствор, константы фазового равновесия углеводородов, находящихся при данных условиях в жидком состоянии, по закону Рауля—Дальтона можно выразить в виде:

$$K = \frac{p'}{p},$$

где  $p'$  — упругость пара компонента при данной температуре (парциальное давление);  $p$  — общее давление системы.

Однако применение здесь закона Рауля ограничено, поскольку некоторые смеси значительно отклоняются от этого закона. Кроме того, этот закон применим только в тех случаях, когда температура смеси ниже критических температур всех входящих в нее компонентов. В связи с этим предложен целый ряд других приемов определения констант равновесия [175].

## § 2. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Началом геолого-геофизических, промысловых, гидродинамических и лабораторных исследований служит получение на разведуемой площади первых промышленных притоков газа и конденсата. Целью этих исследований является изучение и уточнение литолого-стратиграфической и структурно-тектонической характеристики месторождения, выявление и изучение продуктивных горизонтов, определение их геолого-физических характеристик, изучение параметров залежей и состояния пластовых флюидов, необходимых для подсчета запасов УВ и составления проекта разработки. Для выполнения указанных задач используются методы геологических построений, геолого-геофизических исследований, отбор и изучение керна, комплекс промысловых и гидродинамических исследований, отбор проб газа, конденсата для всевозможных анализов, гидрогеологические исследования и т. д. Рассмотрим эти виды исследования более подробно.

К геологическим исследованиям относятся: составление структурных карт и профилей, определение размеров ловушки, оценка возможных размеров залежи (коэффициента заполнения ловушки), выявление в разрезе продуктивных горизонтов, изучение их покрышек и т. д.

К геолого-геофизическим исследованиям относятся: определение мощности продуктивных объектов, физических свойств коллекторов — пористости, проницаемости, наличие связанной воды и связанной нефти в газовой зоне, коэффициента газонасыщенности и др. Важным является определение закономерностей изменения указанных параметров по площади и разрезу месторождения. Для выполнения указанных определений, наряду с отбором и исследованием керна, необходимо проведение во всех скважинах полного комплекса промысловых геофизических исследований.

К комплексу промысловых исследований относятся: определение суточного дебита газа и конденсата (производительности скважин), замеры пластовых и забойных давлений, определение пластовой температуры, исследования скважин на различных режимах эксплуатации, отбор проб газа и конденсата и т. д.

При определении суточных дебитов газа и конденсата важно соблюдать условия их полной сепарации и стабилизации. Здесь речь идет о необходимости обеспечения точности замеров не только дебитов скважин, но и величин газового фактора и выхода конденсата — исходного параметра для составления рекомбинированных проб в бомбе  $pVT$  и определения начального соотношения газа и конденсата в пластовых условиях.

Пластовое давление измеряется в каждой пробуренной скважине, в том числе и в законтурной. Замеры пластовых давлений осуществляются при помощи глубинных манометров. Параллельно значения их подсчитываются расчетным путем. Забойные давления определяются при различных режимах эксплуатации скважин при помощи глубинного манометра. В отдельных случаях, после проверки надежности расчетного метода, для определения забойного давления можно использовать и применение этого метода. Замеры пластовой температуры производятся при помощи глубинного термометра на различных режимах эксплуатации скважин.

Промысловые исследования не ограничиваются замерами дебитов скважин, пластовых давлений и температур. Не менее важной является та часть этих исследований, которые в сочетании с соответствующими гидродинамическими расчетами обеспечивают определения значений многих параметров пластов и залежи. К последним можно отнести значения фазовой проницаемости для газа и жидкости, фильтрационных сопротивлений, коэффициентов продуктивности скважин, величин оптимальных депрессий и отборов из пласта и др. Одной из задач этих

исследований является определение расчетным путем положения газоводяного и газонефтяного контактов [159]. Поэтому только полнота этих исследований может обеспечить получение необходимых данных для организации рациональной (контролирующей) разработки месторождения.

Указанная часть исследований обычно проводится методом установившихся отборов на 4—5 различных режимах эксплуатации. На каждом режиме (диаметре штуцера) тщательно, в течение 2—3 дней замеряются дебиты газа и конденсата, уточняются значения выхода конденсата, отбираются пробы на анализ, определяется (как правило, глубинным манометром) забойное давление, при помощи образцовых манометров измеряются устьевые давления (в том числе статические давления на устье скважины). Весь комплекс исследований повторяется еще на 3—4 режимах. В конце исследования на режиме, соответствующем значению максимальной депрессии, снимается кривая восстановления пластового давления.

Однако в действительности при высоких пластовых и устьевых давлениях (в сверхглубоких скважинах) для замера пластового давления не всегда представляется возможность закрыть скважину и произвести спуск глубинного манометра. В подобных случаях обычно пользуются расчетными методами, позволяющими определить значения забойных и пластовых давлений по данным замеров устьевых давлений<sup>1</sup>. И все же, учитывая исключительную важность для газоконденсатных залежей точного определения значения начального пластового давления, необходимо хотя бы в двух-трех скважинах обеспечить проведение замеров глубинным манометром. В таких случаях, когда закрытие действующей скважины сопряжено с опасностью соединения аварийной ситуации, можно рекомендовать прокачку скважины до полной замены газоконденсатной смеси водой. При этом давление на устье скважины заметно снизится, что позволит проводить работу глубинным манометром. После завершения исследования скважина открывается и вновь вводится в нормальную эксплуатацию.

В процессе промысловых исследований производится систематический отбор проб газа, конденсата и нефти (при наличии оторочки) на анализ. При этом предусматривается определение их физико-химических свойств, содержания неуглеводородных компонентов (углекислого газа, сероводорода, азота,

<sup>1</sup> К сожалению, на местах, ссылаясь на подобные трудности, в целом ряде случаев уклоняются от производства замеров пластовых и забойных давлений и других видов исследований, даже в случаях, когда имеются все возможности для безопасного выполнения этих исследований. Опыт показывает, что подобная практика игнорирования роли исследования скважин и залежей, как правило, приводит к неизбежным ошибкам и осложнениям в процессе разработки. Подобная практика противоречит принципам охраны недр и должна быть осуждена.

гелия и др. в газе, органических кислот в жидкой фазе), твердых примесей при различных депрессиях, содержания воды в продукции скважин и ее характеристики и др. Эти исследования повторяются в течение всего периода эксплуатации с тем, чтобы наряду с определением начальной характеристики параметров проследить за ходом их изменения в процессе разработки месторождения.

Гидрогеологические исследования проводятся с целью изучения содержащихся в разрезе месторождения водоносных горизонтов. Особое внимание при этом уделяется изучению гидродинамической и гидрохимической характеристик горизонтов, содержащих промышленные залежи углеводородов. Из числа важных гидрогеологических параметров продуктивных горизонтов, представляющих наибольший интерес для исследования, отметим следующие: предполагаемые размеры водоносного бассейна; проницаемость пласта в пределах водоносной части; значения пластового давления и закономерности их изменения по площади; продуктивность (по воде) скважин, расположенных в водоносной зоне; гидродинамическая характеристика (установление ожидаемого режима работы залежей в процессе их разработки); гидрохимические показатели (растворенные ионо-солевые комплексы, их взаимосвязь со скоплениями углеводородов, с литолого-фациальными особенностями водовмещающих пород); газонасыщенность и газовый состав подземных вод.

В ходе разведочного бурения наблюдаются случаи ликвидации законтурных скважин без спуска обсадной колонны и испытания. Такую практику следует признать ненормальной. Поскольку основными объектами гидрогеологических исследований являются пробуренные законтурные скважины, давшие при испытании воду, необходимо обеспечить их обсадку эксплуатационной колонной, для испытания и выполнения необходимого комплекса гидрогеологических исследований. Подобные скважины должны находиться в эксплуатационном фонде как пьезометрические. Они должны быть оборудованы специальными головками для проведения в них систематических гидрогеологических исследований.

## Глава III

### КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЗАЛЕЖЕЙ

Газоконденсатные залежи, подобно нефтяным и газовым, по типу вмещающих коллекторов можно разделить на пластовые, массивные и линзовидные. В зависимости от характера ловушек можно выделить следующие основные типы газоконденсатных

залежей: 1) структурные, 2) стратиграфические, 3) литологические, 4) смешанные. К структурному типу газоконденсатных залежей могут быть отнесены залежи, связанные с антиклинальными складками, приуроченные к моноклиналям, тектонически ограниченные.

Залежи, связанные с антиклинальными складками, обычно занимают сводовую часть структур. Границами таких залежей служат непроницаемая кровля продуктивного пласта и горизонтальная поверхность газоводяного контакта. Нередко наблюдаются некоторые смещения сводовых залежей к той или иной части антиклинальной складки. В таких случаях площадь газоводяного контакта имеет определенный наклон. Сводовые залежи в зависимости от наличия тектонических разрывов подразделяются на ненарушенные, слабо нарушенные, нарушенные и сильно нарушенные. К первым из них можно отнести, например, газоконденсатную залежь месторождения Зыря, ко вторым — газоконденсатную залежь VII горизонта месторождения Карадаг, к третьим — залежи месторождения Калмас [58].

В условиях латеральной миграции флюидов тектонически экранированные коллекторы являются благоприятными ловушками. Это обстоятельство способствует широкому распространению тектонически экранированных газоконденсатных залежей.

К структурному типу залежей следует также отнести залежи, приуроченные к нарушенным и ненарушенным моноклиналям, и приконтактные со соляными штоками, диапировыми ядрами, магматическими штоками.

К стратиграфическому типу относятся газоконденсатные залежи, связанные с выклинивающимися вверх по восстанию пластами или с пластами, перекрытыми несогласно залегающей непроницаемой толщей. Типичным примером стратиграфического типа газоконденсатных залежей служит залежь ПК свиты южного крыла Локбатан [58].

К литологическому типу газоконденсатных залежей относятся литологически экранированные, литологически ограниченные, линзовидные, рукавообразные (шнурковые), гнездообразные и другие залежи. Литологически экранированные залежи приурочены к границе выклинивания продуктивного пласта, обусловленного замещением проницаемых пород непроницаемыми.

Литологически экранированные залежи обычно связаны с пластами, коллекторы которых по направлению восстания полностью переходят в глины и тем самым создают благоприятную для скопления углеводородов ловушку. Нижней границей подобных залежей обычно является контакт газ—вода. Литологически ограниченные залежи связаны с пластами, содержащими отдельные песчаные линзы, имеющие спорадическое распространение. Эти залежи обычно не контактируют с водой. Примером литологического типа газоконденсатных залежей может

служить залежь свиты V горизонта месторождения Дуванский [58].

В природных условиях встречаются залежи, в формировании которых существенная роль принадлежит одновременно нескольким факторам, например структурному и литологическому или стратиграфическому и литологическому. В этих случаях для отнесения залежи к тому или иному типу основным критерием должно служить преобладающее начало того или иного фактора, за счет влияния которого в основном обусловлено скопление нефти или газа. При этом, разумеется, не должна нарушаться генетическая основа классификации залежей. Подобный тип залежей можно назвать комбинированным или смешанным.

В качестве характерного примера подобного типа газоконденсатных залежей можно привести сводовые залежи VII горизонта месторождения Карадаг, сформированные в условиях тектонических и литологических экранов [58]. К смешанному типу газоконденсатных залежей могут быть отнесены тектонически экранированные сводовые, литологически экранированные сводовые, литологически экранированные — тектонически ограниченные и т. д.

По характеру контакта газоконденсатные залежи, по аналогии с классификацией М. А. Жданова [73], могут быть подразделены на следующие группы: 1) полностью контактированные краевой водой (водонапорной или упругой системы); 2) частично контактированные краевой водой и частично экранированные непроницаемой поверхностью; 3) не имеющие контакта с краевой водой. Для первой группы характерны залежи сводового типа, для второй — стратиграфические, тектонические или литологически экранированные залежи, для третьей группы — литологически ограниченные (зональные) залежи.

Большинство существующих классификаций залежей нефти и газа основано на структурно-морфологическом принципе, играющем необходимую роль при решении поисковых задач. В меньшей степени разработана классификация залежей нефти и газа, учитывающая количественные соотношения газообразной и жидкой фаз углеводородов в пласте, имеющая важное значение при решении вопросов, связанных с разработкой залежей [126].

По фазовому состоянию углеводородов в пласте А. Н. Мустафинов выделяет два класса залежей: однофазных углеводородов и углеводородов двухфазной системы. К первому классу он относит газообразные, жидкие и твердые однофазные углеводороды. В подкласс залежей газообразных относит газовые и газоконденсатные залежи. В подкласс залежей жидких углеводородов — нефтяные и в подкласс залежей полутвердых и твердых углеводородов — битумные, асфальтовые, гудронные и другие залежи.

Ко второму классу залежей А. Н. Мустафинов относит двухфазные газонефтяные и газоконденсатные залежи, включая газовые залежи с нефтяной оторочкой, газоконденсатные с нефтяной оторочкой, нефтяные с газовой шапкой, нефтяные с газоконденсатной шапкой, газонефтяные и нефтегазоконденсатные залежи.

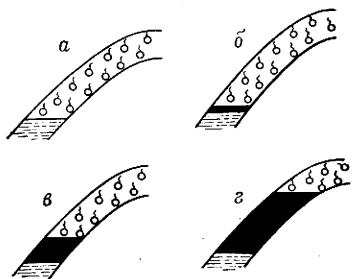


Рис. 11. Схема газоконденсатных залежей

*a* — газоконденсатная без нефтяной оторочки; *б* — газоконденсатная с нефтяной оторочки, не имеющей промышленного значения; *в* — газоконденсатная с нефтяной оторочки, имеющей промышленное значение; *г* — нефтяная залежь с газовой шапкой газоконденсатного типа

В зависимости от фазового состояния газа, конденсата и нефти, а также от соотношения фаз газоконденсатные залежи целесообразно подразделить на следующие типы [58]: 1) без нефтяной оторочки (рис. 11, *a*); 2) с нефтяной оторочкой, не имеющей промышленного значения (рис. 11, *б*); 3) с нефтяной оторочкой, имеющей промышленное значение. Здесь имеется в виду, что объем порового пространства, занятого газовой фазой, превосходит объем порового пространства, занятого нефтью (рис. 11, *в*). Залежи этого типа можно назвать газоконденсатно-нефтяными; 4) залежи нефте-газоконденсатные, где размеры нефтяной оторочки превосходят размеры газоконденсатной части залежи, или объем порового пространства, занятого газовой фазой, меньше объема порового пространства, занятого нефтью (рис. 11, *г*); 5) неретроградного типа.

Газоконденсатные месторождения встречаются как в складчатых, так и в платформенных областях, хотя вероятность их нахождения в складчатых областях значительно больше. Месторождения, выявленные в складчатых областях, в зависимости от геотектонических особенностей структур могут быть подразделены на следующие типы: 1) подчиненные кругозалегающим структурам; 2) приуроченные к складкам, генетически связанным с грязевыми вулканами; 3) подчиненные погребенным пологозалегающим складкам. В зависимости от характера структур газоконденсатные залежи имеют свои отличительные особенности.

Газоконденсатные (газовые) залежи на платформах значительно отличаются от подобных залежей в складчатых областях. Это отличие состоит в основном в следующем.

В складчатых областях газоконденсатные (газовые) залежи, особенно крупные, за исключением залежей, связанных с погре-

бенными пологозалегающими структурами, обладают большой высотой. При прочих равных условиях высота залежи зависит от углов падения продуктивного горизонта: чем круче залегает пласт, тем больше высота залежи. В платформенных областях высота залежей значительно меньше.

При большой высоте газоконденсатной залежи обычно наблюдается увеличение содержания конденсата в направлении от свеса к погружению пласта. Эта закономерность наблюдается особенно четко в условиях, когда газоконденсатный пласт содержит нефтяную оторочку. В качестве примера можно привести месторождение Карадаг, где начальное содержание конденсата в присводовой части VII горизонта составило  $145 \text{ г/м}^3$ , а в погруженной зоне  $215 \text{ г/м}^3$ . А. С. Великовский и В. В. Юшкин указывают, что на одном из американских месторождений количество конденсата, получающегося из газа, изменялось от газонефтяного контакта к куполу с  $780$  до  $176 \text{ см}^3/\text{м}^3$  [24]. Указанная особенность наблюдается в основном на месторождениях, расположенных в складчатых областях, и в ряде случаев дает основание для прогноза о наличии в газоконденсатном пласте нефтяной оторочки до ее вскрытия.

Большая высота газоконденсатной (газовой) залежи обуславливает образование в повышенных частях пласта аномально высоких пластовых давлений, значительно превышающих гидростатическое, даже в тех случаях, когда за контуром залежи — в водоносной зоне, пластовое давление равно гидростатическому. Подобное явление наблюдается на месторождениях, расположенных в складчатых областях. Поскольку газоконденсатные (газовые) залежи, расположенные на платформах, имеют небольшую высоту, пластовое давление отличается от гидростатического незначительно по всей продуктивной площади. В платформенных областях образование аномально высоких давлений разностью плотностей воды и газа возможно в тех случаях, когда газоносный пласт имеет исключительно большую мощность.

Нефтяные оторочки газоконденсатных (газовых) залежей платформенного типа резко отличаются от нефтяных оторочек складчатых областей. Как правило, нефтяная оторочка залежей платформенного типа подстилает залежь и является водоплаивающей (рис. 12, I), в то время как нефтяная оторочка залежей складчатых областей окаймляет газоконденсатную (газовую) зону (рис. 12, II). Вообще же нефтяные оторочки газоконденсатных (газовых) залежей характеризуются значительным разнообразием расположения на структуре, конфигурацией, размерами и соотношениями запасов газа и нефти.

В зависимости от гидрологических условий нефтяная оторочка газоконденсатных (газовых) залежей залегает либо согласно (рис. 12, a), либо бывает смещена в сторону уменьшения пьезометрического напора воды (рис. 12, б).

Разновидности нефтяных оторочек газовых залежей и их характеристики подробно описаны П. Н. Шейном [134]. Классификация, предложенная им для нефтяных оторочек газовых месторождений, с некоторыми изменениями приемлема также для газоконденсатных месторождений.

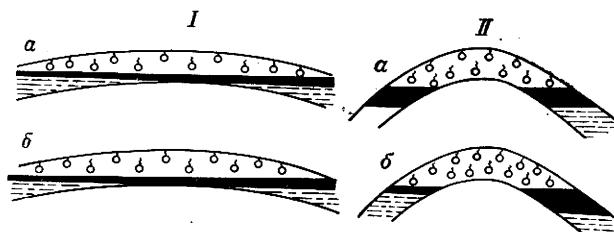


Рис. 12. Разновидности нефтяных оторочек газоконденсатных залежей  
I — залежи платформенного типа; II — залежи складчатых областей.  
а — оторочки согласно залегающие; б — оторочки смещенные

В тех случаях, когда газовая залежь содержит нефтяную оторочку, характер залежи в значительной степени зависит от величины пластового давления и температуры, т. е. от глубины залегания продуктивного пласта. При больших глубинах залегания, как правило, газовая часть залежи, имеющей оторочку нефти, в силу явления обратного испарения должна содержать определенное количество высококипящих углеводородов (конденсата). При небольших глубинах залегания (менее 1500 м) газовая часть залежи не содержит конденсата (или содержит незначительное количество).

В зависимости от глубины залегания газоконденсатные залежи можно подразделить на следующие группы: сверхглубокие (глубины более 4570 м, 4570 м — условная глубина сверхглубоких скважин, принятая во многих странах мира); глубоко залегающие (от 4570 до 3000 м); залегающие на средних глубинах (от 3000 до 2000 м); связанные с малыми глубинами залегания (до 2000 м).

В соответствии с указанным газоконденсатные залежи по величине начальных пластовых давлений можно подразделить на залежи со сверхвысоким давлением (более 50 МПа), с высоким пластовым давлением (от 35 до 50 МПа), со средним пластовым давлением (от 20 до 35 МПа) и с невысоким пластовым давлением (до 20 МПа). Последняя группа залежей характеризуется небольшими содержаниями конденсата в пластовом газе.

По степени продуктивности скважин можно выделить следующие группы газоконденсатных залежей: залежи с уникально высокими дебитами газа (1 млн. м<sup>3</sup>/сут и более), высокодебитные (от 500 тыс. до 1 млн. м<sup>3</sup>/сут); с повышенными дебитами (300—500 тыс. м<sup>3</sup>/сут); среднедебитные (100—300 тыс. м<sup>3</sup>/сут);

малодебитные (25—100 тыс. м<sup>3</sup>/сут); низкодебитные (до 25 тыс. м<sup>3</sup>/сут).

По количеству продуктивных горизонтов газоконденсатные месторождения подразделяются на однопластовые (однозалежные), состоящие из одного продуктивного горизонта (залежи), и многопластовые, состоящие из нескольких продуктивных горизонтов (залежей).

В зависимости от содержания конденсата в пластовом газе газоконденсатные залежи могут подразделяться на следующие группы: с уникально высоким содержанием конденсата (более 500 г/м<sup>3</sup>); с высоким содержанием конденсата (от 300 до 500 г/м<sup>3</sup>); с повышенным содержанием конденсата (от 200 до 300 г/м<sup>3</sup>); со средним содержанием конденсата (от 100 до 200 г/м<sup>3</sup>); с малым содержанием конденсата (от 25 до 100 г/м<sup>3</sup>); с незначительным содержанием конденсата (до 25 г/м<sup>3</sup>).

Первые две группы газоконденсатных залежей, как правило, должны разрабатываться с поддержанием пластового давления (с применением сайклинг-процесса), последние две группы — без поддержания пластового давления, как обычные газовые месторождения.

В зависимости от величины промышленных запасов газа газоконденсатные месторождения подразделяются на уникально большие (месторождения гиганты) с промышленными запасами газа более 500 млрд. м<sup>3</sup>, крупные, с запасами газа от 100 до 500 млрд. м<sup>3</sup>, средние, с запасами газа от 30 до 100 млрд. м<sup>3</sup>, малые, с запасами газа от 5 до 30 млрд. м<sup>3</sup>, мелкие, с запасами газа менее 5 млрд. м<sup>3</sup>.

Все перечисленные выше особенности газоконденсатных систем должны учитываться при изучении таких вопросов, как повышение эффективности поисков и промышленной разведки, а также выбор рациональной системы разработки месторождений.

## Глава IV

### О ПЛАСТОВОМ ДАВЛЕНИИ И ТЕМПЕРАТУРЕ

Образование газоконденсатных систем обусловлено определенными термодинамическими условиями. В отличие от нефтяных и чисто газовых залежей, для образования и сохранения во времени газоконденсатных скоплений необходимы соответствующие значения пластового давления и температуры. Именно поэтому газоконденсатные месторождения генетически связаны с большими глубинами. Они почти отсутствуют на глубинах до 1000 м, сравнительно редко встречаются на глубинах от 1000 до

2000 м, довольно часто — на глубинах 2000—3000 м, а на глубинах 3000—5500 м они являются основным видом углеводородных скоплений. Эта особенность развития газоконденсатных месторождений в разрезе осадочного чехла обусловлена, как отмечалось, термодинамическими условиями недр и благоприятным соотношением газа и нефти.

## § 1. О ПЛАСТОВОМ ДАВЛЕНИИ

Образование и существование газоконденсатных систем возможно лишь при определенных значениях пластового давления. Значение этого критического давления для различных систем различно. Минимальным давлением, при котором возможно нахождение газоконденсатных залежей, является 9—10 МПа. Однако газоконденсатные залежи с такими давлениями встречаются очень редко и не относятся к типу характерных. Для газоконденсатных месторождений свойственны более высокие пластовые давления.

Некоторые исследователи ошибочно считают, что образование газоконденсатных залежей возможно при пластовых давлениях 6—7 МПа. Однако давления максимальной конденсации скорее показатель невозможности существования газоконденсатных систем, поскольку при этом давлении конденсат полностью выделяется из газовой фазы в жидкое состояние.

Величина пластового давления определяет плотность запасов газа и конденсата на единицу площади и является основным фактором, обуславливающим ретроградные изменения залежей в процессе их разработки на режиме истощения. Важной, а в ряде случаев решающей, является роль давлений, особенно аномально высоких, в процессах миграции углеводородов и формировании их промышленных скоплений. В связи с указанными особенностями рассмотрим эти вопросы более подробно.

Как известно, в недрах нефтегазоносных областей отмечается нормальное (гидростатическое), аномально высокое и аномально низкое пластовое давление. Аномально высоким (АВПД) и аномально низким (АНПД) называются давления, отличающиеся на 10% и больше от величины условно гидростатического давления.

Самое высокое пластовое давление, когда-либо встреченное в продуктивной скважине, зафиксировано в штате Миссисипи в газовой скв. 1 Риджвей менеджмент, давшей с глубины 6700—6780 м фонтан газа дебитом 1,1 млн. м<sup>3</sup>/сут<sup>1</sup>. Оно составляет 154,7 МПа [165]. Для залежей, имеющих промышленное

<sup>1</sup> Фертл и Тимко (1970 г.) упоминали о пластовом давлении, равном 182,8 МПа, которое встретилось на глубине 6098 м в скважине в штате Миссисипи [170].

значение, самое низкое начальное пластовое давление 0,8 МПа зарегистрировано в V газоносном пласте Северо-Вознесенского месторождения Чечено-Ингушской АССР [181].

Газоконденсатные и газовые залежи обладают АВПД чаще и в более значительной степени, чем нефтяные залежи. Это обстоятельство обусловлено тем, что в газоконденсатных и газо-

ТАБЛИЦА 9

Месторождение	Горизонт	Глубина залегания продуктивного горизонта на своде, м	Высота или этаж, м залежи, м	Пластовое давление на своде (или кровли), МПа	Превышение пластового давления над гидростатическим, МПа
Карадагское	VII	2100	1850	35,5	14,5
	VIII	2500	1800	40,0	15,0
Кушханинское (газонефтяное)	VIII <sub>2</sub>	1500	1600	21,0	6,0
Шебелинское	Нижняя пермь	1650	1000	24,0	7,5
Вуктыльское	Нижняя пермь-карбон	2600	1300	35,5	9,5
Газлинское	Сеноман-апт	Кровля 550	550	7,2	1,7
		Подошва 1100	—	11,2	0,2
Зыря	ПК свита	4500	150	45,5	0,5

вых пластах с высоким этажом газоносности одним из дополнительных, но важных факторов образования АВПД является разница между плотностью (в пластовых условиях) воды и газа. Эта разница здесь более существенна, чем разница между плотностью воды и нефти для нефтяных залежей. Поэтому действие этого фактора для газоконденсатных и газовых залежей более значительно, чем для нефтяных залежей.

Избыточные давления, образовавшиеся благодаря разности в плотностях воды и газа в высокоэтажных газовых залежах, отличаются характерной картиной изменения градиентов АВПД. Максимальное превышение пластового давления над условно гидростатическим давлением отмечается в наиболее повышенной — сводовой части залежи. В направлении от свода к погружению градиенты АВПД закономерно снижаются, а в районе газоводяного контакта влияние указанного фактора полностью затухает. Таким образом, АВПД, формировавшееся в результате указанного механизма, носит локальный характер.

В табл. 9 приведены избыточные давления на своде различных месторождений, обусловленные высотой залежи. По всем

указанным месторождениям за контуром продуктивных горизонтов пластовое давление равно или незначительно превышает гидростатическое. При этом в сводовой части VII горизонта месторождения Карадаг пластовое давление превышает гидростатическое на 14,5 МПа, залежи нижней перми Шебелинского месторождения — на 7,5 МПа, Вуктыльского месторождения — на 9,5 МПа и т. д. По залежи ПК свиты месторождения Зыря, обладающей незначительной высотой, это превышение составляет всего 0,5 МПа.

Многочисленные примеры аномально высоких пластовых давлений, обусловленных высотным положением газоконденсатной (газовой) залежи, можно привести и из зарубежной практики. Так, например, на месторождении Картер-Нокс (Оклахома) пластовое давление на глубине 4670 м равнялось 66 МПа, а превышение пластового давления над гидростатическим составляло 19 МПа. На месторождении Чоколате Байоу (побережье Мексиканского залива) газоконденсатный пласт, залегающий на глубине 3500 м, имел начальное пластовое давление 47 МПа, что на 12 МПа больше, чем гидростатическое. В окрестах Камерон Параш в миоценовом газоконденсатном пласте, залегающем на глубине 4860 м, начальное пластовое давление достигало 98 МПа. Здесь превышение пластового давления над гидростатическим более значительно — 49,4 МПа. На месторождении Рейфуд (Техас) в продуктивном пласте на глубине 3500 м пластовое давление составило 67,4 МПа. В последних двух примерах в образовании АВПД наряду с высотой газоконденсатной залежи участвовали и другие факторы [152].

Механизм образования аномально высоких пластовых давлений высотой газовой или газоконденсатной залежи (разностью плотности воды и газа) можно иллюстрировать на примере месторождения Карадаг. Установленная высота газоконденсатной части залежи VII горизонта этого месторождения составляет 1850 м. Газонефтяной контакт зафиксирован на глубине 3950 м, а глубина залежи на своде 2100 м. Замерами глубинным манометром установлено, что за контуром этой залежи в водоносной зоне начальное пластовое давление превышает гидростатическое только на 0,5—1 МПа и отношение пластового давления к гидростатическому составляет всего 1,02. В газоконденсатных скважинах отмечено более значительное превышение пластового давления над гидростатическим. Это превышение заметно возрастает в направлении от погружения к своду складки, что хорошо видно из табл. 10.

Таким образом, на основании фактических промысловых данных установлено, что газоконденсатные залежи VII горизонта обладают значительным избыточным — аномально высоким давлением, обусловленным геометрией залежи и разностью плотностей воды, нефти и газа. В соответствии с этим в сводовой и присводовой частях Карадагской складки при бурении

скважин требовалось применение утяжеленных глинистых растворов плотностью 2,1—1,9 г/см<sup>3</sup>. Попытка снизить плотность глинистого раствора до 1,75—1,8 г/см<sup>3</sup> приводила здесь к сильным газопроявлениям и выбросам, в то время как в погруженной части складки, в зоне нефтяной оторочки, бурение и вскрытие VII горизонта осуществлялось с глинистым раствором плотностью 1,4—1,45 г/см<sup>3</sup>.

ТАБЛИЦА 10

Скважина	Глубина фильтра, м	Высота от газо-нефтяного контакта, м	Начальное пластовое давление, МПа	Превышение пластового давления над гидростатическим, МПа
Водонефтяной контакт	4150	—	42,5	1,0
Газонефтяной контакт	3950	—	41,2	1,7
105	3944—3850	53	41,0	2,0
78	3828—3725	176	40,6	2,9
180	3485—3373	521	39,7	5,4
70	3094—3086	860	38,7	7,8
125	2506—2488	1453	36,9	11,9
Свод	2100	1850	36,5	14,5

Избыточное пластовое давление газовой залежи зависит от плотности газа в пластовых условиях и от высоты залежи. Как известно,

$$p_v = \rho_{\text{ж}} \frac{H_{\text{гв}}}{10},$$

$$p_g = \rho_{\text{ж}} \frac{H_{\text{гв}}}{10} \left( 1 - 0,03415 \frac{\rho_g h_g}{T_{\text{ср}} z_{\text{ср}}} \right),$$

где  $p_v$  — давление в законтурной водяной зоне (равно гидростатическому);  $p_g$  — давление в сводовой части газовой залежи;  $H_{\text{гв}}$  — глубина контакта газ—вода (рис. 13);  $h_g$  — высота газовой залежи;  $\rho_{\text{ж}}$  — плотность жидкости (воды);  $\rho_g$  — относительная плотность газа (по воздуху);  $T_{\text{ср}}$  — средняя абсолютная температура газовой залежи;  $z_{\text{ср}}$  — средний коэффициент сжимаемости.

Из приведенных зависимостей нетрудно установить, что с увеличением высоты газовой залежи, увеличивается и превышение пластового давления над гидростатическим. При малой высоте залежи давление по всей площади примерно одинаково.

Некоторые авторы из указанной особенности делают ошибочные выводы о том, что АВПД присуще всем газоконденсатным залежам. В действительности образование АВПД или избыточных давлений на своде складки, за счет указанного механизма, возможно только при наличии достаточно большой высоты залежи, что обычно наблюдается в месторождениях с большими углами залегания пластов в складчатых областях. Совершенно иная картина на месторождениях, где газовые и газоконденсатные залежи связаны с пологозалегающими пластами и имеют небольшую высоту (Зыря, банка Южная [58]). На месторождении Зыря, где углы падения газоконденсатного пласта ПК свиты составляют в среднем 4°, а высота залежи 100 м, превышение пластового давления над гидростатическим на своде складки составляет всего 0,5—1 МПа [58].

В платформенных областях, в условиях пологого залегания пластов, нередко, газовые и газоконденсатные залежи при наличии большой мощности

(этажа) газоносности также обладают аномально высоким давлением (например, Газли). В таких случаях избыточное (аномальное) давление отмечается в кровле газоносного пласта и, как правило, с глубиной убывает, и у подошвы пласта пластовое давление соответствует гидростатическому. В подобных случаях величина избыточного давления у кровли пласта зависит от мощности газоносного объекта. Ее можно подсчитать по приведенным формулам, заменив высоту залежи мощностью газоносного пласта (этажа газовой залежи).

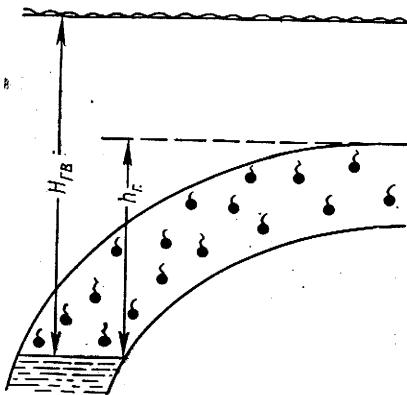


Рис. 13. Схематический разрез месторождения с большой высотой залежи

Важное значение имеют некоторые особенности проявления аномально высоких давлений. Очень часто аномальное давление газоконденсатного (газового) пласта отмечается значительно выше продуктивных объектов в перекрывающих глинистых породах. В ходе глубокого разведочного бурения, часто задолго до вскрытия газовых залежей, наблюдается сильное проявление аномальных давлений. В ряде случаев давление в перекрывающих глинах оказывается настолько высоким, что применение глинистого раствора плотностью 2,0—2,2 г/см<sup>3</sup> оказывается недостаточным для создания необходимого противодавления и нормального бурения скважин. Такие случаи сопровождаются заметными газопроявлениями и, как правило, отмечаются в сводовых и присводовых частях структур.

Это явление, как правило, объясняется содержанием в невскрытой части структур газовых залежей. При наличии последних в нижних горизонтах вся вышележащая толща, находясь длительное время в сфере диффузии, насыщалась газом. Когда эта толща представлена глинами, газом насыщаются содержащиеся в ее разрезе тончайшие прослои песков и песчаников, а при наличии трещиноватости — и трещины (рис. 14). Иногда насыщение покрышки газом может быть связано с разуплотнением глин.

Скопление газа в указанной среде приводит к тому, что в присводовых частях складки давление глинистой толщи выравнивается с давлением нижележащих газовых пластов. Таков в общих чертах процесс образования аномально высоких давлений в покрышках, перекрывающих газоносные горизонты.

Явление образования аномально высоких давлений в глинистых покрышках подробно рассмотрено автором в 1959—1961 гг. Это положение тогда было выдвинуто в качестве важного поискового критерия [55]. Развивая это положение, К. А. Аникиев в последние годы выдвинул положение об «кореолах вторжения».

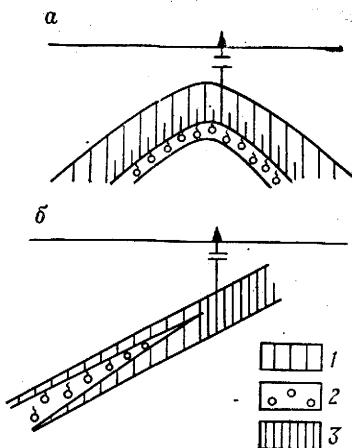


Рис. 14. Схема образования аномально высоких давлений в глинах  
1 — глины; 2 — газонасыщенный песчаник;  
3 — глины с АВПод

Поисковый характер указанного явления определяется следующим.

Нередко, когда в процессе разведочного бурения встречались высокие пластовые давления и происходили связанные с ними осложнения и неудачи, разведочные работы прекращались или консервировались. Между тем, аномально высокие пластовые давления во многих случаях указывают на перспективность площади, на возможность открытия в ее недрах газовых и газоконденсатных залежей. Поэтому, встречая в процессе бурения высокие пластовые давления, значительно превышающие давления гидростатического столба жидкости, следует разобраться в природе этого явления и установить его причины.

В зависимости от причин аномально высокие давления проявляют себя по-разному. В тех случаях, когда это явление связано с факторами, не относящимися к указанному выше механизму, проявление аномально высокого порового давления в глинистых покрышках не может конкретно характеризовать перспективы площади.

Совершенно иначе обстоит дело, когда высокие давления вызваны наличием газовых залежей в нижезалегающих не вскрытых горизонтах. В этих случаях аномально высокое давление, наблюдаемое в глинах, сопровождается интенсивными газопроявлениями и указывает на возможность наличия в недрах залежей газа большой высоты и поэтому является важным поисковым признаком [55].

Существует ряд других, в том числе региональных факторов, способных образовать АВПД в недрах. К числу их следует отнести следующие.

1. Интенсивное накопление глинистых осадков при значительном отставании оттока поровых вод из уплотняющихся пород. Существенная роль этого фактора в формировании аномально высокого порового давления в глинах — АВПД отмечается почти всеми исследователями, хотя большинство из них именует его горным или геостатическим давлением. Более точное определение АВПД указанного генезиса — кумулятивное давление сжатых флюидов [64].

2. Влияние соленосных толщ, с которыми обычно связаны повсеместные интенсивные проявления АВПД. Образование сверхвысоких давлений здесь обусловлено как уплотнением хемогенных образований, так и изолирующим свойством их, в результате чего нижеалегающие и промежуточные отложения как бы запечатываются и остаются недоуплотненными.

3. Разность пьезометрического уровня области питания и разгрузки (артезианский перепад давления).

4. Тектоническая деятельность, обуславливающая вертикальное или горизонтальное перемещение пород, образование дисьюнктивных нарушений, эрозию складок, сжатие пород и т. д.

5. Миграция флюидов из зон больших пластовых давлений в зоны меньших их значений.

6. Влияние палеодавления в зонах воздымания, где закупоренные, изолированные блоки пластов приподняты на более высокие отметки.

7. Грязевулканическая деятельность.

8. Катагенез глинистых минералов — высвобождение связанной воды из них — переход монтмориллонита в иллит.

9. Вторичные явления, вызванные взаимодействием флюидов и горных пород (цементация, кристаллизация, диагенез некоторых пород и т. д.).

10. Влияние больших температур, в частности деструкция углеводородов и связанное с ней расширение их объема.

11. Эндогенная энергия Земли.

Существует представление о том, что АВПД в недрах может образоваться также благодаря осмотическому давлению (Леворсен, Ханшоу и Зен, 1965; Янг и Лоу, 1965), термическому разложению нефти (Чейни, 1950), термическому расширению воды — «акватермальное увеличение давления» (Баркер, 1972), генерации метана в илистых и сланцевых образованиях как за счет создания дополнительного внутреннего давления, так и за счет уменьшения вытеснения жидкости из-за образования второй фазы (газа) в поровой жидкости (Хедберт, 1974), землетрясению и др.

Роль указанных факторов в образовании АВПД далеко не одинакова. Из их числа основными являются отставание от-

тока поровой воды из глинистых пород в процессе их уплотнения и влияние соленосных толщ. В этой связи весьма характерно, что в подавляющем большинстве случаев наиболее интенсивные проявления АВПД регионально приурочены к областям развития мощных глинистых толщ (Альпийская складчатая система) и соленосных отложений (эпипалеозойские платформы).

При изучении АВПД и их роли в прогнозе нефтегазоносности прежде всего необходимо установить природу этого явления, характер проявления и особенности развития в коллекциях, в глинистых толщах и соленосных отложениях.

Аномально высокое давление в глинистых толщах отображает давление внутриворовой жидкости глин, поэтому применительно к глинистым породам их целесообразно именовать аномально высоким поровым давлением (АВПД) [64].

В глинистых образованиях АВПД формируется в результате двух различных процессов — сингенетического и эпигенетического. Сингенетичный процесс образования АВПД обусловлен интенсивным темпом накопления глинистых осадков и, как следствие, значительным отставанием оттока поровой воды из уплотняющихся глин. Известно, что для нормального уплотнения осадков необходимы не только возрастающая геостатическая нагрузка, но и условия для своевременного оттока седиментационных поровых вод из уплотняющихся пород. При значительных темпах накопления глинистых осадков эти условия нарушаются; хотя геостатическая нагрузка заметно возрастает, отток поровых вод из перекрытий глинами глинистых пород резко замедляется. В результате происходит значительное отставание уплотнения пород, что в свою очередь приводит к сохранению в них высокой пористости и влажности.

Эти свойства придают глинам высокую пластичность; благодаря им они постепенно воспринимают геостатическое давление<sup>1</sup>. При этом происходит интенсивное сжатие поровой воды глин до давлений, близких к горному давлению, и в глинистой толще, на сравнительно небольших глубинах, формируется аномально высокое поровое давление. Характерно, что АВПД подобного генезиса развито во всей мощности глинистой толщи. Градиенты их имеют наибольшие значения в зонах максимальных мощностей глинистой толщи. В направлении уменьшения

<sup>1</sup> Отмечая эту точку зрения, М. К. Калинко допустил существенную неточность [88]. Он отметил, что А. Г. Дурмишьян и Н. Ю. Халилов объясняют отклонение от кривой Н. Б. Вассоевича наличием СПД (сверх высоких пластовых давлений). В действительности же автор этих строк все время утверждает обратное — наличие СПД (точнее, аномально высокое поровое давление) является следствием отставания уплотнения глинистых пород, обуславливающего отклонения от кривой Н. Б. Вассоевича. Неправильным является также утверждение (и данные) о том, что в интервалах развития нормальных давлений пористость глин является аномально завышенной.

мощности глинистых осадков интенсивность проявления АВПод снижается.

Таким образом, седиментогенез мощных глинистых толщ характеризуется отставанием уплотнения пород, образованием АВПод, аномально высокой пористостью глин (АВПГ) и высокой пластичностью. Такие толщи отличаются низкими скоростями прохождения сейсмических волн, низкими кажущимися сопротивлениями по электрическому каротажу, повышенными значениями пробега звуковых волн по акустическому каротажу. В процессе бурения эти толщи характеризуются высокими механическими скоростями проходки, порододропроявлениями, появлением обильного количества шлама, выпиранием бурового инструмента поступающей в ствол скважины породой и т. д.

В отличие от рассмотренного, эпигенетический процесс образования АВПод в глинах характеризуется проникновением высоконапорных флюидов снизу. Наиболее часто наблюдаемым может служить уже отмеченный выше случай проникновения газа в покрышку из подстилающих газовых или газоконденсатных залежей, обладающих благодаря их большой высоте аномально высоким пластовым давлением. В подобных случаях развитие аномально высоких давлений отличается другими особенностями: при локальном характере развития максимальное их значение как в залежи, так и в перекрывающей покрышке фиксируется в присводовой зоне складки. В направлении погружения величина избыточных давлений уменьшается и у газоводяного контакта снижается до минимума. Другими отличительными особенностями эпигенетического АВПод в глинистых породах являются возможное присутствие небольших газовых скоплений, так называемых залежей-сателитов, более высокие кажущиеся и удельные сопротивления по электрическому каротажу, чем в глинистых толщах с сингенетичным АВПод, буровые газопроявления при бурении скважин и др.

Описанные диагностические признаки син- и эпигенетических АВПод позволяют в ходе бурения устанавливать природу аномальных давлений, что, в свою очередь, способствует выбору оптимальной технологии буровых работ и позволяет судить о направлениях миграции углеводородов и условиях формирования их залежей [55].

В коллекторах АВПД формируется преимущественно в результате проникновения флюидов извне, в основном из контактирующих с ними глинистых толщ, обладающих аномально высоким поровым давлением. Степень аномалийности пластовых давлений в коллекторах зависит от удельного объема флюидов, отжатых из глин за единицу геологического времени. Поскольку образовавшиеся в результате этого процесса избыточные давления в коллекторах могут легко перераспределяться по проницаемому пласту, возможность сохранения АВПД в них на более или менее длительное геологическое время зависит от

продолжительности процесса подпитывания, а также от мощности, проницаемости, региональной литологической выдержанности коллекторов и гидродинамической связи с окружающей гидродинамической системой. В замкнутых, изолированных от областей разгрузки и литологически невыдержаных пластах образовавшиеся повышенные давления сохраняются на длительный геологический период. В подобных коллекторах АВПД развиты повсеместно. При этом избыточные давления фиксируются не только в отдельных структурах, но и в межструктурных непродуктивных зонах. Важной особенностью здесь является неравномерность развития АВПД и приуроченность наиболее интенсивных его проявлений к более изолированным, малопроницаемым, литологически замкнутым участкам.

АВПД в коллекторах может иметь и сингенетическую природу. Так, в областях, где распространены литологически выдержаные, регионально развитые высокопроницаемые коллекторы, АВПД чаще всего формируется благодаря гидродинамической связи с областью питания, характеризующейся более высоким пьезометрическим уровнем пластовых вод. При этом избыточные давления широко распространены как в пределах залежей, так и в далеких зонктурных зонах. Однако в отличие от предыдущего примера здесь отмечается взаимосвязь между величиной превышения пластового давления над гидростатическим и гипсометрическим положением скважин.

В соленосных толщах образование АВПД связано в основном с двумя факторами: отставанием уплотнения пород, слагающих разрез соленосной толщи, и экранирующей, изолирующей способностью солей. Влияние первого фактора аналогично влиянию уплотнения глинистых пород. При наличии в разрезе соленосной формации отдельных пластов и линз их коллекторские разности насыщаются флюидами (рассолом), отжатыми из уплотняющихся преимущественно соленосных пород. Исключительно высокий темп погружения и осадконакопления, свойственный соленосным отложениям, приводит к довольно быстрому нарастанию давления. При значительно высоком уровне пластового давления, обычно достигающего уровня геостатического давления, проявления АВПД в самой соленосной толще отмечаются только при наличии в ее разрезе коллекторских пластов или линз; в плотных же интервалах эти проявления отсутствуют.

Экранирующее свойство соленосных отложений приводит к перекрытию и изоляции нижележащих отложений. Последние из-за отсутствия путей для оттока флюидов остаются недоуплотненными, что в свою очередь приводит к образованию АВПД в подсолевом комплексе и сохранению его во времени.

АВПД может быть образовано действием нескольких механизмов: АВПД глинистых пород, разностью плотностей природных флюидов в ловушке и др. В подобных случаях

познание природы АВПД требует раздельной оценки избыточных пластовых давлений для различных зон залежей, в частности на своде складки, на контакте залежи с водой и в контурной части пластов. Важным является изучение закономерностей пространственного развития АВПД (по вертикальному разрезу и площади), результаты которого позволят установить основные причины образования АВПД.

По масштабам развития аномально высокие давления в осадочном слое земной коры можно подразделять на глобальные, региональные и локальные.

Глобальные проявления аномально высоких давлений недр почти сплошной полосой охватывают Средиземноморско-Гималайский и Тихоокеанский подвижные пояса планеты. Приурочены они к интервалам развития мощных глинистых толщ и генетически связаны с молодыми глинистыми формациями осадочного покрова (чаще всего с миоцен-палеогеновыми отложениями).

Региональные проявления АВПД отмечаются в пределах складчатых областей и молодых платформ. Как и в предыдущем случае, они приурочены к зонам развития мощных глинистых толщ, к ареалам развития соленосных отложений и генетически связаны с особенностями гравитационного уплотнения их осадков [61].

Возможно формирование региональных АВПД за счет артезианского перепада давления, а также за счет преобразования монтмориллонитовых глин в иллит.

Локальные проявления АВПД наблюдаются в пределах отдельных структур или тектонических блоков. Помимо указанных выше факторов, они возникают в результате влияния высоты залежей (разности удельных весов воды, нефти, газа), вторичных явлений (цементация, кристаллизация), вызванных физико-химическим взаимодействием флюидов и горных пород, и т. д.

Наиболее интенсивные проявления аномально высоких давлений приурочены к Средиземноморскому и Тихоокеанскому поясам, где в ряде случаев в разрезах глин и коллекторов зафиксированы давления, близкие к геостатическим (Новая Гвинея, о. Ява, Бирма, Пакистан, Афганистан, Иран, Западная Туркмения, Азербайджан, Восточное Предкавказье, полуострова Таманский и Керченский, Карпаты, Алжир, Тринидад, Мексиканский залив, Колумбия, Перу и др.). Характерно, что к указанным зонам кульминационного или интенсивного развития АВПД приурочены все известные в мире грязевые вулканы и диапировые складки, что, в свою очередь, свидетельствует о генетической связи этих структурных элементов тектоники с аномально высокими пластовыми давлениями. Важнейшей предпосылкой этой зависимости является наличие в разрезе осадочного чехла мощных глинистых толщ. Только в зонах больших мощностей молодых глинистых формаций, наряду с интенсив-

ными проявлениями АВПД, можно обнаружить диапирировые складки и грязевые вулканы.

Генетическая сущность взаимосвязи диапиризма и грязевого вулканизма с АВПД рассмотрена на примере Южно-Каспийской впадины, являющейся классическим регионом развития аномально высоких пластовых давлений, сложной дизъюнктивной тектоники, грязевого вулканизма и диапиризма [61]. Все эти явления здесь получили наиболее интенсивное развитие в зонах, характеризующихся максимальными мощностями глинистых пород. В качестве примера можно привести район Бакинского архипелага, где все локальные поднятия (их более двадцати) осложнены грязевыми вулканами, характеризуются интенсивными или кульминационными проявлениями АВПД и, как правило, имеют диапирировое или криптодиапирировое строение [61].

Рассмотрение здесь указанных вопросов связано с широким распространением в подобных зонах (например, в Южно-Каспийской впадине) залежей газоконденсатного типа.

Связь дизъюнктивных дислокаций диапирировых образований и грязевых вулканов с аномально высокими давлениями отмечалась в ряде работ советских и зарубежных исследователей.

М. К. Калинко рассмотрел с указанных позиций механизм образования грязевых вулканов. По его мнению, «основной причиной образования грязевых вулканов является наличие в пористо-проницаемых пластах флюидов с ненормально высоким пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем в 2 раза и вызывающим разрыв сплошности пород, аналогично тому, как это происходит при операции по искусственному гидравлическому разрыву пластов». Разбирая возможные причины образования аномально высоких давлений, М. К. Калинко указывает на уплотнение пород [89].

Автор также основным фактором образования грязевых вулканов считает аномально высокие пластовые давления, однако создание в недрах столь высоких давлений связывает в основном с влиянием высоты еще не выявленных газовых и газоконденсатных залежей [57]. Он описал природу кульминационных АВПД и АВПД как основных факторов в механизме образования диапирировых складок и грязевых вулканов [61]. Роль АВПД в разрыве сплошности пород отмечена также П. П. Иванчуком при обосновании явления гидровулканизма [81].

У зарубежных исследователей следует отметить мнение М. Хубберта и У. Раби, Ж. Гогеля, О'Брайен, Х. Хедберга и других о возможной связи образования крупных дизъюнктивных дислокаций с присутствием в разрезе пластичных пород, флюиды которых имеют АВПД. В одной из последних работ Х. Хедберг указывает, что «недоуплотненные сланцы часто становятся источником диапиризма». По мнению Х. Хедберга, «по-видимому, существует тесная взаимосвязь между неуплотненными (с избыточным давлением) образованиями илов или сланца, грязевыми или сланцевыми диапирами, грязевыми образованиями и грязевыми вулканами» [204]. Таким образом, высказывается предположение о генетической связи диапирировых образований и грязевых вулканов с АВПД.

О значительной роли процесса уплотнения глинистых пород при накоплении мощных глинистых толщ и характере явлений, сопровождающих этот процесс, можно судить на примере нефтегазоносных областей Азербайджана и Северного Кавказа. Обобщение результатов определений пористости глинистых

пород (более 7 тыс. образцов) и пластовых давлений (более 1 тыс. измерений) выявило по указанным регионам целый ряд интересных особенностей<sup>1</sup>. Было установлено, что единой закономерности уплотнения глинистых пород для всех формаций и разрезов не существует. Каждая область, формация и разрез в соответствии с литологической характеристикой, мощностью, возрастом осадочных отложений, минералогическим составом глин и историей геологического развития имеет свои особенности уплотнения и условия консолидации глинистых образований. Наряду с этим отмечен ряд закономерностей, характерных не только для рассмотренных областей, но и для других нефтегазоносных провинций мира. К ним относятся отставание оттока поровых вод из глин, формирование аномально высокого порового давления в неуплотненных и пластичных глинистых образованиях и др. Особый интерес представляет явление закономерной обусловленности аномально высокого порового давления и аномально высокой пористости глин (АВПГ). Чем больше значения АВПД, тем выше значения АВПГ. В этой связи наличие АВПГ является надежным показателем развития АВПД.

В указанной закономерности исключением служат лишь структуры, испытавшие инверсионный режим развития. Здесь уже уплотнившиеся породы, в результате резкого воздымания складок, оказываются значительно приподнятыми и поэтому новые глубины их залегания не соответствуют значениям первоначальной пористости и давления. В этих условиях аномально высоким давлениям могут соответствовать аномально низкие значения пористости.

Указанные особенности находят достаточно полное освещение в ряде зависимостей, отраженных на рис. 15—23.

Изучение закономерностей пространственного и вертикального развития АВПД имеет большое значение. Зная природу АВПД, очаги его развития, направления градиентов, можно оценить гидродинамическую модель интересующей нас области, судить о направлениях миграции флюидов, о процессах формирования углеводородных скоплений. Важнейшей предпосылкой решения указанных задач является установление в свете

<sup>1</sup> В обзоре Е. Кучерука и Л. Шендерей при изложении сущности указанных механизмов допущены досадные упрощения. Так, по мнению этих авторов, «при подробном рассмотрении идея, высказанная А. Г. Дурмишьянном и соавторами, не подкрепляется достаточным количеством фактических данных, которые не могли бы быть истолкованы по другому. Вообще единственный параметр, на котором строятся выводы относительно природы аномально высоких пластовых давлений,— это пористость, причем всего используется менее 200 анализов, что явно недостаточно» [110]. В связи с этим целесообразно напомнить, что «достаточное количество таких фактических данных», полученных на основе анализа более 7 тыс. образцов пород, содержится в двух специальных брошюрах авторов [156, 157].

новых исследований важнейшей роли отставания уплотнения глинистых пород и образовавшихся при этом АВПД — кумулятивного давления сжатых флюидов как основного фактора первичной и последующей вторичной, латеральной, миграции флюидов из области аномально высоких пластовых давлений

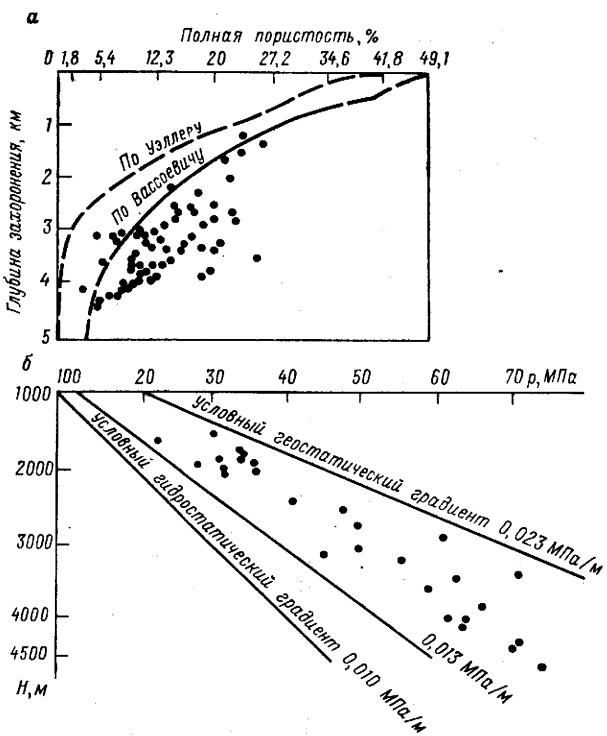


Рис. 15. Значения пористости глин и пластовых давлений майкопской свиты Восточного Предкавказья

а — изменение пористости глин с глубиной; б — изменение пластовых давлений с глубиной

(области нефтегазообразования) в область разгрузки (нефтегазонакопления). В этой связи уместно говорить о значительной роли АВПД в прогнозировании нефтегазоносности, особенно для областей со сложными геологическими условиями, где классические критерии прогноза нефтегазоносности оказываются недостаточными для обеспечения эффективности поисков.

Основу прогноза нефтегазоносности на базе аномально высоких давлений составляет установление направления и меры реализации палео- и современных градиентов АВПД и АВПД в качестве поискового критерия. На основе этого в разрезе осадочного чехла намечаются (выделяются) возможные интервалы разгрузки флюидов и с учетом их структурных, емкостных

и коллекторских особенностей прогнозируется возможность скопления в них значительных объемов углеводородов.

В недрах существуют различные сочетания коллекторов с преимущественно глинистыми толщами — очагами генерации АВПод. Наиболее благоприятным является случай, когда кол-

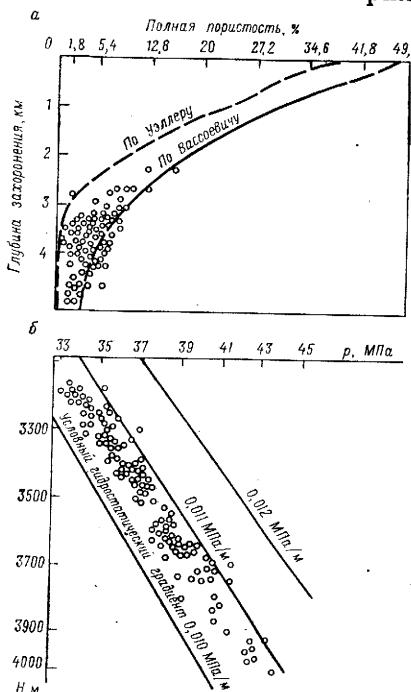


Рис. 16. Значения пористости глин и пластовых давлений юрских отложений Восточного Предкавказья

а — изменение пористости глин с глубиной; б — изменение пластовых давлений с глубиной

лекторская толща залегает над оцениваемой как нефтегазопроизводящая глинистая толщей (пример продуктивной толщи Ашлеронской области). В этих случаях коллекторская толща в течение длительного времени служит областью разгрузки подстилающего комплекса, отдающего вверх отжимаемые в ходе геостатического уплотнения флюиды, в том числе углеводороды. Следствием этого механизма является первичная вертикальная миграция флюидов из глинистых толщ в коллекторские пласти и последующее латеральное перемещение нефти и газа в коллекторах, их аккумуляция в ловушках, закономерное распределение жидких и газообразных углеводородов, подчиняющиеся известным схемам возрастаия газонасыщенности разреза и образования зон преимущественного газонакопления. Проникновение флюидов, в том числе углеводородов, из глин в коллекторские пласти и их последующее латеральное перемещение

обеспечивается перепадами давлений, представляющими собой разность между АВПод зон генерации и пластовыми давлениями зон аккумуляции.

Благоприятной считается геологическая обстановка, когда коллекторская толща залегает под обладающей АВПод недодуполненной глинистой толщей (пример верхнемеловых отложений Предкавказья). В этом случае нефтегазоносность коллекторов может быть обусловлена нисходящей миграцией флюидов. Важным фактором здесь является наличие исключительно благоприятных условий для сохранения образовавшихся углеводородных скоплений. Последнее определяется присутствием глинистой покрышки и сингенетического АВПод в ее разрезе, исключающего возможность диссипации углеводородов из

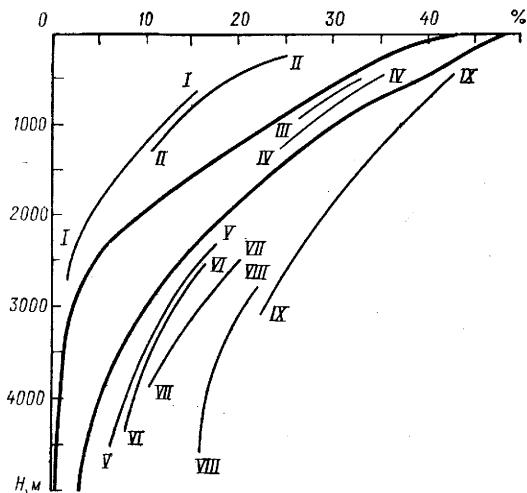


Рис. 17. Изменение пористости глин с глубиной (майкопские отложения Северного Кавказа и Крыма)

I — Предгорный Дагестан; II — Адыгейский выступ; III — Скифская плита; IV — Ставропольский свод; V — Чечено-Ингушетия; VI — Краснодарский край (осредненная кривая); VII — Чечено-Ингушетия (Сунженский антиклиниорий — площадь Западный Гудермес); VIII — Южный борт Западно-Кубанского прогиба (ЗКП); IX — Керченский полуостров

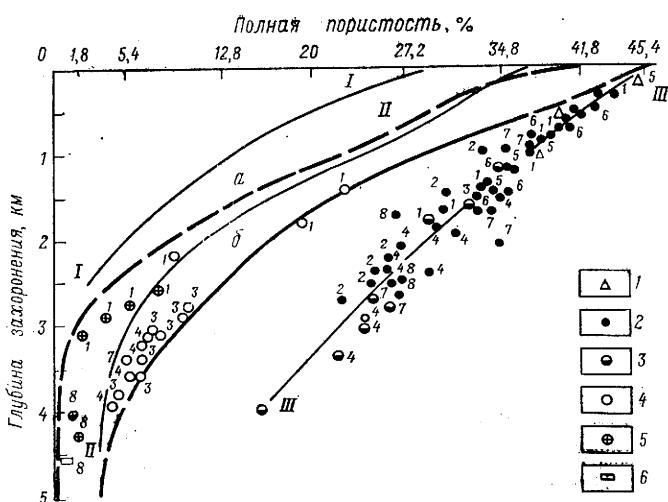


Рис. 18. Кривые уплотнения глин Крымской нефтегазоносной провинции

a — по Уэллнеру; б — по Вассоевичу

I—I — Новоселовское поднятие (мел, палеоген); II-II — Равнинный Крым (мел, палеоген); III-III — Керченский полуостров

1 — чокрак; 2 — майкоп; 3 — эоцен; 4 — верхний мел; 5 — нижний мел; 6 — юра

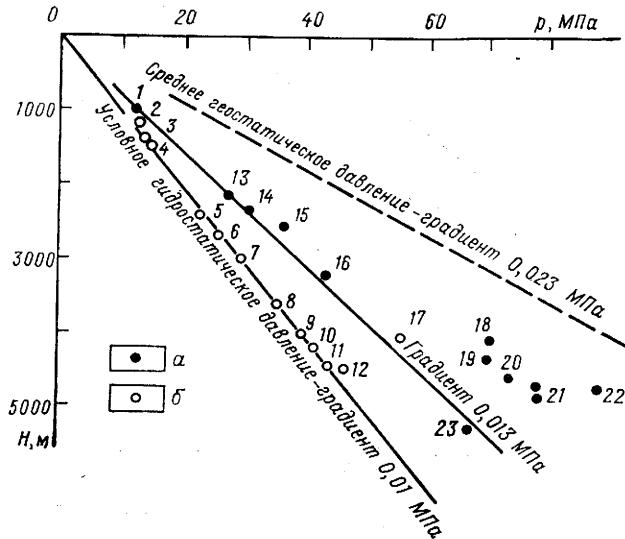


Рис. 19. График распределения пластовых давлений в верхней юре Западного Предкавказья

*a* — в пределах распространения соленосной толщи; *б* — вне зоны распространения соленой толщи. Структура, скважина: 1 — Баракаевская, 25; 2 — Фроловская, 4; 3 — Бара-каевская, 17; 4 — Фроловская, 4; 5 — Советская, 15; 6 — Трехсельская, 3; 7 — Бесскорб-ненская, 1; 8 — Отрадно-Кубанская, 3; 9 — Соколовская, 3; 10 — Юбилейная, 5; 11 — Нововладимирская, 1; 12 — Темгинская, 21; 13 — Самурская, 26; 14 — Самурская, 26; 15 — Тульская, 26; 16 — Майкопская, 20; 17 — Тульская, 31; 18 — Восточно-Кубанская, 1; 19 — Чамлыкская, 2 (оксфорд); 20 — Лабинская, 4 (оксфорд); 21 — Лабинская, 5; 22 — Юбилей- ная, 3; 23 — Темиргоеевская, 7

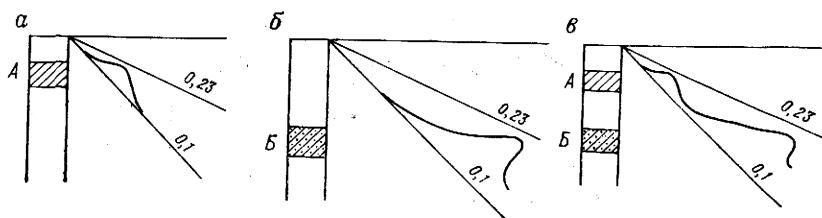


Рис. 20. Вертикальная зональность развития АВПД в Предкавказье

*а* — АВПД обусловлено уплотнением глин майкопской свиты; *б* — генерация АВПД связана с соленой толщей верхней юры; *в* — образование АВПД связано с двумя стратиграфическими интервалами. *A* — глины; *Б* — соленосная толща

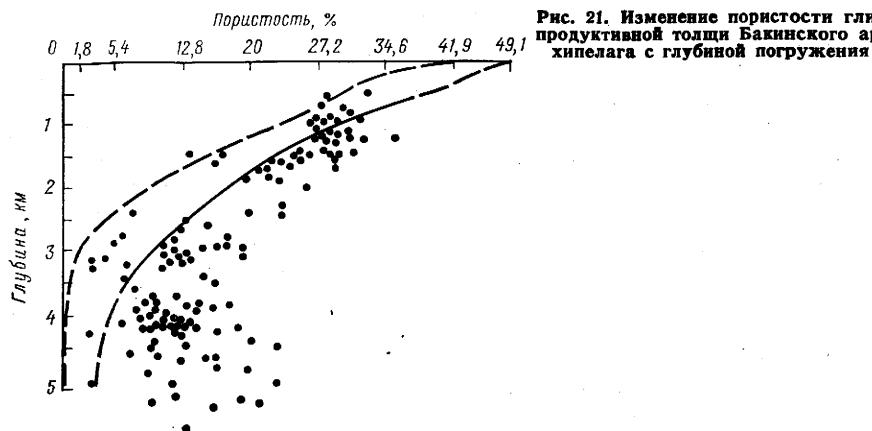
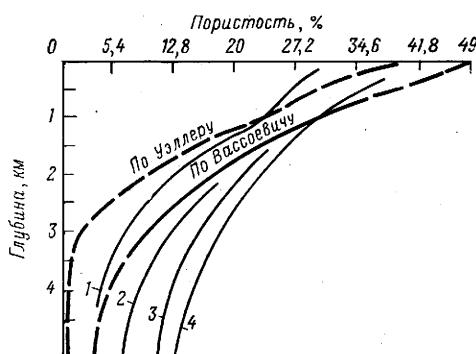


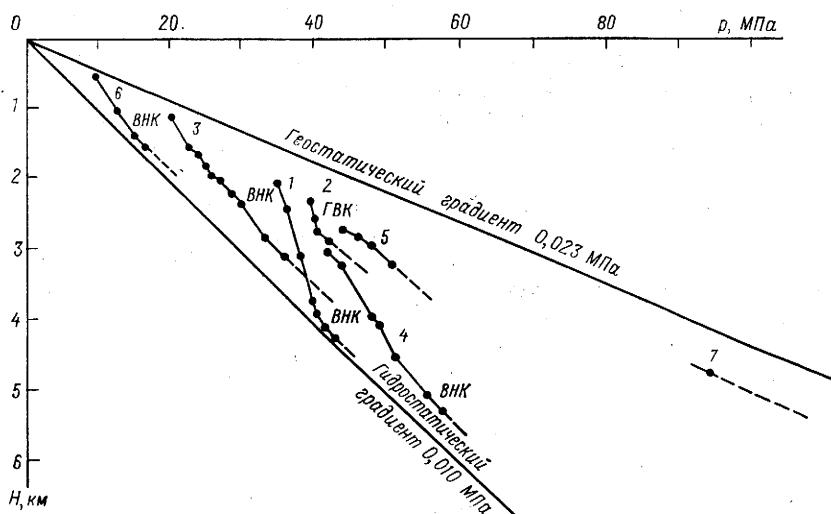
Рис. 22. Уплотнение глинистых пород продуктивной толщи (Апшеронский полуостров и Бакинский архипелаг)



1 — Апшеронский полуостров; 2 — площади Сангачалы-море, Дуванский-море, о. Булла; 3 — Хамадаг-море, Гарасу, Санги-Мугань, камни Персиянина; 4 — Булла-море (Бакинский архипелаг)

Рис. 23. Развитие АВДП в регионально наклоном пласте

1 — Карадаг, VII горизонт; 2 — Дуванский, VII горизонт; 3 — Кюровдаг, I горизонт; 4 — Сангачалы-море, VII горизонт; 5 — Кюрсангя, I горизонт; 6 — Нефтяные Камни, ПК свита; 7 — Зыря, низы КаС



подстилающих отложений. Как и в предыдущем случае, нисходящая вертикальная миграция и последующее латеральное перераспределение флюидов обеспечивается градиентами давлений, направленными в зоны разгрузки.

При прогнозе нефтегазоносности коллекторов, залегающих в разрезе преимущественно глинистой толщи, обладающей АВПД, важное значение имеют мощность и региональная выдержанность проницаемых интервалов. При малой мощности и литологической невыдержанности коллекторов возможно образование АВПД геостатического уровня, что в свою очередь в определенных условиях может привести не только к формированию, но и к разрушению углеводородных (особенно газовых) скоплений. Типичным примером отрицательного влияния кульминационного развития АВПД могут служить некоторые локальные поднятия Бакинского архипелага (Южно-Каспийская впадина), где в присводовых горстовых зонах ряда структур, характеризующихся весьма интенсивными проявлениями АВПД, промышленные скопления углеводородов отсутствуют, в то время как те же пласти в более погруженных экранированных участках с менее значительным АВПД содержат залежи нефти и газа [141]. Так, на месторождении Дуванский-море — о. Булла VIII горизонт в присводовой зоне структур содержит пластовую загазованную воду, а в погруженной части — мощную газоконденсатную залежь.

Учитывая эту особенность, авторы предложили методику, согласно которой при получении притоков газированных вод из повышенных зон структур Бакинского архипелага разведочные скважины следует проектировать на далеких погружениях локальных складок [141]. Эта методика, основанная на анализе проявлений аномально высоких пластовых давлений, в настоящее время успешно применяется.

Наряду с проанализированными выше случаями прогноза нефтегазоносности, отмечается целый ряд других возможностей оценки перспектив нефтегазоносности площадей, в том числе для новых, неразбуренных территорий. Здесь прежде всего важно установить наличие в разрезе мощных неконсолидированных глинистых толщ и коллекторов. Прогнозировать их можно на основе анализа прохождения сейсмических волн, присутствием грязевых вулканов и диапировых структур — прямых указателей АВПД и АВПГ в недрах.

Значительной является роль АВПД и в сохранении коллекторских свойств пород на больших глубинах. В настоящее время промышленные притоки углеводородов получены с глубин до 7000 м. Скв. 1-Е «ДД», пробуренная на площади Гомес в Делавэрском бассейне, Западный Техас, из пласта элленбергер с глубины 6947 м дала 425 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. Скв. 1 Берта-Роджерс, пробуренная на площади Милс-Ранч, Западный Внутренний бассейн, с глубины 7875 м дала 60 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа [208].

Возможно ли нахождение коллекторских пластов, способных содержать промышленные скопления углеводородов на глубинах 7—10 км? Если в условиях нормальной консолидации пород такая возможность в целом ряде случаев представляется нереальной, то при наличии в разрезе аномально высоких пластовых давлений вероятность их обнаружения не вызывает сомнения. Основанием для подобного суждения служат данные, подтверждающие наличие исключительно высокой пористости глинистых пород на больших глубинах, в областях развития АВПД. В таких стратиграфических интервалах, как правило, отмечаются закономерные снижения степени уплотненности коллекторских пластов, поскольку наличие АВПД приводит к затормаживанию процесса уплотнения не только глин, но и коллекторов. Поэтому в областях развития АВПД следует ожидать сохранения коллекторских свойств пород на значительно больших глубинах.

Интересным примером, подтверждающим возможность сохранения коллекторов от уплотнения в условиях аномально высоких давлений, является скв. 22 месторождения Булла-море (АзССР), давшая при опробовании VII горизонта продуктивной толщи (глубина фильтра 5647—5665 м) мощный фонтан газа с дебитом 1,5 млн. м<sup>3</sup>/сут и 350 т/сут конденсата, при устьевом неустановившемся давлении 36 МПа. Скважина вскоре после получения притока газа и конденсата была заглушена тяжелым глинистым раствором, поскольку опасно наращивала мощь фонтана, что сопровождалось еще и ростом устьевого давления. Проницаемость коллекторов VII горизонта этого объекта, по крайней мере, в 2 раза выше проницаемости VII горизонта соседнего месторождения Карадаг, залегающего значительно выше, на глубине 3600 м. Отметим, что месторождение Булла-море является районом наиболее интенсивного развития АВПД. Эти данные свидетельствуют о реальной возможности получения значительных притоков газа из нижних горизонтов продуктивной толщи, включая ПК свиту, на самых погруженных структурах Бакинского архипелага с предполагаемыми глубинами 7000—8000 м.

Газоконденсатные залежи развиты в зонах, характеризующихся аномально высокими, нормальными (гидростатическими) и аномально низкими пластовыми (АНПД) давлениями. Существующие представления о том, что всем газоконденсатным залежам присущи АВПД, ошибочны.

Знание пластовых давлений в газоконденсатных залежах существенно важно, так как оно может внести ясность при определении таких показателей, как степень насыщенности пластового газа конденсатом, плотность их запасов, полнота извлечения запасов конденсата и др. Наиболее благоприятными являются условия, когда газоконденсатные залежи характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями, и менее благоприятными, когда пластовое давление аномально низкое.

Достаточно сказать, что запасы газа и конденсата на единицу площади в условиях АВПД в 1,5—2 раза и более превосходят запасы аналогичных залежей, характеризующихся АНПД.

Образование АНПД связано с процессами уменьшения объема флюидов, разуплотнением горных пород и др. Однако

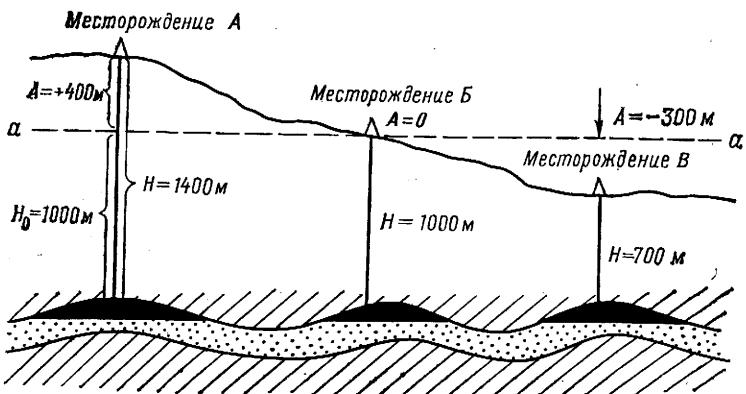


Рис. 24. Схема образования кажущихся аномальных давлений

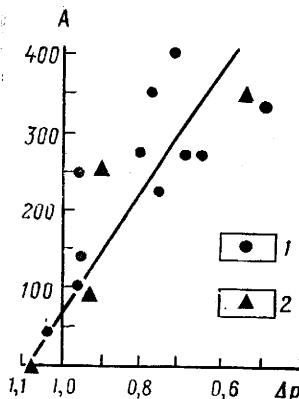


Рис. 25. График зависимости градиентов АНПД от альтитуд месторождений

Месторождения: 1 — Ставропольского края; 2 — Краснодарского края

наиболее широкое развитие этого явления отмечается в высокогорных провинциях и северных мерзлотных условиях [67]. Особенno характерным представляется приуроченность АНПД к участкам, отличающимся высоким гипсометрическим положением. При этом наиболее яркое проявление АНПД отмечается в месторождениях, характеризующихся малыми глубинами залегания пластов и максимально высокими альтитудами. Степень аномальности пластового давления находится в непосредственной зависимости от величины альтитуд и от соотношения альтитуды и глубины объекта (табл. 11). Установлено, что только этому механизму присущи возможности формирования ярко выраженного АНПД с показателями аномальности 0,2—0,5 [67].

ТАБЛИЦА II

Месторождение	Горизонт	Среднее значение альтитуда, м	Средняя глубина ГВК от дневной поверхности, м	Среднее значение начального $p_{\text{пл}}$ на ГВК, МПа	Градиент АНПД	Абсолютная отметка ГВК, м	Высота фактического гидростатического столба от ГВК, м	Градиент пластового давления, приведенного к абсолютной отметке	Отношение абсолютной отметки к общей глубине
Ставропольский край									
Северо-Ставропольское	Хадум	+350	850	6,6	0,78	-500	665	1,33	0,58
Петровско-Благодарненское	Верхний майкоп	+335	500	2,5	0,50	-165	250	1,14	0,33
Мирненское	То же	+270	450	2,9	0,65	-180	291	1,6	0,4
	"	+270	480	3,3	0,68	-210	328	1,56	0,43
	"	+270	650	5,3	0,81	-380	531	1,4	0,58
Казинское	Хадум	+400	925	6,6	0,72	-525	660	1,26	0,56
Сенгилеевское	"	+225	360	2,7	0,75	-135	270	2,0	0,37
Расшеватское	"	+250	1125	10,6	0,94	-875	1060	1,21	0,77
Тахта-Кутгульт	"	+144	700	6,7	0,95	-560	670	1,2	0,8
Безопасненское	"	+100	700	6,7	0,95	-600	670	1,11	0,85
Ивановское	"	+40	510	5,3	1,04	-470	533	1,13	0,92
Краснодарский край									
Николаевское	Эоцен	+350	540	2,8	0,52	-190	280	1,5	0,35
Александровское	"	+250	1100	9,8	0,90	-850	980	1,15	0,77
Ладожская	Сармат	+100	960	9,2	0,95	-860	920	1,01	0,89
Бейсугская	Майкоп	0	950	10,2	1,07	-950	1020	1,07	1,0

Пластовое давление в подобных случаях по существу является кажущимся аномально низким, поскольку значение его, приведенное к уровню моря, как правило, соответствует гидростатическому, а в ряде случаев превышает его (рис. 24, 25). Классические примеры образования АНПД подобного генезиса можно наблюдать на некоторых месторождениях Северного Кавказа и Таджикской депрессии [67].

## § 2. О ПЛАСТОВОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ

Геотермический режим недр является одним из важнейших факторов, влияющих на условия образования и характер мас-сопреноса флюидов в толще осадочных пород. Существенная роль тепла Земли проявляется в его регулирующем влиянии на процесс превращений исходного органического вещества в углеводороды нефтяного ряда и на все последующие физико-химические изменения в составе нефтей, газов, конденсатов и подземных вод, контролирующие их фазовое состояние и мобильность в миграционных процессах. Именно по этим причинам сведения о термальных условиях недр являются важными аргументами при решении вопросов, связанных с оценкой направления миграции флюидов от участков генерации до зон накопления с формированием и сохранением залежей углеводородов, их фазовыми превращениями и др. Учет температурных особенностей конкретных пластовых резервуаров необходим и для успешного решения ряда практических задач, в частности выбора оптимальных параметров промывочных жидкостей и цементных растворов, подбора необходимого подземного и надземного оборудования, расчета фазовых переходов в многокомпонентных системах при проектировании и осуществлении разработки, подсчете запасов газа и т. п. Особо важное значение все эти аспекты имеют для однофазных газовых и газоконденсатных систем, более активно, по сравнению с нефтяными, реагирующими на изменения как локальной, так и региональной геотермической обстановки.

Если барические условия присутствия газоконденсатных смесей в реальных природных объектах охватывают весь диапазон значений пластовых давлений — от величины давления однофазного состояния до давления максимальной конденсации насыщенной (пластовой) жидкости, то в отношении температурных пределов, здесь, в отличие от первого случая, существует не только верхний, но и нижний граничный уровня. Нижней границей существования газоконденсатных систем (присутствия конденсата в газовой фазе) является изотермическая поверхность со значениями температур 200—220°C, ниже которой в недрах происходит деструкция тяжелых гомологов метана, определяющая повсеместное распространение здесь высокотемпературного метана (В. А. Соколов, Н. Б. Вассоевич, С. Г. Не-

ручев, А. Я. Кремс, А. Э. Конторович, А. Л. Козлов и др.). Природа указанных уровней принципиально различна: верхний определяется мерой завершенности термодинамических фазовых превращений (ретроградных явлений), нижний регулируется в основном условиями реализации преимущественно химических процессов. Таким образом, строгая природная вертикальная термобарическая зональность в распространении газоконденсатных систем и соответственно залежей является результатом совокупного проявления как физических, так и химических механизмов, регулируемых в равной степени давлением и температурой.

Влияние температурного фактора на специфику процессов формирования и разработки газоконденсатных залежей далеко не равнозначно. Если, в отличие от давления, пластовая температура при разработке газоконденсатных скоплений, сопровождающейся ретроградными явлениями, имеет подчиненное значение, то в процессах миграции и формирования газоконденсатных залежей, сопровождающихся флюидами, превращениями флюидов вследствие изменения как давления, так и температуры, роль этого фактора становится существенно важной, а в ряде случаев и определяющей. Последнее особенно контрастно проявляется в тех условиях, когда температура среды достигает значения криокондентерма, что исключает возможность ретроградных изменений в процессе миграции и формирования залежей. Понятно, что если и в залежи пластовая температура достигает указанного значения, то разработка залежи должна обеспечить полное извлечение запасов конденсата.

Взаимосвязь температурных условий с пространственным размещением газовых (газоконденсатных) скоплений устанавливается и в рамках вертикальной термобарической зональности и по площади распространения продуктивных комплексов. Согласно фактическим данным промышленные скопления газа приурочены как к локальным температурным максимумам, так и к минимумам. Совершенно очевидно, что причины подобного разнонаправленного соответствия не могут интерпретироваться вне связи с конкретной геологической обстановкой, ввиду отсутствия общих для всех районов причин приуроченности газовых (газоконденсатных) скоплений к той или иной форме возмущения регионального геотермического фона.

В качестве частного примера пространственного соответствия газоносности локальным температурным минимумам можно привести материалы по Южно-Каспийской впадине. Так, в пределах Восточного Азербайджана и Юго-Западной Туркмении зоны преимущественного газонакопления и отдельные локальные структуры, содержащие скопления газа и конденсата (Карадаг, Зыря, Южная, Бахар, Окарем и др.), характеризуются пониженной тепловой активностью, определенной в основном малой в региональном масштабе вертикальной мобильностью

термальных подземных вод. В нефтеносных же районах этой области, характеризующихся более интенсивным развитием дисперсионных нарушений, роль конвективного теплопереноса более значительна, что привело к значительному расхождению значений температур на одних и тех же глубинах (до 10—15°C) в газо- и нефтенасыщенных поднятиях [37]. Более общей причиной, вероятно, сказывающейся на большинстве газоносных структур, является адиабатическое расширение газа, сопровождающееся понижением температуры.

В связи с ростом глубин залегания объектов направленных поисков газоконденсатных скоплений особо важное значение приобретает прогнозирование температур и характера их изменений в нижних этажах осадочного слоя. Учет закономерностей вертикальных температурных вариаций и оценка конкретных значений температур в том или ином стратиграфическом интервале дают возможность прогнозировать состав и фазовое состояние флюидов в подлежащем вскрытию глубоким бурением диапазоне глубин. Очевидно, что если в зонах относительно низких температур, ориентировочно до 100—110°C, могут быть распространены как жидккая, так и газовая углеводородные фазы, то в интервалах, обладающих более высокими температурами, преимущественным присутствием будут характеризоваться однофазные ретроградные газоконденсатные системы, а еще более прогретые объекты (до 200—220°C), залегающие ниже, будут насыщены в основном сухим газом.

Выполненная применительно к условиям продуктивной толщи Южно-Каспийской впадины оценка значений пластовых температур в интервале глубин 5—10 км показывает, что их максимальные величины не будут превышать 150°C и это, в свою очередь, в совокупности с другими геологическими предпосылками [37], позволяет допускать преимущественное распространение здесь ретроградных многокомпонентных смесей и соответственно промышленных скоплений газа и конденсата с достаточно высоким содержанием последнего.

Температурная обстановка существования газовых и газоконденсатных скоплений приобретает исключительно важное значение и в связи с некоторыми особенностями фазового поведения флюидов в системе «газ—пластовая вода—водяной пар». Известно, что в пластовых резервуарах углеводородный газ находится в состоянии равновесного насыщения водяным паром — термодинамической производной пластовой водной среды. С повышением температуры влагосодержание газа увеличивается, причем темп ее роста в реальных природных условиях недр в значительной степени компенсирует противоположно направленное влияние давления. Следствием этого является достаточно высокая концентрация водяных паров в природных газах глубокозалегающих горизонтов. При значительных запасах газа, находящегося в условиях высоких температур и давлений, со-

держение в нем водяных паров может достигать существенных величин, требующих их учета при подсчете запасов газа.

## Г л а в а V

### О СВЯЗАННОЙ НЕФТИ В ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ ПЛАСТЕ

В теории и практике разработки газовых и газоконденсатных месторождений длительное время руководствовались положением о том, что в газовой зоне залежей содержатся лишь газ и остаточная вода. В конце 50-х годов автору впервые удалось установить, что кроме газа и остаточной воды в них содержится также значительное количество связанной (остаточной) жидкой нефти [53, 56].

Первые данные по наличию связанной нефти в газовой зоне были получены при изучении керна, поднятого из разреза газовой зоны продуктивных горизонтов газоконденсатных месторождений Азербайджана. В последующем наличие остаточной нефти было подтверждено по месторождениям Южного Мангышлака, Украины, Краснодарского края, Оренбургской области, Средней Азии, Сибири и др.

Установление в газовых и газоконденсатных пластах наличия связанной нефти явилось важным моментом, способствующим повышению эффективности работ по освоению газоконденсатных месторождений. Научное значение этого факта заключается в том, что он открывает новые возможности в изучении миграции нефти и газа и формирования их залежей, в разработке направлений их поисков, а также в выяснении новых явлений и особенностей, сопровождающих эксплуатацию газоконденсатных месторождений. Практическая сторона связана с возможностью совершенствовать существующую методику подсчета запасов газа и конденсата, методику газогидродинамических расчетов и лабораторных исследований, а также дает возможность проектировать новые технологические схемы разработки газонефтяных и нефтегазоконденсатных залежей.

При изучении кернов, поднятых в процессе бурения скважин из газоносных интервалов VIII и VII горизонтов месторождения Карадаг, установлено наличие обычной жидкой нефти, давшей с бензином вытяжку цвета крепкого чая. Такие образцы исследовались в лабораторных условиях, что позволило определить величину нефтенасыщенности для каждого образца, интервала и горизонта в целом. Так, оказалось, что содержание связанной нефти в газовой зоне залежи VII горизонта колеблется в широких пределах — от 2,7 до 26,5% от объема пор, при среднем значении 12%. В газоконденсатной залежи VIII

ТАБЛИЦА 12

Месторождение	Скважина	Горизонт	Интервал отбора керна, м	Нефтенасыщенность керна, %	Результаты опробования
Карадаг	135	VII	3643—3648	3,8	Не опробована
	135	VII	3660—3665	11,9	"
	135	VII	3660—3665	21,9	"
	180	VIIa	3486—3487	2,7	Газ
	150	VII	3224—3235	2,8	"
	150	VIIa	3331—3334	18,5	"
	150	VIIa	3331—3334	26,5	"
	155	VII	2587—2591	16,4	"
	155	VIIa	2672—2677	8,9	"
	70	VIIa	3097—3100	2,6	"
	208	VII	2280—2282	9,8	"
	115	VIIa	3451—3452	7,5	"
	115	VIIa	3451—3452	15,4	"
	147	VIII	3975—3980	17,0	"
	147	VIII	3975—3980	7,0	"
	147	VIII	3975—3980	21,0	"
	147	VIII	3975—3980	12,0	"
	130	VIII	4014—4020	29,0	"
	216	VIII	3844—3848	5,0	Не опробована
Калмас	212	VIII	3082—3087	37,0	Газ
	212	VIII	3087—3090	40,0	"
	177	VIII	3532—3533	2,9	"
	105	I	1542—1553	8,5	"
	105	I	1559—1575	38,1	"
	105	I	1559—1575	43,4	"
	105	I	1575—1585	28,9	Не опробована
	105	I	1575—1585	5,4	"
	105	I	1575—1585	39,4	"
	106	I	1722—1726	8,97	Газ
	106	I	1722—1726	2,31	"
	110	I	1612—1619	5,8	"
	110	I	1703—1708	2,6	"
	110	I	1703—1708	8,5	"
	49	Нижний ашперон	1342—1350	22,3	"

горизонта месторождения Карадаг содержание остаточной нефти колеблется в более широких пределах (от 2,9 до 40%) составляя в среднем 16,4% (табл. 12). Аналогичная картина наличия связанной нефти установлена в газоконденсатных пластах месторождения Калмас, где содержание ее при среднем значении 17,8% от объема пор колеблется от 2,3 до 43,4%.

ТАБЛИЦА 13

Скважина	Интервал отбора керна, м	Горизонт	Пористость, %	Проницаемость, мД	Содержание в порах нефти, %
7	3813—3816	VІв	18,1	7,4	27,0
8	4040—4042	VІІІв	17,3	22,3	37,7
10	3740—3743	Vв	16,6	Непроницаемые	8,0
10	3740—3743	Vв	11,3		8,2
10	3903—3905	VI	14,5		25,2
10	4067—4070	VII	21,3	164,5	32,3
22	4268—4271	IXв	17,1	12,8	22,8
27	3812—3816	VІІІв	26,1	147,0	2,7
72	3756—3757	VI	19,8	34,7	5,9
72	3996—3999	(кровля) VII	20,0	16,5	5,0
76	3935—3941	(подошва) VIII	21,9	105,9	22,3
76	4002—4007	(кровля) VIII	Рыхлые	166,5	1,0
76	4022—4028	VIII			1,2

Итоги первого этапа изучения связанный жидкой нефти в газовых и газоконденсатных пластах показали, что присутствие ее отмечается по всей газовой зоне залежи, включая присвоенную часть структур. Однако рассеянная по всей газовой зоне залежи нефть отличается резко различной насыщенностью. При этом отмечается тенденция снижения содержания ее в порах высокопроницаемых пород и заметное увеличение в слабопроницаемых плотных интервалах. Косвенным подтверждением этой особенности могут служить данные по связанный нефти газоконденсатного месторождения Бахар (табл. 13).

В табл. 14—16 приведены данные по связанный нефти по месторождениям Западной Сибири, Оренбургской области, Южного Мангишлака и др. Приведенные данные показывают, что в целом ряде случаев содержание остаточной жидкой нефти в газовой зоне залежей весьма существенно и что по степени нефтенасыщенности они приближаются к продуктивным нефтеносным пластам. Так, на Лугинецком газоконденсатном месторождении Западной Сибири содержание ее по горизонтам колеблется от 5,0 до 26,7%, составляя в среднем 16,6%, а на

Скважина	Пласт	Интервал отбора, м	Количество образцов	Нефтегазонасыщенность керна, %
<b>Мыльджинское месторождение</b>				
32	БВ <sub>13</sub>	2099—2106	3	7,2—25,7 (17,6)
17	БВ <sub>14</sub>	2242—2256	5	14,6—38,1 (25,2)
21	БВ <sub>14</sub>	2187—2193	2	11,2—32,6 (21,9)
7	ЮВ <sub>1</sub>	2409—2416	4	4,7—18,1 (10,8)
12	ЮВ <sub>0</sub>	2366—2373	3	18,7—32,5 (24,0)
12	ЮВ <sub>1</sub>	2395—2406	11	10,7—49,5 (30,2)
15	ЮВ <sub>1</sub>	2353—2361	2	3,0—9,6 (6,3)
22	ЮВ <sub>1</sub>	2373—2391	11	3,2—40,9 (22,3)
23	ЮВ <sub>0</sub>	2414—2417	2	25,7—26,2 (25,9)
24	ЮВ <sub>1</sub>	2364—2387	8	4,3—49,5 (25,6)
25	ЮВ <sub>0</sub>	2394—2403	3	19,8—44,6 (31,0)
25	ЮВ <sub>1</sub>	2406—2420	8	6,6—47,0 (20,1)
28	ЮВ <sub>0</sub>	2389—2393	2	13,8—46,4 (30,1)
29	ЮВ <sub>1</sub>	2367—2369	2	3,5—14,0 (8,7)
32	ЮВ <sub>1</sub>	2374—2390	8	4,7—20,4 (12,2)
36	ЮВ <sub>1</sub>	2379—2395	5	0,9—58,4 (16,3)
<b>Итого образцов</b>			<b>79</b>	
<b>Лугинецкое месторождение</b>				
151	ЮВ <sub>1</sub>	2276—2313	13	3,1—34,7 (11,8)
151	ЮТ <sub>1</sub>	2325—2334	4	3,4—8,6 (5,0)
153	ЮВ <sub>0</sub>	2311—2319	8	10,3—49,1 (26,7)
154	ЮВ <sub>0</sub>	2304—2309	2	8,7—30,1 (19,4)
154	ЮВ <sub>1</sub>	2318—2327	23	1,8—49,5 (13,5)
157	ЮВ <sub>1</sub>	2310—2328	5	4,3—37,0 (21,4)
163	ЮВ <sub>0</sub>	2310—2320	11	1,1—49,5 (18,7)
<b>Итого образцов</b>			<b>66</b>	

ТАБЛИЦА 15

Скважина	Интервал, м	Коли-чество образцов	$\kappa_{\Pi}$ , мД	Средние данные			
				$\alpha_B$	$\alpha_H$	$\alpha_B + \alpha_H$	$q_r$
Оренбургское месторождение							
9	1610—1650	317	0,324	10,2	16,3	26,5	73,5
20	1617—1791	35	0,08	13	23	36	64
24	1645—1687	11	0,08	26	33	59	41
27	1432—1578	32	0,01	4,5	17	21,5	78,5
30	1614—1714	27	0,278	11,8	28	39,8	60,2
31	1690—1791	7	0,026	26	45	71	29
33	1477—1710	42	0,291	10	17	27	73
37	1570—1724	28	0,02	7,4	36	43,4	56,6
39	1786—1792	4	2,0	8	11	19	81
41	1671—1730	13	0,137	5	43	48	52
42	1667—1940	41	1,0	7,8	15	22,8	77,8
58	1861—1919	6	0,029	8,3	31	39,3	60,7
63	1728—1806	7	0,074	6,3	25	31,3	68,7
69	1683—1812	53	0,08	16	32	48	52
70	1869—1870	3	0,02	3,8	30	33,8	66,2
83	1863—1915	24	0,14	16,6	30,2	46,8	53,2

ТАБЛИЦА 16

Породы, цвет	Скважина	Глубина, м	Нефтенасыщенность, %
Известняки белые и светло-серые	306	1658—1660 1821—1827 1827—1882 1631—1634	2 17 5 6
Известняки белые и светло-серые	85	1497,3—1501 1543—1547,2 1547,2—1551,4 1551,4—1553,4	6 2 2 13 1 15 5 3 26 5 1 26 3 10 11 15 3 15 2
		1561—1565 1565—1569	
		1569—1573	
		1577—1581,2	

Породы, цвет	Скважина	Глубина, м	Нефтенасыщенность, %
		1585,5—1588,5 1588,5—1592,6 1616,2—1618,4	4 4 10 15
Известняки желтые (окраска от конденсата или легкой нефти)	306	1760—1765 1769—1775 1843—1844 1864—1869 1869—1874	10 8 9 12 11
Известняки темно-серые до черного (с пятнами коричневой нефти)	306	1465—1470 1483—1487 1509—1513 1518—1520 1525—1530	27 27 50 38 79
Известняки буровато- серые и темно-серые	85	1477—1481,1 1484,9—1487,6 1487,6—1492,8 1492,8—1497,8	40 30 26 34 50 56 45 46 40 30

ТАБЛИЦА 17

Месторождение	Скважина	Диапазон остаточной нефтенасыщенности, %	Среднее значение, %	Горизонт
Узень	244	16,9—26,2	22,6	Ю <sub>IV</sub> и Ю <sub>V</sub>
Жетыбай	15	1,1—20,7	8,2	Ю <sub>I</sub> , Ю <sub>II</sub> , Ю <sub>III</sub> , Ю <sub>IV</sub> Ю <sub>V</sub>
"	33	5,1—26,5	14,6	Те же
Тенге	26	2,1—18,2	6,0	Ю <sub>I</sub> , Ю <sub>VI</sub>

Мыльджинском месторождении от 6,3 до 31%, составляя в среднем 20,5% [149]. Еще более высоким является содержание связанный нефти в газовой зоне Оренбургского газоконденсатного месторождения (табл. 15—16).

Столь высокие концентрации связанный нефти в газовой зоне газоконденсатных пластов объективно выдвигает вопрос о возможности и необходимости использования этих ресурсов.

## О механизмах накопления связанной нефти в газовой зоне залежей

Образование связанной нефти в газовой зоне пластов является одной из характерных особенностей сложного, многогранного процесса формирования газоконденсатных залежей. Явление наличия связанной нефти имеет региональную природу и присуще подавляющему большинству газоконденсатных месторождений. Образование связанной нефти может быть обусловлено как первоначальной нефтенасыщенностью, так и вторичными процессами ее накопления. Важнейшим условием при этом являются особенности геологического развития структуры и процесса формирования залежей. Ниже рассматривается несколько возможных схем накопления этой нефти в газовой зоне пластов.

1. В процессе формирования газоконденсатных скоплений длительное «подпитывание» залежей мигрирующей многокомпонентной газовой смесью может сопровождаться утечками более сухого газа из ловушки, обусловливающими ретроградное осаждение в порах пласта жидких углеводородов. Длительное течение этого процесса может привести к накоплению весьма существенных запасов нефти в газоконденсатном пласте.

2. Ретроградный процесс накопления связанной нефти может быть обусловлен также тектоническими движениями, в частности воздыманием и последующей эрозией поднятия, содержащего газоконденсатную залежь. Такие процессы, как известно, приводят к разгрузке и резкому снижению пластового давления, что в свою очередь обуславливает ретроградную конденсацию наиболее высококипящих углеводородов с осаждением их в порах пласта. В некоторых случаях процесс этот может иметь многократный характер. При этом количество образовавшейся жидкой нефти в газоконденсатном пласте может оказаться более существенным. Если к моменту разгрузки газоконденсатный пласт содержал нефтяную оторочку, то расширявшаяся газоконденсатная шапка должна была оттеснить нефть вниз по падению пласта или вытеснить ее из ловушки. При этом в зоне вытеснения должно сохраниться заметное количество связанной нефти. Такова, в частности, природа связанной нефти в газовой зоне большинства газоконденсатно-нефтяных залежей.

3. В тех случаях, когда рассмотренный выше процесс разгрузки и резкого снижения пластового давления охватывает поднятие, содержащее нефтяную залежь, происходит дегазация нефти. Часть растворенного в нефти газа переходит в свободное состояние, мигрирует в повышенную часть пласта и образует там расширяющуюся со временем газовую шапку. Свободный газ, занимая верхнюю часть ловушки, оттесняет нефть из этой зоны пласта в направлении его погружения. Однако полного вытеснения нефти газом из порового пространства не происходит.

Поэтому в области газовой шапки таких залежей сохраняется значительное количество связанной нефти.

4. Образование связанной нефти в газовой зоне залежей возможно также в случаях, когда в первоначально нефтенасыщенный пласт в последующую стадию геологического развития поступает мигрирующий газ, который постепенно оттесняет нефть из повышенных частей ловушки. В зависимости от продолжительности этого процесса ловушка частично или полностью заполняется газом, но при этом в поровом пространстве, особенно в плотных интервалах пласта, останется значительное количество связанной нефти.

Более вероятной представляется схема формирования газоконденсатных залежей при миграции углеводородов в состоянии двух фаз — газовой (газоконденсатной) и жидкой и одновременном их поступлении в ловушку. В подобных условиях длительная аккумуляция в ловушках углеводородов в газовой фазе приводит к расширению объема смеси и вытеснению жидких компонентов в направлении от свода к погружению складки, что в свою очередь объясняет наличие связанной нефти в形成的авшейся таким путем газоконденсатной залежи.

5. В многопластовых месторождениях нередко содержатся газовые залежи, залегающие над основными нефтяными, газонефтяными и газоконденсатными пластами. Такие газовые скопления в целом ряде случаев имеют вторичное происхождение, поскольку образование их связано с частичным разрушением (дегазацией) залежей нижележащих базисных горизонтов и вертикальной миграцией выделившегося в свободное состояние газа.

При формировании подобных залежей возможна частичная миграция нефти снизу вверх, в результате чего в газовых пластах нередко обнаруживается некоторое количество связанной нефти. Характерной особенностью таких залежей является увеличение содержания нефти в направлении сверху вниз по разрезу. Так, например, в чисто газовых горизонтах меловой системы месторождения Узень содержание связанной нефти увеличивается с 2 (II, III горизонты) до 20—25% (XII горизонт).

Таков далеко не полный перечень механизмов образования связанной нефти в газовой зоне газоконденсатных, газонефтяных и чисто газовых пластах. Поскольку наличие ее обуславливается процессами первичного нефтенакопления и вторичными — ретроградными явлениями — связанную нефть в газовой зоне продуктивных пластов можно подразделять соответственно на первичную и вторичную.

В зависимости от причин, обуславливающих ее образование, можно обнаружить залежи с различной качественной и количественной характеристикой связанной нефти. Если связанная нефть газоносного пласта испытала длительное воздействие процесса ретроградного испарения, то она должна была ли-

шиться низкокипящих (светлых) компонентов. В подобных случаях в газоносных пластах, в жидкой фазе, сохраняется лишь тяжелая нефть. При формировании связанной нефти в условиях непрерывной ретроградной конденсации в порах газоносного пласта накапливается относительно легкая нефть. Количество связанной нефти во многом определяется длительностью и многократностью процессов ее формирования.

Изучение условий образования связанной нефти проливает свет на процессы формирования залежей. В связи с этим возникает целесообразность в детальном исследовании этого процесса, включая вопросы качественной и количественной характеристики нефти, геологии, физики и термодинамики пластовых систем, содержащих связанную нефть.

### О значении связанной нефти в теории и практике разработки газоконденсатных пластов

Как уже отмечалось, наличие связанной нефти в газовой и газоконденсатной залежи играет значительную роль в организации рациональной разработки месторождения. Ниже рассматриваются основные области использования этого фактора.

I. Подсчет запасов газа и конденсата объемным методом как у нас, так и за рубежом в целом ряде случаев приводил к значительному завышению запасов. В качестве характерного примера можно привести залежь VII горизонта месторождения Карадаг. Здесь при утвержденных ГКЗ СССР запасах газа 47,5 млрд. м<sup>3</sup> действительные запасы оказались равными 23 млрд. м<sup>3</sup>. Изучение этого вопроса показало, что одной из основных причин существенного завышения запасов газа при подсчете объемным методом явилось наличие в газовой зоне связанной нефти.

Известно, что при подсчете запасов коэффициент газонасыщенности, как правило, определяется косвенным путем. Вначале, на основании данных промысловой геофизики и исследования кернов определяется содержание в порах связанной воды. Затем, полагая, что в порах газовой зоны содержатся только газ и связанная вода, по разности  $1 - S_w$  определяется коэффициент газонасыщенности. После того, как было установлено, что в газовой зоне газовых, газонефтяных и газоконденсатных пластов содержится заметное количество связанной нефти, значение которой в ряде случаев достигает 20—30% от объема пор, стало ясно, что существующая методика определения коэффициента газонасыщенности ошибочна, поскольку в значение газонасыщенности включается и остаточная нефть, что приводит к значительному завышению коэффициента газонасыщенности, а следовательно, и запасов газа и конденсата.

В связи с изложенным в 1963 г. автором предложена новая уточненная методика определения значения газонасыщенности,

основанная на учете связанной нефти, определенной путем лабораторных исследований керна [56]. При этом коэффициент газонасыщенности определяется разностью  $1 - S_{v,n}$ , где  $S_{v,n}$  — суммарное содержание связанной воды и нефти.

II. Газогидродинамические и лабораторные термодинамические исследования, необходимые для проектирования рациональной разработки месторождения, обычно проводятся при наличии в пористой среде газа и связанной воды. В условиях, когда газовая зона пластов содержит более или менее значительное количество связанной газонасыщенной нефти, полученные результаты (расчетные и экспериментальные) не будут соответствовать реальным пластовым условиям. Чем больше содержание связанной нефти в газовой зоне, тем существеннее это расхождение, что в ряде случаев может привести не только к количественным, но и к качественным изменениям полученных результатов.

Таким образом, при экспериментальных исследованиях и газогидродинамических расчетах предварительно необходимо определять количество связанной нефти в газовой зоне [56].

III. Наличие связанной нефти в газовой зоне в ряде случаев служит решающим фактором при выборе того или иного способа разработки, что видно из приведенных ниже примеров.

1. В связанной нефти, как и в нефти нефтяной оторочки, содержится определенное количество растворенного газа. Так, по уточненным данным содержание растворенного газа в связанной нефти VII горизонта месторождения Карадаг превышает 2 млрд. м<sup>3</sup> [58].

В процессе разработки подобных залежей на режиме истощения по мере снижения пластового давления происходит дегазация связанной нефти и выделение растворенного газа в свободное состояние. В результате указанного механизма этот газ при разработке на режиме истощения почти полностью извлекается, в то время как при разработке залежи с поддержанием пластового давления нагнетанием воды в пласт его запасы полностью теряются. Это обстоятельство обуславливает одно из преимуществ разработки газовых и газоконденсатных залежей на режиме истощения [60].

В тех случаях, когда количество газа, растворенного в связанной нефти, значительно, извлечение его становится одной из задач разработки месторождения. Так обстоит дело, например, с Оренбургским газоконденсатным месторождением, где содержание связанной нефти в газовой зоне составляет 25 % от объема пор, а запасы растворенного в ней газа достигают 100 млрд. м<sup>3</sup> [60]. Столь значительное содержание растворенного в связанной нефти газа обуславливает однозначное решение вопроса о разработке этого месторождения на режиме истощения [60].

2. Наличие связанной нефти в газовой зоне вызывает необходимость пересмотра существующего до сих пор положения о недопустимости вторжения нефти в процессе разработки из оторочки в область газовой шапки.

Представление о том, что вторжение нефти в газовую зону связано с большими ее потерями, вызванными смачиванием поверхности сухих газонасыщенных песков, не соответствует действительному положению вещей. Наличие значительного количества связанной нефти в газовой зоне свидетельствует о том, что газонасыщенные пески в процессе формирования залежи уже смочены нефтью, поэтому в подобных случаях вторжение нефти в газовую зону не может привести к сколько-нибудь заметным потерям ее.

Это новое и весьма важное положение открывает значительные возможности для осуществления принципиально новых схем разработки газонефтяных и газоконденсатно-нефтяных месторождений, связанных с допущением вторжения нефти в газовую зону (см. гл. XVII).

3. При разработке газоконденсатных месторождений Азербайджана на режиме истощения установлено значительное увеличение коэффициентов продуктивности газоконденсатных скважин. Исследованиями установлено, что одна из основных причин этого явления связана с наличием связанной нефти в газовой зоне, с ее дегазацией в процессе разработки месторождения на режиме истощения. Связанная нефть по мере снижения пластового давления дегазируется, и объем ее существенно сокращается.

В результате «усадки» нефти увеличивается объем пор, занимаемый газом, увеличивается фазовая проницаемость для газа, а также коэффициент продуктивности газоконденсатных скважин (гл. XIV).

Прогнозирование роста коэффициентов продуктивности газоконденсатных скважин при разработке месторождения на режиме истощения имеет важное значение для проектирования потребного числа скважин по годам эксплуатации. В этой связи наличие связанной нефти, определение ее содержания в газовой зоне по керну может оказать существенную помощь для своевременного получения этого важного параметра.

При высоком содержании связанной нефти (более 30—35 %) она приобретает частичную мобильность. О фильтрации связанной нефти в газоносном пласте можно судить на основе продукции эксплуатационных скважин. В случае газовой залежи подтверждением фильтрации нефти является наличие в продукции скважин некоторого количества обычной темной нефти. В газоконденсатных скважинах в условиях, когда из-за недостаточно высокого содержания нефть в пласте неподвижна, продукция состоит из газа и обычного светлого конденсата. В условиях частичной фильтрации связанной нефти цвет

добываемого конденсата заметно темнеет, плотность его возрастает и жидкую фазу продукции скважин по существу представляет собой смесь конденсата и нефти. Так, во всех скважинах, эксплуатирующих газоконденсатную залежь VII горизонта месторождения Карадаг (где содержание связанной нефти менее 30%), продукция состояла из газа и светлого конденсата плотностью менее 0,790 г/см<sup>3</sup>. Иначе обстояло дело с газоконденсатной залежью VIII горизонта этого месторождения. Здесь в целом ряде интервалов содержание связанной нефти в газовой зоне залежи достигало 35—38% от объема пор. В подобных случаях, несмотря на значительное удаление от контура, добываемый конденсат содержал заметное количество нефти, имел темный цвет, а плотность его составляла 0,795—0,835 г/см<sup>3</sup>. Наряду с этим в скважинах, расположенных в зоне высокой проницаемости и относительно малого содержания связанной нефти, добываемый конденсат был светлым, а плотность его не превышала 0,780 г/см<sup>3</sup>. В этих случаях остаточная нефть была неподвижна.

Газоконденсатные залежи месторождений Калмас и Карадаг, где в порах пласта содержатся не только газ и остаточная вода, но и связанная нефть, представляют собой сложную трехфазную газогидродинамическую систему. Известно, что в таких системах относительная проницаемость для газа, нефти и воды находится в сложной зависимости от насыщения породы. С учетом данных промысловой геофизики и результатов лабораторных исследований по месторождению Калмас можно привести следующие фактические данные.

Скв. 49. При газонасыщенности керна 48%, нефтенасыщенности 22% и водонасыщенности 30% нефть и вода в пластовых условиях, по данным опробования, являются неподвижными, а газ имеет достаточно высокую фазовую проницаемость (при депрессии 1,4 МПа дебит газа составил 170 тыс. м<sup>3</sup>/сут). О подвижности нефти свидетельствует наличие в продукции скважин светлого конденсата:

Скв. 105. При газонасыщенности керна 25%, нефтенасыщенности примерно 40% и водонасыщенности 35% вода остается неподвижной, нефть едва подвижна, а газ все еще имеет определенную фазовую проницаемость (при депрессии 2,1 МПа дебит газа 68 тыс. м<sup>3</sup>/сут). О слабой подвижности нефти можно судить на основании того, что скважина вместе с газом подавала до 1,5 т/сут темной жидкости, представляющей собой смесь конденсата с нефтью.

Скв. 110. При газонасыщенности керна 40%, нефтенасыщенности 5% и водонасыщенности 55% фазовая проницаемость для газа достаточно высокая (150 тыс. м<sup>3</sup>/сут при депрессии 1,5 МПа), нефть неподвижна, остаточная вода слабо фильтруется (наличие в продукции скважины 1—1,5 м<sup>3</sup> пластовой воды).

Скв. 106. При газонасыщенности керна 25%, нефтенасыщенности 20%, водонасыщенности 55% фазовая проницаемость для газа, по сравнению с приведенными выше примерами, низкая (при депрессии 3—3,5 МПа дебит газа составляет 30—35 тыс. м<sup>3</sup>/сут), нефть неподвижна, вода, несмотря на высокую насыщенность, малоподвижна (дебит воды составляет 3—4 м<sup>3</sup>/сут).

## Глава VI

### РЕТРОГРАДНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

Еще в начале 30-х годов в процессе эксплуатации первых газоконденсатных залежей в США наблюдалось необычное на первый взгляд следующее явление: при более или менее стабильных дебитах газа дебиты жидкой фазы газоконденсатных скважин резко снижались, что приводило к значительному росту газового фактора. Это явление по мере падения пластового давления сопровождалось заметным уменьшением содержания тяжелых углеводородов, в то время как в нефтяных залежах, по мере падения пластового давления, содержание таких обычно возрастает.

Природа указанного явления, как уже отмечалось, впервые была расшифрована В. Воугеном следующим образом [193]. Применительно к новым залежам общепринятые законы испарения и конденсации в условиях высоких давлений, весьма близких к критическим, протекают в обратном направлении: повышение давления приводит к испарению, а понижение — к конденсации. Исходя из этого он заключил, что уменьшение содержания тяжелых углеводородов в составе газов скважин указанного типа вызвано понижением пластового давления и связано с их ретроградной (обратной) конденсацией в пласте. Поэтому эксплуатация подобных залежей обычным способом должна привести к конденсации углеводородов  $C_5H_{12}$  + высшие в пласте, т. е. к их потере, что в дальнейшем было подтверждено результатами разработки многочисленных месторождений.

В целях дальнейшего изучения этого явления в конце 30-х—начале 40-х годов проводились лабораторные термодинамические исследования рекомбинированных проб газа и конденсата, имитировавших пластовую газоконденсатную залежь. Результаты их не только подтвердили предположения В. Воугена, но и позволили выявить целый ряд новых особенностей. В частности, было установлено существование для каждой пластовой газоконденсатной системы давления начала конденсации, на уровне которого система (газ и жидкий конденсат) находится в однофазном газовом состоянии.

Таким образом был установлен закономерный характер ретроградных изменений для всех газоконденсатных месторождений. Если бы ретроградные явления отсутствовали, газоконденсатная однофазная залежь вела бы себя как газовая залежь. Добыча конденсата тогда была бы пропорциональна количеству отобранного газа. Разработка таких залежей значительно упростилась бы и не было бы потерь конденсата [118].

Подобный процесс может иметь место в исключительно редких случаях, например в условиях, когда температура пласта достигает значения криокондегтерма. Ретроградные изменения отсутствуют также в случаях, когда пластовое давление выше, чем давление начала конденсации. Поэтому в подобных залежах снижение давления в процессе эксплуатации в диапазоне от начального пластового давления до давления начала конденсации к потерям конденсата не приводит. В подавляющем же большинстве случаев в процессе разработки газоконденсатных залежей на газовом режиме, по мере снижения пластового давления ниже давления начала конденсации, происходит выделение части высококипящих углеводородов в жидкую фазу и оседание ее в порах пласта, составляющей ретроградные потери конденсата.

Основываясь на указанных особенностях, в целях борьбы с ретроградными потерями конденсата, при разработке газоконденсатных месторождений, В. Вouген еще в 1936 г. предложил систему эксплуатации, основанную на принципе поддержания пластового давления на уровне, предотвращающем конденсацию высококипящих углеводородов в пластовых условиях.

Ретроградные изменения являются главной отличительной особенностью газоконденсатных залежей. Благодаря этой особенности в процессе разработки на режиме истощения наблюдается целый ряд закономерностей, связанных с характером изменений соотношения газа и конденсата, резким снижением количества добываемой жидкой фазы, изменениями ее состава и т. д. Все эти явления составляют единую систему, связанную с механизмом ретроградной конденсации жидкой фазы в пласте.

Как уже отмечалось, в подавляющем большинстве случаев давление начала конденсации газоконденсатных залежей соответствует значению начального пластового давления. Поэтому в процессе разработки подобных залежей без поддержания пластового давления, по мере снижения давления залежи ниже давления начала конденсации, из состава пластовой однофазной газоконденсатной системы высококипящие компоненты углеводородов выделяются в жидкую фазу и оседают в порах пласта. Выпавший в порах пласта жидкий конденсат занимает сравнительно незначительный объем порового пространства и в соответствии с законами фазовых проницаемостей является неподвижным и поэтому не извлекается.

Процесс выделения из состава однофазной газоконденсатной системы жидкого конденсата и осаждения его в порах пласта усиливается по мере снижения давления в залежи и достигает своего максимума к моменту падения пластового давления до значения давления максимальной конденсации жидкой фазы пласта (рис. 8). В течение всего этого времени пластовая однофазная система, освобождаясь от высококипящих углеводородов, постепенно облегчается. Поэтому добываемая из залежи продукция становится бедной конденсатом, что приводит к непрерывному снижению выхода конденсата и росту газоконденсатного фактора.

Ретроградные явления, происходящие в газоконденсатных пластах, приводят к закономерным изменениям и состава добываемого конденсата, что представляется одной из характерных особенностей газоконденсатных систем. Эти изменения обусловлены своеобразной природой обратной конденсации жидкой фазы, благодаря которой в начальную стадию ретроградных процессов из газовой фазы выделяются наиболее высококипящие компоненты углеводородов, в том числе фракции, выкипающие при температуре выше  $300^{\circ}\text{C}$ . Это обстоятельство приводит не только к обеднению, но и заметному облегчению пластовой газовой фазы, вызванную изменениями ее углеводородного состава. Поскольку ретроградные изменения приводят к первоочередному выделению из газовой фазы пласта наиболее высококипящих углеводородов, содержание их в добываемой системе непрерывно уменьшается, что приводит к соответственному снижению плотности конденсата, увеличению содержания бензина, уменьшению содержания дизельного топлива; почти полностью исчезают фракции, выкипающие при температуре выше  $300^{\circ}\text{C}$ . Все этой, разумеется, сопровождается непрерывным уменьшением выхода добываемой жидкой фазы, соответствующим возрастанию ретроградных потерь конденсата.

Рассмотрим указанные особенности ретроградных изменений на примере ряда газоконденсатных месторождений.

Промысловые наблюдения за ретроградными изменениями газоконденсатных залежей описаны М. Маскетом в 1949 г. [118]. По его данным явление роста газоконденсатного фактора в процессе разработки на режиме истощения пластового давления наблюдалось на месторождении Ла Бланка в Техасе. Продуктивная залежь на месторождении была обнаружена в 1957 г. на глубине 2260 м в песчанике фрио. Плотность конденсата составляла  $0,7567 \text{ г}/\text{см}^3$ . Начальный газоконденсатный фактор был равен  $10\,000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , начальное пластовое давление —  $18,6 \text{ МПа}$ . Попытка осуществить циркуляцию газа на этом месторождении не было.

К моменту снижения пластового давления до  $25,85 \text{ МПа}$  газоконденсатный фактор возрос до  $20\,000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , а падение

давления до 14,85 МПа вызвало рост газоконденсатного фактора до 69 120 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и соответственное снижение выхода конденсата от 100 до 15 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Аналогичное снижение содержания конденсата в добываемом газе наблюдалось на месторождении Биг Лейк в Техасе. В продуктивной залежи на глубине 2460 м

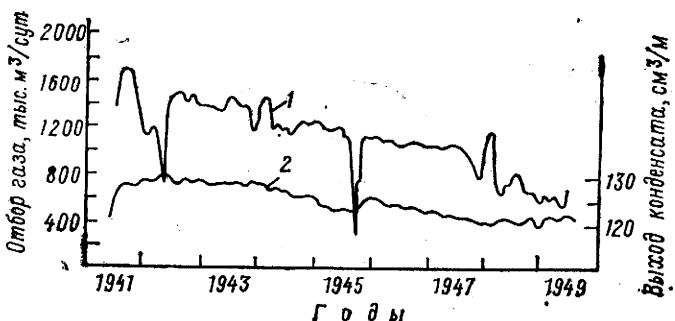


Рис. 26. Динамика добычи газа (1) и конденсата (2) в период рециркуляции на месторождении Ла Глория

начальное пластовое давление составляло 15,45 МПа, а газоконденсатный фактор колебался от 4675 до 4900 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. К моменту снижения пластового давления до 8,33 МПа газоконденсатный фактор возрос до 5900—6325 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, а выход конденсата соответственно снизился с 200 до 160 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. При этом изменился и состав добываемого конденсата, плотность его в сепараторах снизилась от начального значения 0,733—0,725 до 0,689—0,683 г/см<sup>3</sup>.

На рис. 26 приведена кривая изменения содержания конденсата по 19 скважинам в течение трехлетнего периода эксплуатации месторождения Ла Глория в Техасе. Газоконденсатная залежь была открыта в 1937 г. на глубине 2433—2580 м. Начальное пластовое давление 27,2 МПа. Залежь содержала небольшую оторочку нефти.

До начала закачки газа в пласт в середине 1941 г. из залежи было получено  $2323 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup> газа, что вызвало снижение пластового давления с 27,2 до 21,9 МПа. Это обстоятельство отразилось на снижении добычи конденсата (рис. 26).

Первое, наиболее подробное описание картины ретроградных изменений залежей по газоконденсатным месторождениям нашей страны выполнено автором в [54, 58].

Ниже приводятся наиболее характерные примеры из практики разработки газоконденсатных месторождений Азербайджана, освещающие сущность этого интересного явления.

**Месторождение Локбатан-юг** расположено в юго-западной части Апшеронского полуострова, на далеком южном погружении Локбатанской складки, в районе северного склона древнего поднятия Локбатан-море. Газоконденсатная залежь не-

больших размеров связана с подкирмакинской свитой (ПК) продуктивной толщи среднего плиоцена, представляющей собой небольшую ловушку стратиграфического типа. Залежь открыта в 1951 г. Ее средневзвешенная по объему глубина составляет 3300 м, начальное пластовое давление 35 МПа, газоконденсат-

ТАБЛИЦА 18

Параметры	Январь 1953 г.	Май 1956 г.	Март 1957 г.	Январь 1958 г.	Апрель 1958 г.
Пластовое давление, МПа	35	28	23	17,5	15,5
Дебит газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	700,0	495,0	385,0	300,0	250
Дебит конденсата, т/сут	60,0	34,5	23,0	12,5	11,0
ГКФ, м <sup>3</sup> /т	11 590	14 350	16 730	23 700	23 000
Выход конденсата, г/м <sup>3</sup>	86	69,0	59,0	42,0	43,0
Плотность конденсата, г/см <sup>3</sup>	0,771	0,758	0,752	0,750	0,801 *
Содержание смол в конденсате, %	1,5	—	—	—	6,0 *

\* Влияние вторжения нефти.

ый фактор 11 590 м<sup>3</sup>/т, выход конденсата 86 г/м<sup>3</sup>. Начальные запасы газа составляли 850 млн. м<sup>3</sup>, залежь содержала небольшую оторочку нефти. Из шести пробуренных скважин наиболее продуктивной оказалась скв. 1013, давшая более 90% продукции, добытой на этом небольшом месторождении. Поэтому о результатах разработки и ретроградных изменениях залежи можно судить на основе данных этой скважины.

Скв. 1013 вступила в эксплуатацию в 1953 г. с начальным дебитом газа 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут и конденсата 60 т/сут. при начальном газоконденсатном факторе (ГКФ) 11 590 м<sup>3</sup>/т. Всего за 1952—1958 гг. скважина эксплуатировалась 650 дней (в основном в зимнее время). В начальный период эксплуатации скважина работала со стабильным дебитом газа и конденсата (табл. 18).

Однако в дальнейшем обнаружились существенные изменения (рис. 27). Так, за время снижения пластового давления с 35 до 28 МПа газоконденсатный фактор возрос с 11 590 до 14 350 м<sup>3</sup>/т, выход конденсата снизился с 86 до 69 г/м<sup>3</sup>. За указанное время плотность конденсата снизилась с 0,771 до 0,758 г/см<sup>3</sup>. Ко времени снижения пластового давления до 3 МПа ГКФ возрос до 16 730 м<sup>3</sup>/т, выход конденсата снизился до 59 г/м<sup>3</sup>, а плотность конденсата до 0,752 г/см<sup>3</sup>.

Еще более существенными оказались ретроградные изменения в ходе дальнейшего истощения пластового давления залижи. Ко времени снижения пластового давления до 17,5 МПа газоконденсатный фактор составил 23 700 м<sup>3</sup>/т, выход конденсата 32 г/м<sup>3</sup>, плотность 0,750 г/см<sup>3</sup> (табл. 18).

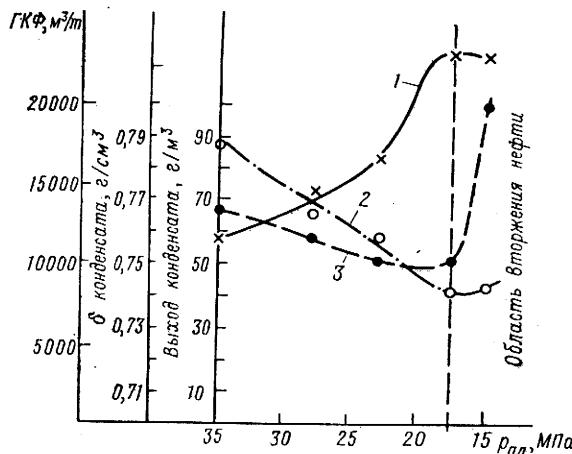


Рис. 27. Газоконденсатное месторождение Локбатан-юг, скв. 1013. Изменение газоконденсатного фактора (1), выхода конденсата (2) и плотности жидкой фазы (3) в процессе разработки залежи на режиме естественного истощения

В начале 1958 г. цвет добываемого конденсата стал темнеть; в продукции скважины в результате вторжения нефтяной оторочки появилось некоторое количество нефти, что привело к снижению газоконденсатного фактора. Уже в апреле 1958 г. при пластовом давлении 15,5 МПа газоконденсатный фактор составил 23 000 м<sup>3</sup>/т, а выход конденсата — 43 г/м<sup>3</sup>. Добываемая жидккая фаза представляла собой смесь конденсата с нефтью плотностью 0,801 г/см<sup>3</sup> при содержании смол 6%. В конце апреля 1958 г. скважина с целью исследования была закрыта.

Интересным является поведение скважины после закрытия. Статическое давление на устье скважины после ее закрытия стабилизировалось в течение 2 ч на уровне 12,5 МПа. Через несколько дней давление на устье стало медленно снижаться. Через месяц после закрытия, в конце мая 1958 г., статическое давление на устье снизилось до 10 МПа и еще через месяц до 6 МПа. В октябре 1958 г. давление на устье снизилось до нуля, а в затрубном пространстве — до 3,8 МПа. При обследовании в стволе скважины оказалась нефть, статический уровень жидкости был замерен на глубине 1043 м, пластовое давление по глубинному манометру оказалось равным 18 МПа, температура на забое 84°C. Отобранный пробоотборником нефть была парафинистой с плотностью 0,902, содержание смол до 37%.

В декабре 1958 г. скважина с целью исследования вновь была введена в эксплуатацию. Дебит газа при этом составил 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут, дебит жидкой фазы (нефти, смешанной с конденсатом) — 20 т/сут, при плотности ее 0,868 г/см<sup>3</sup>. В процессе дальнейшей эксплуатации скважина постепенно переходит на чистую нефть. Уже к началу 1960 г. дебит нефти при эксплуатации скважины компрессором составляет 10 т/сут, а плотность ее 0,915 г/см<sup>3</sup>. Однако после перфорации верхней части эксплуатационного объекта скважина вновь фонтанирует с дебитом газа 150 тыс. м<sup>3</sup>/сут и дебитом жидкости плотностью 0,7887 г/см<sup>3</sup>, 15 т/сут. В процессе дальнейшей эксплуатации,

за счет продолжения процесса вторжения нефти из нефтяной оторочки в газоконденсатную зону, скважина вновь постепенно переходит на чистую нефть.

Подробное описание процесса эксплуатации этой скважины преследовало цель показать картину ретроградных изменений залежи, поведение нефтяной оторочки и особенности вторжения



Рис. 28. Месторождение Карадаг (структурата по кровле VII горизонта)

1 — скважины, давшие газ и конденсат; 2 — скважины, давшие нефть; 3 — скважины непродуктивные; 4 — нефтяная оторочка

нефти из оторочки в газоконденсатную зону при разработке последней на режиме истощения пластового давления.

**Месторождение Карадаг** расположено в юго-западной части Апшеронского полуострова (рис. 28), является первым, наиболее характерным газоконденсатным месторождением страны.

Разработка залежей VII горизонта осуществлена без поддержания пластового давления, на режиме истощения. В процессе разработки по всем без исключения скважинам и по залежи в целом фиксировались четко выраженные изменения параметров, обусловленные ретроградными явлениями, вызванными снижением пластового давления ниже давления начала конденсации. Однако в начальный период эксплуатации скважины работали при стабильных дебитах газа и конденсата. Ретроградные изменения обнаружились после того, как давление в залежи снизилось на 10—15% от начального и заметно усилились к моменту извлечения 25—30% запасов газа.

Ретроградные изменения в ряде наиболее продуктивных скважин, эксплуатирующих залежь VII горизонта, имеют следующую картину.

Скв. 78 является открывательницей залежи, она вступила в эксплуатацию 1/I 1955 г. с дебитом газа 350—400 тыс. м<sup>3</sup>/сут. и 70 т/сут конденсата при устьевом давлении 29 МПа. По данным исследования начальный газоконденсатный фактор составил 5550 м<sup>3</sup>/т, выход конденсата 180 г/м<sup>3</sup>. В процессе разработки залежи на режиме истощения газоконденсатный фактор, выход и характеристика конденсата значительно изменяются, особенно после того, как пластовое давление снижается до

32—30 МПа (рис. 29). Динамика этих изменений приведена в табл. 19. Из данных таблицы видно, что в течение первых трех лет эксплуатации (1956—1958 гг.) состав добываемой продукции изменился незначительно. Несмотря на снижение пластового давления более чем на 5 МПа, ГКФ возрос всего

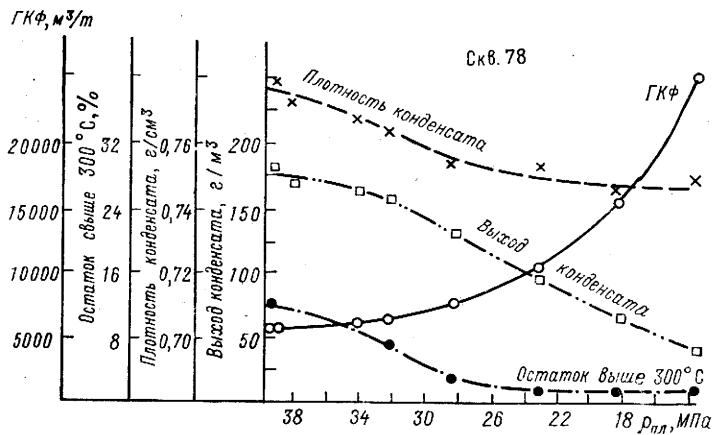


Рис. 29. Изменение газоконденсатного фактора, выхода конденсата, плотности и состава конденсата в процессе разработки на режиме естественного истощения. Месторождение Карадаг, скв. 78

с 5550 до 6140 м<sup>3</sup>/т, а выход конденсата снизился на 17 г/м<sup>3</sup>. За указанное время в составе жидкой фазы резко уменьшилось лишь содержание фракции, выкипающей при температуре свыше 300°C.

Более существенными оказались ретроградные потери конденсата в последующие этапы эксплуатации: с 1958 по 1960 г. выход конденсата снизился на 33 г/м<sup>3</sup>, ГКФ соответственно возрос до 7690 м<sup>3</sup>/т. И только в конечной стадии разработки имела место некоторая стабилизация выхода конденсата, однако при этом его дебиты характеризовались незначительными величинами.

Ретроградные изменения привели к значительному изменению и состава добываемого в указанной скважине конденсата: плотность его за 10 лет эксплуатации снизилась с 0,779 до 0,741 г/см<sup>3</sup>, содержание бензина возросло с 35 до 69%, дизельного топлива соответственно снизилось с 54 до 29,5%, а содержание остатка — с 11,0 до 1,5% (табл. 19).

Скв. 136 вступила в эксплуатацию 10/III 1958 г., что соответствует моменту снижения пластового давления залежи до 34 МПа. И тем не менее, ввиду незначительности начального темпа ретроградных изменений залежи, скважина вступила в эксплуатацию при параметрах, близких к начальным. Выход конденсата был равен 167 г/м<sup>3</sup>, ГКФ — 6000 м<sup>3</sup>/т, плотность

конденсата 0,767 г/см<sup>3</sup>. Однако со временем снижения пластового давления до 28 МПа выход конденсата снизился до 143 г/м<sup>3</sup>, ГКФ возрос до 7000 м<sup>3</sup>/т. Далее к моменту снижения пластового давления до 18 МПа выход конденсата составил 90 г/м<sup>3</sup>, ГКФ возрос до 11 100 м<sup>3</sup>/т (рис. 30). При пластовом давлении

ТАБЛИЦА 19

Годы (на январь)	Выход конденсата, г/м <sup>3</sup>	ГКФ, м <sup>3</sup> /т	Характеристика конденсата			
			Плотность, г/см <sup>3</sup>	Содержание бензина, %	Содержание дизельного топлива, %	Остаток, выкипающий при температуре выше 300°C, %
1956	176	5 680	0,779	35	54	11
1957	170	5 880	0,773	39	50,5	10,5
1958	163	6 140	0,768	45	46	9
1959	156	6 410	0,764	49	42,5	8,5
1960	130	7 690	0,754	56	41	3
1961	95	10 500	0,752	65	33	2
1962	65	15 400	0,746	67	31	2
1963	40	25 000	0,741	69	29,5	1,5

10 МПа содержание конденсата в добываемой системе снизилось до 30 г/м<sup>3</sup>, ГКФ достиг 33 300 м<sup>3</sup>/т при плотности конденсата 0,747 г/см<sup>3</sup>. Аналогичная картина наблюдается по всем остальным скважинам (рис. 31).

Интересной является картина ретроградных изменений, сопровождаемых вторжением нефти из нефтяной оторочки в газоконденсатную зону залежи. Ярким примером наряду с ранее рассмотренной скв. 1013 площади Локбатан может служить скв. 105, расположенная недалеко от первоначального газонефтяного контакта VII горизонта.

Скв. 105 вступила в эксплуатацию в начальный период разработки залежи при дебите газа 815 тыс. м<sup>3</sup>/сут и дебите конденсата 175 т/сут, выходе конденсата 214 г/м<sup>3</sup>, ГКФ 4600 м<sup>3</sup>/т. К моменту снижения пластового давления до 34,5 МПа выход конденсата снижается до 196 г/м<sup>3</sup>, ГКФ возрастает до 5100 м<sup>3</sup>/т, со временем снижения пластового давления до 23,5 МПа выход конденсата уменьшается до 128 г/м<sup>3</sup>, ГКФ возрастает до 7800 м<sup>3</sup>/т (рис. 32). К указанному времени цвет жидкой фазы продукции скважины стал темнеть, в конденсате появились смолы, и плотность его постепенно стала возрастать. Дальнейшие наблюдения показали, что в продукции скважины за счет вторжения нефти из нефтяной оторочки появилась нефть. В течение четырех лет, за счет усиливающегося темпа вторжения нефти в газоконденсатную зону, скважина постепенно переходила на нефть; при этом скважина фонтанировала со

смешанной продукцией при параметрах, приведенных в табл. 20 и на рис. 32.

Из данных табл. 20 видно, что с момента вторжения нефти в призабойную зону скважин картина ретроградных изменений нарушается. Выполненные исследования показали, что в при-

ТАБЛИЦА 20

Годы	Пластовое давление, МПа	Выход конденсата, г/М <sup>3</sup>	ГКФ, м <sup>3</sup> /т	Характеристика конденсата				Примечание
				плотность, г/см <sup>3</sup>	содержание бензина, %	содержание дизельного топлива, %	фракция выше 300°C смолы, %	
1957	37,5	214	4 600	0,779	33,5	56,0	10,5	—
1958	34,5	196	5 100	0,771	39,5	54,5	6,0	—
1959	29,0	154	6 500	0,762	48,0	50,0	2,0	—
1960	23,5	128	7 800	0,765	53,0	42,0	5,0	2,0
1961	18,5	102	9 800	0,774	—	—	15,0	3,5
1962	16,0	100	10 000	0,800	—	—	20,0	6,0
1964	15,0	102	9 800	0,845	—	—	52,0	15,0

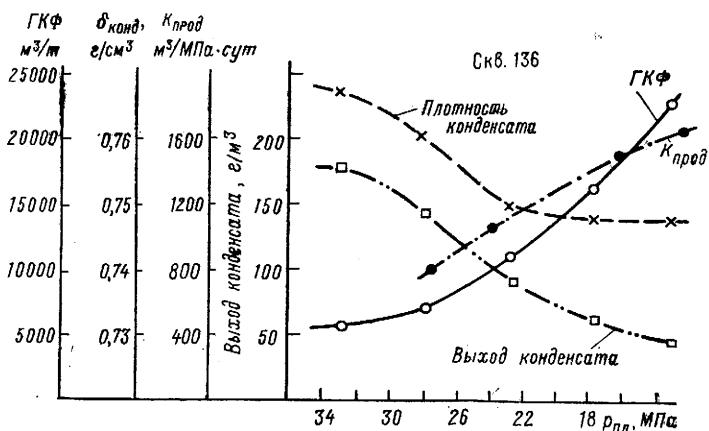


Рис. 30. Кривые ретроградных изменений. Месторождение Карадаг, скв. 136

забойной зоне, т. е. в зоне вторжения нефти, отмечаются высокая остаточная газонасыщенность, более высокие, по сравнению с газоконденсатной зоной, значения пластового давления и выхода конденсата.

Представляет интерес картина ретроградных изменений в целом по залежи VII горизонта (табл. 21, рис. 33). По данным табл. 21 процесс разработки этой залежи на режиме истощения пластового давления как бы делится на три этапа. Первый этап, именуемый ретроградным, охватывает период эксплуатации

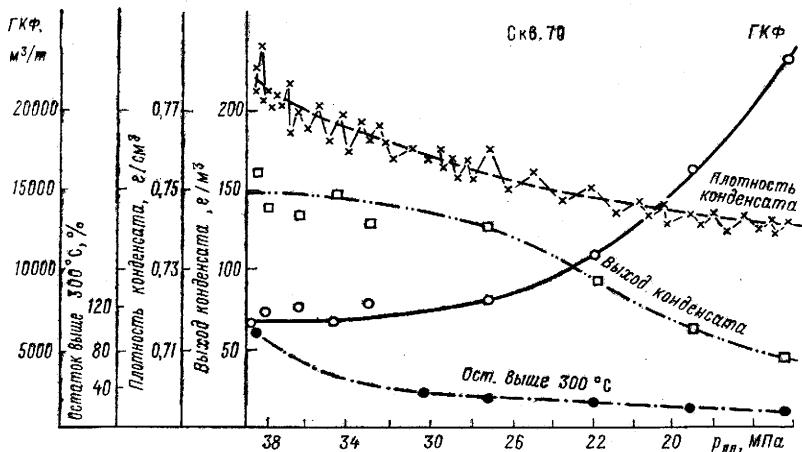


Рис. 31. Изменение газоконденсатного фактора, выхода конденсата, плотности и состава конденсата в процессе разработки на режиме естественного истощения. Месторождение Карадаг, скв. 70

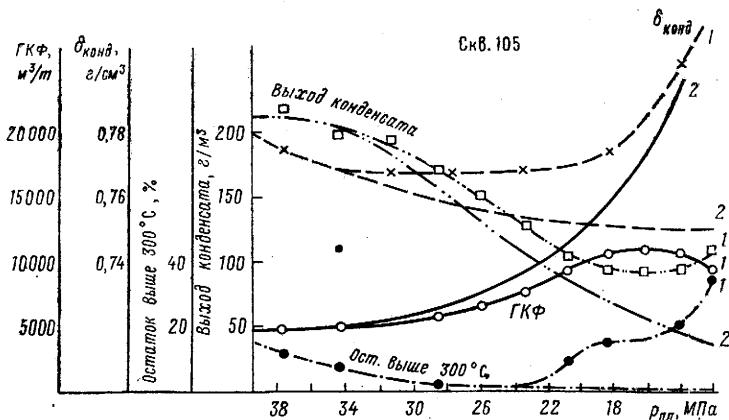


Рис. 32. Кривые ретроградных изменений. Месторождение Карадаг, скв. 105

ции с 1955 по 1967 г. и характеризуется ярко выраженными ретроградными изменениями залежи. За это время из залежи было извлечено более 90% запасов газа и 42% запасов конденсата. При этом пластовое давление снизилось с 39 до 4,2 МПа, выход конденсата уменьшился с 179 до 12  $\text{г}/\text{м}^3$ , ГКФ возрос с 5580 до 85 500  $\text{м}^3/\text{т}$ , плотность конденсата снизилась с 0,779 до 0,741  $\text{г}/\text{см}^3$ . Второй этап разработки — этап стабилизации —

охватывает период с 1968 по 1971 г. и характеризуется минимальным выходом конденсата и максимальными значениями ГКФ. Этот этап соответствует давлению максимальной конденсации пластовой системы. Однако по данным термодинамических исследований значение его составляет 10—15 МПа (рис. 9).

ТАБЛИЦА 21

Годы	Пластовое давление, МПа	Выход конденсата, г/м <sup>3</sup>	ГКФ, м <sup>3</sup> /т	Плотность конденсата, г/см <sup>3</sup>	Примечание
Начальное состояние залежи	39,0	179	5 580	0,779	Средневзвешенные данные по залежи
1955	39,0	169	5 940	0,778	
1956	38,7	151	6 650	0,777	
1957	37,5	157	6 400	0,770	
1958	33,8	139	7 200	0,765	
1959	28,0	105	9 540	0,757	
1960	22,8	72	13 780	0,755	
1961	17,8	50	19 760	0,748	
1962	13,3	37	27 000	0,746	
1963	10,0	26,5	38 000	0,747	
1964	8,0	23	35 500	0,746	
1965	6,2	19	52 600	0,746	
1966	5,4	16	62 500	0,745	
1967	4,7	13	76 900	0,743	
1968	4,2	11,7	85 500	0,741	
1969	3,7	8,5	129 000	0,739	Область стабилизации
1970	3,6	9,8	102 000	0,742	
1971	3,6	12,7	78 700	0,747	Область прямого испарения
1972	3,8	18	55 500	0,745	
1973	4,0	25	40 000	0,749	
1974	4,2	26	38 500	0,752	
1975	4,4	27	37 000	0,757	

Третий этап соответствует завершающей стадии разработки и характеризуется небольшим ростом выхода конденсата и снижением ГКФ. Этот этап охватывает область прямого испарения. Однако следует отметить, что увеличение выхода конденсата здесь представляет чисто теоретический интерес и не имеет промышленного значения. Достаточно отметить, что за счет эффекта прямого испарения из залежи VII горизонта дополнительно извлечено всего 4 тыс. т конденсата, что составляет только 0,1% от начальных запасов его.

Характерными для освещения динамики ретроградных потерь конденсата являются следующие данные.

Скважины, вступившие в эксплуатацию в начальную стадию разработки, отличались высоким выходом конденсата — 150—215 г/м<sup>3</sup>, соответствующим уровню начального содержания

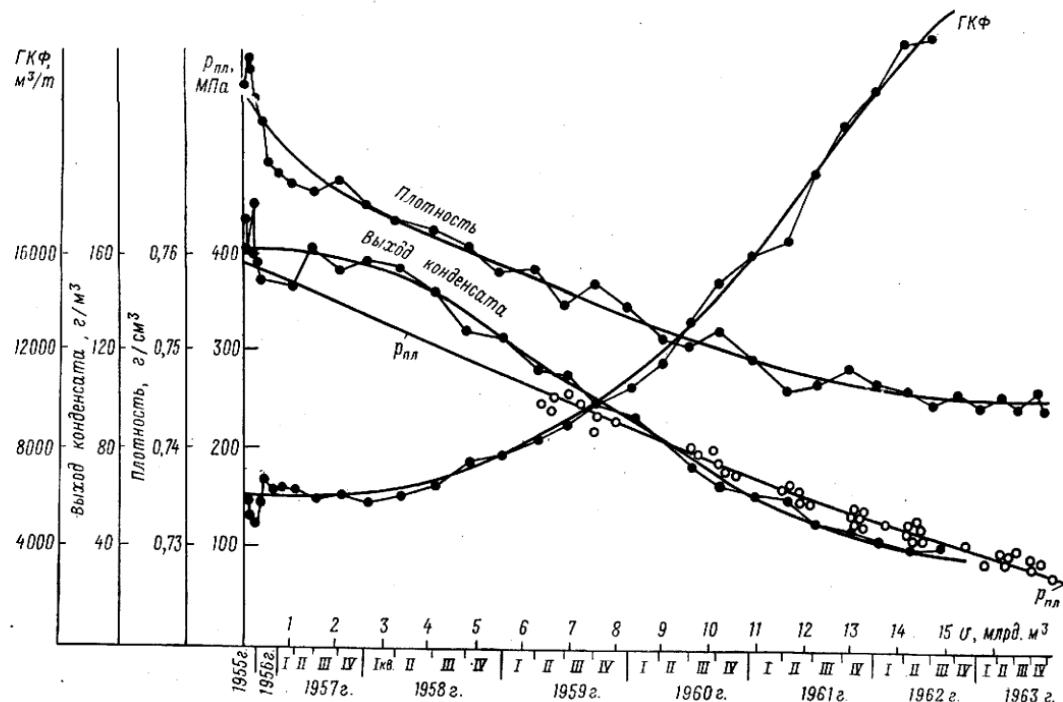


Рис. 33. Кривые ретроградных изменений залежи VII горизонта месторождения Карадаг

конденсата в пластовом газе. Пробуренные здесь после снижения пластового давления и развития ретроградных изменений скважины вступали в эксплуатацию при более низких выходах конденсата (110—140 г/м<sup>3</sup>) и высоких значениях ГКФ. И, наконец, скважины, пробуренные к моменту извлечения 50% запасов

ТАБЛИЦА 22

Динамика отбора газа и конденсата		Отношение коэффициента конденсатоотдачи к коэффициенту газоотдачи	Продолжительность эксплуатации, годы
добыча газа, % от начальных запасов	добыча конденсата, % от начальных запасов		
10	8	0,8	2,5
20	15	0,75	0,8
30	22	0,73	0,7
40	28	0,7	0,8
50	32	0,64	0,8
60	35	0,58	0,9
70	37,5	0,54	1,2
80	40	0,5	2,0
90	42	0,47	4,0
95	42,5	0,44	9,0

газа (этому времени соответствуют наиболее интенсивные ретроградные потери), вступали в эксплуатацию при выходе конденсата 68—85 г/м<sup>3</sup> и ГКФ 15 000—18 000 м<sup>3</sup>/т [57]. Эти данные находились в полном соответствии с параметрами соседних, ранее пробуренных скважин.

Если в начальную стадию разработки VII горизонта извлечение 10% запасов газа обеспечило получение 8% потенциальных запасов конденсата, то в последующем на каждые 10% отбора газа (от первоначальных запасов извлекалось от 7 до 2% запасов конденсата (по мере падения пластового давления происходило резкое ухудшение этого показателя). В завершающей стадии разработки эта цифра снижается до 0,5% (табл. 22).

**Месторождение Зыря** расположено в юго-восточной части Апшеронского полуострова. В отличие от Карадагского месторождения, приурочено к пологозалегающей, погребенной антиклинальной складке (рис. 34).

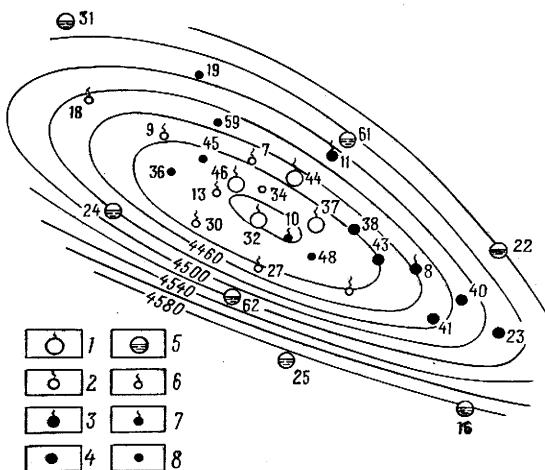
Залежь была открыта в октябре 1958 г. и при помощи первых разведочных скважин введена в разработку на режиме истощения пластового давления. Давление начала конденсации оказалось на уровне начального пластового давления. Ретроградные изменения были обнаружены к моменту извлечения 10% запасов газа. Рассмотрим несколько характерных примеров.

Скв. 8 является открывательницей газоконденсатной залежи ПК свиты, вступила в эксплуатацию в октябре 1958 г. при ГКФ — 3570 м<sup>3</sup>/т и выходе конденсата 280 г/м<sup>3</sup>. Вскоре из-за

близости нефтяной оторочки (залежь ПК свиты содержит небольшую нефтяную оторочку, смещенную в юго-восточную периклинальную часть складки) в продукции скважины появилось некоторое количество нефти, благодаря которой выход жидких углеводородов возрос до  $330 \text{ г}/\text{м}^3$ , ГКФ снизился до  $3030 \text{ м}^3/\text{т}$ ,

Рис. 34. Карта разработки газоконденсатного месторождения Зыря. Структура по кровле ПК свиты

1 — газоконденсатные скважины, КС; 2 — газоконденсатные скважины, ПК свиты; 3 — газоконденсатные скважины, перешедшие на нефть, ПК свита; 4 — нефтяные скважины, ПК свита; 5 — скважины, давшие воду из ПК свиты; 6 — газоконденсатные скважины, КаC; 7 — газоконденсатно-нефтяные скважины, КаC; 8 — нефтяные скважины, КаC



плотность конденсата возросла с  $0,779 \text{ г}/\text{см}^3$  до  $0,799 \text{ г}/\text{см}^3$  и цвет ее потемнел. Дебит газа при этом составил 530 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , а конденсата 175 т/сут при давлении на буфере 25 МПа, а в затрубном пространстве 26,8 МПа. В связи с последующим обводнением в скважине проводились изоляционные работы с перфорацией верхней части эксплуатационного объекта. Дальнейшая работа характеризовалась параметрами, указанными в табл. 23.

За 15 месяцев эксплуатации ГКФ возрос с 3800 до  $7580 \text{ м}^3/\text{т}$ , выход конденсата снизился с 263 до  $132 \text{ г}/\text{м}^3$ , а плотность конденсата с  $0,773 \text{ г}/\text{см}^3$  до  $0,753 \text{ г}/\text{см}^3$ . Эти изменения соответствуют снижению пластового давления с 38 до 28 МПа. Производительность скважины составляла 550—650 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  газа и 145—85 т/сут конденсата. Скважина в ходе дальнейшей эксплуатации постепенно перешла на нефть, а в 1964 г. при пластовом давлении 19 МПа обводнилась. Средний ГКФ за все время работы скважины составлял  $4700 \text{ м}^3/\text{т}$ , выход конденсата  $213 \text{ г}/\text{м}^3$ .

Скв. 7 вступила в эксплуатацию в январе 1960 г., к моменту снижения пластового давления до 40,5 МПа, т. е. после того как в залежи начались ретроградные изменения. Поэтому начальный выход конденсата составил  $257 \text{ г}/\text{м}^3$ , ГКФ —  $3890 \text{ м}^3/\text{т}$ . Дальнейшая эксплуатация протекала при параметрах, указанных в табл. 24 и рис. 35.

Из табл. 24 видно, что за три года эксплуатации ГКФ возрос с  $3890 \text{ м}^3/\text{т}$ , выход конденсата уменьшился с 257

до 63 г/м<sup>3</sup>, а плотность добываемого стабильного конденсата снизилась с 0,777 до 0,756 г/см<sup>3</sup>. Скв. 7, расположенная в присводовой зоне складки, отличалась значительной продолжительностью эксплуатации, в то время как другие скважины, расположенные в зоне погружения, работали более короткий срок

ТАБЛИЦА 23

Дата	Газоконденсатный фактор, м <sup>3</sup> /т	Выход конденсата, г/м <sup>3</sup>	Плотность конденсата, г/см <sup>3</sup>
Начальное состояние залежи	3570	280	0,779
V 1960	3800	263	0,773
VII 1960	4500	222	0,769
IX 1960	5000	200	0,765
XI 1961	5350	183	0,763
III 1961	6550	153	0,758
VII 1961	7580	132	0,753

и выбывали из строя из-за вторжения воды в залежь и обводнения краевой или подошвенной водой. В скв. 7 отмечены наиболее продолжительные и существенные ретроградные изменения. Аналогичная картина отмечается в скв. 9, 13 и др. (рис. 36, 37).

В целом картина ретроградных изменений газоконденсатных залежей подкирмакинской (рис. 38) и кирмакинской свит месорождения Зыря представлена соответственно в табл. 25 и 26.

ТАБЛИЦА 24

Дата	Газоконденсатный фактор, м <sup>3</sup> /т	Выход конденсата, г/м <sup>3</sup>	Плотность конденсата, г/см <sup>3</sup>
Начальное состояние залежи	3 570	280	0,779
II 1960	4 000	250	0,777
III 1960	4 120	242	0,775
V 1960	4 420	226	0,774
VII 1960	4 670	213	0,772
IX 1960	4 970	201	0,769
XI 1960	5 620	178	0,766
I 1961	6 150	163	0,764
V 1961	7 440	134	0,762
I 1962	9 420	106	0,761
VII 1962	11 800	84	0,757
I 1963	15 800	63	0,756

По аналогии с залежью VII горизонта месторождения Карадаг снижение пластового давления в диапазоне от начального 45 до 40,5 МПа привело к сравнительно небольшим изменениям параметров залежи ПК свиты: ГКФ за этот период увеличился с 3570 до 3820 м<sup>3</sup>/т, а выход конденсата снизился с 280 до

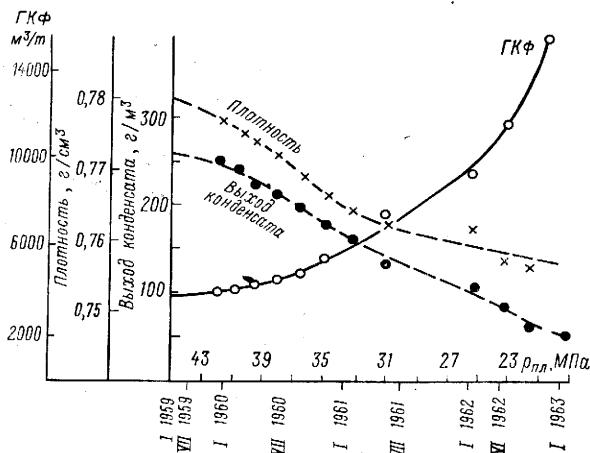


Рис. 35. Кривые ретроградных изменений. Месторождение Зыря, скв. 7

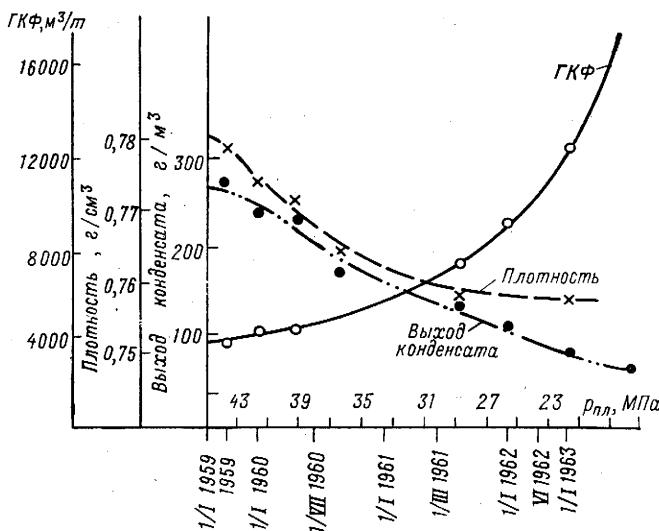


Рис. 36. Кривые ретроградных изменений. Месторождение Зыря, скв. 9

262 г/м<sup>3</sup>, т. е. всего на 6,5 %. Более резкие ретроградные изменения последовали в ходе дальнейшей разработки. Уже к моменту падения пластового давления до 32,5 МПа ГКФ

возрастает до 5320 м<sup>3</sup>/т, а выход конденсата снижается до 188 г/м<sup>3</sup>, т. е. на 33% от начального содержания. В связи с упруго-водонапорным режимом ПК свиты и обводнением скважин эксплуатационного фонда пластовое давление залежи в ходе разработки на режиме истощения снизилось лишь до 19 МПа (на

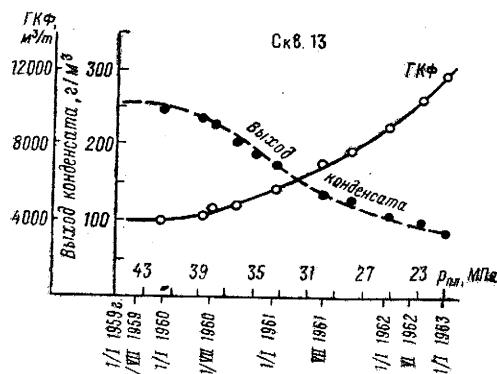


Рис. 37. Кривые ретроградных изменений. Месторождение Зыря, скв. 13

ТАБЛИЦА 25

Дата	Газоконденсатный фактор, м³/т	Выход конденсата, г/м³	Пластовое давление, МПа	Плотность конденсата, г/см³
Начальное состояние залежи	3 570	280	45,0	0,779
VIII 1959	3 750	266	43,0	0,777
I 1960	3 820	262	40,5	0,774
VII 1960	4 370	229	37,0	0,768
I 1961	5 320	188	32,5	0,764
VII 1961	6 720	148	28,0	0,758
I 1962	8 110	122	24,5	0,760
VII 1962	10 000	100	22,0	0,757
1964	14 300	70	19,0	0,755

ТАБЛИЦА 26

Дата	Газоконденсатный фактор, м³/т	Выход конденсата, г/м³	Плотность конденсата, г/см³	Примечание
VII 1961	3 970	251	0,759	
I 1962	4 920	202	0,757	
IV 1962	6 640	150	0,753	
VII 1962	8 875	113	0,751	Замеры пластовых давлений отсутствуют
I 1963	11 100	90	—	
I 1964	18 200	55	—	

своде складки до 15 МПа). Выход конденсата к указанному времени составил 70 г/м<sup>3</sup>, ГКФ 14 300 м<sup>3</sup>/т, плотность конденсата 0,756 г/см<sup>3</sup>. Поэтому последующие этапы ретроградных изменений — явления стабилизации и обратного испарения — в указанной залежи отсутствовали.

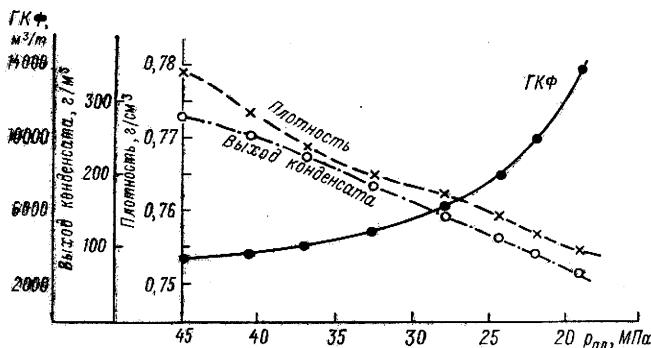


Рис. 38. Ретроградные изменения в залежи ПК свиты месторождения Зыря

\* \* \*

Газоконденсатные залежи представляют собой новый тип углеводородных скоплений, характеризующихся нахождением газообразных и жидких углеводородов в пластовых условиях в единой газовой фазе. Специфическая особенность газоконденсатных систем — подчинение явлениям обратной (ретроградной) конденсации. Продукция газоконденсатных скважин состоит из двух фаз: газовой и жидкой.

Таким образом, с промыслововой точки зрения газоконденсатные залежи отличаются от чисто газовых тем, что в продукции скважин содержится не только природный газ, но и некоторое, в ряде случаев значительное, количество легкой нефти — конденсата. От нефтяных залежей они отличаются более высокими соотношениями (как правило, более 1000 м<sup>3</sup>/т) объемов добываемого газа и нефти, а также специфическими изменениями характеристик скважин, количества и качества добываемой продукции и др.

В отличие от газовых и нефтяных скоплений для образования газоконденсатных залежей требуются соответствующие значения пластового давления. При пластовых давлениях ниже критического значения (8—10 МПа) существование газоконденсатных систем невозможно. Невозможно существование газоконденсатных систем и при очень высоких пластовых температурах — выше 200—220°C, способных вызвать разукрупнение молекул углеводородов.

Существенна роль пластовых давлений и температуры и при формировании основных особенностей газоконденсатных систем. Так, ретроградные изменения целиком обусловлены снижением пластовых давлений. Величина начального пластового давления и температура в существенной степени предопределяют такие важные особенности, как насыщенность пластового газа конденсатом, плотность запасов, возможная полнота их извлечения и т. д. При значительном превышении пластового давления над давлением начала конденсации суммарные ретроградные потери конденсата соответственно снижаются, а при высоких температурах залежи, достигающих значения криокондитермы, они вовсе отсутствуют.

Для образования и сохранения газоконденсатных залежей наряду с определенными величинами пластового давления и температуры требуется благоприятное соотношение объемов природного газа и жидкой углеводородной фазы. При недостаточных ресурсах газа в недрах происходит не испарение нефти, а растворение газа в нефти, что в свою очередь приводит к образованию чисто нефтяных скоплений. Присутствие газоконденсатных месторождений в разрезе осадочного чехла связано с определенными интервалами глубин, чаще с глубинами 2500—5500 м.

Контролирующими термобарическими параметрами газоконденсатных залежей являются давление начала конденсации, ниже которого начинается процесс выделения жидкого конденсата из состава однофазной пластовой системы, и давление максимальной конденсации, соответствующее точке, при которой из пластовой системы выделяется наибольшее количество жидкой фазы.

Количество находящегося в газовой фазе жидкого конденсата колеблется в весьма широких пределах и зависит от характера исходного органического вещества нефтегазообразующей среды, геологических условий формирования и сохранения залежей, а также величины пластового давления и температуры. В зависимости от них содержание конденсата в газе может оказаться ничтожно малым (несколько кубических сантиметров на 1 м<sup>3</sup> газа) или уникально высоким (более 1000 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). И все же для одних и тех же районов при прочих равных условиях содержание конденсата в пластовом газе с глубиной залегания возрастает.

Основным составляющим газоконденсатных систем является метан. Однако, как правило, кроме метана и высококипящих углеводородов, входящих в состав конденсатов ( $C_{5+}$ ), в газовой смеси присутствуют этан, пропан—бутан, а в ряде случаев углекислый газ, сероводород, гелий, азот и др.

Наличие в газоконденсатной системе гомологов метана, а также углекислого газа способствует переходу жидких углеводородов в газовую fazu, поэтому в случае их относительно

большого содержания газоконденсатные залежи (особенно расположенные в нефтегазоносных областях), как правило, характеризуются высоким содержанием конденсата.

В связи с наблюдающейся тенденцией облегчения нефтей и утяжеления конденсатов с глубиной плотности их на определенных глубинах выравниваются. При этом выравниваются и соотношения нефти и газа в нефтяных и газоконденсатных пластах. В подобных условиях для того, чтобы отличить газоконденсатные залежи от нефтяных, характеризующихся высокими потенциальными газовыми факторами и легкими, как конденсат, нефтями, требуется выполнение специальных промысловых и экспериментальных термодинамических исследований, направленных на изучение фазового состояния углеводородных скоплений.

Газоконденсатные залежи нередко в погруженной части продуктивных ловушек содержат оторочку обычной жидкой нефти. В тех случаях, когда ресурсы газа в пласте достаточны и термобарические условия его благоприятны для испарения всей жидкой части, оторочка нефти, как правило, отсутствует.

Размеры нефтяных оторочек в зависимости от соотношения нефти и газа в пласте и условий формирования и сохранения залежей могут быть различными. В некоторых случаях оторочка может оказаться незначительной, не представляющей промышленного значения для разработки. Наряду с этим размеры оторочек нередко могут оказаться больше размеров газоконденсатной зоны.

Отмечается наличие генетической связи между геохимической характеристикой конденсатов и нефтью нефтяных оторочек, что свидетельствует о едином процессе их формирования.

Одной из характерных особенностей глубокозалегающих газоконденсатных систем является наличие в их составе определенного количества водяных паров, содержание которых по мере увеличения пластовой температуры заметно возрастает. В процессе добычи газа водяные пары в результате снижения температуры среды конденсируются и в продукции скважин появляется небольшое количество пресной воды, получившей название конденсационной.

В исследовании газоконденсатных месторождений выделяются три самостоятельных направления: геологическое, промысловое и термодинамическое. Результаты их являются важной основой для комплексного решения вопросов промышленной разведки, подготовки запасов газа и конденсата и рациональной разработки месторождений.

Комплекс геологических исследований включает геологическое, геофизическое и гидрогеологическое изучения месторождений, направленные на освещение характера разреза и строения месторождения, физических свойств коллекторов, закономерностей их изменения по площади и глубине как в

продуктивной, так и в законтурных частях залежей, выделение эксплуатационных объектов, изучение других особенностей месторождения, дающих (в сочетании с промысловыми и лабораторными исследованиями) полное представление о качественной и количественной характеристике месторождения.

Важное место занимает изучение фазовых превращений пластовых систем, формирующих ряд особенностей поведения залежей, сопровождающих разработку газоконденсатных месторождений. Наиболее надежную и качественную информацию при этом обеспечивают экспериментальные исследования на специальных установках, имитирующих пластовые условия, применяемые в сочетании с расчетными методами.

При выполнении комплекса промысловых исследований необходимо широко использовать прямые методы получения информации о параметрах залежи. В частности, замеры пластового и забойного давлений, дебитов газа и конденсата необходимо производить непосредственно при помощи приборов, обеспечивающих высокую точность.

Специфические особенности поведения газоконденсатных систем в процессе эксплуатации обуславливают необходимость систематического выполнения исследовательских работ в течение всего периода разработки газоконденсатных месторождений. Это продиктовано необходимостью уточнения запасов газа и конденсата, оценки коэффициентов газо- и конденсатоизвлечения, контроля за процессом разработки, установления наличия отклонений от исходных (проектных) параметров и внесения необходимых корректировок в проекты разработки.

Важное значение в организации поисков, промышленной разведки и разработки газоконденсатных месторождений приобретает учет классификации залежей по структурно-литологическим принципам, фазовому состоянию углеводородов, количественному соотношению газообразной и жидкой фаз углеводородов в пласте, по типам нефтяных оторочек, основным геолого-физическим параметрам залежей, глубинам их залегания, характеристике контактов с краевыми водами и др.

При выполнении поисковых и разведочных задач следует учесть, что подобно нефтяным и газовым залежам в зависимости от типа коллекторов могут встречаться пластовые, массивные и линзовидные газоконденсатные залежи, а в зависимости от характеристики локальных ловушек — структурные, стратиграфические, литологические и смешанные типы залежей.

При выборе наиболее рациональных схем разработки газоконденсатных месторождений необходимо классифицировать залежи по характеру их контакта с краевыми водами, фазовому состоянию углеводородов, соотношению газообразной и жидкой фаз в пласте и другим геолого-физическими параметрам залежей.

Газоконденсатные залежи встречаются в зонах, характеризующихся аномально высокими, нормальными (гидростатиче-

скими) и в редких случаях аномально низкими давлениями (АВПД, ГПД, АНПД). Приуроченность месторождений к различным термобарическим условиям предопределяет характеристику залежей и эффективность их разработки. Наиболее часто, особенно в геосинклинальных областях, в газоконденсатных залежах наблюдаются аномально высокие пластовые давления, что при разработке обуславливает наиболее благоприятную обстановку, поскольку в условиях АВПД повышается плотность запасов, сокращаются ретроградные потери конденсата и т. д.

АВПД в газовых и газоконденсатных пластах часто образуется благодаря высоте углеводородных скоплений, под влиянием разности в плотности воды и газа. Так обстоит дело во всех без исключения случаях, когда залежь обладает большой высотой или этажом газоносности. Чем больше высота залежи, тем значительней АВПД. При этом максимальное превышение пластового давления над гидростатическим образуется на своде складки, а величина избыточного давления закономерно уменьшается от свода к погружению складки.

Аномально высокое пластовое давление газоконденсатной залежи, как правило, передается перекрывающей глинистой или галогенной покрышке. Последние, унаследуя избыточное давление подстилающих отложений, в ходе буровых работ проявляют себя как носители сверхвысоких давлений, указывая тем самым на возможность выявления в подстилающих отложениях крупных углеводородных скоплений с АВПД. Эта особенность в ряде случаев может быть использована в качестве важного поискового признака.

В поровом пространстве газовой зоны газоконденсатных залежей кроме газовой фазы углеводородов и остаточной воды находится определенное количество остаточной (после формирования) жидкой нефти, содержание которой в ряде случаев составляет значительную величину (20—30% и более от объема пор). Это новое положение, получившее подтверждение на примере многих нефтегазоносных областей мира, по существу является одной из важных особенностей газоконденсатных залежей.

Обнаружение связанной нефти в газовых и газоконденсатных залежах имеет важное научное и практическое значение. Подобно тому как выявление связанный воды способствовало созданию научных основ разработки месторождений, установление связанный нефти в газовой зоне пластов создает новые возможности для совершенствования методов подсчета запасов газа и рациональной разработки газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей. Это обстоятельство приобретает особое значение в связи с развитием сверхглубокого бурения и освоением больших глубин, где будут выявлены преимущественно газоконденсатные скопления, разработка которых требует создания новых, более совершенных методов извлечения промышленных запасов газа, конденсата и нефти.

При наличии в поровом пространстве связанной нефти газонасыщенный пласт представляет собой сложную трехфазную систему. Промысловыми наблюдениями установлено, что при нефтенасыщенности до 30% от объема пор связанная нефть пласта неподвижна. Она приобретает мобильность и частично фильтруется, когда нефтенасыщенность достигает 35—40%. В присутствии связанной нефти связанная вода частично фильтруется при водонасыщенности пласта 45—50%. Пластовый же газ подвижен даже при величине газонасыщенности 25—30%. Поскольку определение связанной нефти возможно по данным кернового анализа, отбор керна в ходе промышленной разработки залежей по всей площади месторождения представляется необходимым.

Усиливающийся по мере падения пластового давления процесс выделения из состава пластовой газовой смеси жидкого конденсата приводит к соответствующим изменениям состава и характеристики пластовой газоконденсатной системы. Постепенно освобождаясь от высококипящих углеводородов, эта система непрерывно облегчается. Поэтому добываемая из подобных залежей продукция (газ и конденсат) характеризуется непрерывным снижением выхода конденсата и соответствующим ростом газоконденсатного фактора.

Изменения пластовой газовой фазы в процессе разработки на режиме истощения происходят за счет первоочередного, дифференциального выделения из ее состава наиболее высококипящих компонентов углеводородов, прежде всего остатка, выкипающего выше 300°C. При дальнейшем снижении пластового давления в жидкую фазу переходят относительно низкокипящие компоненты. Поэтому ретроградные явления сопровождаются непрерывным уменьшением плотности пластовой газовой смеси и добываемого жидкого конденсата, резким снижением содержания высококипящих фракций и соответственно весьма заметным увеличением содержания бензиновых фракций. Эта особенность является одной из характерных закономерностей, сопровождающих ретроградные изменения газоконденсатных залежей.

Ретроградным изменениям не подвержены редкие залежи, характеризующиеся температурой криокондентерма и выше, т. е. критической температурой, при которой газоконденсатная система при любом давлении остается в однофазном газовом состоянии. Подобные залежи могут быть открыты в высокотемпературных зонах в основном на глубинах около 6000 м. Отсутствуют ретроградные изменения также в случаях, когда пластовое давление залежи значительно превышает давление начала конденсации. Разработка подобных залежей на режиме естественного истощения в диапазоне давлений от начального пластового до давления начала конденсации протекает без ретроградных потерь конденсата.

Конденсат, выпавший в порах пласта, как правило, остается

неподвижным. Его добыча возможна только за счет прямого испарения. Однако в отдельных случаях при высоком содержании конденсата в пластовом газе, малом значении пористости и значительных ретроградных потерях конденсата насыщенность пор жидким конденсатом может достигнуть величины, достаточной для его частичной фильтрации и извлечения. Эта величина оценивается в 20—25% от объема пор.

По данным термодинамических исследований рекомбинированных проб газа и конденсата ретроградные потери продолжаются до снижения пластового давления до уровня давления максимальной конденсации насыщенного конденсата. Этой точке соответствует минимальное содержание конденсата в пластовом газе и в добываемой продукции. При дальнейшем снижении давления в системе ниже давления максимальной конденсации наблюдается обратное явление — прямое испарение. При этом часть выпавшего конденсата переходит в газовую fazу и постепенно обогащает пластовую систему, а следовательно, и добываемую продукцию высококипящими углеводородами (конденсатом). Эта особенность должна была привести к более или менее заметному увеличению выхода конденсата в позднюю стадию разработки газоконденсатных залежей на режиме истощения. Однако по данным разработки ряда месторождений, прежде всего газоконденсатных залежей месторождения Карадаг, заметного увеличения содержания добываемого конденсата в завершающей стадии разработки не наблюдалось. Это обстоятельство позволяет думать, что эффект прямого испарения представляет в основном теоретический интерес и не может привести к заметному увеличению конденсатоотдачи.

Лабораторные термодинамические исследования и практика разработки газоконденсатных месторождений в нашей стране и за рубежом показывают, что в большинстве случаев ретроградные потери при эксплуатации залежи на режиме истощения составляют в среднем 50—60% от потенциальных запасов конденсата. Однако в зависимости от характеристики месторождения и прежде всего от величины начального содержания и фракционного состава конденсата возможны значительные колебания величины конденсатоотдачи. При высоком содержании конденсата в пластовом газе, большой плотности его и наличии в его составе преобладающего количества высококипящих углеводородов ретроградные потери могут достигнуть 70—75% от потенциальных запасов конденсата. В тех же случаях, когда содержание конденсата невелико, плотность его небольшая и состав его отличается наличием относительно низкокипящих углеводородов, ретроградные потери конденсата, как правило, не достигают 50% и нередко составляют 40—25% от начальных запасов. Имеются отдельные примеры, когда ретроградные потери составляют всего 10—15% (месторождение Тенге Южного Манышлака, Зачепиловское в ДДВ и др.).

**ЧАСТЬ ВТОРАЯ**  
**ГЕНЕЗИС И ФОРМИРОВАНИЕ**  
**ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Глава VII**  
**О ГЕНЕЗИСЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Исследование генезиса газоконденсатных залежей связано с изучением процессов образования газа, конденсата, ретроградных газовых фаз и сопутствующих нефтяных оторочек. Ниже приводится краткое изложение этих вопросов.

**§ 1. О ГЕНЕЗИСЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ  
С ПОЗИЦИИ ОРГАНИЧЕСКОЙ (ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННОЙ)  
И АБИОГЕННОЙ ГИПОТЕЗ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА**

Известно, что одним из узловых и спорных вопросов в проблеме происхождения нефти и газа является вопрос о первичной миграции<sup>1</sup>, по существу ставший критерием обоснованности существующих гипотез происхождения нефти. Если сторонники органического происхождения нефти указывают на целый ряд факторов (механизм гравитационного уплотнения пород, миграция нефти в состоянии единой ретроградной газовой фазы и др.), обеспечивающих возможность первичной миграции нефти, то приверженцы абиогенной гипотезы утверждают, что в природе нет механизма, который обеспечил бы эмиграцию из нефтегазообразующей толщи тонко рассеянной нефти и последующую концентрацию ее в пористой среде [107].

Однако споры эти, применительно к генезису газоконденсатных залежей, где нефть и газ находятся в единой газовой фазе, теряют свою остроту. Объясняется это тем, что, во-первых, процесс газообразования, в отличие от образования нефтяных углеводородов, является универсальным. Во-вторых, сам факт существования крупных газоконденсатных скоплений в недрах, содержащих в ретроградной газовой фазе колоссальное коли-

<sup>1</sup> Термин «первичная миграция» предложен В. Иллингом [39].

чество нефтяных углеводородов<sup>1</sup>, не оставляет сомнения в возможности миграции нефти и газа (в том числе и первичной миграции) в единой ретроградной газовой фазе.

В подавляющем большинстве случаев сторонники абиогенной гипотезы свои возражения против первичной миграции нефти связывают с исследованиями В. Ф. Линецкого [115]. В чем же заключаются основные доводы В. Ф. Линецкого, выдвинутые против первичной миграции нефти в состояние единой газовой фазы?

В. Ф. Линецкий не отрицает, что в процессе метаморфизма органического вещества генерируется огромное количество углеводородных газов. Основные его возражения связаны с тем, что «более половины общего количества генерируемых органическим веществом газов (36 из 70%) теряется на первой стадии метаморфизма — при переходе торфа в бурый уголь<sup>2</sup>. Оставшаяся, меньшая часть потенциальных запасов газа уходит из органического вещества на протяжении всех последующих стадий метаморфизма — от бурого угля до графита». По его мнению, этот газ находится в сорбированном состоянии и поэтому не может принять участие в процессе испарения нефти в газе. Таким образом, по данным этого исследователя газовые ресурсы нефтематеринских толщ недостаточны для реализации процесса миграции нефти в единой газовой фазе.

Мнение В. Ф. Линецкого о больших потерях газа, образовавшихся в нефтегазодобывающих толщах на глубинах до 1500 м, в связи с его уходом в водоем и о нахождении газа, генерировавшегося в стадию катагенеза, в сорбированном состоянии является серьезным заблуждением этого крупного исследователя. Известно, что уже в самом начале уплотнения глинистых осадков, на глубинах, измеряемых десятками метров, проницаемость глин существенно снижается и уплотнение пород нередко сопровождается образованием некоторых избыточных давлений (сверх гидростатического). Так, согласно Кидуэллу и Ханту, изучившим процессы уплотнения молодых глинистых осадков Карибского моря в дельте Ориноко (Венесуэла), уже на глубине захоронения 36 м в толще глин оказалось избыточное гидростатическое давление.

<sup>1</sup> Оценки, выполненные автором, показывают, что по состоянию на 1974 г. начальные запасы конденсата по выявленным в мире газоконденсатным месторождениям достигают 5 млрд. т, в том числе количество добываемого конденсата превышает 2,5 млрд. т. С учетом еще не выявленных месторождений примерные потенциальные запасы конденсата по месторождениям мира превышают 10 млрд. т. По некоторым месторождениям концентрация конденсата в газе достигает 1000 г/м<sup>3</sup>, а содержание смол в конденсате 2—3%.

<sup>2</sup> В. Ф. Линецкий со ссылкой на В. А. Успенского исходит из того, что схема метаморфизма рассеянного органического вещества не отличается от схемы, установленной для углей: торф—бурый уголь—каменный уголь—антрацит—графит.

Это явление характерно для всех нефтематеринских преимущественно глинистых толщ, при формировании которых резко снижается проницаемость глин, затрудняются условия оттока поровых вод и происходит отставание процесса их уплотнения.

По мнению Х. Д. Хедберга, образование метана в этих илистых или сланцевых образованиях является важным дополнительным фактором, который развивает тенденцию к усилению (или даже созданию) состояния избыточного давления и недоплотненности осадков как за счет создания дополнительного внутреннего давления, так и за счет дальнейшего уменьшения вытеснения жидкости из-за образования второй фазы (газа) в поровой жидкости [204].

Совершенно очевидно, что в аналогичных случаях создаются условия не только для образования свободной газовой фазы, но и предпосылки для развития сорбционных процессов, а условия для свободного удаления газа в водоем резко ограничиваются. В результате значительная часть образовавшегося в эту стадию газа накапливается в самой нефтематеринской толще. Этому способствуют развитие сорбционных процессов, частичное растворение газа в поровой воде и возможность нахождения его в виде мельчайших частиц — глобул. Потери же углеводородов в связи с их свободным удалением в водоем действительно имеют место, но на глубинах в несколько десятков метров. С глубиной погружения, по мере уплотнения осадков, эти потери резко снижаются.

Исключительно важной представляется оценка роли газа, образовавшегося в стадию катагенеза. Выше уже отмечалось, что этот газ, по мнению В. Ф. Линецкого, полностью переходит в сорбированное состояние. Он пишет, что «на глубинах 1,5—2,0 км в рассеянном органическом веществе нефтематеринской породы остается не более 23—20% потенциального газа, в составе которого преобладает метан (60%). Этот газ будет выделяться из органического вещества, вероятно, по логарифмическому закону, крайне медленно с постоянно снижающимися расходами на всех последующих этапах метаморфизма — от стадии длиннопламенных углей до стадии графита, что соответствует длительному погружению нефтематеринской породы с глубин 1,5—2,0 км до глубин 8—11 км и более». И далее: «он будет выделяться не единовременно и в рассеянном состоянии, не образуя непрерывной фазы, так как концентрация органического вещества в материнской породе мала (1—2%), и находится оно в рассеянной форме. Газ, выделяющийся в столь незначительном количестве, будет сорбирован органическим веществом, перешедшим в нефть, и минеральной массой материнской породы» [115].

Может ли газ на таких глубинах, в подобных термодинамических условиях — в условиях столь высоких температур, явно превышающих значение крисорбентерма, находиться в сор-

бированном состоянии? Ответ на этот вопрос является однозначным: на больших глубинах, в условиях высоких температур, наоборот, происходит десорбция сорбированных углеводородов. Это неоспоримое положение недавно нашло подтверждение экспериментальными работами, выполненными во ВНИИГазе

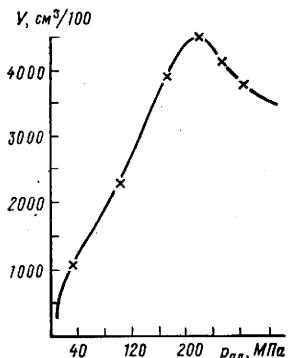


Рис. 39. Изменение сорбционной способности кернов при высоких давлениях

(бывшем Азербайджанском филиале ВНИИГаза) А. М. Кулиевым и А. И. Абдулаевым. Опыты проводились на естественных образцах кернов, поднятых в процессе бурения на Карадагской площади, с различной степенью влажности в условиях высоких давлений и температур. Результаты опытов показали, что при постоянной температуре сорбционная способность пород с ростом давления повышается. Максимальное количество сорбированного газа было фиксировано при давлениях 23—25 МПа; дальнейшее повышение давления приводило к заметному снижению сорбционной способности пород (рис. 39). Интересными являются результаты, полученные в условиях высоких температур. Было установлено, что с ростом температур сорбционная способность пород снижается. Если до 100°C повышение температуры на 10°C сопровождается уменьшением сорбционной способности на 5—6,5%, то в дальнейшем эта цифра резко возрастает. При температуре 115°C глинистые породы почти полностью теряют свою сорбционную способность [108].

Таким образом, сорбция углеводородов глинистыми породами является мощным механизмом накопления образовавшихся газообразных углеводородов в нефтематеринской толще в процессе ее погружения на глубины до 2000—2500 м. В процессе дальнейшего погружения нефтегазообразующей толщи происходит десорбция углеводородных газов, в результате которой высвобождаются огромные объемы газа (метана, насыщенного его гомологами). К этим ресурсам свободного газа приобщаются газы, генерировавшиеся на катагенетических этапах преобразования органического вещества. Существующие на этих глубинах термобарические условия и наличие

повсеместного контакта десорбированного и образовавшегося газа с диффузно-рассеянной нефтью обеспечивает их насыщение более высококипящими нефтяными углеводородами, входящими в состав микронефти. Таким образом, еще на средних этапах катагенеза органического вещества в нефтегазообразующей толще наряду с процессами нефтеобразования протекают ретроградные процессы обогащения газа высококипящими углеводородами, сопровождающиеся их первичной миграцией. Этот непрерывно-прерывистый процесс образования в нефтегазообразующей толще ретроградной газовой смеси и ее первичная миграция продолжаются вплоть до конечных процессов эволюции органического вещества, с явной тенденцией изменения с глубиной соотношения нефти и газа в пользу газа.

Таким образом, можно с полной убежденностью утверждать правомерность объяснения генезиса газоконденсатных залежей с позиции органического происхождения нефти и газа. Нужно считать установленной не только генерацию рассеянным органическим веществом огромных объемов метана и нефтяных углеводородов, но и возможность образования в нефтематеринской толще ретроградной газовой фазы углеводородов, а также реальность их первичной и последующей вторичной миграции.

Возникает вопрос: исключается ли при этом возможность участия эндогенных процессов в генезисе газоконденсатных залежей? Объективно — нет. Возможность образования метана магматическим путем в настоящее время не отрицается даже сторонниками органического происхождения нефти [39]. Имеются и другие объективные факты, требующие всестороннего изучения. Важным является, например, исследование генезиса углекислого газа, присутствие которого значительно способствует повышению растворяющей способности метана, а в ряде случаев является основным компонентом в составе растворяющей газовой фазы газоконденсатных залежей. Углекислый газ, как известно, имеет не только осадочное, но и глубинное происхождение.

В этой связи представляют интерес газоконденсатные залежи, газовая фаза которых почти полностью, а в отдельных случаях полностью лишена метана<sup>1</sup>. Природу подобных явлений можно с одинаковой правомерностью толковать с позиции органического и глубинного происхождения нефти. Характерно в этом отношении высказывание М. Ф. Двали о том, что «метаморфические и магматические  $\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4$ , мигрируя снизу через толщу материнских пород, являются дополнительным к синге-

<sup>1</sup> Примером может служить месторождение Южный Маккалум (штат Колорадо), открытое в меловых отложениях на глубине 1520—1630 м. Газоконденсатная залежь этого месторождения состоит:  $\text{CO}_2$  — 92%,  $\text{N}_2$  — 3%, углеводороды — 5%. Содержание конденсата 31,6  $\text{cm}^3/\text{m}^3$ . Начальное пластовое давление 15,5 МПа. В газовой фазе  $\text{CH}_4$  отсутствуют, а конденсат растворен в сжатом  $\text{CO}_2$  [39].

нетическому газу фактором первичной миграции рассеянных битумов в однофазном состоянии» [39].

Выяснение роли магматических газов в генезисе газоконденсатных залежей — важная задача не только сторонников абиогенной гипотезы происхождения нефти, но и представителей органической теории. Оно требует совместного углубленного изучения с различных позиций этой важной проблемы нефтяной и газовой геологии.

## § 2. О ГЕНЕЗИСЕ ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Более 70 лет назад Г. Потенье создал сапропелевую гипотезу происхождения нефти. Позже появились работы, освещавшие роль гумусового органического вещества в генерации газа. Эти взгляды по происхождению нефти и газа в дальнейшем были значительно развиты и обоснованы И. М. Губкиным, считавшим, что уголь и нефть являются «членами одного и того же генетического ряда каустобиолитов» [45].

Большой прогресс в изучении генезиса нефти и газа был достигнут в течение двух последующих десятилетий, благодаря новым исследованиям советских и зарубежных ученых — В. А. Соколова, Н. Б. Вассоевича, В. В. Вебера, М. Ф. Двали, М. К. Калинко, В. А. Успенского, С. Г. Неручева, О. А. Радченко, И. И. Нестерова, Н. Ю. Успенской, А. А. Трофимука, А. А. Карцева, А. Э. Конторовича, А. Я. Кремса, Д. В. Жабрева, А. И. Горской, Г. Л. Стадникова, Х. Д. Хедберга, Дж. Ханта, Дж. Эрдмана, М. Дантона, Э. Дегенса, М. Луи и Б. Тиссо, Б. Мейр, Х. Смита, В. Расселя, А. Леворсена. Из представителей абиогенной гипотезы — Н. А. Кудрявцева, В. Б. Порфириева, П. Н. Кропоткина и др. В области генезиса газа следует упомянуть работы В. Г. Васильева, В. П. Савченко, А. Л. Козлова, В. И. Ермакова, И. П. Жабрева, а также М. А. Капелошникова, Т. П. Жузе, М. И. Гербер и др. В результате работ указанных исследователей был установлен ряд важных положений, в значительной мере освещавших генезис нефти и газа и их промышленных скоплений. К таким положениям относится тезис о теснейшей связи углеводородов, составляющих основу нефти и большей части горючих газов с осадочной оболочкой Земли (И. М. Губкин, Н. Б. Вассоевич и др.); о генерации нефти и газа в депрессионных областях, выполненных мощной толщей осадочных пород (И. О. Брод, М. Ф. Мирчинк, И. В. Высоцкий, В. Е. Хайн, М. К. Калинко и др.); диффузно-рассеянном состоянии нефти — микронефти в нефтегазообразующей толще (И. М. Губкин, В. А. Соколов, Н. Б. Вассоевич и др.); о вертикальной зональности генерации нефти и газа в разрезе осадочного чехла (В. А. Соколов, Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий, А. Л. Козлов, А. Я. Кремс, И. С. Старобинец и др.);

о диагенетических и катагенетических этапах генерации углеводородов (В. И. Соколов, Н. Б. Вассоевич, В. В. Вебер, Б. П. Жижченко и др.); о возможности эмиграции и миграции нефти в газовой фазе (М. А. Капелюшников, Т. П. Жузе, М. И. Гербер, Н. Б. Вассоевич, М. Ф. Двали, В. А. Успенский и др.); о закономерном возникновении градиентов давления, направленных от нефтематеринских толщ в смежные коллекторские пластины, обеспечивающих длительную первичную и латеральную миграцию УВ (А. Г. Дурмишьян, А. А. Карцев и др.). Указанные и другие положения создали предпосылки для дальнейшего совершенствования и обогащения наших представлений о генезисе нефти и газа, о рациональных путях поисков их потенциальных скоплений в недрах.

Одним из наиболее обоснованных в генезисе нефти и газа положений является представление о генезисе углеводородных газов, согласно которому в генерации газа принимают участие оба генетических типа органического вещества — как сапропелевое, так и гумусовое. Если сапропелевое органическое вещество в процессе катагенеза генерирует тяжелые углеводородные (нефтяные) газы, то гумусовое генерирует преимущественно метан. В этой связи в генерации природного газа наряду с морскими отложениями, характеризующимися преимущественным накоплением сапропелевого типа органического вещества, значительную роль играют континентальные угленосные и субугленосные формации, гумусовое органическое вещество которых представлено дисперсно-рассеянной, дегритовой и концентрированной формами. Ряд авторов, отмечая значительную роль континентальных угленосных и субугленосных отложений в генерации газа, подчеркивает возможность формирования на их основе крупных газовых скоплений. В частности, этим генезисом многие специалисты объясняют образование обширных сеноманских газовых залежей в северной части Западной Сибири. Другие авторы придают большое значение перспективам обнаружения крупных газовых скоплений в подсолевом комплексе Европейской части страны, где генерация газа связывается с развитием угленосности в карбоне<sup>1</sup> [13 и др.].

Указанные выше представления обосновываются как практикой поисков и результатами глубокого разведочного бурения, так и большим объемом выполненных геохимических исследований. Так, например, на основе биохимических исследований современных и постплиоценовых осадков различных формаций В. В. Вебер установил, что «уже на стадии раннего диагенеза образующиеся углеводородные газы различаются по составу.

<sup>1</sup> Обнаружение в ряде случаев в указанных отложениях кроме чисто газовых скоплений газоконденсатных и газонефтяных залежей можно объяснить преобладающим присутствием в составе исходного органического вещества компонентов гумусовой природы и подчинено — сапропелевой.

В случае преобладающего гумусово-аллохтонного органического материала генерируется почти чистый метан, в случае же водно-автохтонного материала вместе с метаном происходит образование заметной примеси и более тяжелых углеводородов. В выявленных связях между составом углеводородного газа и природой исходного органического материала можно видеть первые проявления двух генетических ветвей образования углеводородного газа: 1) преимущественно метанового и 2) газа с относительно повышенным содержанием тяжелых углеводородов («нефтяного» газа) [21].

Генезис газоконденсатных залежей связан с ресурсами газа, генерируемыми в основном в более позднюю стадию метаморфизма органического вещества (сапропелевого, сапропелево-гумусового, гумусово-сапропелевого). Именно в стадии катагенеза, когда наряду с метаном образуются и более тяжелые углеводородные (нефтяные) газы и одновременно происходит «созревание» (по Н. Б. Вассоевичу) рассеянной по всей нефтематеринской толще микронефти, начинается процесс интенсивного обогащения газа тяжелыми углеводородами. В направленности этого процесса значительную роль играют дополнительные ресурсы свободного газа, образующиеся благодаря десорбции сортированных углеводородов, вызванной погружением нефтематеринской толщи в зону высоких давлений и температур.

Когда газ в соответствующих термобарических условиях контактирует с нефтью, то при благоприятных их соотношениях он испаряет часть нефти (ее наиболее низкокипящие компоненты) и образует единую газовую смесь. Особенность эта, обусловленная законами ретроградного испарения, всесторонне изучена лабораторными термодинамическими исследованиями. Проявления ее можно наблюдать в разрезах осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов мира. В частности, благодаря этой особенности в газовой зоне всех газонефтяных скоплений начиная с глубин 1500—2000 м и ниже, как правило, содержится то или иное количество конденсата. Аналогичное явление наблюдается в нефтегазообразующих толщах. Здесь, на глубинах ниже 1000 м (с учетом наличия АВПД пластовое давление на этой глубине оценивается в 15 МПа) генерируемый газ еще в стадию слабого «созревания» микронефти постепенно обогащается уже образовавшимися тяжелыми углеводородами. Процесс этот более интенсивно и активно продолжается по мере погружения нефтематеринской толщи на большие глубины. Этому способствуют новые, более благоприятные термодинамические условия, в частности высокое давление, «созревание» микронефти, генерация новых объемов газа, вызванная погружением нефтематеринской толщи в область больших температур, появление новых количеств свободного газа, обусловленных его десорбцией. Последнее обстоятельство, как уже отмечалось, является исключительно важным, ибо ретроградное испарение

нефти в газе, кроме высокого давления, требует благоприятного соотношения газа и нефти, связанного с наличием значительных объемов свободного газа.

Известно, что существует определенное критическое значение соотношения газа и нефти, необходимое для сохранения в газовой фазе всей массы жидких углеводородов. Открытие ряда глубокозалегающих газоконденсатных залежей с содержанием конденсата в пластовом газе более  $1000 \text{ г/м}^3$  и результаты термодинамических исследований показывают, что критическое значение соотношения газа и нефти для однофазных систем соответствует  $800\text{--}900 \text{ м}^3/\text{т}$ . Если содержание газа окажется ниже, то в указанных термобарических условиях весь свободный газ будет целиком растворен в нефти. В итоге будет образована единая жидккая фаза нефти и газа. Выделившийся в свободное состояние под влиянием высокой температуры сорбированный в нефтематеринской толще газ является огромным дополнительным (к газу, образовавшемуся в стадию катагенеза) объемом, существенно улучшающим соотношение газа и нефти и обеспечивающим ретроградное испарение нефти в газе.

Таким образом, одной из характерных особенностей катагенетических этапов эволюции органического вещества (первой особенностью следует считать образование микронефти) является процесс обогащения газовых ресурсов нефтематеринской толщи высококипящими углеводородами и формирование в ней ретроградной газовой фазы — основы образования газоконденсатных залежей. Третьей особенностью является образование в интенсивно погружающейся нефтематеринской преимущественно глинистой толще аномально высокого порового давления (АВП<sub>Д</sub>) с восходящими градиентами давления, обеспечивающими длительную первичную и последующую вторичную миграцию нефти и газа [64]. В отличие от первых двух особенностей, образование в нефтематеринской толще АВП<sub>Д</sub> происходит в стадию диагенеза и сохраняется в течение миллионов, а в ряде случаев десятков миллионов лет [61]. Эти градиенты в значительной мере активизируют миграционные процессы. В стадию диагенеза они способствуют миграции газа, состоящего в основном из метана. В дальнейшем, по мере формирования в нефтематеринской толще ретроградной газовой фазы, мигрируют газы, обогащенные высококипящими нефтяными углеводородами.

Если ретроградная газовая фаза предельно насыщена высококипящими компонентами, то в процессе ее миграции из области генерации в область аккумуляции (из области больших пластовых давлений в область меньших их значений) часть высококипящих компонентов в соответствии с законами ретроградной конденсации выпадает из газовой фазы в жидкое состояние. Оставшиеся в газовой фазе компоненты углеводородов от  $C_5$  и выше входят в состав конденсата образовавшихся газо-

конденсатных залежей. Содержание их зависит от состава ретроградной газовой фазы, формировавшейся в нефтематеринской толще, и от величины ретроградных потерь на пути ее вторичной миграции. Конденсат подобного генезиса, «рожденный» в самой нефтематеринской толще, можно назвать первичным.

Говоря о первичных факторах, обусловливающих начальное содержание высококипящих углеводородов в ретроградной газовой фазе нефтегазообразующих толщ, следует отметить значение генетического типа органического вещества и характеристику термобарической обстановки. В тех случаях, когда в генерации нефти и газа участвует в основном органическое вещество сапропелевого типа, ретроградная газовая фаза нефтематеринской толщи должна отличаться предельным насыщением высококипящими нефтяными углеводородами с соотношениями газа и нефти, близкими к их критическому значению. Газоконденсатные залежи, формировавшиеся за счет подобных ретроградных смесей (особенно залежи, примыкающие к нефтематеринским свитам), должны отличаться наличием значительного содержания конденсата в пластовом газе. Как правило, давление начала конденсации таких залежей должно соответствовать величине начального пластового давления. Примером подобных месторождений могут служить газоконденсатные скопления Южно-Каспийской впадины.

Иначе обстоит дело, когда в генерации нефти и газа участвуют смешанные типы органического вещества, когда ОВ сапропелевого типа имеет явно подчиненный характер и преобладающим в нефтегазообразующей толще является гумусовое вещество. В подобной геохимической обстановке генерация газа по масштабам значительно превосходит нефтеобразование и в соотношениях нефти и газа отмечается значительное возрастание доли газа. Поэтому образовавшаяся в подобной материнской толще ретроградная газовая фаза, как правило, характеризуется малым содержанием нефти, а в ряде случаев резкой недонасыщенностью высококипящими компонентами. Разумеется, газоконденсатные залежи, формировавшиеся за счет подобных недонасыщенных газовых фаз, даже в условиях больших глубин и высоких пластовых давлений должны отличаться малым содержанием конденсата<sup>1</sup>. Примером подобных промышленных скоплений могут служить некоторые газоконденсатные месторождения Средней Азии<sup>2</sup>. Как правило, в таких залежах давление однофазного состояния значительно ниже

<sup>1</sup> Нахождение газоконденсатных залежей с аномально низким содержанием конденсата на больших глубинах в ряде случаев может иметь другую природу, связанную с длительным пребыванием их в зоне высоких температур, способных вызвать разукрупнение молекул.

<sup>2</sup> На месторождении Шатлык, например, при средней глубине залегания 450 м, пластовом давлении 36,5 МПа, начальное содержание конденсата составляет всего 15—20 г/м<sup>3</sup>.

величины начального пластового давления. В некоторых случаях значение крикодетерма этих залежей может оказаться равным или ниже величины пластовой температуры.

В тех случаях, когда недонасыщенная в материнской толще ретроградная газовая фаза в процессе вторичной миграции контактирует с рассеянными битумами или нефтью, создаются предпосылки для значительного ее обогащения за счет ретроградного испарения содержащихся в их составе наиболее низкокипящих компонентов. В таких случаях формировавшиеся газоконденсатные залежи могут содержать более значительное количество конденсата. По генезису и физико-химическим свойствам такие конденсаты отличаются от конденсатов, формирующихся в самой нефтематеринской толще.

Таким образом, несмотря на закономерную приуроченность предельно насыщенных газоконденсатных систем к зонам развития нефтегазообразующих толщ с преимущественным распространением сапропелевого ОВ и недонасыщенных систем к зонам преимущественного развития гумусового ОВ существуют возможности открытия недонасыщенных газоконденсатных залежей в пределах первых зон и насыщенных — в пределах второй.

Рассматривая генезис газоконденсатных месторождений, И. С. Старобинец по происхождению жидких углеводородов, находящихся в состоянии ретроградного испарения, выделяет первичные и вторичные газоконденсатные залежи. Источниками образования первичных газоконденсатных залежей он считает первичные газоконденсатные смеси, «газовые и жидкые составляющие которых, видимо, имеют единый генезис и формируются на больших глубинах». «Вторичные газоконденсатные залежи соответствуют зоне интенсивного нефтепакопления. В этих залежах значительное количество бензино-керосиновых углеводородов, находящихся в ретроградном испарении, перешло из нефтей, т. е. указанные залежи образовались в результате контакта газа и нефти, что могло иметь место при прохождении газа через нефтенасыщенные пласти, или повышении давления в нефтегазовой залежи (например, при опускании территории<sup>1</sup>). Подобные залежи, как правило, имеют нефтяные оторочки и отличаются повышенным содержанием конденсата» [174].

Отмечая полную обоснованность положения о «первичной газоконденсатной смеси», за счет которой формируются «первичные газоконденсатные залежи», нужно отметить, что представления о «вторичных газоконденсатных залежах», несмотря

<sup>1</sup> Здесь следует уточнить следующее. При повышении давления, связанного, например, с «опусканием территории», в нефтегазовой залежи в зависимости от соотношения объемов нефти и газа может иметь место обратное явление — растворение газа в нефти. Поэтому переход нефтегазовой залежи в газоконденсатную может быть связан только с поступлением в ловушку дополнительных объемов газа.

на их логичность с термодинамических позиций, оставляют без должного объяснения механизм первоначальной концентрации значительных объемов нефти в «зоне интенсивного нефтенакопления». Невольно возникает вопрос о том, каким путем еще до начала широкой миграции газовой фазы в разрезе вышележащих отложений образовалась эта «зона интенсивного нефтенакопления» (имеется в виду зона нефтенакопления, а не нефтеобразования). Кроме того, в генетических зонах мезокатагенеза и апокатагенеза, в условиях широкого контакта с микро-нефтью, существование в нефтематеринских толщах сухих газов невозможно. Поэтому формирование таких «вторичных залежей» окажется реальным в случае внедрения в осадочную толщу сухого газа из зон протометагенеза или газа abiогенного происхождения, обогащение которых в процессе миграции в результате контакта с нефтяными скоплениями или с рассеянной нефтью осадочной толщи, как уже отмечалось, действительно может привести к формированию газоконденсатных залежей.

Имеется еще один возможный процесс образования газоконденсатных залежей, связанный с тектоническим погружением нефтяных и газонефтяных скоплений на большие глубины (около 6000 м), в области высоких температур, где в результате термокаталитической деструкции высокомолекулярных углеводородов происходит переформирование преимущественно нефтяных скоплений в газоконденсатные. Одним из необходимых условий для реализации этого процесса является длительное пребывание залежей в зоне высоких температур. Поэтому выявление газоконденсатных залежей подобного генезиса в основном можно ожидать в древних формациях. При более высоких температурах процесс этот приводит к образованию залежей высокотемпературного метана.

### § 3. О ГЕНЕЗИСЕ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Как уже отмечалось, газоконденсатные залежи в погруженной части ловушки нередко содержат оторочку обычной жидкой нефти. В зависимости от характеристики нефтегазоносного бассейна и условий формирования залежей нефтяные оторочки могут иметь различные размеры от ничтожных с запасами нефти, не представляющими промышленной ценности, до больших, превышающих размеры газоконденсатной части залежи. Различными являются также формы нефтяных оторочек, физико-химические свойства нефтей и др.

Образование нефтяных оторочек в газоконденсатных пластах связано с двумя основными процессами: с длительным вытеснением в ловушке из состава мигрирующей ретроградной газовой смеси наиболее высококипящих углеводородов в

жидкую фазу (оторочки ретроградного, конденсатного происхождения); с участием в формировании залежи наряду с газовой фазой первоначальной жидкой нефти (оторочки нефтяного генезиса). Рассмотрим более подробно условия образования нефтяных оторочек.

### **Формирование нефтяных оторочек ретроградно-конденсатного происхождения.**

А. Мигрирующая ретроградная газовая фаза, формировавшаяся в нефтегазообразующей толще и характеризующаяся предельным насыщением газа конденсатом, аккумулируется в ловушке в условиях частичных утечек газа через перекрывающие породы-покрышки. При этом в ловушке как бы происходит процесс естественного трапирования, в результате чего из нее постепенно удаляется отсепарированный сухой газ. Одновременно образовавшиеся скопления пополняются мигрирующей ретроградной газовой фазой, предельно насыщенной высококипящими нефтяными углеводородами. Процесс этот сопровождается выпадением<sup>1</sup> из состава ретроградной газовой фазы (благодаря процессам естественного трапирования) жидкой фазы с постепенным накоплением ее в порах продуктивного пласта. Длительность описанного процесса аккумуляции обеспечивает формирование в газоконденсатном пласте жидкой углеводородной фазы с последующим ее оттеснением от свода к погружению продуктивной ловушки. В подобных газоконденсатных пластах наряду с нефтяной оторочкой отмечается наличие остаточной нефти в порах газонасыщенной части залежи. Аналогичные представления развивались и В. П. Савченко [159].

По мнению ряда авторов [137, 174], многократные процессы естественного трапирования в локальных ловушках в ходе длительной аккумуляции в них мигрирующей, предельно насыщенной ретроградной газовой фазы могут привести к образованию не только нефтяных оторочек, но и залежей нефти. Так, в частности, объясняют Ш. Ф. Мехтиев с соавторами формирование залежей нефти Апшеронской области и И. С. Старобинец формирование некоторых залежей легкой нефти Средней Азии.

Б. Как и в предыдущем случае, залежь формируется в процессе поступления в ловушку предельно насыщенной ретроградной газовой фазы. Процесс формирования продолжается в условиях многократных тектонических подвижек, вздыmania структур с частичным их размывом. В результате образовавшиеся газоконденсатные скопления испытывают разгрузку, изменение

<sup>1</sup> И. В. Высоцкий указывает на следующую возможность образования нефтяной оторочки «... на больших глубинах (с повышением температуры) значительно повышается растворимость газообразных углеводородов в воде. Газоконденсатная залежь поэтому с погружением может потерять часть газовой фазы, что приведет к выпадению конденсата. Таким путем ниже газоконденсатной залежи возможно нахождение залежей конденсата (жидких углеводородов)» [29].

термобарических условий, уменьшение пластового давления и т. д. Все это, естественно, приводит к ретроградным изменениям образовавшихся залежей — выпадению жидкой фазы и ее накоплению в порах продуктивной части пласта. Длительность и многократность этого процесса обуславливает образование

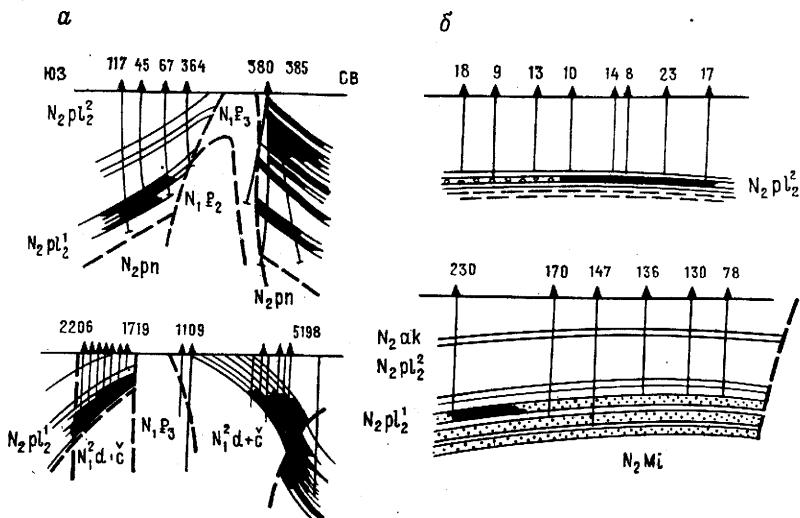


Рис. 40. Апшеронская нефтегазоносная область

иличные структуры, содержащие: а — нефтяные залежи; б — газоконденсатные залежи

газоконденсатном пласте нефтяной фазы, ее оттеснение в погруженную часть ловушки. Как и в предыдущем случае, по всей азовой зоне залежи, после оттеснения нефти в зону погружения охраняются следы этой жидкой фазы.

В. Более вероятной представляется возможность сочетания двух предыдущих процессов, когда наряду с предпосылкамиектонического характера (воздымание и частичный размыгруктур, образование дизъюнктивных проводящих нарушений др.) интенсивному выпадению жидкой фазы и ее накоплению порах продуктивного пласта способствует длительная утечка газа из пласта и обусловленный этим явлением механизм естественного «трацирования». Разумеется, в условиях полуразмытых и нарушенных структур эти процессы должны протекать более активно, чем в погребенных закрытых и ненарушенных ловушках. Здесь, по-видимому, уместно напомнить (рис. 40) наблюдающейся по нефтегазоносным областям закономерной приуроченности газоконденсатных залежей к слабонарушенным, закрытым ловушкам и нефтяных к сильно дислоцированным, азмымым и полуразмытым структурам. Поэтому можно с уверенностью отметить, что рассматриваемые условия создают реальную возможность для образования нефтяных оторочек

в газоконденсатных пластах, а также газонефтяных и нефтяных залежей.

Нефтяные оторочки ретроградного генезиса в зависимости от конкретных геологических условий могут иметь различные размеры и соотношения нефти и газа в залежи. Важной отличительной особенностью их является наличие легких нефтей, близких по свойствам к конденсатам, хотя в составе их закономерно содержится больше высокомолекулярных соединений, чем в составе конденсатов. Наряду с малой плотностью нефти и высоким выходом светлых фракций (выкипающих до 300°C), малым содержанием смол, отмечается относительно высокое начало кипения (90°C), связанное, по-видимому, с сохранением низкокипящих компонентов в составе газовой фазы (конденсата). И. С. Старобинец в качестве важного показателя указывает на очень низкую концентрацию микроэлементов в нефтях [174].

Учитывая, что в начальную стадию ретроградных изменений из состава пластового газа в первую очередь выпадают относительно более высококипящие компоненты, а в дальнейшем при снижении давления в жидкую фазу постепенно переходят и менее тяжелые относительно низкокипящие фракции, состав и качества нефтей нефтяных оторочек конденсатного генезиса в существенной степени зависят от диапазона ретроградных изменений. При малых диапазонах ретроградных изменений размеры оторочек должны быть малы, а нефть будет более тяжелая. При более существенных глубоких ретроградных процессах, обусловливающих достаточную полноту перехода потенциальных запасов конденсата из газовой фазы в жидкую, оторочка нефти должна иметь большие размеры, а нефть должна быть легкой, конденсатного типа. Таким образом, на примере нефтяных оторочек ретроградного генезиса устанавливается генетическая связь между физико-химическими свойствами нефтей, конденсатов и величинами их потенциальных запасов.

Закономерными являются также изменения указанных характеристик с глубиной. Поскольку при прочих равных условиях содержание конденсата в мигрирующей исходной ретроградной фазе с глубиной возрастает, а в составе его находятся более высокомолекулярные соединения, то плотность нефти нефтяных оторочек ретроградного генезиса в одних и тех же геологических условиях с глубиной в направлении регионального погружения должна возрастать.

**Формирование нефтяных оторочек с участием первичной углеводородной жидкой фазы (оторочки нефтяного генезиса).**

А. Одна из возможных схем формирования нефтяной оторочки связана с процессом аккумуляции, когда наряду с ретроградной газовой фазой в ловушки поступает определенное количество жидкой нефти, накопление которой в пласте приведет к гравитационному распределению в ловушке жидких и газовых

фаз. Газовая фаза в указанных условиях обычно должна характеризоваться высоким и весьма высоким насыщением высококипящих компонентов (поскольку в условиях нефтегазоносного разреза даже недонасыщенная первичная газовая фаза в процессе вторичной миграции при контакте с нефтью обогащается содержащимися в ее составе низкокипящими фракциями). Поэтому поступающая в ловушку нефть сохраняется в жидкой фазе<sup>1</sup> (за исключением случаев, когда при формировании залежи ловушка вовлекается в общее тектоническое поружение, возрастает пластовое давление, что приводит к испарению части жидкой углеводородной фазы).

Размеры образовавшейся указанным путем оторочки зависят от суммарных объемов поступившей в ловушку жидкой нефти<sup>2</sup>. Однако следует учесть, что не вся нефть концентрируется в пределах ее оторочки. Часть жидкой нефти может быть вытеснена из ловушки мигрирующей газовой смесью. Часть жидкой нефти сохраняется в газовой зоне залежи в связанном состоянии. Возможны различные соотношения количеств нефти в оторочке и связанной. Так, например, по VII горизонту мес-эроождения Карадаг балансовые запасы нефти в нефтяной оторочке составляли 10 млн. т, а количество находящейся в газовой зоне залежи связанной нефти — 7,5 млн. т [58].

Состав нефти нефтяных оторочек указанного генезиса зависит от состава нефти, мигрировавшей в ловушку в жидкой азе. Поскольку эта нефть в ходе вторичной миграции «отдала» газовой фазе часть низкокипящих компонентов, входящих в состав ее светлых фракций, нефтяные оторочки подобных залежей по сравнению с оторочками конденсатного типа должны содержать более тяжелые нефти.

Б. Следующая возможная схема образования нефтяных оторочек нефтяного генезиса связана с наличием в ловушке до начала формирования газоконденсатной залежи определенных запасов нефти (или нефти и газа). Мигрировавшая в такую ловушку ретроградная газовая фаза благодаря длительному контакту с содержащейся в ловушке нефтью обусловливала возможность фазовых превращений и массообмена между жидкой и газовой фазами. В результате процесс формирования газоконденсатной залежи сопровождался с одной стороны переходом низкокипящих (светлых) компонентов нефти в газовую фазу и с другой — взаимным обогащением нефти высокомоле-

<sup>1</sup> Даже при этом в процессе формирования залежи возможен массообмен между фазами, в результате которого газовая фаза продолжает обогащаться все еще сохранившимися в нефтях компонентами светлых фракций, жидккая фаза — содержащимися в ретроградной газовой фазе высокомолекулярными соединениями. Все это, разумеется, ведет к утяжелению нефти.

<sup>2</sup> Возможно некоторое увеличение количества этой нефти в ловушке, связанное с частичной конденсацией жидкой фазы из состава ретроградной газовой фазы.

кулярными соединениями газовой фазы. В зависимости от продолжительности, масштабов и термодинамических условий, процесс массообмена может привести к формированию оторочек тяжелыми и очень тяжелыми нефтями<sup>1</sup>. Размеры оторочки при этом зависят как от количества исходной нефти, так и от условий ее сохранения в ловушке (в ряде случаев в процессе аккумуляции газа возможно частичное или полное вытеснение нефти из ловушки). Оставшаяся в ловушке нефть частично находится в рассеянном по всей газовой зоне залежи состояниях, остальная часть, концентрируясь, в погруженной части ловушки образует нефтяную оторочку. Характеристика таких нефтяных оторочек в известной степени будет зависеть от степени насыщения ретроградной газовой фазы высококипящими углеводородами. При малых объемах исходной нефти и более глубокой ее естественной дистилляции контактирующей газовой фазой оставшаяся в ловушке жидкая фаза будет представлена очень тяжелыми нефтями.

Таким образом, в случае формирования нефтяных оторочек нефтяного генезиса должна наблюдаться закономерная зависимость между размерами оторочек и характеристикой ее нефти. С уменьшением размеров оторочки нефть утяжеляется, в оторочках больших размеров должна содержаться относительно более легкая нефть.

Можно указать на возможность еще одного процесса образования нефтяных оторочек в газоконденсатных пластах. Речь идет о формировании смешанных оторочек, когда наряду с ретроградными явлениями в образовании нефтяной оторочки участвуют процессы дистилляции нефти. Процесс этот многогранный, поскольку связан с целым рядом меняющихся во времени геологических и термодинамических условий. Характеристика оторочки и состав нефти здесь связан с влиянием многих факторов, поэтому выявление закономерной связи их с этими факторами сложно и затруднительно. Несмотря на это образование нефтяных оторочек в газоконденсатных залежах ряда нефтегазоносных областей, по-видимому, связано с указанным генезисом.

<sup>1</sup> В областях распространения газоконденсатных месторождений в целом ряде случаев на больших глубинах в зонах термокаталитического метаморфизма обнаружены исключительно тяжелые нефти, почти полностью лишенные бензиновых фракций, богатые ароматическими углеводородами. Из многочисленных примеров укажем нахождение аномально тяжелых нефей в пределах Алшеронской нефтегазоносной области и в соседнем с ней районе Бакинского архипелага; на северном крыле Карадагской складки (верхний миоцен, глубина 2600—3000 м, скв. 103, 105, 106 и др., плотность нефти 0,92—0,93), на площади Гарасу (VII горизонт продуктивной толщи, скв. 25, глубина 4861—4855 м, плотность нефти 0,934), Утальги (скв. 7, 8, 9, глубина 3250—3800 м, плотность нефти 0,94 и др.).

Все эти скопления тяжелой нефти, непосредственно примыкающие к разрезам газоконденсатных месторождений, несомненно, отражают влияние процесса массообмена между нефтью и газом и являются результатом перехода светлых низкокипящих фракций нефей в газовую fazu.

## Глава VIII

### О ФОРМИРОВАНИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В нефтегазоносных регионах мира уже открыто более 2000 газоконденсатных месторождений. Результаты многочисленных экспериментальных работ по растворению нефти газом свидетельствуют о возможности нахождения в глобальных масштабах нефти и газа в газовой фазе, а также о возможности первичной и вторичной миграции углеводородов в газовой фазе.

С позиции миграции нефти и газа в единой газовой фазе можно объяснить механизм формирования отдельных газоконденсатных месторождений. Сложнее обстоит дело, когда в зонах расположения газоконденсатных месторождений, а в ряде случаев в разрезе самих месторождений находятся крупные скопления углеводородов, относящиеся к другим фазово-генетическим типам. Наличие подобных, в частности, крупных нефтяных скоплений не всегда согласуется с известной схемой миграции нефти и газа в единой газовой фазе и свидетельствует о более сложном характере процесса формирования залежей, о существенной роли других геологических факторов в этом процессе. Поэтому при изучении процессов формирования залежей возникает необходимость выполнения различных исследований, освещдающих возможную роль этих факторов в образовании залежей. К таким исследованиям относятся палеоструктурный анализ, изучение истории геологического развития района и локальных понятий, морфологических особенностей и времени формирования структур, изучение следов миграции, исследование фазового состояния флюидов в различных термобарических условиях недр, гидродинамической обстановки в глубоких горизонтах осадочного разреза, определение изменений газовмещающей способности ловушек во времени, установление времени формирования залежей, изучение современных и палеоградиентов поровых и пластовых давлений, установление условий переформирования залежей и др.

Успешное решение перечисленных вопросов позволит определить вероятные зоны нефтегазообразования, направления миграции углеводородов, перспективы обнаружения новых углеводородных скоплений.

Ниже рассматриваются некоторые из указанных вопросов формирования газоконденсатных месторождений.

#### § 1. О ФАЗОВОМ СОСТОЯНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРОЦЕССАХ МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ

В условиях катагенеза при высоких давлениях и температуре на глубинах развития ретроградных процессов генерируемый

в нефтегазоматеринской толще газ<sup>1</sup> при постоянном контакте с нефтью в соответствии с ретроградным испарением должен обогащаться высококипящими углеводородными соединениями. В указанных термобарических условиях существование сухого метанового газа (за исключением зон высокотемпературного метана) невозможно. Таким образом, еще в стадию эмиграции часть углеводородов находится в состоянии ретроградной газовой фазы.

Перемещение по разрезу осадочной толщи, образованной в нефтегазоматеринской серии ретроградной газовой смеси, возможно как в виде струйной миграции, так и в воднорастворенном состоянии. И в том, и в другом случаях важнейшими факторами, активизирующими миграционные процессы являются уплотнение глинистых пород нефтегазоматеринской серии и образование при этом перепадов (градиентов) поровых и пластовых давлений, направленных из зон генерации в зоны и участки аккумуляции.

При прочих равных условиях до определенных температурных интервалов осадочного разреза содержание высококипящих фракций в мигрирующей газовой смеси с глубиной возрастает. Ниже этих интервалов, в обстановке более высоких температур, обусловливающих разукрупнение молекул углеводородов, состав газовой смеси облегчается.

В тех случаях, когда мигрирующая газовая смесь характеризуется предельным насыщением высококипящими углеводородами, в процессе перемещения вверх по разрезу по мере снижения давления и температуры она теряет часть жидких компонентов. При этом в каждом предыдущем интервале молекулярный вес выпавшей узкой жидкой фракции выше, чем жидкости, выделившейся из газовой фазы на последующем этапе миграции. Все это приводит к тому, что газовая фаза в ходе первичной и последующей пластовой (латеральной) или вертикальной миграции закономерно разгружается — освобождается от находящихся в ее составе наиболее тяжелых жидких углеводородов. На протяжении всего миграционного периода давление начала конденсации движущейся газовой смеси соответствует давлению среды. В пределах одной и той же тектонической зоны ловушки, расположенные в наиболее погруженной части, должны насыщаться газовой смесью углеводородов с максимальным содержанием конденсата, в то время как в других локальных ловушках, находящихся в направлении регионального восстания пластов, содержание конденсата в газоконденсатных скоплениях должно закономерно снижаться. Этот вывод, сделанный в соответствии с поведением газовой смеси углеводородов в процессе их миграции и аккумуляции, получает достаточно полное под-

<sup>1</sup> К генерируемому газу следует относить газ не только образовавшийся из органического вещества, но и десорбированный.

тверждение на примере многих нефтегазоносных регионов мира.

В тех же случаях, когда мигрирующая газовая смесь недонасыщена конденсатом, казалось бы, состав ее в процессе миграции в определенных интервалах давления и температуры существенных изменений не должен претерпевать. Однако, когда газовая смесь при миграции контактирует со скоплениями нефти (или диффузно рассеянной нефтью), состав ее может обогащаться высококипящими углеводородами. В подобной геологической ситуации в ловушках, расположенных гипсометрически выше, содержание конденсата в пластовом газе может оказаться равным или большим, чем в залежах, расположенных в направлении регионального погружения.

Снижение содержания в газовой фазе высокомолекулярных соединений возможно в результате сорбционных процессов. В. П. Савченко, например, считал, что в отдельных случаях наличие небольшого содержания конденсата в газе может быть следствием дальней миграции газа через пористую среду, в результате чего последняя избирательно сорбирует высококипящие компоненты, как бы «извлекая» их из газовой фазы, вызывая резкое обеднение ее состава [159]. Таким образом, далеко не во всех случаях при миграции ретроградной газовой фазы сохраняется направленность процесса изменения соотношения газа и конденсата. С учетом указанных выше особенностей возможны значительные отклонения, нарушающие, в свою очередь, общую картину региональных и локальных закономерностей изменения содержания конденсата в пластовом газе.

Вероятно изменение состава ретроградной газовой смеси в процессе миграции вследствие явлений массообмена между газом и нефтью. Важное значение здесь приобретает не только соотношение нефти и газа, длительность и протяженность контакта, но и качество контактирующей нефти. Процесс этот связан с выделением из газовой фазы наиболее высокомолекулярных соединений, с замещением их бензиновыми и метановыми углеводородами нефтей, и приводит к заметному обогащению газовой фазы конденсатом<sup>1</sup>. Возможность подобного обогащения газоконденсатных систем доказана многочисленными экспериментальными работами.

<sup>1</sup> В ряде случаев в формировании газоконденсатных залежей существенная роль принадлежит ретроградной газовой фазе, образовавшейся в процессе вторичной миграции нефти и газа или в локальной ловушке. В подобных случаях в областях размещения газоконденсатных месторождений наблюдается геохимическая инверсия нефтей. Если в обычных условиях в зонах нефтенакопления плотность нефтей с глубиной закономерно уменьшается, сопровождаясь возрастанием содержания светлых фракций, то в районах развития газоконденсатных месторождений плотность нефти с глубиной, наоборот, увеличивается, что свидетельствует о переходе ее светлых фракций при контакте с мигрировавшими газами, в газовую фазу. Этот показатель может служить критерием эффективности испарения нефти при миграции углеводородов в газовой фазе.

Одна из таких работ, выполненная Т. П. Жузе (1959 г.) по материалам месторождения Карадаг, показала, что при увеличении давления выше пластового диапазона ретроградного испарения нефти существенно расширяется и в газовую фазу начинают переходить значительные количества дополнительной нефти. Эксперименты эти проводились в бомбе  $pVT$ . В качестве

ТАБЛИЦА 27

Давление, МПа	Количество конденсата (нефти), переходящего в газовую фазу, г/м <sup>3</sup>	
	скв. 160	скв. 136
40	206	262
55	353	461
70	647	860

ТАБЛИЦА 28

Давление МПа	Плотность конденсата, г/м <sup>3</sup>	Молекулярный вес конденсата	Примечание
40	0,780	135	Данные по скв. 160
55	0,799	158	
70	0,820	183	

исходной жидкой фазы исследовалась нефть из нефтяной оторочки VII горизонта месторождения Карадаг. Первая пробы нефти (скв. 160) была отобрана из оторочки II блока, вторая, более легкая нефть,— из оторочки I блока (скв. 136). В качестве ретроградной газовой фазы использовалась пробы газа и конденсата из скв. 78. Результаты указанных исследований приведены в табл. 27, 28.

Из табл. 27, 28 видно, что при одинаковых условиях во втором эксперименте повышение давления опыта до 70 МПа приводит к испарению значительно большего количества нефти, чем в первом опыте. Объясняется это тем, что нефть скв. 136, отличающаяся лучшим испарением, содержит больше светлых фракций и имеет меньшую плотность, чем нефть скв. 160. Разумеется, при более значительном отличии между составами исходных нефтей различие между количествами переходящих в газовую фазу нефтей было бы более существенным.

Вопрос о миграции нефти в газовой фазе рассматривался многими советскими и зарубежными исследователями. При этом положение о том, что миграция нефти и газа в единой газовой фазе является основным механизмом формирования первичных газоконденсатных залежей, никем не оспаривается. Иначе обстоит дело, когда этим механизмом объясняют формирование крупных нефтяных скоплений. Ряд исследователей здесь выдвигает серьезные возражения, сущность которых заключается в следующем.

Ретроградное испарение нефти в газе, а следовательно возможность их миграции в однофазном состоянии, во многом зависит от соотношения количеств нефти и газа. Если это соотношение благоприятно для газа и составляет 1000 м<sup>3</sup>/т, то газовая фаза обеспечивает испарение нефти в газе. В тех же случаях, когда оно благоприятно для нефти, а газовый фактор менее 700—800 м<sup>3</sup>/т, наоборот, следует ожидать растворения газа в нефти и формирования единой жидкой фазы углеводородов. К сожалению, часто в этих определениях допускаются неточности; утверждается, что на больших глубинах для ретроградного испарения каждой тонны жидкой нефти требуется не менее

2000—3500 м<sup>3</sup> свободного газа и т. д. [196]. Подобные неточности приводят к неверным заключениям о недостаточности количеств природного газа того или иного нефтегазоносного региона для обеспечения испарения и перехода нефти в газовую фазу, и на этой основе делается ошибочный вывод о том, что нефть и газ на больших глубинах находились в единой жидкой фазе. Согласно этой концепции, только в процессе миграции из состава нефти выделяется часть растворенного газа в свободное состояние, содержащего соответствующее количество высококипящих компонентов. Образовавшаяся таким путем ретроградная газовая фаза, по мнению этих авторов, служит основой для формирования газоконденсатных скоплений. Подобная точка зрения, в частности, была высказана В. С. Чемодановым при рассмотрении процесса формирования залежей нефти и газа в Южно-Каспийской впадине (Апшеронская и Прибалханская нефтегазоносные области) [196].

Исследованиями В. А. Соколова, Н. Б. Вассоевича, С. Г. Неручева, И. В. Высоцкого, И. П. Жабрева, В. И. Ермакова, В. Л. Соколова, Э. В. Чайковской и других доказана возможность генерации на стадии катагенеза колоссальных объемов углеводородных газов. Если к ним приобщить десорбированный газ и газ, образовавшийся на больших глубинах в результате деструкции нефти, то в соотношении количеств газа и нефти в недрах создается подавляющее превосходство газа. Для оценки этого соотношения можно привести ряд конкретных примеров. Так, по данным Института геологии АН АзССР, потери газа, связанные с деятельностью грязевых вулканов западного борта Южно-Каспийской впадины в течение антропогена, составляют около 270 трлн. м<sup>3</sup>, что на несколько порядков больше (в переводе на условное топливо), чем прогнозные запасы нефти этой зоны (включая начальные запасы нефти уже выявленных месторождений). Однако потери газа являются только частью их первоначальных ресурсов в недрах. Огромные количества газа, как уже отмечалось, содержатся в сорбированном состоянии. Значительное количество газа, растворенного в пластовых водах. Так, по данным Н. Н. Ростовцева, в водах меловых отложений южной части Западной Сибири растворено до 55 трлн. м<sup>3</sup> природного газа [38]. По оценкам Л. М. Зорькина, В. Н. Корценштейна, И. И. Нестерова эта цифра значительно выше. По данным И. И. Нестерова только в нижнесреднеурской нефтегазоносной толще Западной Сибири объем растворенного метана составляет 95 трлн. м<sup>3</sup>, а высших углеводородов 3 трлн. м<sup>3</sup> [80, 103, 129]. По М. С. Бурштару и А. Д. Бизнигаеву, объем растворенных углеводородных газов в водоносных комплексах Предкавказья составляет 30 трлн. м<sup>3</sup> [15]. По материалам А. Я. Кремса в Тимано-Печорской провинции количество водно-растворенных газов превышает 30 трлн. м<sup>3</sup> [105]. В пределах западного борта Южно-Каспийской впадины в продуктивной

толще среднего плиоцена объем воднорастворенного газа по самым минимальным оценкам составляет 10 трлн. м<sup>3</sup>. Из зарубежных данных можно привести оценки Бакли, Хокотта, Тагарта, согласно которым в третичных отложениях Галф Коста (США) запасы растворенного в воде газа, вероятно, превышают выявленные промышленные запасы и составляют более 10 трлн. м<sup>3</sup> [38]. Все это свидетельствует о том, что в подземных водах нефтегазоносных бассейнов содержатся огромные количества растворенных углеводородных газов. При разгрузке гидродинамических систем в ряде случаев происходит интенсивное выделение этого газа в свободное состояние, накопление его в локальных ловушках (особенно в результате инверсионных процессов) и образование их промышленных скоплений.

Таким образом, генерировавшийся органическим веществом газ находится в виде свободных газовых скоплений в газовых и газоконденсатных месторождениях, в растворенном состоянии в нефтяных залежах и в пластовых водах региональных гидродинамических систем, а также в сорбированном состоянии. Существенная часть объема газа потеряна в результате длительных процессов диффузии газа, эрозии локальных структур, деятельности грязевых вулканов, утечек по тектоническим нарушениям и т. д. С учетом данных различных авторов и существующих представлений соотношения этих объемов можно выразить следующими цифрами:

Газ, 100%	Процент от общего объема газа
Свободный газ газовых и газоконденсатных месторождений . . . . .	15
Растворенный в нефти газ нефтяных, нефтегазовых и газонефтяных месторождений . . . . .	5
Сорбированный газ . . . . .	15
Воднорастворенный газ . . . . .	20
Потери газа . . . . .	45

Все это несомненно свидетельствует о колоссальных количествах природного газа, генерируемого органическим веществом, особенно на катагенетических этапах его преобразования, и способного обеспечить испарение нефти, ее эмиграцию из нефтегазообразующей среды и последующую ее вторичную миграцию. Даже отсутствие свободных скоплений газа в ряде нефтегазоносных регионов или нехватка его в нефтях вовсе не говорят о недостаточности его ресурсов в период нефтегазообразования, эмиграции и миграции, а скорее свидетельствуют о длительной дегазации образовавшихся скоплений. Все это свидетельствует о более значительной роли природного газа в формировании не только газоконденсатных, но и газонефтяных, а в ряде случаев и нефтяных залежей.

## § 2. О ГИПОТЕЗЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО УЛАВЛИВАНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

В нефтегазоносных регионах в пределах одной и той же тектонической зоны часто одновременно встречаются чисто газовые, нефтяные, газонефтяные и газоконденсатные скопления,

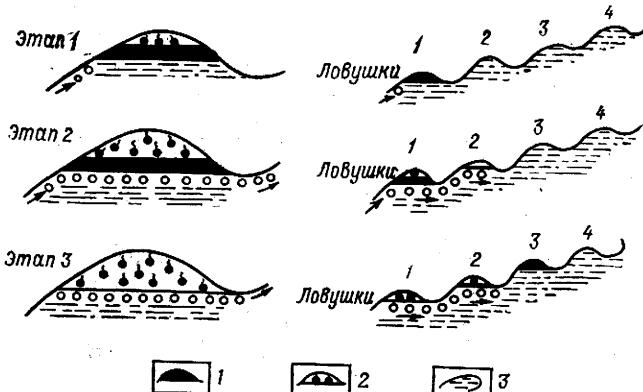


Рис. 41. Схема селективной аккумуляции нефти и газа по В. Гуссоу  
1 — нефть; 2 — газоконденсат; 3 — вода

в размещении которых, как правило, существуют определенные закономерности. Для объяснения процесса их формирования и природы наблюдающихся закономерностей в 1954 г. У. Гуссоу выдвинул гипотезу дифференциального улавливания нефти и газа. Почти одновременно идея, высказанная У. Гуссоу была рассмотрена С. П. Максимовым [116]. Ранее эти вопросы в той или иной форме косвенно освещались Праттом и В. П. Савченко [159].

Сущность дифференциального улавливания заключается в следующем.

Промышленные скопления нефти и газа формируются в результате региональной латеральной (струйной) миграции. Заполнение ловушек нефтью и газом происходит только в тех случаях, когда они расположены вдоль путей струйной миграции.

Согласно положению У. Гуссоу, вытеснение нефти и газа из нефтегазопроизводящих пород происходит в процессе их уплотнения дифференцированно. Вначале вытесняется нефть, затем газ; в той же последовательности они поступают в ловушку (рис. 41). Позже мигрирующий в эту ловушку газ вначале занимает ее присводовую зону и по мере его накопления постепенно вытесняет нефть из ловушки. Вытесняемая из ловушки 1 нефть далее мигрирует по региональному восстанию пласта и вместе с газом аккумулируется в более приподнятой ловушке 2.

Здесь нефть и газ распределяются по плотностям. Поскольку миграция газа длилась продолжительное время, в ловушке 2 происходило расширение его объема и, возможно, частичное вытеснение нефти. К этому времени в наиболее погруженной ловушке 1 завершается процесс полного вытеснения нефти газом. Таким образом, в результате дифференциальной аккумуляции нефти и газа в наиболее погруженной ловушке формируется газовое скопление, вверх по восстанию пластов — газо-нефтяные залежи и еще выше, в наиболее приподнятых ловушках, чисто нефтяные залежи (рис. 41).

Гипотеза дифференциального улавливания нефти и газа вызвала широкий интерес у геологов. Она была обсуждена многими исследователями на примере нефтегазоносных регионов нашей страны и ряда зарубежных стран. В частности, эта гипотеза была рассмотрена автором в 1957 г. на примере нефтяных, газо-нефтяных и газоконденсатных месторождений Апшеронской области, где фактическими материалами устанавливается ее достаточно хорошее подтверждение [53]. Более подробно эти вопросы рассматривались С. Ф. Федоровым с сотрудниками, исследовавшим с позиций дефференциального улавливания условия размещения залежей нефти и газа в Поволжье, Фергане, Предкавказье и других районах страны.

Положение дифференциального улавливания, несмотря на ряд существенных недостатков, находится в достаточно удовлетворительном соответствии с выявленными закономерностями размещения залежей нефти и газа. Эффективность ее применения для прогнозирования характеристики и фазового состояния углеводородных скоплений во многом зависит от учета геологической обстановки того или иного района, истории его геологического развития. Важной представляется и возможность уточнения совершенствования ряда исходных положений этой гипотезы, благодаря чему она может превратиться в более обоснованный теоретический инструмент. На этих уточнениях остановимся несколько ниже.

Отношение исследователей к гипотезе дифференциального улавливания различно. В тех случаях, когда на примере того или иного района эта схема находится в удовлетворительном соответствии с общей картиной размещения залежей, как правило, подчеркиваются достоинства гипотезы и делается вывод о том, что большинство залежей формируется по указанному принципу. В тех же случаях, когда по тем или иным геологическим причинам отмечается резкое несоответствие (зачастую вполне логичное) между рассматриваемой схемой и фактическими закономерностями размещения залежей, гипотеза подвергается критике, иногда недостаточно объективной.

Критика недостатков гипотезы дифференциального улавливания приведена в целом ряде работ советских и зарубежных авторов. Наиболее подробный разбор ее можно найти в работах

А. А. Бакирова, М. С. Бурштара, Д. Ирвина, М. Линка и др. [11, 15]. В качестве основных недостатков гипотезы обычно отмечается следующее.

Гипотеза основана на ошибочном представлении, что нефть в процессе миграции будет опережать газ, в ней игнорируются закономерности вертикальной зональности образования углеводородов и возможность миграции углеводородов в водно растворенном состоянии, механизм формирования залежей связывается с цепочками последовательно сообщающихся ловушек современного структурного плана, без учета времени формирования этих ловушек и их развития в палеотектоническом аспекте, полностью не учитываются явления фазовых превращений, играющих, как известно, существенную роль в формировании залежей, не учитывается возможное влияние вертикальной миграции, имеющей в ряде случаев важное значение в формировании залежей, не учитывается влияние процессов переформирования залежей на существующую картину их пространственного размещения и др.

Гипотеза дифференциального улавливания применима и при изучении условий формирования газоконденсатных залежей [54]. Однако при этом возникает необходимость учета следующих уточнений и дополнений.

1. Гипотеза исходит из положения о том, что «ловушки, полностью заполненные газом, нефти улавливать не будут» [48]. Это ошибочное положение исходит из признания «статического» состояния залежей. В действительности, в процессе формирования и после него залежи нефти и газа часто погружаются, в результате чего скопления газа в ловушках заметно сокращаются в объеме. Это явление приводит к увеличению газовмещающей способности ловушки, в результате чего они приобретают возможность улавливать дополнительные объемы углеводородов, в том числе газоконденсатную фазу и нефть. Все это, разумеется, показывает не только несостоятельность выше-приведенного положения, но и возможность переформирования чисто газовых скоплений в газоконденсатные и нефтегазоконденсатные. Это явление служит одной из причин многочисленных отклонений фактического размещения залежей в ряде регионов от принципиальной схемы дифференциального улавливания.

2. В гипотезе совершенно не учитываются существование газоконденсатных скоплений, возможность миграции нефти в газовой фазе, роль ретроградных процессов в формировании различных типов залежей и др. А между тем, именно этим явлениям принадлежит первостепенное значение в формировании залежей различных фазово-генетических разновидностей. С учетом указанных явлений и механизмов, схема дифференциального улавливания может быть уточнена в следующих деталях:

а) первая наиболее погруженная ловушка, первоначально заполненная (по У. Гуссоу) нефтью, после формирования на соответствующих глубинах должна содержать не газовую, а газоконденсатную залежь. Объясняется это тем, что на достаточно больших глубинах мигрирующий газ, как уже отмечалось выше, всегда содержит определенное количество высококипящих углеводородов. Даже при их недостаточности газовая фаза в процессе вытеснения нефти из ловушки должна неизбежно обогащаться компонентами за счет их испарения из состава контактирующей нефти;

б) по этой же причине на достаточной глубине залегания — 1500—2000 м и более — в ловушке 2 образуется не газонефтяная, а газоконденсатно-нефтяная залежь;

в) вызывает сомнение положение о возможности образования чисто нефтяной залежи в ловушке З (более приподнятой), поскольку не существует факторов, способных препятствовать миграции газа в эту ловушку. Что касается отдельных случаев нахождения в подобных ловушках чисто нефтяных скоплений, то наличие их в основном связано с утечками газа. Типичными примерами здесь могут служить нефтяные залежи, расположенные в зоне внешних обрамлений Южно-Каспийской впадины;

г) в гипотезе не учитывается возможность миграции нефти и газа в единой газовой фазе и принимается за основу положение о поэтапной, обособленной их миграции. Такой подход противоречит существующим представлениям о миграции нефти и газа и заметно их упрощает — схематизирует. Поэтому дифференциальное улавливание следует рассматривать в условиях миграции нефти и газа в единой ретроградной газовой фазе. При этом должно учитываться, что в процессе движения вверх по восстанию пластов ретроградная газовая смесь дифференцированно освобождается от высококипящих ингредиентов, значительно опережает их в своем движении к зонам аккумуляции [53, 54].

3. Важное значение приобретает учет времени формирования самих ловушек. Известно, что если ловушки образовались после завершения основной фазы миграции углеводородов, то они, как правило, оказываются непродуктивными. Поэтому применение схемы дифференциального улавливания следует сочетать с палеотектоническим анализом структур.

В этой связи небезынтересно отметить, что существует целый ряд представлений о зависимости фазового состояния и характеристики образовавшихся залежей от времени формирования и особенностей локальных структур. Так, по мнению М. С. Бурштара и А. Д. Бизнигаева, «в ловушках раннего заложения, если они отвечают определенным требованиям, формируются залежи тяжелой нефти и незначительные скопления газа. В ловушках позднего заложения формируются залежи весьма легкой нефти, газовые и газоконденсатные залежи. Легкие погоны углеводородов могут попадать и в ранее сформировавшиеся нефтяные залежи, образуя залежи нефти с газовой шапкой, которые в последующем, при соответствующих соотношениях жидкких и газообразных углеводородов, могут преобразоваться в газонефтяные и нефтегазоносные залежи» [15]. Эти суждения указанных авторов связаны с представлением о том, что «в начальной стадии диагенеза мигрируют преимущественно жидкие углеводороды, главным образом тяжелые нефти, а затем, на конечной стадии диагенеза и в процессе катагенеза, легкие нефти и преимущественно газообразные углеводороды» [15]. К сожалению, эти представления, в частности положение о миграции тяжелой нефти в начальной стадии диагенеза, создают ряд трудностей в объяснении механизмов миграции и формирования залежей.

4. В гипотезе не учитываются условия сохранения образовавшихся залежей во времени. А между тем, в подавляющем большинстве случаев несоответствие существующей картины размещения залежей и их характеристики схеме дифференциального улавливания связано с указанным обстоятельством — с дегазацией, частичным или полным разрушением образовавшихся углеводородных скоплений. Характерно, что в подобных случаях формирование и размещение залежей различных фазово-генетических типов в большей степени контролируется морфологическими особенностями локальных поднятий, нежели принципом дифференциального улавливания. В этой связи обращает на себя внимание наблюдаяющаяся во многих нефтегазоносных регионах мира приверженность газовых и газоконденсатных месторождений к слабодислоцированным, ненарушенным ловушкам и нефтяным — к резкодислоцированным, сильно нарушенным структурам. Типичными примерами в этом отношении могут служить месторождения Альшеронской нефтегазоносной области (рис. 40). Следует только добавить, что природа указанной тенденции, очевидно, связана с условиями сохранения образовавшихся углеводородных скоплений. В сильно дислоцированных, нарушенных тектоническими процессами локальных поднятиях (рис. 40, а) происходила диссипация углеводоро-

дов, что способствовало разрушению газоконденсатных и формированию нефтяных скоплений. В погребенных, ненарушенных складках (рис. 40, б) первоначальные залежи сохранились без существенных изменений.

5. Одной из наиболее общих причин несоответствия характера размещения залежей схеме У. Гуссоу является переформирование залежей, в ряде случаев существенно изменивших фазовое состояние и характеристику первоначальных углеводородных скоплений. Эти вопросы ввиду важности их подробно рассмотрены в последующих разделах настоящей главы.

С учетом всех перечисленных замечаний и обстоятельств, естественно, нельзя согласиться с утверждением У. Гуссоу о том, что его гипотеза является «...той основной закономерностью формирования нефтяных и газовых залежей, которая ранее не учитывалась» [48]. Наряду с этим следует отметить, что схема дифференциального улавливания У. Гуссоу—С. Максимова является важной концепцией, освещющей целый ряд особенностей аккумуляции нефти и газа. Она применима и при исследовании процессов формирования газоконденсатных залежей.

### § 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ ФОРМИРОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

При изучении генезиса газоконденсатных месторождений важное значение приобретает определение времени формирования залежей. Уточнение временного интервала образования залежей создает возможность для выяснения геологической обстановки и условий формирования газоконденсатных залежей, оценки источников миграции и определения перспектив обнаружения новых углеводородных скоплений. Все это, в свою очередь, способствует организации направленных поисков газовых и газоконденсатных месторождений.

Оценка продолжительности миграции углеводородов и времени формирования газовых и газоконденсатных залежей, как известно, осуществляется на основе так называемых законов в сочетании с данными палеотектонического анализа.

Разумеется, для определения продолжительности миграции необходимо оценить начало аккумуляции углеводородов. Известно, что процесс формирования газовых залежей может начаться в раннюю стадию, если к этому времени существовали ловушки. Основанием для такого вывода служат не только известные факты образования метана на небольших глубинах, но и возможность вертикальной миграции газа из нижезалегающих нефтегазоносных комплексов. Формирование газоконденсатных скоплений на базе небольших первичных газовых залежей вполне закономерно. Однако для газовых и газоконденсатных залежей начальная стадия аккумуляции вследствие незначительной газовмещающей способности ловушек существенного значения не имеет. Даже большие по размерам скопления газа на небольших глубинах характеризуются сравнительно малыми

запасами. Такие газовые скопления в процессе погружения на большие глубины, в соответствии с газовыми законами, резко сокращаются в объеме. Если бы процессы миграции и аккумуляции носили кратковременный характер и относились к начальным этапам формирования структур, то в недрах мы обнаружили бы только ничтожно малые залежи газа с чрезвычайно низкими коэффициентами заполнения ловушек. Это обстоятельство не учитывают некоторые исследователи, ошибочно утверждающие возможность раннего формирования газоконденсатных залежей, характеризующихся высокими значениями коэффициентов заполнения ловушек. Ряд примеров ошибочного подхода к решению данного вопроса рассмотрен автором в [58].

Все более или менее крупные газовые и газоконденсатные залежи, отличающиеся высокими коэффициентами заполнения ловушек, формировались в результате длительной аккумуляции, обусловившей непрерывное пополнение ловушек новыми объемами мигрирующих углеводородов при их погружении на современные глубины. В случаях, когда под влиянием тех или других геологических факторов в процессе погружения продуктивная ловушка не пополняется новыми объемами углеводородов, образовавшиеся газовые (газоконденсатные) скопления подвергаются сжатию и уменьшаются в объеме. В подобных случаях коэффициенты заполнения ловушек существенно снижаются, поэтому высокие их значения, как правило, свидетельствуют о молодости образовавшихся залежей, а иногда являются доказательством продолжения миграционных процессов до наших дней.

Однако здесь могут наблюдаться и отклонения. Так, древние газовые залежи, образовавшиеся в далеком геологическом прошлом, могут характеризоваться высокими значениями коэффициентов заполнения ловушек, что, в частности, может быть обусловлено резким вздыманием продуктивной структуры и разгрузкой залежи, вызвавшими значительное расширение объема углеводородных скоплений, а следовательно, и увеличение коэффициента заполнения ловушки.

Указанная особенность заметно осложняет возможность определения времени формирования газовых (газоконденсатных) залежей. Достоверность оценки этого вопроса в значительной степени зависит от особенностей геологического развития района. Если продуктивная складка в своем развитии претерпела сложные тектонические изменения (вздымание, сопровождаемое размывом, и т. п.), определение продолжительности аккумуляции углеводородов сопровождается существенными погрешностями. Поэтому для определения времени формирования залежей необходимо предварительно изучить историю геологического развития структур, с тем чтобы выбрать наиболее удачные, отвечающие требованиям метода примеры. Подобная работа выполнена автором на примере газоконденсатных месторождений

Апшеронской нефтегазоносной области [62]. Сущность ее заключается в следующем.

Примерами полного соответствия характера продуктивных структур условиям указанного метода в рассмотренной области оказались газоконденсатные месторождения Зыря и Южное,

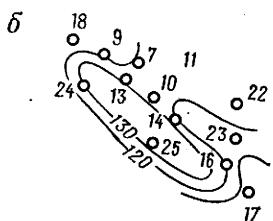
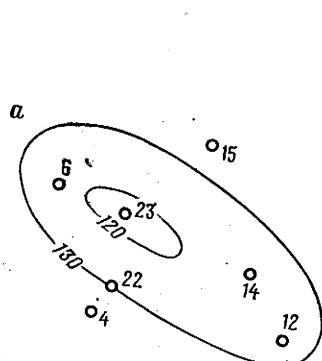


Рис. 42. Изменение мощности ПК свиты  
Месторождения: а — банка Южная; б —  
Зыря

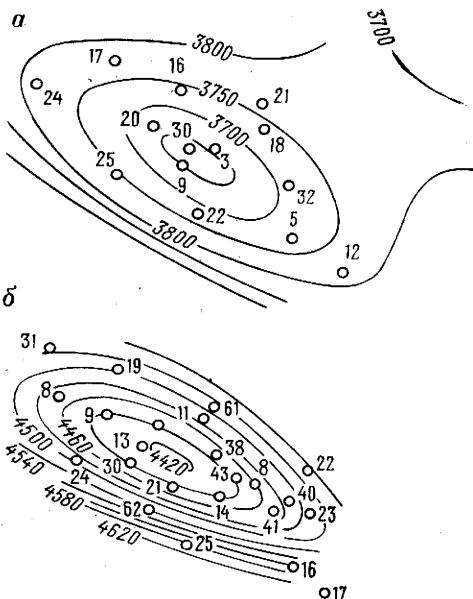


Рис. 43. Структурная карта по кровле ПК свиты

Месторождения: а — банка Южная; б —  
Зыря

применительно к которым была выполнена оценка времени миграции углеводородов и формирования залежей. Геологическое развитие указанных структур характеризовалось устойчивым погружением. В результате палеотектонического анализа установлено, что еще в конце времени отложения осадков подкирмакинской свиты по кровле подстилающей калинской свиты в обоих районах существовали четкие складки с амплитудами 40 м (б. Южная) и 20 м (Зыря) (рис. 42). Развитие этих структур происходило при общем погружении без существенных вертикальных колебаний и размывов, без изменения характера их первоначальной дислокации. Эти условия позволили определить последовательное изменение амплитуды и размеров ловушек.

На рис. 43 изображена современная структурная карта кровли ПК свиты месторождения Южного, представляющая сравнительно пологую антиклинальную складку с углами падения пластов 4—8°. Амплитуда складки по замкнутой изогипсе —

3775 м достигает 130 м. Данные, характеризующие развитие структуры и увеличение амплитуды во времени, приведены в табл. 29.

На рис. 44 показана последовательная картина преобразования кровли ПК свиты на рубеже нижнего и верхнего отделов

ТАБЛИЦА 29

Характеристика залежи в различные стадии геотектонического развития	Амплитуда складки, м	Глубина залегания кровли, м	Пластовое давление, МПа	Отношение $\eta_{\text{пл}}$ палеозалежи к $\eta_{\text{пл}}$ современной залежи	Отношение запасов газа палеозалежи (при условии полного заполнения ловушки) к запасам современной залежи
К концу времени отложения осадков нижнего отдела ПТ	40	370	3,8	0,10	0,125
К концу балаханского времени	75	1170	11,8	0,31	0,380
К концу сабунчинского времени	90	1550	15,7	0,42	0,480
К концу века ПТ	110	2680	27,0	0,72	0,810
К концу акчагыла	110	2800	28,3	0,75	0,860
К концу ашшерона	120	3480	35,2	0,94	0,980
Современное состояние	130	3700	37,5	1,00	—

к концу балаханского и сабунчинского времени и в конце века продуктивной толщи. Сопоставление их показывает, что в процессе продолжающегося формирования структур существенных изменений объема ловушки не было. В этих условиях газовмещающая способность ловушки является функцией глубины ее залегания.

По данным опробования и эксплуатации ПК свита месторождения Южного содержит газоконденсатную залежь. Коэффициент заполнения ловушки составляет 0,8, средняя глубина залегания кровли 3700 м, средневзвешенное пластовое давление 37,5 МПа.

Если бы формирование этой залежи завершилось в конце времени отложения пород нижнего отдела продуктивной толщи (как это утверждается некоторыми исследователями), когда кровля пласта находилась на глубине 370 м, а пластовое давление было равно 3,7 МПа, то при полном заполнении палеоловушки газом содержащиеся в ней углеводороды в условиях современной ловушки (пластовое давление 37 МПа) заняли бы в 10 раз меньший объем, чем существующая в настоящее время залежь, а коэффициент заполнения ловушки был бы менее 0,1. Это обстоятельство свидетельствует о том, что основные запасы

газа этого месторождения аккумулировались в процессе дальнейшего геологического развития района.

Последовательное сопоставление состояния современной залежи с условиями палеоловушек, приведенное в табл. 29, показывает, что процесс накопления углеводородов в ловушке про-

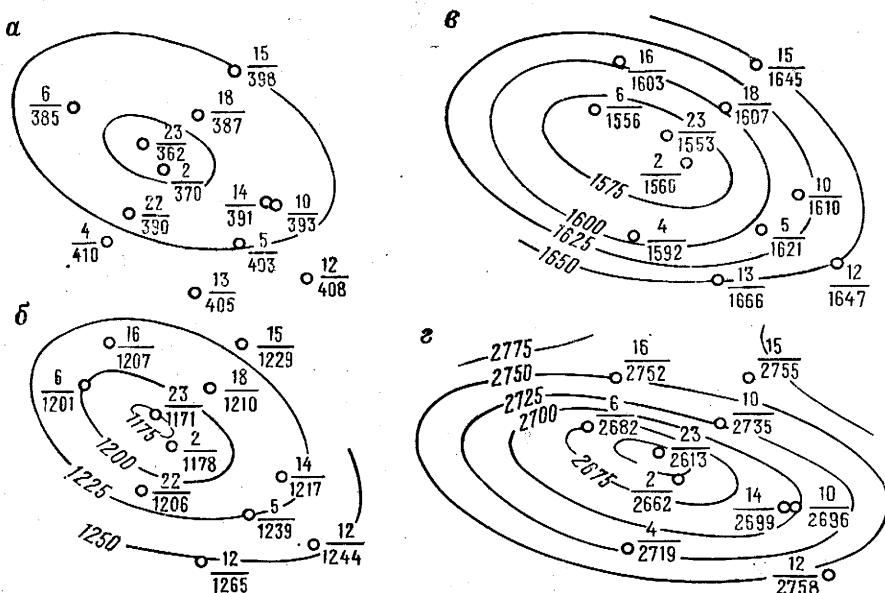


Рис. 44. Последовательные стадии развития структуры банки Южной (кровля ПК свиты). В числителе дроби — номер скважины, в знаменателе — глубина кровли отложений в конце времени: а — нижнего отдела ПТ; б — балаханского времени; в — сабунчинского времени

должался длительное время на протяжении всего продуктивного века, акчагыла и ашшерона. Так, например, для полного заполнения существовавшей к концу продуктивного века ловушки было бы достаточно 81% современных запасов газа; следовательно, по крайней мере 19% их запасов поступило в ловушку в акчагыл-ашшеронское время.

Аналогичный анализ был проведен на материалах газоконденсатного месторождения Зыря. Как и в предыдущем примере, ПК свита этой площади содержит крупную газоконденсатную залежь с коэффициентом заполнения ловушки 0,7. В результате проведения геолого-газостатического анализа была получена идентичная картина длительного заполнения ловушки газом. Так, к концу времени отложения продуктивной толщи, свита ПК, при полном заполнении ловушки, могла бы вместить только 39% современных запасов газа, следовательно, и здесь часть запасов аккумулировалась в верхнеплиоценовое — четвертичное

время. Такие же результаты получены на примере газоконденсатных месторождений Карадаг, Бахар и др.

В примененной методике допущено, что ловушка была полностью заполнена газом еще на ранней стадии своего развития. Если процесс аккумуляции начался в более поздней стадии и ловушка не всегда отличалась полным заполнением, то доля мигрирующего газа в ловушку в последующие стадии возрастает. Кроме того, приведенные подсчеты проводились без учета потерь газа, исходя из условий полного сохранения его запасов в ловушке в течение всего периода аккумуляции. Однако утечки газа из ловушки неизбежны, хотя их количественная оценка затруднительна. В частности, об утечке газа в районах месторождений Южного и Зыри свидетельствует высокая газонасыщенность перекрывающих отложений (скопления газа в аштерон-акчагыльских отложениях площади Зыря). С учетом этих обстоятельств аккумуляция углеводородов здесь представляется более длительным процессом, а роль верхнеплиоцен-четвертичного периода в формировании залежей — более существенной. Полученные данные позволяют полагать, что миграция углеводородов продолжается вплоть до настоящего времени.

Таким образом, время формирования газоконденсатных залежей Аштеронской нефтегазоносной области (нужно полагать и залежей нефти и газа этой области) определяется как верхнеплиоцен-четвертичное. Именно в это время, несмотря на возможность более ранней аккумуляции газа ловушками, происходило их интенсивное заполнение мигрировавшей ретроградной газовой смесью углеводородов.

Совершенно очевидно, что выполнение подобного анализа представляет интерес для каждой нефтегазоносной провинции, области и района.

#### **§ 4. О ФАКТОРАХ, ОБУСЛОВЛИВАЮЩИХ ПРЕВЫШЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НАД ДАВЛЕНИЕМ ОДНОФАЗНОГО СОСТОЯНИЯ**

Из числа открытых в нашей стране и за рубежом углеводородных скоплений можно выделить целый ряд залежей газа и конденсата, где начальное пластовое давление заметно превышает значение давления начала конденсации. Такие залежи обычно формируются в условиях, когда мигрирующий газ недостаточно насыщен конденсатом. Однако нередко формирование подобных залежей возможно и в условиях высокого насыщения газа конденсатом, что может быть связано с определенными геологическими факторами. К ним можно отнести следующие.

Первый случай. Когда после формирования газоконденсатной залежи продуктивный пласт, вовлеченный в прогибание, погружается, это неизбежно приводит к соответствующему росту пластового давления. При этом, если ловушка не пополняется

мигрирующими углеводородами, соотношение нефти и конденсата, а следовательно, и давление начала конденсации остаются без изменения. Таким образом, создается несоответствие (разница) между новыми, более высокими значениями пластового давления и сохранившимся без изменения давлением начала конденсации.

Второй случай. Ловушка, первоначально содержавшая газ, в процессе погружения пополняется мигрирующими в однофазном состоянии углеводородами (газ и конденсат). При этом первоначальные скопления газа постепенно обогащаются высококипящими углеводородами, поступившими в залежь в более позднюю стадию аккумуляции. В результате в ловушке формируется смесь первоначального газа и ретроградной газовой фазы. Совершенно очевидно, что значение давления начала конденсации такой смеси должно быть ниже давления начала конденсации мигрировавших в ретроградной газовой фазе УВ, а следовательно, ниже значения пластового давления.

Третий случай. Газоконденсатная залежь пополняется сухим газом, мигрирующим из более глубоких, высокотемпературных зон нижних слоев осадочного чехла (из зоны высокотемпературного метана). В результате в ловушке формируется смесь первоначальной газоконденсатной системы и мигрировавшего сухого газа. Резумеется, и в этом случае давление начала конденсации такой облегченной смеси окажется ниже давления начала конденсации первоначальной пластовой системы, и, стало быть, ниже значения пластового давления.

Четвертый случай. Газоконденсатная залежь формируется в зоне высоких температур — в условиях возможной деструкции углеводородов. Это характерное для древних глубоко залегающих залежей явление может привести к заметному снижению содержания конденсата в пластовом газе, облегчению его состава, что, в свою очередь, может резко снизить значение давления точки росы — давления начала конденсации. Кроме того, значение крикондентермы таких залежей нередко может оказаться ниже значения пластовой температуры. В подобных случаях, как известно, возможность ретроградной конденсации полностью устраняется.

## § 5. ПЕРЕФОРМИРОВАНИЕ И РАЗРУШЕНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Формировавшиеся в недрах скопления нефти и газа под воздействием различных геологических факторов подвергаются непрерывным изменениям. Поэтому естественно, что нельзя рассматривать залежи нефти и газа как однажды образовавшиеся и сохранившиеся без существенных изменений до наших дней.

Можно привести немало доказательств образования газовых скоплений на базе нефтяных и газонефтяных залежей,

газоконденсатных скоплений на базе газовых и нефтяных и, наоборот, нефтяных и газонефтяных скоплений на основе газоконденсатных.

Наиболее общим случаем изменения состояния залежей является переформирование образовавшихся углеводородных скоплений — изменение фазового состояния углеводородов. Наряду с этим отмечаются различные стадии разрушения залежей — от частичного до полного. С учетом их можно выделить следующие состояния углеводородных скоплений: 1) находящиеся в стадии формирования; 2) первичные, не испытавшие процессов переформирования; 3) первичные, находящиеся в стадии переформирования; 4) вторичные, образовавшиеся за счет переформирования первичных углеводородных скоплений; 5) частично разрушенные; 6) полностью разрушенные.

Переформирование и разрушение образовавшихся залежей происходит в результате нарушения геологических условий нахождения (сохранения) углеводородных скоплений. Эти изменения в основном связаны с тектоническими процессами, обусловливающими, в свою очередь, изменения структурных, термодинамических, гидродинамических и геолого-геохимических условий сохранения залежей.

Роль тектонических движений в переформировании залежей обусловлена характером их региональной направленности. Важное место принадлежит инверсионным и иммерсионным процессам, оказывающим существенное и часто противоположное влияние на углеводородные скопления.

**Инверсионные процессы.** При интенсивном характере этих движений, резком воздымании и глубоком размыве структур, нарушении герметичности покрышек, перекрывающих скопления углеводородов, инверсионные процессы приводят к частичному (нефтяные) и полному (газовые и газоконденсатные) разрушению залежей. При более глубоком размыве продуктивных структур возможно и полное разрушение чисто нефтяных скоплений. При этом в пределах разрушенных нефтяных и газоконденсатных месторождений, как правило, сохраняется остаточная нефть — следы разрушенных залежей, ареалы распространения которой в ряде случаев характеризуют размеры предшествовавших в геологическом прошлом палеозалежей.

При частичном нарушении герметичности структур (имеются в виду частичный размыв покрышки, образование серии тектонических нарушений) на месте газоконденсатных залежей за счет процессов длительной дегазации могут образоваться нефтяные скопления. Лучшие условия для сохранения отмечаются для чисто нефтяных скоплений, но и они в случае частичного разрушения — нарушения герметичности покрышки — существенно дегазируются.

Большой интерес представляет изучение возможности образования чисто нефтяных скоплений при дегазации (разрушении)

газоконденсатных залежей. Подтверждение подобной возможности представляется исключительно важным прежде всего потому, что оно является доказательством вероятности формирования нефтяных залежей за счет миграции нефти в ретроградной газовой фазе. В этой связи заслуживает внимания ряд примеров нахождения нефтяных месторождений, содержащих нефть явно конденсатного происхождения, приуроченных к частично размытым локальным поднятиям, испытавшим инверсионное развитие, т. е. ловушкам, явно неблагоприятным для сохранения газообразных углеводородов. Из многочисленных примеров нахождения залежей аномально легких нефтей в зоне гипергенеза (где, наоборот, следует ожидать скопления дегазированных, тяжелых нефтей) можно привести следующие.

1. Месторождение Кумаребо (Венесуэла). Залежи нефти в миоценовых отложениях приурочены к структуре, испытавшей в антропогене инверсионное развитие. Глубины залегания нефти 123—845 м. Плотность нефти 0,78 г/см<sup>3</sup>. Нефть состоит в основном из фракций, выкипающих до 300°C, и имеет явно конденсатное происхождение.

2. Еще более характерным являются месторождения, открытые в Андаманском нефтегазоносном бассейне Индонезии. Здесь в месторождениях Рантау, Джедонгдонг Перлак, Пулау-Панжанг, Дарат, Джулу-Раджеу на глубинах 49—790 м в песчаных горизонтах верхнего миоцена и плиоцена открыты залежи нефти, где плотность нефти составляет 0,756—0,793 г/см<sup>3</sup>, а содержание светлых фракций достигает 80—90% [172].

Изучение показывает, что нефть указанных месторождений имеет явно конденсатный генезис. Образование ее скоплений в разрезе названных площадей связано с длительной дегазацией газоконденсатных смесей, имевшей место в конце плиоцена — начале антропогена в процессе резкого воздымания и размыва структур. Окружающая территория в это время значительно погрузилась. Такой разнонаправленный характер тектонического развития, естественно, должен значительно активизировать миграционные процессы<sup>1</sup>. Наряду с этим в структурах, испытавших инверсионный режим развития, в результате существенного их размыва и нарушения условий герметичности и сохранения содержащихся в них газоконденсатных скоплений происходило интенсивное разрушение залежей. Этот процесс сопровождался уходом из ловушки отсепарированного газа и одновременной ретроградной конденсацией.

<sup>1</sup> При разнонаправленных тектонических процессах, когда в результате резкого погружения одной тектонической зоны возрастает пластовое давление, а резкое воздымание другой зоны (зоны аккумуляции) приводит к уменьшению давления, т. е. значительно расширяется диапазон давлений. Увеличение давления направлено от зон генерации к зоне аккумуляции. Это обстоятельство является одной из основных причин активизации миграционных процессов. Наряду с этим резкое погружение или рост складки приводит к образованию аномально высоких давлений, реализация (рассасывание) которых обусловливает интенсивность оттока и внутриварварную миграцию флюидов из зон высоких пластовых давлений в зоны их меньших значений.

При сочетании двух указанных обстоятельств — разрушения залежей и активизации миграционных процессов — дегазация залежей происходила в условиях непрерывного пополнения ловушек мигрирующей газовой смесью, обеспечивающего длительностью и многократностью процесса и способствующего накоплению в поровом пространстве ретроградной жидкой смеси. Благодаря этому обстоятельству происходило не просто разрушение, а переформирование газоконденсатных скоплений в нефтяные залежи.

Можно привести десятки других примеров из истории нефтяных месторождений СССР, США, Южной Америки и Азии, подтверждающих нахождение на малых глубинах залежей исключительно легких нефтей, имеющих явно конденсационное происхождение. При этом во всех этих случаях отмечаются две особенности: обязательная приуроченность залежей к отложениям неогена и наличие инверсионного режима развития локальных структур. Анализ этих особенностей позволяет сделать ряд важных выводов.

Во-первых, приуроченность указанных залежей к неогеновым отложениям свидетельствует о том, что нефть переформировавшейся залежи из-за ее молодости и непродолжительности нахождения в зоне гипергенеза еще не успела дегазироваться, окислиться и поэтому сохранила свои физико-химические свойства. Далее, с уверенностью можно констатировать, что подобные процессы переформирования залежей происходили и в отложениях более древних комплексов, однако из-за продолжительности нахождения залежей в недрах физико-химические свойства нефтей существенно видоизменились, что осложнило возможность их диагностики.

И, наконец, рассмотренные выше механизмы переформирования газоконденсатных месторождений в нефтяные представляются вполне реальными и логичными процессами эволюции углеводородных скоплений в недрах, подтверждающими возможность формирования крупных нефтяных скоплений за счет миграции нефти в единой ретроградной газовой фазе. Этот механизм, в частности, сыграл определенную роль в формировании крупных нефтяных скоплений в продуктивной (красноцветной) толще Южно-Каспийской впадины [58].

Иначе обстоит дело, когда инверсионные процессы не приводят к нарушению условий герметичности ловушек. Только в исключительных случаях здесь возможно разрушение сформировавшейся залежи, когда неравномерное вздымание пологозалегающей складки приводит к ее наклону (крену), в результате чего структура частично или полностью теряет способность удерживать нефть и особенно газ. Во всех остальных случаях рост и последующий частичный размыв складки приводит к изменениям термобарических условий — к разгрузке залежей, что, в свою очередь, обусловливает изменение фазового состояния

углеводородных скоплений. В этих условиях возможны следующие направления переформирования залежей.

а. Структура, испытавшая резкий рост и значительную разгрузку, содержит нефтяную залежь. Разгрузка ее и значительное снижение пластового давления приводят к выделению растворенного в нефти газа в свободное состояние. Свободный газ постепенно вытесняет нефть от свода к погружению пласта, занимает сводовую часть залежи и образует газонефтяное скопление. При достаточной глубине залегания и величине пластового давления газовая фаза таких залежей за счет ретроградного испарения легкокипящих компонентов нефти может содержать то или иное количество конденсата. В подобных случаях нефтяная залежь может переформироваться в нефтеказоконденсатную.

б. Структура содержала газонефтяную или газоконденсатнонефтяную залежь. Процесс воздымания, разгрузки и снижения пластового давления в таких залежах сопровождается расширением газовой зоны, что приводит к частичному или полному вытеснению нефти из ловушки. Расширению размеров газовой зоны способствует также частичное выделение растворенного газа из нефти в свободное состояние и приобщение его к объему газа газовой шапки. В ряде случаев расширение газовой зоны может оказаться столь значительным, что может привести к вытеснению всей нефти (кроме связанный) из ловушки и образованию газовой или газоконденсатной залежи.

В подобных условиях в продуктивном газоносном пласте отмечаются две зоны содержания связанный (остаточной) жидкой нефти: зона пониженного ее содержания, отвечающая границам распространения первоначальной газоконденсатной залежи, и зона повышенного содержания, соответствующая ареалу распространения первоначальной нефтяной оторочки.

в. Структура содержала газоконденсатную залежь. В процессе разгрузки происходит расширение объема газообразных углеводородов, поэтому подобные залежи характеризуются более полным заполнением ловушки. При наличии нефтяной оторочки расширяющаяся газовая зона вытесняет нефть из ловушки. В процессе указанных изменений часть находящегося в газовой зоне конденсата в результате снижения пластового давления выделяется в жидкое состояние и осаждается в порах пласта. В подобных случаях при более существенной разгрузке возможно переформирование газоконденсатной залежи в газовую. Отличительной особенностью чисто газовых залежей подобной генерации является наличие в продуктивном пласте определенного количества связанный нефти.

**Иммерсионные процессы.** Залежи нефти и газа нередко могут быть вовлечены в интенсивное погружение. Этот процесс, особенно в случае погружения на большие глубины, связан со значительным возрастанием пластовых давлений и температур. Изменения термобарических условий оказывают существенное влияние на состояние углеводородных скоплений.

Когда погружается газовая или газоконденсатная залежь, рост давления приводит к сокращению объема углеводородов — к увеличению газовмещающей способности ловушки. В результате ловушка, содержащая газовую залежь, приобретает способность улавливать дополнительное количество мигрирующих углеводородов. Поскольку это происходит на достаточно больших глубинах, где наиболее вероятным состоянием мигрирующих углеводородов является ретроградная газовая фаза, то чаще всего пополнение ловушки имело место за счет углеводородов газовой фазе, содержащих высокомолекулярные компоненты. Таким, в частности, представляется механизм переформирования

газовых скоплений в газоконденсатные, связанного с погружением продуктивной ловушки на большие глубины.

Если в аналогичных условиях ловушка пополняется жидкими углеводородами, то содержащаяся в ней газовая фаза обогащается низкокипящими фракциями нефти. Остальная часть нефти может образовать оторочку жидкой фазы.

Иначе обстоит дело, когда в погружение вовлекается нефтяная залежь. Здесь мигрирующая газовая фаза углеводородов, проникая в продуктивную ловушку, может постепенно (частично или полностью) вытеснить нефть из ловушки и образовать газоконденсатную или газоконденсатнонефтяную залежь. В отличие от предыдущих случаев переформировавшиеся указанным путем газоконденсатные залежи должны характеризоваться предельным насыщением пластового газа конденсатом.

Погружение образовавшихся залежей нефти и газа на большие глубины и продолжительное их нахождение в условиях больших температур приводят, как известно, к деструкции углеводородов. Это обуславливает постепенное переформирование нефтяных скоплений в газоконденсатные, а газоконденсатные в газовые.

Наряду с указанными изменениями иммерсионные процессы могут привести к разрушению (как правило, частичному) образовавшихся залежей. Подобное явление может происходить при переформировании ловушки, резко неравномерном погружении и наклоне структуры, в результате которого ловушка частично или полностью теряет свою способность удерживать скопившиеся в ней углеводороды. Этому в значительной степени способствует движение подземных вод.

## Глава IX

### ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефть и газ, генетически тесно связанные между собой, в недрах земли встречаются в крайне различных соотношениях. Если в одних районах открываются преимущественно нефтяные месторождения, то в других чаще встречаются газоконденсатные залежи, в третьих — чисто газовые. Различна картина распределения нефти и газа и по глубине. Если в верхних слоях осадочной толщи на малых глубинах встречаются в основном небольшие залежи газа, то ниже залегают нефтегазовые и нефтяные скопления. Далее с глубиной встречаются газоконденсатнонефтяные, газоконденсатные и на очень больших глубинах (6—8 тыс. м) чисто газовые залежи.

Существующая сложная картина размещения углеводородных скоплений в разрезе осадочного чехла носит отпечаток трех основных факторов: вертикальной зональности образования нефти и газа; особенностей миграционных процессов; влияния последующих геологических процессов на формировавшиеся залики нефти и газа.

Несмотря на все это, в размещении залежей в пространстве и по глубине существует ряд закономерностей, изучение которых открывает значительные возможности для количественной и качественной оценки потенциальных ресурсов углеводородов и организации их рациональных поисков.

Ниже рассматриваются эти закономерности.

### § 1. ВЕРТИКАЛЬНАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ В ОБРАЗОВАНИИ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ

**О вертикальной зональности генезиса углеводородов.** Мнение о вертикальной зональности генерации углеводородов было высказано еще И. М. Губкиным. Ссылаясь на заводскую практику крекинга нефти Иван Михайлович писал, что «если приレンить очень высокую температуру, то мы можем всю нефть превратить в газ, в составе которого главную роль будет играть метан». Далее И. М. Губкин отметил, что «вероятно, и в приode, если нефтяные залежи попадали в условия чрезвычайно высокого давления или очень высоких температур, начиналось взложение нефти, которое заканчивалось разрушением углеводородов с выделением водорода и углерода» [45].

А. Я. Кремс, один из учеников и последователей И. М. Губина, останавливаясь на значении приведенных выше положений для поисков крупных газовых скоплений в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, справедливо отметил, что высунутая И. М. Губкиным точка зрения «является основой современных представлений о глубинной зональности в размещении углеводородов в осадочном чехле земной коры» [105].

Следующий этап изучения вертикальной зональности образования скоплений углеводородов связан с исследованиями А. Соколова [166 и др.]. Еще в 1948 г. он указал на существование определенной зональности в распределении различных по составу и фазовому состоянию углеводородов в земной коре. При этом было отмечено, что в верхней части разреза осадочных отложений идут биохимические процессы, не сопровождающиеся образованием нефти<sup>1</sup>, ниже идут термокатализитические

<sup>1</sup> По мнению В. А. Соколова, биохимические процессы образования углеводородов хотя и играют существенной роли в генерации газообразных легких жидкых углеводородов, содержащихся в залежах нефти и газа, также имеют важнейшее значение при формировании состава органического вещества осадков, что является одним из основных этапов в истории нефти газа [169].

процессы, при которых образуются нефть и газ, а еще ниже, начиная с глубин 6—7 км, основным образующимся и сохраняющимся углеводородом является метан (рис. 45). Позже В. А. Соколов, рассматривая эту проблему более подробно, с точки зрения нефтегазообразования и состава образующихся углеводородов

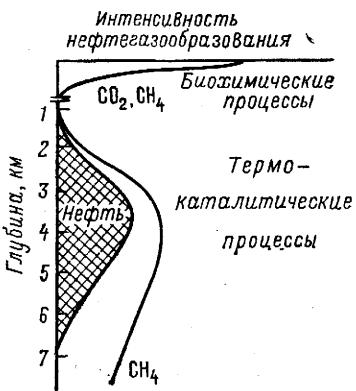


Рис. 45. Вертикальная зональность образования углеводородов (по В. А. Соколову)

дородов, выделяет четыре зоны — биохимическую, переходную, термокатализитическую, газовую. В нижней части осадочной толщи он выделил еще одну более глубоко расположенную пятую зону, где температура выше критической для воды ( $+374^{\circ}\text{C}$ ). Согласно указанной схеме в биохимической генетической зоне на глубинах 0—50 м, при восстановительных условиях, образуется в основном метан. В термокатализитической зоне, подразделяющейся на три подзоны, наряду с газообразными углеводородами образуются и тяжелые углеводороды — жидккая нефть. В верхней, переходной подзоне, с температурами 40—50°C на глубинах до 1000 м образуются газообразные углеводороды и  $\text{CO}_2$ ; в средней — с температурами от 40—50 до 200°C — на глубинах 1000—6000 м, наряду с продолжающейся генерацией газообразных углеводородов, происходит образование нефти. В нижней подзоне, при температуре выше 200°C и глубине 6000 м и ниже из органического вещества генерируется только метан (табл. 30).

Н. Б. Вассоевич, придерживаясь тех же генетических принципов, различает следующие зоны генерации углеводородов: диагенеза, соответствующую биохимической зоне В. А. Соколова, протокатагенеза, соответствующую переходной зоне, мезокатагенеза, которой соответствует главная фаза образования и эмиграции микронефти (к концу этой стадии литогенеза температура достигает 200—250°C), апокатагенеза, где происходят процессы разукрупнения молекул микронефти, и протометагенеза — генерации высокотемпературного метана. Далее выделяется зона апометагенеза (температура 374°C и выше), где образуются водород и твердые углеродистые соединения [18].

В своей более поздней работе [19] Н. Б. Вассоевич объединил зоны апокатагенеза и протометагенеза в единую зону апокатагенеза (табл. 30).

Аналогичные представления о вертикальной зональности генерации углеводородов отмечаются у других исследователей,

ТАБЛИЦА 30

Температура, °С	Глубина, км	По Н. Б. Вассоевичу		По В. А. Соколову	Характер генерируемых углеводородов	
		Стадии и подстадии литогенеза	-Градации			
До 0,05	До 0,05	Диагенез	ДГ	Биохимическая	Метан	
		Протокатагенез—ПК	ПК <sub>1</sub>	Верхняя (переходная)	Метан, небольшое количество его гомологов, CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> и др.	
			ПК <sub>2</sub>			
До 50	1—3	Мезокатагенез—МК	ПК <sub>3</sub>			
			МК <sub>1</sub>	Средняя	Образование и созревание микронефти (главная фаза нефтеобразования), формирование ретроградной газовой фазы, частичное образование CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S и N <sub>2</sub>	
			МК <sub>2</sub>			
			МК <sub>3</sub>			
			МК <sub>4</sub>			
До 200	2—6		МК <sub>5</sub>			
	Апокатагенез—АК	АК <sub>1</sub>	Термокатализитическая	Преимущественная генерация газообразных УВ. Продолжение процесса формирования ретроградной газовой фазы (для молодых формаций)		
		АК <sub>2</sub>				
		АК <sub>3</sub>				
До 260		3—9			АК <sub>4</sub>	
					АК <sub>5</sub>	
320	4—12	Апокатагенез—АК	АК <sub>6</sub>	Нижняя (метановая)	Газ—высокотемпературный метан. Кислые газы	
			АК <sub>7</sub>			
374	5—15	Апокатагенез—АК	АК <sub>8</sub>		Водород, твердые углеводородные образования	

в том числе зарубежных (рис. 46—51). При этом указываются несколько иные интервалы глубин и давления, соотношения нефти и газа, что с учетом различия геологических условий

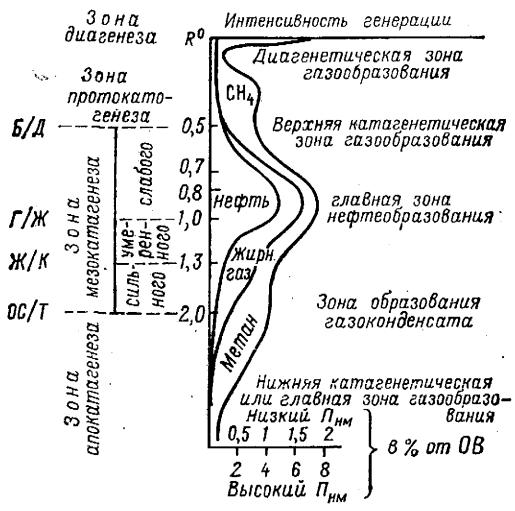
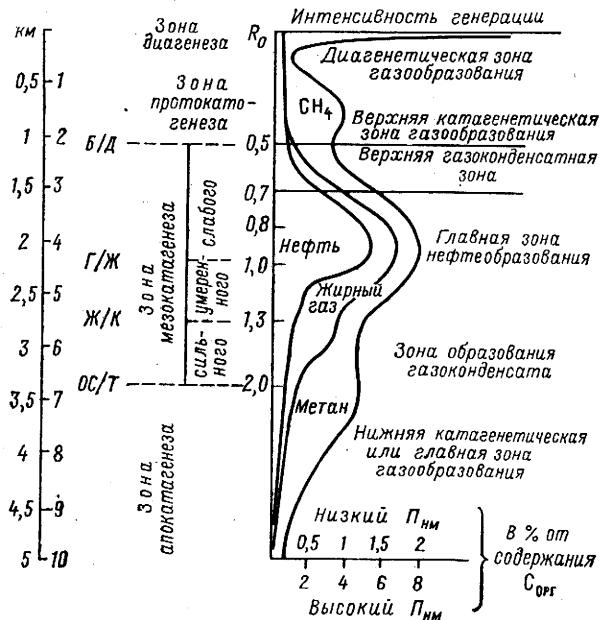


Рис. 46. Принципиальная схема вертикальной зональности генерации метана, жирного газа и нефти органическим веществом в процессе литогенеза (по Н. Б. Вассоевичу)

$R_o$  — отражательная способность витринита в масле;  $P_{\text{НМ}}$  — нефтематеринский потенциал — выход УВ в % от содержания  $C_{\text{орг}}$  на данном этапе катагенеза

Рис. 47. Принципиальная схема вертикальной зональности генерации метана, жирного газа ( $\text{C}_2\text{—C}_4$ ) и нефти органическим веществом в процессе литогенеза (составлена А. Л. Козловым по данным А. М. Акрамходжаева, Н. Б. Вассоевича, А. Э. Конторовича, Ю. И. Корчагиной и др.)

$R_o$  — отражательная способность



нефтегазообразующих толщ и температурных градиентов следует считать закономерным.

Таким образом, вертикальная зональность генерации углеводородов является одним из наиболее изученных и общепризнанных положений в проблеме происхождения нефти и газа.

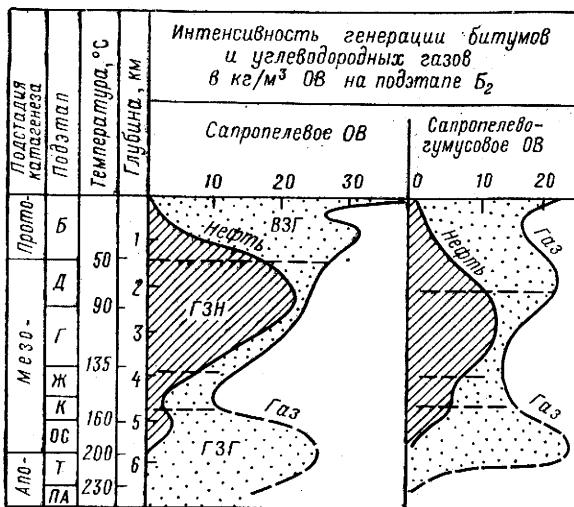


Рис. 48. Интенсивность генерации битумоидов и углеводородных газов седиментами в зоне катагенеза (по А. Э. Конторовичу, О. И. Изосимовой, П. А. Трушкову)

ВЗГ — верхняя зона интенсивного газообразования; ГЗН — главная зона нефтеобразования; ГЗГ — глубинная зона интенсивного газообразования

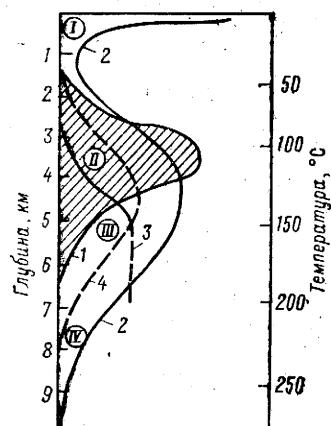


Рис. 49. Схема образования углеводородов и формирования ретроградной газовой фазы (по А. Г. Дурмишяну)

I — нефть; 2 — газ; 3 — десорбция углеводородов; 4 — ретроградная газовая фаза. I — верхняя зона газообразования; II — главная зона нефтеобразования; III — зона формирования ретроградной газовой фазы; IV — зона образования высокотемпературного метана

**Вертикальная зональность в распределении углеводородных скоплений.** Отмеченные выше закономерности генерации углеводородов по глубине в существенной степени отразились на современной картине распределения залежей нефти и газа в литосфере. Хотя в различных нефтегазоносных бассейнах существуют свои, специфические особенности размещения залежей, все же для всех регионов отмечаются общие, довольно четкие тенденции в распределении по вертикальному разрезу скоплений нефти и

газа. Если в верхней части разреза осадочного чехла в основном развиты чисто газовые скопления, то ниже по разрезу находятся газонефтяные и нефтяные и на больших глубинах газоконденсатные залежи. Эти особенности хорошо согласуются с установленной вертикальной зональностью образования нефти

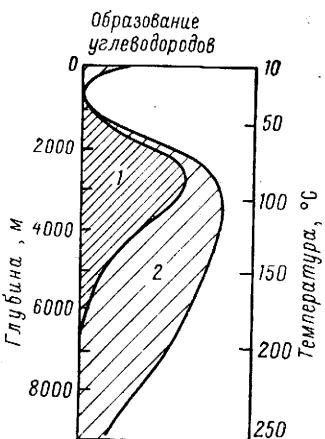


Рис. 50. Образование углеводородов из органических веществ и керогена в осадочных породах (по Дж. М. Ханту)

1 — нефть; 2 — газ

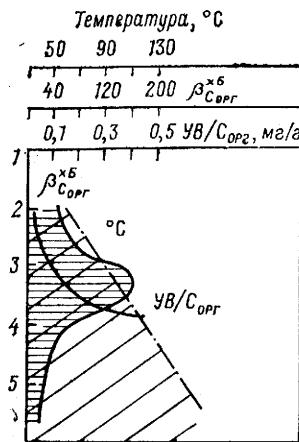


Рис. 51. Сравнительная эволюция жидкого и газообразных углеводородов и сероводорода в зависимости от современной глубины и температуры. Нижний мел и верхний юра юго-запада Аквитанского бассейна (по К. Le Fran, I. Connepen)

и газа и получили достаточно широкое подтверждение на примере многих нефтегазоносных областей мира.

Закономерности вертикального распределения различных по составу скоплений углеводородов рассматривались И. В. Высоцким и В. Б. Олениным, Н. А. Еременко, А. Я. Кремсом, Г. П. Ованесовым, М. С. Бурштаром и И. И. Машковым, А. И. Геодекяном, С. П. Максимовым, И. С. Старобинцем, Н. Т. Линдтропом, Э. А. Табасаранским и др. Из зарубежных исследователей следует отметить С. Шарра, Б. Нетчерта, В. Барбата, Г. Хадсона, Дж. М. Ханта и др.

Рассматривая эти закономерности, И. В. Высоцкий выделяет следующие скопления углеводородов:

1) в платформенных бассейнах — на платформенных бортах гетерогенных бассейнов (краевых прогибов). Здесь газовые залежи располагаются на глубинах до 2000 м преимущественно на месте наиболее прогнутых частей бассейнов, нефтяные залежи — на этих глубинах на месте новообразованных поднятий, нефтяные и нефтегазовые залежи — на глубинах 2000—4000 м<sup>1</sup>; газо-

<sup>1</sup> Многими авторами, в том числе И. В. Высоцким, допускается возможность нахождения газонефтяных залежей на глубинах 2000—4000 м. Однако в реальных условиях на указанных глубинах, являющихся областью ретро-

конденсатные и нефтегазоконденсатные залежи — на глубинах 3000—6000 м, залежи легкой конденсатной нефти — на глубинах 6000—8000 м, залежи высокотемпературного метана — на глубинах 8000—9000 м;

2) в бассейнах складчатых областей (внутристорождательных бассейнов и складчатые борта гетерогенных бассейнов). Здесь нефтяные, газонефтяные залежи, иногда с производными газовыми залежами наверху, реже твердые углеводороды (озокерит, асфальт и др.) располагаются на глубинах до 3000 м. Ниже зональность в распределении скоплений углеводородов, по мнению И. В. Высоцкого, будет подобна платформенным бассейнам, но предельная глубина нахождения скоплений уменьшится за счет проявлений метаморфических процессов, особенно в бассейнах, связанных с эвгеосинклинальными системами [29]. Автор при этом указывает, что приведенные цифры следует рассматривать лишь как общую закономерность<sup>1</sup>.

И. С. Старобинец приводит вертикальную зональность залежей по фазовому состоянию углеводородов. Как и все остальные авторы, с зоной диагенеза он связывает небольшие газовые (метановые) залежи, к зоне протокатагенеза (по Н. Б. Васкоевичу) относит газовые (метановые) и вторичные газоконденсатные залежи<sup>2</sup>, к зоне мезокатагенеза нефтегазовые, нефтяные, нефтегазоконденсатные (вторичные) и нефтяные газоконденсатного генезиса. Газоконденсатные первичные и нефтяные оторочки газоконденсатного генезиса он относит к генетической зоне апокатагенеза и газовые — к зоне протометагенеза [174].

Несколько отличается характеристика фаз и глубины их развития у А. Я. Кремса, хотя основные принципы вертикальной зональности углеводородов те же, что и у остальных авторов. По мнению А. Я. Кремса, на территории нефтегазоносных областей и провинций Советского Союза и зарубежных стран установлена глубинная зональность размещения залежей углеводородов, состоящих по вертикали из следующих четырех самостоятельных зон: зоны залежей преимущественно чистого газа и нефти, в большинстве случаев тяжелых и утяжеленных, простирающихся до глубин 1350—1500 м, иногда до 1900 м; зоны залежей, в основном легкой, преимущественно газонасыщенной нефти до глубин 4—5 тыс. м, встречаются залежи и конденсат-

---

градных изменений, газ, находясь в длительном контакте с нефтью, согласно законам ретроградного испарения должен растворить низкокипящие компоненты из состава нефти и образовать ретроградную газовую fazу. В связи с этим на указанных глубинах более вероятно нахождение газоконденсатно-нефтяных скоплений.

<sup>1</sup> Возможность деструкции нефти и образования метана впервые была установлена на примере месторождений Делавэр—Вал Верде. На глубинах более 5000 м в кембр-ордовикских известняках элленбергер с пористостью 2—4% залежи газа в основном состояли из чистого метана.

<sup>2</sup> Первичные и вторичные газоконденсатные залежи И. С. Старобинец выделяет по генезису жидкой фазы (конденсата), растворенной в газе [174].

ного газа, редко свободного (чистого) газа; зоны залежей преимущественно конденсатного газа до глубин 6—8 тыс. м, редко глубже. В порядке исключения встречаются залежи очень легкой нефти в верхней части; зоны залежей метанового (сухого) газа до глубин 10—12 тыс. м, возможно и глубже. На территории нашей страны еще не доказано наличие этой зоны [106].

Изучение закономерностей размещения залежей на примере нефтегазоносных бассейнов мира показывает, что фактическая картина распределения углеводородных фаз и их скопления с глубиной имеет более сложный, многогранный характер. В ряде случаев отмеченные многими исследователями закономерности имеют частный характер и отображают особенности размещения залежей рассмотренных ими областей. Объясняется это в основном тем, что между первичной картиной вертикальной зональности залежей и современным их состоянием нередко существует значительная разница, обусловленная в основном тектоническими процессами, происходящими после формирования залежей. Эти процессы, особенно явления погружения, воздымания, складкообразования, приводят к резким изменениям не только геологических, но и термобарических условий залежей, условий их сохранения. Поскольку процессы эти наиболее развиты в складчатых областях (особенно в пределах альпийского геосинклинального пояса), то именно здесь и наблюдаются наиболее существенные отклонения размещения залежей от общепринятых схем вертикальной зональности. Как уже отмечалось, неизменным следствием этих процессов является переформирование существовавших первичных залежей.

Более существенные изменения первоначальной вертикальной зональности могут иметь место, когда инверсионные процессы сопровождаются частичным размывом структур, в результате чего нарушается герметичность продуктивных ловушек. Процессы эти могут привести к частичному или полному разрушению содержащихся в них газовых скоплений, к образованию на сравнительно малых глубинах вторичных залежей нефти, к развитию гипергенных процессов и т. д. Именно этим и следует объяснять многочисленные факты нахождения на малых глубинах (до 1000 м) залежей легкой или тяжелой нефти, а не газовых скоплений.

Так, в пределах Апшеронской нефтегазоносной области, на указанных глубинах (от 250 до 1000—1500 м), в общепринятой зоне развития чисто газовых скоплений открыты залежи относительно тяжелых нефтей (Балаханы-Сабунчи-Романинское месторождение, Сурханское, Биби-Эйбатское, Локбатанское, Бинагадинское месторождения, Нефтяные Камни, о. Артема и др.). К примеру распространения залежей легких нефтей можно отнести открытые в Андаманском нефтегазоносном бассейне (Индонезия) на глубинах 49—790 м нефтяные

месторождения, приуроченные к отложениям плиоцена и верхнего миоцена, с плотностью нефти 0,756—0,793 г/см<sup>3</sup> (этот факт подробно рассмотрен в гл. VIII). Следует только добавить, что подобные залежи известны в США, Венесуэле и других странах мира.

Наличие на малых глубинах (при полном отсутствии скоплений газа) залежей тяжелых нефтей является следствием разрушения первоначальных газонефтяных образований, их дегазации и влияния последующих гипергенных процессов. Присутствие залежей легких нефтей на этих глубинах обусловлено их конденсатным генезисом. Таким образом, образование на малых глубинах нефтяных скоплений (как тяжелых, так и легких нефтей) имеет вторичное происхождение, что связано с инверсионными процессами.

Существенными являются изменения, связанные с процессами погружения формирующихся углеводородных скоплений на большие глубины. В зависимости от соотношения ресурсов нефти и газа и условий их сохранения в ловушке в процессе погружения газонефтяной (нефтегазовой) залежи могут образоваться как преимущественно нефтяные (за счет растворения газа в нефти), так и газоконденсатные залежи (за счет испарения нефти в газе). Поскольку в нефтегазоносных областях инверсионные и иммерсионные процессы часто развиваются одновременно (одни тектонические зоны интенсивно погружаются, другие в это время испытывают воздымание), процессы переформирования образовавшихся первичных углеводородных скоплений отличаются широким диапазоном их изменений. Все это обуславливает необходимость их учета при изучении вертикальной зональности распределения залежей, поскольку существенно меняют картину первоначального размещения залежей по разрезу.

Различной является и степень влияния изменившихся термодинамических условий на преобразование залежей. В результате этого важного обстоятельства, например в отложениях древних формаций (палеозоя), на глубинах 5—6 тыс. м, как правило, открываются чисто газовые залежи, состоящие из метана [38], в то время как на этих же глубинах, в молодых образованиях (неоген) в основном выявлены газоконденсатные месторождения с нефтяными оторочками<sup>1</sup>.

И тем не менее, несмотря на общий характер выявленных закономерностей и наличия многочисленных отклонений от них, картина вертикальной зональности распределения нефти и газа настолько убедительна, что в настоящее время во всех странах

<sup>1</sup> Явление это непосредственно связано с деструкцией углеводородов при продолжительном пребывании газонефтяных скоплений в зоне высоких температур, достаточных для разукрупнения молекул. По данным Дж. Ханта разложение нефти происходит в интервале глубин 4300—7600 м [189].

мира направленные поиски газоконденсатных скоплений объективно осуществляются на больших глубинах, а глубокое и сверхглубокое бурение реализуется в основном на газ. Полученные результаты, подтверждая правомерность направленных поисков на газ, как правило, дополняют наши представления о вертикальной зональности новыми данными. Интересны в этом отношении следующие сведения.

По данным [38], начиная с глубины 2400 м частота встречаемости газовых и газоконденсатных месторождений в зарубежных странах увеличивается с глубиной почти в 2 раза. По состоянию на 1965 г. на эти глубины приходится только 17% запасов нефти, а запасов газа — 32,2%. Однако и это соотношение по мере развития сверхглубокого бурения значительно меняется в пользу газа. Так, картина распределения запасов нефти и газа с глубиной в США заметно изменилась после открытия во впадинах Делавэр—Вал Верде Пермского бассейна и Анадарко и Ардмор Западного Внутреннего бассейна большой группы газовых и газоконденсатных месторождений. В указанных районах за последнее десятилетие пробурено<sup>1</sup> около 1000 скважин на глубину 4,5—7,5 тыс. м.

Во впадине Делавэр—Вал Верде в интервале глубин 4,5—7,0 тыс. м выявлено около 50 газовых залежей. Среди них имеется ряд крупных, например месторождение Гомес — 283 млрд. м<sup>3</sup>, Пакетт — 184 млрд. м<sup>3</sup>, Койаназа — 116 млрд. м<sup>3</sup> и др. В пределах обеих впадин на глубинах около 4,5 км установлено почти полное исчезновение нефтяных залежей и их смена газовыми, иногда с большим содержанием конденсата (впадина Анадарко)<sup>2</sup>. А на глубинах выше 6 км в палеозойских отложениях платформенных бассейнов установлено полное отсутствие не только нефтяных, но и газоконденсатных залежей. С бортовой зоной Западного внутреннего бассейна связано крупнейшее в США газовое месторождение Пенхендл—Хьюготон (запасы около 2 трлн. м<sup>3</sup>) [38]. Все эти открытия в значительной мере изменили существовавшие представления о соотношениях

<sup>1</sup> В США 1972 г. пробурено 506 глубоких скважин (к этой категории относятся скважины с глубиной 4570 м и ниже), в 1973 г. — 506 таких скважин, 1974 г. — 446 скважин при средней глубине соответственно 5280, 5308 и 5171 м. Количество пробуренных за это время сверхглубоких скважин (глубина 6100 м и более) составило: в 1972 г. — 49 скважин, в 1973 г. — 74, в 1974 г. — 65 (средняя глубина их соответственно 6656, 6680 и 6578 м). Подавляющая часть продуктивных скважин фонтанировала газом или газом и конденсатом [165].

<sup>2</sup> Ранее, в 1967 г. К. Лэндсом обобщены результаты по всем глубоким скважинам, пробуренным в США с 1949 по 1964 г., в том числе в пределах указанных выше впадин. Характерно, что в бассейне Делавэр—Вал Верде из 194 скважин только 5 дали нефть (средняя глубина притоков нефти 2970 м). Из 131 глубокой газовой скважины 80 дали газоконденсат (средняя глубина притоков 3438 м) и 51 скважина — сухой газ, при средней глубине 4145 м [38].

нефти и газа в недрах этой страны. Они подтвердили правомерность вертикальной зональности распространения залежей нефти и газа и выделения в нижней части разреза осадочного чехла (в низах мезокатагенеза — в верхах апокатагенеза) региональных зон преимущественного и абсолютного газонакопления.

Имеется целый ряд характерных примеров приуроченности крупных газоконденсатных скоплений к нижней части нефтегазоносных разрезов и в нашей стране. Показательными в этом отношении являются нефтегазоносные области Южно-Каспийской впадины. Так, в Апшеронской нефтегазоносной области в разрезе продуктивной толщи в течение весьма продолжительного времени открывались и разрабатывались только чисто нефтяные залежи и в редких случаях нефтяные залежи с небольшими газовыми шапками. На основе этих данных эта область объективно считалась зоной распространения нефтяных скоплений. Однако в дальнейшем, по мере развития глубокого бурения и разведочных работ в пределах более глубоко залегающих структур, в том числе в шельфовой зоне акватории Южного Каспия, исследователи столкнулись с открытием газоконденсатных залежей, впоследствии оказавшихся наиболее характерными углеводородными скоплениями для погруженных зон продуктивной толщи (месторождение Карадаг, Зыря, Южное, Бахар, Булла-море и др.). Этот пример, обусловленный зональностью распределения нефти и газа по глубине и закономерной приуроченностью крупных газоконденсатных скоплений к большим глубинам, является характерным для многих крупных впадин нашей планеты.

Рассматривая возможность использования установленных закономерностей вертикальной зональности распределения нефти и газа для поисков залежей на больших глубинах, следует отметить, что существуют предельные глубины, ниже которых нахождение углеводородных скоплений невозможно. Известно, что в мире уже пробурена скважина глубиной 9583 м [165]. Специалисты буровики в нашей стране и за рубежом утверждают, что в ближайшие 10—15 лет бурение скважин глубиной 11—12 тыс. м станет возможным. Нужны ли такие и более глубокие скважины для поисков углеводородных скоплений?

Условия существования залежей нефти и газа на больших глубинах определяются двумя основными факторами — возможностью нахождения на этих глубинах пластов, сохранивших в необходимой степени коллекторские свойства (пористость, трещиноватость, проницаемость), и геохимическими факторами, обуславливающими сохранность нефти и газа от разложения под действием высокой температуры.

Данные, полученные в ходе сверхглубокого бурения в различных районах мира, свидетельствуют о возможности сохранения на глубинах до 9 тыс. м коллекторских свойств пород,

способных обеспечить достаточно высокие притоки газа<sup>1</sup>. К таким фактам можно отнести получение из терригенных отложений крупных фонтанов газа, газа и конденсата с глубин 6000—6780 м [32]. Судя по последним данным, во впадине Анадарко, на месторождении Милс-Ранч, из карбонатных пород из интер-

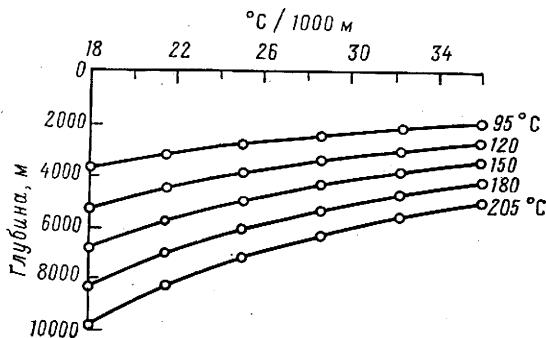


Рис. 52. Пределы глубин, на которых могут быть найдены нефть и газ при геотермических градиентах от 18 до 36°C/1000 м. Пористость и объем газа уменьшаются с ростом глубины

вала 7662—7875 м получен промышленный приток газа до 60 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Эти примеры свидетельствуют о существовании проницаемых коллекторов и о возможности их сохранения на глубинах 8—9 тыс. м. Более благоприятными являются условия нахождения на глубинах 9 тыс. м проницаемых коллекторов в карбонатных отложениях.

Деструкция нефти, происходящая под влиянием высокой температуры, приводит к газообразованию. Лишь в завершающую стадию деструкции углеводороды полностью преобразуются в метан.

Многие исследователи полагают, что разложение нефти происходит при температуре 180—260°C. В 1967 г. К. Лэндс предложил графическую зависимость для определения отдельной глубины разложения нефти при геотермических градиентах от 18 до 36°C/1000 м (рис. 52). Лэндс полагает, что газовая залежь может потерять свое промышленное значение скорее за счет резкого снижения проницаемости и пористости пласта, чем в результате разложения нефти и газа [189].

Дж. М. Хант считает, что «при температуре около 200°C все углеводороды, за исключением метана, не устойчивы» [189]. По его мнению, «разложение нефти обычно происходит в интервале

<sup>1</sup> В этой связи весьма характерен следующий факт. Скв. 22 газоконденсатного месторождения Булла-море (Азерб. ССР), фонтанирующая с глубины 5660 м с колоссальным дебитом газа (до 5 млн. м<sup>3</sup>/сут) и конденсата (более 1000 т/сут), показала, что проницаемость VII горизонта на указанной глубине в несколько раз выше проницаемости VII горизонта месторождения Карадаг, залегающего в среднем на глубине 3600 м. Сохранению высокой проницаемости в VII горизонте Булла-море способствовало наличие сверхвысокого (аномального) пластового давления, препятствующего уплотнению пород в процессе интенсивного погружения пластов.

глубин 4300—7600 м, в зависимости от геотермического градиента и скорости осадконакопления. На низкотемпературных площадях с высокой скоростью осадконакопления нефть находят на больших глубинах, чем на высокотемпературных площадях. Из-за множества физических и химических факторов раз-

ТАБЛИЦА 31

Глубина (температура)	Реакция
Поверхность (10°C)	Органическое вещество $\rightarrow \text{CH}_4$ , образованный за счет микробиологических процессов
1500 м (50°C)	Кероген $\rightarrow$ нефть + жирный газ (7—10% водорода)
6000 м (180°C)	Кероген $\rightarrow \text{CH}_4$ (3—6% водорода). Пластовая нефть $\rightarrow$ газ
9000 (260°C)	Кероген $\rightarrow \text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2 +$ следы $\text{CH}_4$ . Пластовый газ $+ \text{S}^\circ + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2$

ложение газа обычно происходит на глубинах, больших 7600 м» (табл. 31). Шансы нахождения промышленных залежей на глубинах многое более 9000 м, по мнению Дж. Ханта, довольно малы [189]. Так думают и многие наши исследователи [29, 38 и др.]. Некоторые из них отмечают возможность распространения залежей на глубинах 10—12 тыс. м, связывая предельную глубину со значением критической температуры для воды (+374°C) [106].

Многие авторы считают, что на больших глубинах кроме метана генерируется также большое количество неуглеводородных газов. С указанным обстоятельством в основном и связывается нахождение на больших глубинах, особенно «в горячих» карбонатных породах, газовых залежей, содержащих значительное количество углекислоты и сероводорода.

## § 2. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В нефтегазоносных областях наряду с вертикальной зональностью распространения залежей нефти и газа наблюдаются определенные закономерности их размещения по региональному плану (площади). Если в той или другой части территории нефтегазоносной области открываются преимущественно нефтяные месторождения, то нередко в другой ее части выявляются газо-нефтяные залежи, а в третьей — газоконденсатные. Каждая из указанных частей территории нефтегазоносной области, объединяя однотипные углеводородные скопления, образует самостоятельную площадную зону накопления углеводородов.

Если при рассмотрении вертикальной зональности изучается последовательная смена (сверху вниз) фазового состояния и типов углеводородных скоплений по всему продуктивному разрезу, то региональная пространственная зональность определяется на основе площадного размещения залежей нефти и газа по горизонтам основного продуктивного комплекса.

Обе эти зональности, дополняя друг друга, являются функцией сложных, многогранных процессов генезиса, формирования и переформирования углеводородных скоплений и отражают общую объемную картину размещения залежей нефти и газа в литосфере.

В зависимости от соотношения нефти и газа, от того, какой тип углеводородных скоплений является доминирующим, в пределах той или другой части территории нефтегазоносной области можно выделить следующие зоны нефтегазонакопления: нефтенакопления; преимущественного нефтенакопления; преимущественного развития газоконденсатных залежей; преимущественного газонакопления; газонакопления.

Зона нефтенакопления охватывает территорию распространения чисто нефтяных месторождений, лишенную более или менее существенных скоплений свободного газа. Такие зоны часто встречаются в пределах древних платформ, а также молодых впадин и прогибов, испытавших инверсионный режим тектонического развития и дегазацию залежей.

Зона преимущественного нефтенакопления охватывает область распространения нефтяных месторождений с залежами, обладающими газовой шапкой (газонефтяных и нефтегазовых скоплений), где жидкая фаза углеводородов явно преобладает над газовой фазой. Подобные залежи являются широко распространенными и встречаются во многих нефтегазоносных бассейнах мира. В основном они располагаются на глубинах от 1000 до 2500 м.

Зона преимущественного развития газоконденсатных месторождений охватывает территорию, где в основном выявлены газоконденсатные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатно-нефтяные скопления. Подобные зоны могут существовать в самых различных нефтегазоносных бассейнах, но наибольшее развитие они имеют в пределах крупных впадин и прогибов. Средняя глубина их нахождения 2,5—5 тыс. м.

Зона преимущественного газонакопления охватывает область распространения месторождений с явным преобладанием скоплений газа над скоплениями нефти. Здесь следует выделить зоны с неглубоким залеганием газа, состоящего в основном из метана (глубины до 1,5—2 тыс. м), зоны, генетически связанные с метаморфизмом смешанного (сапропелево-гумусового) органического вещества, включающие газовые и газоконденсатные залежи с небольшими оторочками нефти (глубины до 3,5—4 тыс. м), зоны с глубоким залеганием очагов генерации газа

(глубины 4—5 тыс. м для древних отложений и 5—6 тыс. м для молодых образований).

Типичными представителями залежей указанной зоны являются газоконденсатные и газонефтяные залежи, испытавшие влияние деструкции углеводородов. В ряде случаев зона преимущественного газонакопления совпадает с предыдущей зоной развития газоконденсатных месторождений.

Зона газонакопления охватывает область распространения чисто газовых скоплений с довольно редкими признаками промышленной нефти и отсутствием (или малым содержанием) конденсата. Существуют две генетические разновидности подобных зон. Первая, приуроченная к верхней части разреза, наиболее часто встречается в осадочной толще с преобладающим содержанием гумусового органического вещества (месторождения газа Западной Сибири и Средней Азии и др.). Вторая, глубинная, охватывает зоны газонакопления, связанные с высокотемпературными интервалами катагенеза (глубины 5—7 тыс. м и более). Здесь происхождение скоплений газа обусловлено, в основном, деструкцией углеводородов.

Зоны нефте- или газонакопления закономерно приурочены к определенным тектоническим элементам и интервалам разреза осадочного чехла, а образование их обусловлено влиянием геологического развития района, процессами миграции углеводородов, особенностями формирования и переформирования их промышленных скоплений. Важнейшей особенностью является существование в пределах одной и той же нефтегазоносной области различных зон углеводородных скоплений и закономерного перехода от одной пространственной зоны к другой зоне накопления. В этой связи большое значение приобретает возможность прогнозирования (на основе изучения выявленных закономерностей размещения залежей нефти и газа) наличия и характера углеводородных скоплений в еще неразведенной (как правило, глубоко погруженной) части интересующих нас нефтегазоносных бассейнов. Такие возможности, как показала практика, открывают значительные перспективы для успешных поисков новых промышленных скоплений углеводородов.

Существует целый ряд закономерностей пространственного размещения нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей. Характер их определяется приуроченностью залежей к тем или другим типам нефтегазоносных бассейнов. Наиболее убедительными являются закономерности размещения залежей в пределах крупных впадин и прогибов, где, как правило, отмечается одновременное развитие нефтяных, газонефтяных, газовых и газоконденсатных скоплений.

Рассматривая эту закономерность, автор в ряде работ показал их генетическую связь с явлениями последовательного увеличения газонасыщенности в направлении регионального погружения продуктивной толщи. При этом отмечалось, что

«значительный рост газонасыщенности в направлении регионального погружения складчатости приводит к смене нефтяных залежей газонефтяными и газоконденсатными» [53, 54, 58, 61, 63, и др.]. Аналогичными были выводы и у других исследователей. Так, например, В. В. Вебер, Г. Х. Дикенштейн, Н. А. Назаренко и другие отмечают, что «в пределах зон регионального нефтегазонакопления устанавливается определенная закономерность: от впадин и прогибов, в направлении регионального подъема пластов (в пределах сводовых поднятий, валов, тектонических зон) происходит зональная смена газовых залежей газонефтяными, а затем нефтяными. «Указанная закономерность в распределении залежей нефти и газа генетически обусловлена латеральной миграцией нефти и газа по региональному подъему слоев и формированием залежей по принципу дифференциального улавливания (трапирования) нефти и газа».

Типичными примерами закономерного размещения залежей по площади могут служить нефтегазоносные районы Южно-Каспийской впадины и бассейна Галф-Кост [63, 38].

Ниже приводится описание этих закономерностей на примере Южно-Каспийской впадины.

Южно-Каспийская впадина приурочена к области крупного прогибания земной коры, занимающей значительное место в системе альпийского геосинклинального пояса. Она охватывает обширную Южно-Каспийскую котловину (акваторию Южного Каспия) с бортовыми обрамлениями, включающими зоны поднятий Апшеронского полуострова, Апшеронского архипелага, Апшероно-Прибалханского порога, Западно-Туркменских (Аладаг-Мессарианская, Гограндаг-Окаремская) зон поднятий. Южным ограничением ее служат горно-складчатые системы Малого Кавказа и Эльбурса. На западе впадина охватывает систему Куринско-Бакинского архипелага, Кобыстано-Апшеронского прогиба.

Южно-Каспийская впадина является одной из крупнейших молодых впадин земного шара не только по площади распространения, но и по мощности осадочного выполнения. Мощность осадочной толщи здесь местами достигает 23 км, в том числе плиоцен-четвертичных отложений 8—9 км. Основным региональным нефтегазоносным комплексом является продуктивная толща среднего плиоцена Азербайджана и ее аналог — красноцветная толща Западной Туркмении. С этим комплексом связаны почти все разведанные запасы нефти и газа этой нефтегазоносной провинции. Перспективны здесь также мезозойские и миоцен-палеогеновые отложения.

Структурные элементы впадины, особенно ее бортовых обрамлений, отличаются сложной тектоникой, наличием крупных региональных разломов, сильной дислоцированностью, диапиритизмом и уникальным развитием грязевого вулканизма. В формировании указанных особенностей, а также современного

структурного плана впадины, контролирующего характер нефтегазонакопления, значительная роль принадлежит антропогеновой фазе тектогенеза, предопределяющей, в частности, молодость образовавшихся углеводородных скоплений [61].

Наиболее изученной нефтегазоносной частью впадины является ее северо-западный борт. Здесь по состоянию на 1/1 1977 г. выявлено (на суше и на море) 450 залежей нефти и газа (табл. 32).

В размещении указанных залежей отмечаются следующие особенности.

Сверху вниз по разрезу продуктивной толщи наблюдается последовательная смена небольших (вторичных) чисто газовых скоплений нефтяными и газонефтяными залежами. Характерным является также количество и глубина выявленных залежей нефти и газа. Если чисто газовых залежей всего 13, а средняя глубина их залегания 480 м, то количество нефтяных залежей составляет 301 при средней глубине 1112 м, газонефтяных — 113 при средней глубине 1545 м, газоконденсатных — 23 при средней глубине залегания 3700 м. При этом все без исключения газоконденсатные залежи и часть газонефтяных были открыты в течение последних 25 лет. Поэтому нефтегазоносные районы северо-западного борта Южно-Каспийской впадины в течение длительного времени рассматривались как зоны абсолютного нефтенакопления.

Учитывая полную разведенность интервалов залегания нефтяных и газонефтяных скоплений и значительные перспективы обнаружения новых газоконденсатных залежей на больших глубинах, можно с уверенностью отметить, что количество нефтяных и газовых залежей в будущем останется почти без изменения, но количество газоконденсатных залежей резко возрастает (табл. 32). Возрастут и средние глубины залегания газоконденсатных залежей, поскольку перспективы открытия новых подобных залежей связаны в основном с глубинами 4—6 тыс. м.

2. Пространственное размещение выявленных месторождений нефти и газа по северо-западному борту впадины с достаточной четкостью указывает на образование здесь трех различных зон нефтегазонакопления.

Первая — зона нефтенакопления соответствует центральной части поднятия Апшеронского архипелага и центральной северо-западной части Апшеронского полуострова (рис. 53). Она охватывает нефтяные месторождения Нефтяные Камни, Грязевую Сопку, о. Жилой, Гюргяны-море, о. Артема (северная и южная складки), б. Дарвина, Балаханы-Сабунчи-Романинское месторождение, Бингагады, Сулутепе, Шабандаг, Шубаны, Аташка, Исамальскую долину. В разрезе этих месторождений свободные скопления газа отсутствуют (или почти отсутствуют).

Вторая — зона нефтегазонакопления соответствует более южной части зон поднятий Апшеронского полуострова

ТАБЛИЦА 32

Тип залежи	Количество залежей	Интервал глубин залегания, м	Количество объектов	Средняя глубина залегания, м
Газовые	13	До 500 500—1000	7 6	480
Нефтяные	301	До 500	50	
		500—1000	115	
		1000—1500	60	
		1500—2000	29	
		2000—2500	30	1112
		2500—3000	11	
		3000—3500	2	
		3500—4000	—	
		4000—4500	4	
Газонефтяные	113	До 500	3	
		500—1000	39	
		1000—1500	18	
		1500—2000	25	
		2000—2500	12	
		2500—3000	7	1545
		3000—3500	4	
		3500—4000	3	
		4000—4500	1	
		4500—5000	1	
Газоконденсатные	23	2500—3000	4	
		3000—3500	5	
		3500—4000	5	
		4000—4500	6	
		4500—5000	2	
		5000—6000	1	

и Апшеронского архипелага. Эта зона охватывает нефтегазовые (газонефтяные) месторождения Ази Асланова, Бузовны-Маштагинское, Кала, Сураханы, Каракчухур, Песчаный, Биби-Эйбат, Локбатан, Пута, Кергез, Кушхана, Шонгар, Сарынча-Гюльбаих и др. Залежи нефти указанных месторождений, как правило,

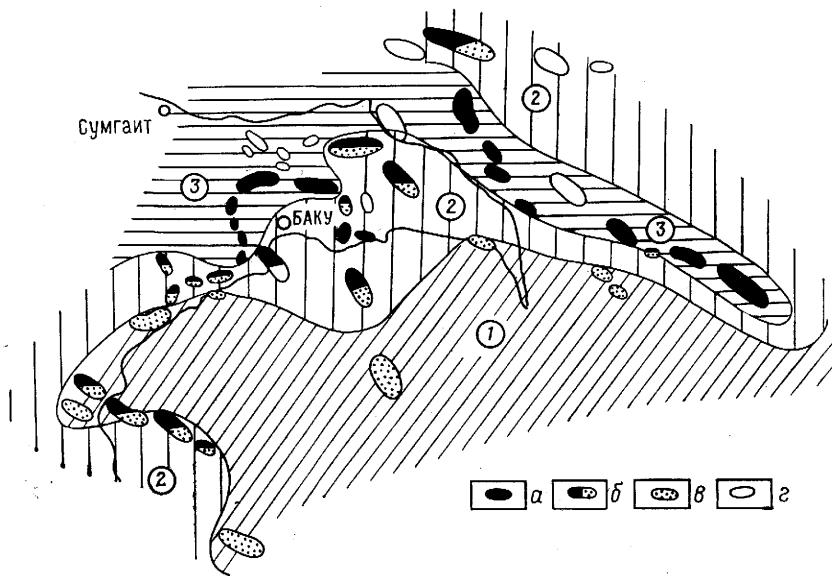


Рис. 53. Схема расположения газоконденсатных месторождений Апшеронской нефтегазоносной области и примыкающих районов

*a* — нефтяные; *b* — газонефтяные; *c* — газоконденсатные; *d* — газоконденсатнонефтяные;  
*1* — зона нефтенакопления; *2* — зона нефтегазонакопления; *3* — зона развития газоконденсатных месторождений (зона преимущественного газонакопления)

содержат газовые шапки. В некоторых случаях в их разрезе отмечено присутствие небольших чисто газовых скоплений (Бузовинское месторождение, Кала, Локбатан-Пута, Шонгар и др.). Несмотря на это ресурсы нефти месторождений этой зоны значительно преобладают над ресурсами газа.

Третья зона — зона преимущественного газонакопления охватывает более погруженную часть северо-западного борта впадины. В пределах этой зоны открыты основные газоконденсатные месторождения Азербайджана: Булла-море, Дуванный-море (VII горизонт), Дуванный-суша, Карадаг, Локбатан-юг, Бахар (б. Макарова), Зыря, Южное, Южное-2. В связи с этим выделенную зону преимущественного газонакопления правомерно назвать зоной распространения газоконденсатных месторождений (рис. 53, 54).

Отличительной особенностью выявленных здесь газоконденсатных месторождений является наличие в целом ряде случаев (в основном в базисных горизонтах газоносных этажей продуктивной толщи) нефтяных оторочек. Наличие их, однако, не меняет характера соотношения нефти и газа: ресурсы газа здесь по всем месторождениям превосходят ресурсы нефти.

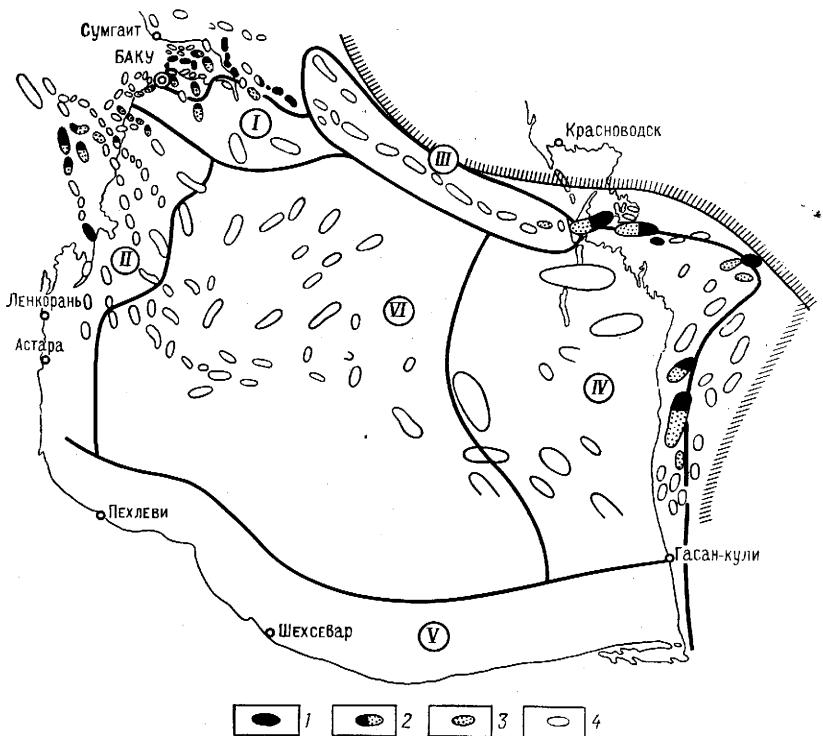


Рис. 54. Зоны преимущественного газонакопления Южно-Каспийской впадины:

I — Южно-Апшеронская; II — Бакинского (Кобыстано-Куринского) архипелага; III — Апшероно-Прибалханского порога; IV — восточного борта ЮКВ впадины; V — южного борта; VI — центральной части ЮКВ. Месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газонефтяные, 3 — газоконденсатные, 4 — газоконденсатнонефтяные

Приведенные выше закономерности размещения залежей нефти и газа по площади сопровождаются соответствующими изменениями их параметров. Наиболее характерные из них — увеличение газонасыщенности залежей в направлении регионального погружения продуктивной толщи, в сторону депрессионной зоны Южно-Каспийской впадины. Наряду с этим в указанном направлении уменьшается плотность нефти, возрастает содержание светлых компонентов, происходит ряд изменений,

благоприятных для формирования газовых скоплений. Диапазон указанных изменений настолько широк, что во всех случаях по всем основным тектоническим линиям рассматриваемой впадины они приводят к смене одного типа залежей другим. Чисто нефтяные залежи, приуроченные к наиболее приподнятым, тектонически развитым ловушкам бортовых обрамлений впадины, в направлении погружения складчатости замещаются газонефтяными залежами. В наиболее погруженных частях бортовых зон, в полосе уступообразного погружения продуктивной толщи, ловушки содержат газоконденсатные залежи. Эти зоны отличаются большими глубинами, благоприятными для фазовых превращений термодинамическими условиями и наличием мощной глинистой покрышки.

Указанные особенности, первоначально выявленные на примере основных антиклинальных зон Апшеронской нефтегазоносной области [53], впоследствии получили полное подтверждение в пределах других тектонических зон впадины. На основе этих данных в Южно-Каспийской впадине выделено шесть крупных зон преимущественного газонакопления, по существу сливающихся в единую региональную область (рис. 54). Характерно, что последующие разведочные работы в пределах ряда зон привели к открытию крупных газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, подтверждающих правомерность выделения здесь зон преимущественного газонакопления.

Геологическая природа отмеченных выше закономерностей размещения залежей нефти и газа исследователями трактуется по-разному.

Одни авторы в качестве основного фактора формирования этих закономерностей рассматривают механизм латеральной миграции и дифференциального улавливания, другие главным фактором считают термодинамические условия и т. д. Изучение фактического материала свидетельствует о более сложном и многогранном процессе формирования указанных особенностей, в котором принимают участие целый ряд факторов геологического, геохимического, гидродинамического и термобарического характера. Из их числа в качестве основных факторов, обуславливающих формирование зон газоконденсатных месторождений, следует отметить следующие: большие глубины залегания; характеристика исходного органического вещества и условия нефтегазообразования; термобарические особенности фазовых превращений флюидов и возможность миграции нефти и газа в единой ретроградной газовой фазе; дифференциальное улавливание нефти и газа; роль перекрывающих газоупоров в формировании и сохранении залежей от дегазации и разрушения; особенности тектонического развития ловушек и всей зоны нефтегазонакопления; роль термокатализитических процессов в преобразовании залежей; гидрогеологические условия формирования и сохранения залежей.

Роль и степень влияния указанных факторов на различных этапах формирования залежей проявляются далеко не одинаково. В определенных случаях некоторые факторы становятся решающими, остальные менее существенными. Решающим является процесс геологического развития района, определяющий особенности процесса нефтегазонакопления. В этой связи характерны следующие данные.

Вся Южно-Каспийская впадина с начала среднего плиоцена находилась в стадии непрерывного, длительного погружения, сопровождающегося накоплением огромной мощности осадочных образований. Верхний плиоцен-антропогеновый период оз. Наменовался тектонической инверсией. При этом зоны внешних бортовых обрамлений испытали значительный рост, сопровождавшийся размывом на ряде структур верхне- и среднеплиоценовых отложений, способствующий разрыву их сплошности и внедрению в их дислокацию более древних пластичных пород миоцена—палеогена. В это же время более погруженные участки впадины вместе с ее котловиной продолжали интенсивно прогибаться, обусловливая накопление мощных осадков верхнего плиоцена—антропогена. Такая разнонаправленность тектонических движений привела к зарождению и последующему самостоятельному развитию двух совершенно различных тектонических элементов: инверсионных, составляющих бортовые обрамления впадины, и иммерсионных, охватывающих всю обширную центральную часть впадины. Эта важная особенность обусловила образование и развитие регионального наклона пластов, увеличение мощности продуктивной толщи и перекрывающей глинистой покрышки в направлении от бортовых зон к центру впадины, что, в свою очередь, способствовало формированию ряда важных геологических закономерностей. Совершенно очевидно, что в указанной геологической обстановке резко дислоцированные, полуразмытые локальные структуры бортовых обрамлений впадины, испытавшие значительную разгрузку и дегазацию залежей, могли содержать лишь скопления нефти, в то время как глубоко залегающие, хорошо изолированные ловушки погруженных зон впадины, обладающие благоприятными термобарическими условиями аккумуляции и сохранения газообразных углеводородов, оказались зоной скоплений газоконденсатных систем. Как и следовало ожидать, между указанными основными зонами выявилось наличие переходной зоны, характеризующейся развитием газонефтяных скоплений (рис. 53).

Выявление и изучение закономерностей размещения залежей нефти и газа по площади и вертикальному разрезу является одной из главных геологических проблем, имеющих одинаково важное значение как для теории, так и для практики поисков месторождений нефти и газа. В теоретическом аспекте изучение закономерностей размещения залежей способствует освещению

вопросов генезиса, миграции, аккумуляции и образования промышленных скоплений углеводородов, что в свою очередь связано с созданием научных основ их поисков. В практическом отношении выявление и изучение этих закономерностей, выделение различных зон накопления углеводородов создают условия для оценки перспектив нефтегазоносности неразведанных районов нефтегазоносных областей, способствуют выбору наиболее рациональных направлений поисков новых залежей нефти и газа. Примерами успешного решения этих вопросов может служить практика глубокого поискового и разведочного бурения в Западной Сибири, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Днепровско-Донецкой впадине, Амударьинской газонефтеносной провинции и в акватории Южно-Каспийской впадины.

\* \* \*

Природные углеводородные газы и нефтяные углеводороды составляют единый генетический ряд. Поэтому крайне различные соотношения нефти и газа в недрах нефтегазоносных бассейнов следует объяснять не обособленностью процессов их образования, а особенностями их генерации, условиями миграции и сохранения залежей во времени.

В генерации газа участвуют оба типа органического вещества: сапропелевое и гумусовое. Первое генерирует газы с относительно повышенным содержанием высококипящих «нефтяных» углеводородов, второе — преимущественно метан. Генерация газа происходит как в диагенетическую стадию, так и в стадию катагенеза. На стадии протометагенеза генерируется только метановый газ.

Важной предпосылкой образования газоконденсатных залежей является способность природных газов при контакте с жидкими нефтяными углеводородами в соответствующих термодинамических условиях (давлениях, превышающих 10 МПа) обогащаться за счет механизма ретроградного испарения высококипящими компонентами последних. Этот процесс первоначально протекает в разрезе самих нефтегазообразующих толщ начиная с глубин 1000—1200 м в стадию пока еще слабого «созревания» микронефти и более интенсивно продолжается на больших глубинах, характеризующихся более благоприятными термодинамическими условиями. Этому способствует «созревание» микронефти, ее рассеянность, генерация новых объемов газа, десорбция газа, вызванная погружением нефтематеринской толщи в область больших температур и др.

Существование в недрах газоконденсатных месторождений, содержащих в газовой фазе колоссальные объемы жидкой нефти, является своеобразным доказательством правомерности первичной и последующей вторичной миграции нефти и газа в единой ретроградной газовой фазе. Возражения, выдвинутые

против первичной миграции нефти в газовой фазе, становятся неубедительными. Ресурсы газа, необходимые для ретроградного испарения нефти в нефтематеринской свите, определяются возможностью сохранения части газа, образовавшегося в диагенетическую стадию, генерацией значительных объемов газа на катагенетических этапах эволюции органического вещества и свободного газа, выделившегося в результате его десорбции в условиях, близких к кристаллизатору. Возможно здесь и участие газа, образовавшегося в более глубоких очагах генерации — метана и углекислого газа, обладающего значительным растворяющим свойством. В этой связи необходимо подчеркнуть ошибочность мнения о том, что сорбированный в нефтематеринской толще газ является потерянным. Следует также пересмотреть существующие представления о том, что формирование промышленных скоплений нефти и газа возможно в условиях, когда количество образовавшихся углеводородов намного превышает сорбционную способность пород. Сорбированные углеводороды не теряются, поскольку на определенных глубинах (2000—2500 м и ниже) они постепенно десорбируются, выделяются в свободную газовую fazу, способную мигрировать и образовывать промышленные скопления.

С учетом указанных явлений можно выделить следующие основные особенности нефтегазообразующих толщ, связанных не только с генезисом нефти и газа, но и с последующими процессами формирования их промышленных скоплений. К ним относятся: образование микронефти (по Н. Б. Вассоевичу); формирование ретроградной газовой фазы; образование аномально высокого порового давления — важного механизма первичной и вторичной миграции нефти и газа.

Газоконденсатные месторождения весьма широко распространены, они установлены как в молодых, так и в древних формациях, характеризующихся развитием в осадочной (нефтематеринской) толще сапропелевого или смешанного (гумусово-сапропелевого, сапропелево-гумусового) органического вещества. Залежи, формировавшиеся в нефтегазоносных областях, где преобладающим типом ОВ является сапропелевое, отличаются значительным содержанием конденсата, наличием нефтяных оторочек. В формациях, где преобладающим генетическим типом ОВ является гумусовое, как правило, распространены газоконденсатные месторождения с малым содержанием конденсата. Нефтяные оторочки в них часто отсутствуют.

Газоконденсатные залежи условно можно подразделять на первичные и вторичные<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> «Условно» потому, что в процессе миграции под влиянием хроматографических процессов массообмена между жидкой и газовой fazами и ретроградных явлений происходят существенные изменения, в известной мере стирающие между ними различия.

К первичным относятся залежи, формировавшиеся за счет первичной ретроградной газовой фазы, образовавшейся в самой нефтематеринской толще. Вторичные газоконденсатные залежи формировались за счет ретроградных газовых фаз, образовавшихся в процессе вторичной миграции (первая разновидность), или в самой локальной ловушке (вторая разновидность).

В качестве еще одной возможной схемы можно указать образование газоконденсатных залежей за счет первичной ретроградной газовой фазы, значительно обогащенной в процессе вторичной миграции и массообмена низкокипящими компонентами нефтей или нефтяных битумов. Залежи подобного генезиса, по-видимому, должны обладать высоким или уникально высоким содержанием конденсата.

Конденсат газоконденсатных залежей является как бы интегральным выражением всех перешедших в газовую фазу жидких нефтяных углеводородов, способных в соответствующих термобарических условиях переходить обратно в жидкую фазу. Конденсаты, подобно самим газоконденсатным залежам, также условно можно подразделять на первичные и вторичные. К первичным можно отнести конденсаты (жидкую фазу), перешедшие в газовую фазу еще в нефтегазообразующей толще. Ко вторичным следует отнести конденсат, образовавшийся (т. е. перешедший в газовую фазу) в процессе вторичной миграции или в самой продуктивной ловушке. Однако, чаще всего в составе конденсата находятся низкокипящие углеводороды нефтей и битумов, перешедших в газовую фазу на протяжении всего процесса формирования газоконденсатных залежей, начиная от нефтегазообразующей среды до локальной ловушки включительно. Поэтому состав конденсатов, находясь в тесной генетической связи с окружающими нефтями, в значительной мере обусловлен явлениями фазовых превращений, массообмена и ретроградных изменений.

Нефтяные оторочки газоконденсатных месторождений можно подразделить на две основные генетические группы: оторочки ретроградного, конденсатного генезиса, образовавшиеся в результате ретроградных изменений за счет конденсата, выпавшего в жидком состоянии; оторочки дистиллятного генезиса, образование которых связано с участием в процессе формирования исходной жидкой нефти. Возможно существование также оторочек смешанного типа, когда в образовании их одновременно участвуют конденсат и нефть.

Конденсатные оторочки характеризуются наличием легких нефтей, содержащих значительное количество светлых и малое количество смол. В групповом составе таких нефтей преобладают метановые углеводороды.

Дистиллятные оторочки, наоборот, характеризуются наличием тяжелых, а в ряде случаев очень тяжелых нефтей с относительно небольшим содержанием светлых, почти полным

отсутствием бензиновых фракций и большим содержанием смол. В нефтях преобладают нафтеново-ароматические углеводороды.

В оторочках смешанного генезиса в зависимости от рода того или другого фактора можно ожидать широкое колебание физико-химических свойств нефтей и соотношений нефти и газа.

Наряду с общеизвестными критериями образования промышленных скоплений нефти и газа существует целый ряд специфических условий, необходимых для образования газоконденсатных месторождений. К ним относятся наличие благоприятных термобарических условий (давления и температуры) и благоприятное объемное соотношение газа и нефти.

Важнейшим фактором существования газоконденсатных залежей является наличие достаточно надежных газоупоров. Если в целом ряде случаев при частичной или полной эрозии перекрывающей покрышки все же существуют значительные промышленные скопления нефти (например, месторождения Апшеронского полуострова), то нахождение в подобных условиях газовых или газоконденсатных залежей исключается.

Формирование газоконденсатных залежей обусловлено миграцией нефти и газа в единой газовой фазе. Поскольку образование ее начинается в самих нефтеобразующих свитах, процесс этот обеспечивает эмиграцию нефти, ее последующую миграцию в газовой фазе. Состояние изученности этого вопроса позволяет думать о более значительной роли природного газа, о роли миграции нефти в газовой фазе в формировании не только газоконденсатных, но и (в целом ряде случаев) нефтяных и газонефтяных залежей.

Существенная роль в формировании газоконденсатных залежей принадлежит латеральной миграции углеводородов. Доказательством этого важного обстоятельства могут служить многочисленные факты обнаружения остаточной (после миграции) нефти в погруженных частях продуктивных пластов далеко за контурами современных залежей. Однако противопоставлять латеральную и вертикальную миграции ошибочно. Эти два вида миграции, дополняя друг друга, являются составными элементами единого сложного и длительного процесса перемещения углеводородов из зон генерации в зоны аккумуляции. В этом перемещении существенная роль принадлежит градиентам поровых и пластовых давлений, направленных из интервалов зон генерации в зоны аккумуляции.

При изучении условий формирования газоконденсатных залежей важное значение приобретает возможность определения времени образования этих залежей. Из числа известных способов оценки времени формирования газовых и газоконденсатных залежей наиболее эффективен способ, основанный на применении так называемых газовых законов, в сочетании с данными

о коэффициентах заполнения ловушек и палеоструктурным анализом истории развития структур. В свете этих данных газовые и газоконденсатные залежи, отличающиеся высокими коэффициентами заполнения ловушки, являются молодыми образованиями, формировавшимися в геологически недалеком прошлом. В ряде случаев такие залежи находятся в стадии продолжающегося подпитывания мигрирующими углеводородами.

В формировании и сохранении газоконденсатных залежей важная роль принадлежит фактору времени. Время формирования ретроградной газовой фазы в нефтегазообразующей толще совпадает с главной фазой нефтеобразования, но отличается более значительной продолжительностью. От продолжительности нахождения нефти и газа в состоянии вторичной миграции зависит возможность насыщения (или разгрузки) ретроградной газовой фазы высококипящими компонентами.

Решающим фактором является время нахождения газоконденсатных скоплений в условиях переформирования и разрушения залежей. При сравнительно непродолжительном пребывании залежей в этих условиях существенных изменений не происходит, при более длительном их нахождении газоконденсатная залежь может существенно переформироваться и, наконец, продолжительное нахождение может привести к полному разрушению залежей.

Аналогичное положение наблюдается, когда газоконденсатная залежь погружается в область высоких температур — на большие глубины. Здесь при сравнительно непродолжительном времени (около миллиона лет) нахождения залежи в условиях высоких температур существенных изменений не происходит. При более продолжительном пребывании залежей в этой зоне (десятки миллионов лет) возможна частичная деструкция высококипящих углеводородов; при очень длительном нахождении (сотни миллионов лет) — полное переформирование газоконденсатной залежи в скопления высокотемпературного метана. Поэтому если в древних (палеозойских) отложениях ниже глубины 5000 м, как правило, открываются залежи чистого метана, то в молодых (неогеновых) образованиях на глубинах 6000 м и ниже все еще встречаются газоконденсатные и нефтяные залежи.

Значительна роль процессов переформирования залежей, протекавших в результате изменений геологических и термобарических условий их залегания. При этом возможны самые различные изменения фазового состояния, характеристики и объемов углеводородных скоплений: переформирование нефтяных и газонефтяных залежей в газоконденсатные, а газоконденсатных в газовые, газонефтяные и нефтяные.

В нефтегазоносных областях в размещении залежей нефти и газа по вертикальному разрезу и площади наблюдается целый ряд особенностей, формировавшихся под влиянием ряда геолого-

генетических факторов. К числу таких факторов относятся: тип нефтегазоносного бассейна; состав исходного органического вещества и условие генерации нефти и газа; глубины генерации и аккумуляции углеводородов; процессы миграции и аккумуляции образовавшихся углеводородов; геологические условия сохранения во времени формировавшихся залежей нефти и газа.

Если характер размещения залежей нефти и газа по глубине в основном обусловливается вертикальной зональностью генерации углеводородов, то закономерности их пространственного размещения в большей мере контролируются миграционными процессами, хотя в обоих случаях сохраняется роль и других факторов.

В каждом нефтегазоносном бассейне существуют свои, специфические особенности размещения залежей нефти и газа. Несмотря на это, наблюдаются общие для всех бассейнов, достаточно четкие тенденции в распределении углеводородных скоплений по вертикальному разрезу: если в верхней части осадочного чехла в основном размещаются небольшие газовые залежи, то ниже по разрезу находятся нефтяные и газонефтяные скопления, а еще ниже — газоконденсатные залежи. На очень больших глубинах отмечается наличие залежей чистого метана.

Эти особенности находятся в полном соответствии с выделенным рядом исследователей генетическими зонами образования углеводородов.

В нефтегазоносных бассейнах с мощной толщей осадочных образований (за исключением зон нефтенакопления и газонакопления) размещение залежей нефти и газа по глубине подчиняется следующей закономерности: до глубин 1000 м — небольшие (вторичные) газовые скопления; 1000—2500 м — нефтяные и нефтегазовые залежи; 2500—4000 м — нефтегазоконденсатные залежи; 4000—6000 м — газоконденсатные залежи; 6000—8000 м — в молодых формациях газоконденсатные залежи; в древних — залежи высокотемпературного метана; 8000—10000 м — залежи высокотемпературного метана.

Таким образом, газоконденсатные залежи закономерно приурочены к среднему и нижнему этажу осадочного чехла. Существенные отклонения от указанных закономерностей размещения залежей, как правило, связаны с составом исходного органического вещества, характеристикой бассейна и изменениями геологических условий сохранения залежей.

Наряду с вертикальной зональностью отмечается зональность в пространственном размещении залежей нефти и газа. В зависимости от соотношения нефти к газу и их фазового состояния выделяются следующие зоны размещения залежей по площади: зона нефтенакопления; зона преимущественного нефтенакопления; зона преимущественного газонакопления,

в том числе зона распространения нефтегазовых залежей и зона размещения газоконденсатных залежей; зона газонакопления, в том числе приуроченные к верхней части разреза осадочного чехла и связанные с зоной апокатагенеза (зона высокотемпературного метана).

В формировании зон преимущественного газонакопления, к которым обычно приурочиваются газоконденсатные месторождения, кроме термобарических условий и миграционных процессов, важная роль принадлежит также исходному органическому веществу. Наибольшее развитие эти зоны получили в нефтегазоносных бассейнах, содержащих смешанный тип (сапропелево-гумусовый, гумусово-сапропелевый) органического вещества.

Установленные на примере ряда нефтегазоносных бассейнов особенности размещения залежей указывают на возможность в ряде случаев существенных отклонений от общепризнанных схем зональности распределения углеводородных скоплений. Подобные случаи, как правило, объясняются несоответствием между современной картиной размещения залежей и первичным их состоянием, вызванным в основном тектоническими процессами, происходившими после формирования залежей (процесс вздыmania, например, может привести к переформированию нефтяной залежи в газонефтяную, а газоконденсатной залежи в газовую или газонефтяную, эрозия структур может привести к переформированию газонефтяных и газоконденсатных залежей в нефтяные, погружение залежи и весьма существенный рост пластового давления, наоборот, могут способствовать переформированию газонефтяных скоплений в газоконденсатные или в нефтегазоконденсатные залежи и т. д.).

В двухфазных углеводородных скоплениях, начиная с глубин 2000—2500 м в газовой зоне залежей в связи с ретроградным испарением появляется определенное количество парообразного конденсата, содержание которого с глубиной возрастает. Благодаря этой региональной закономерности зоны преимущественного газонакопления на больших глубинах по существу превращаются в зоны развития газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных месторождений.

Одной из основных закономерностей пространственного размещения залежей нефти и газа, предопределяющих развитие газоконденсатных месторождений в пределах крупных впадин и прогибов, является увеличение газонасыщенности продуктивных пластов от бортовых зон в направлении их регионального погружения и смена нефтяных скоплений газонефтяными и газоконденсатными. Эта закономерность определяет приуроченность газоконденсатных залежей к наиболее погруженным зонам впадин и прогибов. Поэтому установление значительного увеличения газонасыщенности нефтяных и газонефтяных скоплений в направлении регионального погружения складчатости может

служить важным критерием, указывающим на возможность открытия в погруженной части таких бассейнов газоконденсатных месторождений. В этой связи значительный интерес для поисков газоконденсатных залежей представляет шельфовая зона акватории, являющаяся ареалами современного погружения Земли.

Выявление и изучение закономерностей размещения залежей нефти и газа представляется важнейшей научной и практической задачей, способствующей разработке научных основ прогноза нефтегазоносности неразведанных территорий и глубин, выбору рациональных направлений поисков залежей нефти и газа.

**ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ**  
**ПОИСКИ И РАЗВЕДКА**  
**ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Глава X**  
**О МЕТОДАХ ПОИСКОВ**  
**И ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗВЕДКИ**  
**ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Геологоразведочные работы на нефть и газ делятся на ряд самостоятельных этапов и стадий. Целью такого подразделения является «установление наиболее рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности поисков и разведки» [83]. В соответствии с этим геологоразведочные работы делятся на два основных этапа: поисковый и разведочный.

Поисковый этап по своим задачам делится на три стадии: региональные геолого-геофизические работы; подготовка площадей к поисковому бурению; поиски месторождений (залежей) нефти и газа.

Разведочный этап начинается сразу после выявления месторождения и завершается подготовкой его к разработке.

Поискам углеводородных скоплений в новых, слабоизученных районах и областях обычно предшествуют региональные геолого-геофизические работы. Подобные исследования в сочетании с опорным и параметрическим бурением, геохимическим и литолого-стратиграфическим изучением разрезов позволяют установить общие черты геологического строения исследуемой территории, дать оценку перспектив нефтегазоносности и наметить возможные зоны нефтегазонакопления. Важное место занимает здесь картирование структурного плана геофизическими методами. Эта важная и длительная стадия поисков помимо решения региональных задач связана с выявлением перспективных на нефть и газ локальных структур и подготовкой их к поисковому бурению. Все это создает возможность для оценки прогнозных запасов нефти и газа ( $D_1$  и  $D_2$ ) и обоснования постановки глубокого поискового бурения. Уже на этой стадии изучения возникает возможность оценки характера прогнозируемых углеводородных скоплений. Это обстоятельство приобретает

важное значение, поскольку создает условия для обоснования направленных поисков различных по фазовому состоянию углеводородных скоплений.

Известно, что направленные поиски нефти возможны в зонах нефтенакопления или преимущественного нефтенакопления, равно как и направленные поиски газоконденсатных залежей перспективны в зонах преимущественного газонакопления. Однако зоны накопления различных фаз углеводородов выделяются обычно после того, как в этой или другой нефтегазоносной области выявлено достаточное количество месторождений и на их основе устанавливаются определенные закономерности размещения залежи нефти и газа. И все же существуют геологические критерии, на основе которых еще в стадии поисковых работ можно прогнозировать существование зон газонакопления (преимущественного газонакопления). К ним в первую очередь относятся следующие факторы: характер исходного органического вещества; факторы, контролирующие условия миграции, аккумуляции углеводородов и сохранения их скоплений во времени; оптимальные глубины и благоприятные геотермобарические условия зон нефтегазообразования и накопления.

Важность оценки характера предполагаемых зон накопления углеводородов прежде всего диктуется необходимостью раздельного подсчета прогнозных, а в некоторых случаях и предполагаемых запасов нефти и газа. Что касается их поисков, то очередьность работ, объем метражи и другие вопросы организации буровых работ решаются с учетом степени перспективности структуры, величины прогнозных запасов нефти и газа, экономических факторов поисков.

Поисковые работы, в частности их предварительные стадии — региональные геолого-геофизические исследования, опорное и параметрическое бурение, выполняются не только в новых, слабоизученных районах. Целесообразность их осуществления диктуется и в тех старых, разрабатываемых районах, где при значительной разведенности и изученности верхнего этажа осадочного чехла нижний этаж с его глубоко залегающими горизонтами остается слабо разведенным, неосвященным. Необходимость проведения подобных региональных и детальных исследований приобретает особую важность при наличии ряда осложняющих обстоятельств (значительное несоответствие структурных планов верхнего и нижнего этажей, наличие между этажами мощных соленосных толщ и т. д.). Подобная ситуация, например, создалась на Северном Кавказе, в Поволжье, на Украине. В связи с этим в нашей стране приняты меры, предупреждающие возможность запоздалого перехода от поисков залежей на малых и средних глубинах (доступных для массового бурения и освоения) к поискам скоплений залегающих на больших глубинах (более 4,5—5 тыс. м). Это мероприятие должно способствовать более планомерной подготовке ресурсов газа и

конденсата, поскольку на этих глубинах ожидается открытие в основном залежей газоконденсатного типа.

## § 1. О ПОИСКАХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В новых нефтегазоносных областях (районах) в поисковое бурение в первую очередь вводятся наиболее перспективные, крупные, хорошо подготовленные тектонически слабонарушенные ловушки. Учитываются также географическое расположение структур, их орография. Если первые поисковые скважины в процессе глубокого бурения оказались не продуктивными, их результаты детально анализируются. В тех случаях, когда отсутствие положительных результатов не противоречит перспективам разведуемой структуры (например, когда из-за смещения структурных планов с глубиной скважины оказываются расположеными в неблагоприятных структурных условиях или когда предполагаемые продуктивные горизонты остаются невскрытыми), поисковое бурение может быть продолжено. С этой целью, несмотря на неудачи, целесообразно заложить новые скважины.

Для организации направленных поисков газоконденсатных месторождений наряду с общетеоретическими обоснованиями возможности формирования и сохранения подобных углеводородных скоплений необходимы более конкретные предпосылки, подтверждающие возможность их открытия в том или другом отдельном регионе (районе).

В этой связи следует особо подчеркнуть роль критериев определяющих возможность выделения зон преимущественного газонакопления. Подобная возможность в сочетании с данными о термобарических условиях должна служить надежной основой для целенаправленных поисков газоконденсатных месторождений.

И. П. Жабрев с соавторами отмечают, что решающее влияние на формирование зон преимущественного газонакопления оказывают три группы факторов: во-первых, фациально-генетический тип исходного органического вещества (условия осадконакопления и диагенеза); во-вторых, степень катагенного преобразования органического вещества (тектонический и термобарический режимы, длительность воздействия последнего на ОВ, каталитическое влияние пород); в-третьих, условия миграции, аккумуляции и консервации углеводородов (структурная дифференциация во времени и пространстве, распределение в осадочной толще коллекторов и нефтегазоупоров, степень их надежности по отношению к газу и нефти, гидрологические условия и др.) [28].

Возможности для успешных поисков газоконденсатных месторождений открывает исследование закономерностей размещения залежей нефти и газа. Изучение их на примере ряда

нефтегазоносных областей мира показывает, что выявление подобных закономерностей позволяет определить характер углеводородных скоплений локальных структур, расположенных в неразведанной части территории нефтегазоносной области. Ярким примером достоверного прогноза и обоснования направленных поисков газоконденсатных месторождений может служить продуктивная толща среднего плиоцена Южно-Каспийской впадины, где в пространственном размещении залежей нефти и газа выявлен ряд важных закономерностей, сущность которых подробно изложена выше. Указанные закономерности, впервые рассмотренные на примере Апшеронской области [53], получили подтверждение результатами последующего глубокого поискового бурения. Они по существу составляют геологические основы поисков новых газоконденсатных месторождений в этой нефтегазоносной провинции. В соответствии с этим вся погруженная часть Северо-Западного борта впадины ныне рассматривается как единая зона преимущественного газонакопления, являющаяся зоной развития газоконденсатных месторождений.

Располагая этими данными, ныне с достоверностью можно считать, что в подавляющем большинстве неразведенных, крупных локальных поднятий шельфовой зоны акватории Южного Каспия могут быть обнаружены новые крупные газоконденсатные месторождения [57, 62 и др.]. Вероятность обнаружения в разрезе ряда структур газоконденсатных залежей настолько высока, а геологические предпосылки открытия настолько обоснованы, что запасы газа и конденсата этих месторождений можно включить в категорию  $C_2$ . Все это дает основание для организации здесь направленных поисков газоконденсатных месторождений [63].

Предпосылкой для поисков газовых (газоконденсатных) месторождений может служить также характер проявлений аномально высоких пластовых давлений. В некоторых случаях проявления аномально высоких давлений недр могут оказаться важным поисковым признаком, указывающим на возможность открытия газоконденсатных скоплений [156].

Известно, что образование аномально высоких пластовых давлений в недрах (АВПД) связано с влиянием различных геологических факторов. Одним из таких факторов является высота газовых залежей. При большой высоте газовой (газоконденсатной) залежи благодаря разности между плотностью воды и газа в присводовой части (или у кровли газоносного этажа) создаются избыточные давления (над гидростатическим).

Указанный механизм играет существенную роль в образовании избыточных (аномально высоких) пластовых давлений, особенно в складчатых областях, где продуктивные пласти характеризуются большими углами залегания, а залежи вследствие этого обладают большой высотой. В гл. IV приведены примеры избыточных пластовых давлений, образованных высотным

положением газовых (газоконденсатных) залежей. В частности показано, что в VII горизонте месторождения Карадаг при равенстве пластовых и гидростатических давлений на ВНК превышение пластового давления над гидростатическим давлением в присводовой зоне залежи составляет 14,5 МПа (отношение пластового давления к гидростатическому 1,69). Характерно, что в подобных случаях избыточное давление залежей унаследуется перекрывающей глинистой покрышкой. Это в процессе бурения создает значительные трудности, вызывает интенсивные газопроявления, требующие применения тяжелых глинистых растворов и часто служат причиной аварий и осложнений при бурении. Изучение характера указанных проявлений и осложнений, связанных с глинистыми покрышками, перекрывающими газовые (газоконденсатные) залежи с АВПД, позволяет отличить их природу от проявлений АВПД, образование которых обусловлено влиянием других геологических факторов. В частности, АВПД здесь характерно своими кульминационными проявлениями на своде локальных поднятий при закономерном снижении их интенсивности в направлении погружения складки. Все это позволяет в процессе поискового бурения (при наличии подобных проявлений АВПД в глинистых покрышках) рассмотреть их как предпосылки, подтверждающие возможность выявления в еще невскрытой части разреза газовых и газоконденсатных скоплений, обладающих большой высотой.

Указанное обстоятельство непосредственно связано с возможностью повышения эффективности поисков газовых (газоконденсатных) залежей. Дело в том, что на практике, в процессе поисков, нередко встречаются случаи, когда интенсивные проявления АВПД и связанные с ними осложнения и неудачи затягивают поиски, а иногда и приводят к прекращению или консервации буровых работ. Между тем подобные проявления АВПД нередко могут быть связаны с указанными выше причинами, и при должном изучении их природы могли бы указать на перспективы разведаемой площади и возможности открытия в ее разрезе газовых или газоконденсатных скоплений. В случае подтверждения необходимости продолжения буровых работ возникает необходимость управления аномальными давлениями в процессе бурения. Не менее важными являются здесь и другие мероприятия. В частности, при кульминационных проявлениях АВПД на сводах локальных поднятий следует воздержаться от заложения скважин на своде, а закладывать их в более погруженных частях складки, имея в виду, что в подобных условиях превышение пластового давления над гидростатическим в направлении от свода к погружению складки существенно уменьшается [55]. Классическим примером эффективности этого мероприятия является открытие газоконденсатных залежей на площадях Карадаг и Булла-море. Длительное время на указанных площадях поисковое бурение проводилось в приосевой зоне

складки в условиях исключительно интенсивных проявлений АВПД. Эти проявления сопровождались различными осложнениями и авариями, затягивающими вскрытие предполагаемых продуктивных горизонтов. И только после того, как были заложены скважины в погруженной зоне этих складок на значительном удалении от осевой линии, удалось вскрыть продуктивные горизонты и получить первые мощные фонтаны.

Месторождения нефти и газа, как правило, выявляются в результате глубокого поискового бурения, осуществляемого на наиболее благоприятных и подготовленных площадях. Однако имеются случаи, когда первые промышленные притоки нефти и газа получали на более ранней стадии поисков, в процессе бурения опытных, параметрических или структурных скважин. В подобных случаях к промышленной разведке можно приступить, минуя стадию поискового бурения. Поэтому эффективность поискового бурения может быть повышена, если на опорное, параметрическое и структурное бурение в ряде случаев возложить и поисковые задачи.

## § 2. О МЕТОДИКЕ РАЗВЕДКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основные задачи разведки газоконденсатных месторождений сводятся к прослеживанию выявленных залежей, подготовке и подсчету запасов газа и конденсата, к подготовке необходимых данных для ввода месторождения в рациональную разработку.

Обсуждая основные требования, предъявляемые к рациональной разведке газовых месторождений, А. Л. Козлов с соавторами пишут, что она «должна обеспечить получение максимального народнохозяйственного эффекта от использования вновь открытого месторождения» [99].

Важнейшим принципом промышленной разведки газовых и газоконденсатных месторождений является обеспечение выполнения поставленных задач ограниченным числом разведочных скважин. Количество скважин, давших продукцию, не должно превышать число скважин, необходимых для разработки залежи, а количество возможных непродуктивных скважин должно быть сокращено до минимума.

Когда газоконденсатная залежь бедна конденсатом и не имеет нефтяной оторочки или когда оторочка нефти не представляет промышленной ценности, разведка ее осуществляется на основе принципов промышленной разведки газовых месторождений. Учитывая, что при эксплуатации газовых залежей газ фильтруется к забоям скважин с весьма удаленных участков залежи с относительно небольшой потерей давления, разведочные скважины следует проектировать вдали от контура газовой залежи в наиболее благоприятных участках, включая присводо-

вую часть складки. В связи с этим отпадает необходимость проведения детальной площадной разведки, особенно приконтурной части залежи.

В отличие от нефтяных залежей, первые сведения о запасах газа газовых и газоконденсатных месторождений можно получить на основе данных опытной эксплуатации первых продуктивных поисковых скважин. Оценка промышленных запасов нефти требует предварительного детального оконтуривания (при помощи разведочных скважин) площади нефтеносности и определения параметров залежи, в то же время методом падения пластового давления в целом ряде случаев запасы газа можно оценить, не располагая данными о площади распространения залежи. Более того, метод падения пластового давления позволяет определять запасы газа, оценивать (без разбуривания) величину площади газоносности и судить о количестве скважин, потребных для разработки. Эта исключительно важная особенность газовых и газоконденсатных залежей позволяет значительно совершенствовать методику их промышленной разведки и повысить ее эффективность. Разумеется, все это не снижает роли разведочного бурения.

Исходя из указанной особенности далеко не все задачи промышленной разведки газовых (газоконденсатных) залежей следует решать при помощи глубокого разведочного бурения. Важным и эффективным средством доразведки таких месторождений является своевременное осуществление опытно-промышленной эксплуатации выявленных залежей. Часть задач разведочного характера с успехом можно возложить на эксплуатационное бурение. Эффективны также косвенные методы разведки, широко применяемые в практике промышленной разведки газовых месторождений страны.

Количество потребных разведочных скважин и система их расположения на структуре зависят от размеров и характеристики структур, величины предполагаемых запасов газа, количества продуктивных горизонтов, глубин их залегания и т. д. Крупные залежи, приуроченные к структурам больших размеров, после получения первых промышленных притоков газа из поисковых скважин прослеживаются при помощи разведочных скважин, обычно размещенных на структуре по профильной системе. Один из профилей разведочных скважин, как правило, задается в присводовой зоне — вдоль длинной оси складки. Остальные профили скважин проектируются вкрест простирания пластов (поперечные профили). Количество их зависит от размеров структур; расстояние между ними для крупных структур в среднем принимается 5—10 км, хотя возможны и другие варианты их расстановки.

Если продуктивная структура имеет средние размеры, количество проектируемых профилей разведочных скважин ограничивается. Разведка сравнительно малых структур осуществляется

единичными скважинами. Если же продуктивной оказалась структура, имеющая малые размеры, то в ряде случаев разведку ее можно осуществить без разведочного бурения. Такие небольшие залежи, выявленные в процессе поискового бурения, целесообразно ввести в опытно-промышленную эксплуатацию, минуя стадию разведочного бурения, учитывая, что на основании ее результатов, с учетом применения косвенных методов разведки, можно обеспечить оценку параметров залежи. При необходимости в таких случаях можно пробурить одну-две эксплуатационные скважины. Дальнейшие решения следует принимать, учитывая результаты оценки запасов газа, выполненной методом падения пластового давления.

И. П. Жабрев, В. И. Ермаков, А. Л. Козлов и другие, ссылаясь на практику ведения поисково-разведочных работ на газ, считают целесообразным в ряде случаев, особенно при разведке крупных газовых месторождений, разведочный этап подразделять на стадии оценочную и доразведки. Первая — оценочная стадия разведочного этапа (разведка редкой сеткой скважин) «позволила оценить запасы газа максимального количества разведочных площадей на всей территории севера Тюменской области, что дало возможность обоснованно осуществлять перспективное планирование развития здесь газовой промышленности». Для небольших месторождений проведение оценочной стадии разведки авторы [28, 35] не рекомендуют.

На второй стадии — стадии доразведки, решаются задачи уточнения эксплуатационной характеристики, параметров и деталей строения залежи, непосредственно связанные с подготовкой месторождений к разработке. Здесь, наряду с небольшими объемами разведочного бурения, осуществляется опытно-промышленная эксплуатация. Предусматривается также, разумеется для крупных структур, частичное использование эксплуатационного бурения для выполнения задач доразведки. При этом в эксплуатационных скважинах осуществляется отбор керна, поинтервальное опробование продуктивных объектов и др.<sup>1</sup>.

Методика разведки газоконденсатных месторождений, характеризующихся высоким содержанием конденсата и возможностью наличия нефтяной оторочки, значительно отличается от методики разведки чисто газовых и недонасыщенных газоконденсатных месторождений. В отличие от газовых залежей при

<sup>1</sup> В эффективности использования эксплуатационного бурения в промышленной разведке залежей автор убедился на примере месторождений Южного Мангышлака, когда в 1964—1967 гг. руководил там геологоразведочными работами, в частности промышленной разведкой нефтяного месторождения Узенъ. В 20 эксплуатационных скважинах был организован отбор керна, были выполнены работы по поинтервальному опробованию объектов и их детальному изучению геолого-геофизическими исследованиями, что в значительной мере способствовало подготовке промышленных запасов нефти в краткие сроки и успешному вводу месторождения в разработку.

разработке газоконденсатных месторождений требуется в основном равномерное расположение скважин по площади с тем, чтобы не допускать существенного перемещения газа по пласту из области большего насыщения конденсата в область меньшего насыщения. Такое перемещение может привести к дополнительным потерям конденсата. Это обстоятельство следует учитывать в самом начале промышленной разведки и оконтуривания газоконденсатной залежи<sup>1</sup>.

Когда газоконденсатная залежь имеет большую высоту, как правило, наблюдается значительное увеличение потенциального содержания конденсата от свода к погружению складки (или от кровли к подошве газоносного этажа). В таких случаях первоочередной задачей промышленной разведки является оценка погруженной части пласта, отличающейся наибольшим содержанием конденсата и вероятностью обнаружения здесь нефтяной оторочки. При этом присводовая часть пласта — зона наименьшего содержания конденсата может быть освещена минимальным числом скважин<sup>2</sup>. В отличие от методики разведки газовых месторождений, основное внимание здесь должно быть уделено разведке погруженных зон залежи, поскольку пробуренные в этой части залежи скважины в период опытно-промышленной эксплуатации и последующей разработки оказываются максимально информативными, более полно способствуют выполнению задач промышленной разведки и обеспечению высокого уровня извлечения конденсата.

Возможно, что при этом одна или несколько скважин окажутся за пределами газоконденсатной части залежи. Это, однако, не будет означать, что заложение их было не эффективным. Такие скважины, наоборот, необходимы, поскольку способствуют решению вопроса о наличии и размерах нефтяной оторочки, освещают характеристику законтурной водоносной зоны и т. д.

С учетом указанных выше особенностей к моменту проектирования профиля разведочных скважин вкрест простирания пластов, необходимо иметь косвенную оценку положения контакта газ—вода, а в случае, когда предполагается наличие нефтяной оторочки,— положение ГНК. Такую оценку для газовых залежей можно получить расчетным путем, используя формулу В. П. Савченко, позволяющую на основе точных замеров пластового давления определить высотное положение ГВК залежи [159]. Для газоконденсатных месторождений высотное положение

<sup>1</sup> Если термин оконтуривание залежи для чисто газовых месторождений является несвойственным, то для указанной группы газоконденсатных залежей он представляется правомерным.

<sup>2</sup> В районах, характеризующихся развитием аномально высоких пластовых давлений в случае соответствия присводовым зонам месторождений их кульминационных проявлений, от заложения скважин на своде складки целесообразно воздержаться.

залежей определяется при помощи формулы, учитывающей содержание конденсата в пластовом газе [144].

После получения необходимых сведений о положении ГВК проектируется профиль из трех разведочных скважин с расположением первой из них выше ГВК (или ГНК), второй — непосредственно на контакте и третьей — ниже контакта. Расстояние между этими скважинами зависит от размеров структуры, углов залегания продуктивного горизонта, предполагаемых размеров залежи и других параметров. При крутых углах падения пластов расстояние между ними должно быть минимальным (1 км, возможно, и меньше), при пологом залегании продуктивных пластов расстояние между проектируемыми скважинами следует увеличить. Практика разведки газовых и газоконденсатных месторождений показывает, что при подобной системе разведки погруженных зон залежей одна из трех проектируемых разведочных скважин, как правило, пересекает ГВК (а при наличии нефтяной оторочки — ГНК).

В процессе поискового бурения, особенно в складчатых областях, обычно вначале выявляется газовая (газоконденсатная) часть залежи, занимающая, как правило, повышенную (присводовую) часть структур. Практика показывает, что при недостаточно целеустремленном подходе к последующей разведке выявленной залежи обнаружение нефтяной оторочки может затянуться, что в свою очередь осложнит выбор рациональной схемы разработки. Поэтому очень важно, наряду с работой по оконтуриванию залежи, в самом начале разведочных работ косвенным путем решить следующие задачи:

- 1) на основании данных опытной эксплуатации первых газоконденсатных скважин определить наличие нефтяной оторочки;
- 2) получив нефть в одной скважине, определить примерные размеры нефтяной оторочки и ориентировочные запасы нефти, а следовательно, и целесообразность ее первоочередной разработки.

К решению этих проблем целесообразно подходить комплексно, с привлечением следующих основных материалов: а) геологических; б) лабораторных термодинамических и химических исследований продукции скважин (газа, конденсата, нефти); в) промысловых исследований и соответствующих гидро- и газодинамических расчетов [54].

Существуют различные способы прогнозирования наличия нефтяной оторочки до момента ее установления разведочными скважинами. Эти способы можно подразделять на две группы: способы, основанные на геологических предпосылках, и способы, связанные с изучением физико-химических и термодинамических особенностей газоконденсатных систем.

Геологические предпосылки прогнозирования нефтяной оторочки газовых месторождений впервые рассмотрены В. П. Савченко, А. Л. Козловым и Н. В. Черским [159]. Из числа указанных ими доказательств отсутствия про-

мышленной нефти в газоносном пласте заслуживают внимания следующие геологические факторы.

1. Отсутствие нефти в данном районе или данной свите, установленное по материалам широко проведенной разведки, особенно если оно обусловливается и теоретическими положениями.

2. Ясные условия дифференциации нефти и газа в данном районе, которые делают вполне понятными причины формирования чисто газовых залежей в одних структурах и пластах и газонефтяных в соседних.

3. Отсутствие нефти, установленное даже в разрезе одной скважины: на месторождении с хорошо изученными гидродинамическими условиями, когда известно, что пьезометрические напоры пластовых вод данного продуктивного горизонта в пределах месторождения практически постоянны или очень мало изменяются; на месторождениях, где установлено определенное направление падения пьезометрических напоров вод продуктивных горизонтов; если скважина, вскрывшая контакт без нефти, расположена на участке месторождения с минимальными напорами пластовых вод, т. е. там, куда должна сместиться нефтяная оторочка, если бы она была.

4. Обнаружение тонкой непромышленной оторочки нефти на участке газонефтяной залежи с наиболее низким напором воды свидетельствует об отсутствии промышленной нефти по всей залежи.

Из числа других геологических факторов, указывающих на наличие нефтяной оторочки, можно отметить следующее:

а) присутствие значительного количества связанный нефти в газовой зоне газовых и газоконденсатных пластов (А. Г. Дурмишян, 1963).

б) закономерную приуроченность нефтяных оточек к залежам базисных горизонтов многопластовых газоконденсатных месторождений при отсутствии их в верхних горизонтах и др.

Для прогнозирования наличия нефтяных оточек, когда они еще не обнаружены бурением, эффективны и другие приемы, связанные с использованием состава пластовых газов, различных геохимических коэффициентов и методов математической статистики.

Эффективность прогнозирования нефтяных оточек может быть повышена, если сочетать геологические предпосылки их существования с методами прогнозирования, основанными на изучении термодинамических и физико-химических свойств выявленных углеводородных систем. Ряд специальных исследований в этом направлении за последние годы выполнен А. С. Великовским, А. Х. Мирзаджанзаде, В. П. Савченко, Ю. П. Коротаевым, Т. П. Жузе, Г. С. Степановой, Я. Д. Саввиной, О. Ф. Худяковым, А. И. Гриценко, В. В. Юшкиным, М. Г. Гуревичем, Э. Р. Садых-заде, Э. Э. Рамазановой, М. С. Разамат, М. А. Оприц и др.

Ю. П. Коротаевым и А. К. Карповым показано, что газы газоконденсатных залежей, имеющие контакт с нефтью, характеризуются повышенным содержанием и-бутана по сравнению с изобутаном. Исследования Я. Д. Саввиной показали, что то же относится к и-пентану и изопентанам, а также к и-гексану и изогексанам, содержащимся в пластовом газе.

По мнению Я. Д. Саввиной, в качестве дополнительных признаков, на основании которых можно предположить наличие нефтяной оторочки в газоконденсатном пласте, может быть использовано расхождение между пластовой температурой и расчетной равновесной (по уравнению А. В. Фроста), повышенное содержание (более 60%) парафиновых углеводородов во фракции 60—200°C конденсатов, повышенное содержание этилбензола среди ароматических углеводородов состава  $C_8H_{10}$  [161].

А. С. Великовским, В. П. Савченко, Я. Д. Саввиной и другими предложен способ прогнозирования наличия нефтяной оторочки в газоконденсатном пласте по составу пластового газа. Обобщив материалы по 34 газоконденсатно-нефтяным залежам различных регионов СССР, названные авторы предлагают следующие критерии присутствия оточек: 1) содержание  $C_5+$  высшие в пластовом газе больше 1,75%, или выход стабильного конденсата более  $80 \text{ см}^3/\text{м}^3$  (при  $p_{\text{пл}} > 16 \text{ МПа}$ ); 2) повышенное содержание нафтеновых углеводородов в стабильном конденсате (в этом случае оточка может быть

и при малом выходе конденсата); 3) увеличение выхода стабильного конденсата к контуру газоконденсатной залежи [23, 159].

В более поздней своей работе, основанной на материалах большого количества наблюдений, названные авторы в качестве признаков наличия оторочек указывают на: 1) высокое содержание  $C_5 +$  выше в конденсатном газе; 2) увеличение выхода конденсата в направлении погружения складки; 3) отношение изо-пентанов и гексанов к их нормальным изомерам в газе меньше 0,8; 4) отношение изо-к нормальному бутану в газе меньше единицы; 5) в залежах с оторочкой распределение углеводородов по групповому, индивидуальному и элементному составу аналогично нефтяным залежам с парафиновыми нефтями; 6) отношение суммы циклогексанов к метилциклогексану больше 2; 7) содержание во фракции 60—200°C больше 57% метановых углеводородов; 8) при пластовых давлениях в залежах более 25 МПа содержание ароматики во фракции до 200°C меньше 15%, а при давлении меньше 25 МПа отношение содержания метановых углеводородов в той же фракции к сумме метановых и нафтеновых больше 0,7; 9) повышенное содержание азота в пластовом газе [159—161].

Классификация газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей по составу пластовой смеси предложена Ю. П. Коротаевым, Г. С. Степановой, С. Л. Критской [102, 176]. Используя методы математической статистики, авторы исследовали влияние сочетания ряда признаков, характеризующих состав пластовой смеси на распределение залежей по типам. Было выявлено, что наиболее четкая дифференциация по типам углеводородных скоплений наблюдается при использовании в качестве признака сочетания:

$$z = A + B,$$

где

$$A = \frac{C_2}{C_2}; \quad B = \frac{C_1 + C_2 + C_3 + C_4}{C_5};$$

$C_1, C_2, C_3, C_4, C_5$  — мольные проценты метана, этана, пропана, бутанов и пентанов плюс высококипящие в составе пластовой фазы.

При значениях  $z > 450$  залежи, как правило, газовые, при  $80 < z < 450$  газоконденсатные без оторочек, в интервале  $80 > z > 60$  чаще всего встречаются газоконденсатные скопления с небольшими оторочками, а при  $60 > z > 15$  — с оторочками промышленного значения (чем меньше величина  $z$ , тем больше размеры нефтяной зоны), при  $15 > z > 7$  — нефтегазоконденсатные залежи,  $z < 7$  — нефтяные, в диапазоне  $7 > z > 2,5$  расположены залежи легкой нефти и нефтяные пласты нефтегазоконденсатных месторождений, при значениях  $z$  близких или меньших единицы залежи содержат тяжелые высоковязкие нефти.

Г. И. Юшкевич, Т. Л. Виноградова и другие считают, что если принять содержание цикланов во фракции, выкипающей до 130°C, за 100%, то в конденсатах, добывших из залежей, обладающих нефтяной оторочкой, содержание циклопентанов достигает 40—45%, в то время как в конденсатах, полученных из газоконденсатных месторождений без нефтяной оторочки, оно составляет 12—24% [104].

М. Г. Гуревич, Л. П. Колесников и другие предложили использовать отношение суммы циклогексанов к циклопентанам. При этом авторы исходят из того, что для нефти это отношение равно или ниже единицы, а для конденсатов оно составляет 3—4 и выше. Промежуточные значения от 1 до 3 должны указывать на возможность существования нефтяных оторочек [104].

И. С. Старобинец в качестве диагностических признаков оторочек указывает на повышенное содержание газообразных гомологов метана в газах — более 8—10%, наличие твердых углеводородов в конденсатах — более 1—2%, присутствие в них смолистых веществ [174].

А. И. Гриценко, Я. Д. Саввина, В. В. Юшкин констатируют заметное различие в характере изменения содержания ароматических углеводородов

по фракциям для конденсатов и нефти. В конденсатах до определенной температуры (150–200°C) содержание ароматики растет, а при более высоких температурах кипения снижается. В нефтях же с повышением температуры кипения содержание ароматических углеводородов почти всегда возрастает. Указанное обстоятельство дает в известной степени возможность определять по характеристике жидкой фазы тип залежей [43].

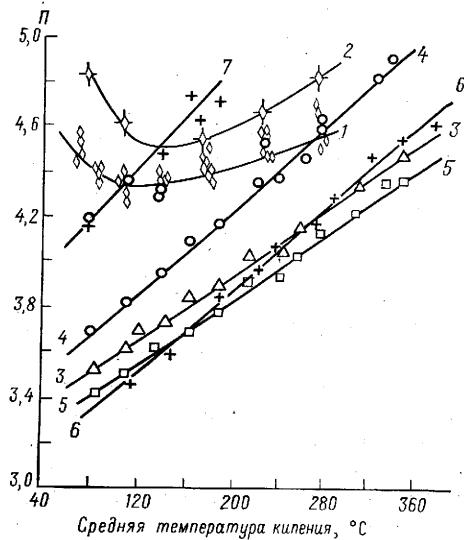


Рис. 55. Зависимость критерия  $\Pi$  от средней температуры кипения

1 — конденсаты месторождений АзССР; 2 — конденсат месторождения Русский Хутор (сев. часть); 3—7 — нефти месторождений АзССР  
(по М. А. Оприц)

М. А. Оприц для определения характера жидкой фазы использовала критерий, предложенный Н. Г. Фарзане,

$$\Pi = \frac{\sqrt[4]{M}}{\rho_4^{20}},$$

где  $M$  — молекулярная масса,  $\rho_4^{20}$  — плотность жидкой углеводородной фракции. При построении зависимости, указанной на рис. 55, выявлена следующая закономерность. Для конденсатов критерий  $\Pi$  во всем диапазоне температур кипения изменяется сравнительно слабо и принимает минимальное значение в интервале 90–140°C. Для нефти и конденсатов газовых шапок нефтяных месторождений, наоборот, характерно довольно резкое изменение значения  $\Pi$  с увеличением температуры кипения фракций, причем указанная зависимость носит линейный характер. Особенностью предложенного критерия является то, что для построения указанной зависимости не требуется отбор представительных проб, а достаточно отобрать жидкую фазу при любых условиях в любой точке технологической цепи.

Изучение имеющихся методов прогнозирования нефтяных оторочек и результатов их применения показывает, что все известные в этой области приемы и рекомендации могут быть использованы в основном с оценочной целью. В ряде случаев отмеченные выше признаки наличия нефтяной оторочки в газоконденсатном пласте обусловлены не наличием нефтяной оторочки, а возможностью длительного контакта с нефтью и массообмена в процессе вторичной миграции ретроградной газовой фазы.

углеводородов или со связанный нефтью, содержащейся в газо-кondенсатных залежах. В подобных случаях, даже при наличии этих признаков, нефтяная оторочка может отсутствовать<sup>1</sup>. Поэтому, получив косвенным путем «доказательства» наличия нефти в газоносном пласте и оценив зону ее вероятного нахождения, следует ускорить бурение в этой зоне разведочных скважин. В этой связи нельзя согласиться с ошибочным мнением некоторых авторов о том, что предлагаемые ими методы способны заменить разведочное бурение. Конечное решение вопроса о нефтяной оторочке можно получить только при помощи глубокого разведочного бурения. Что касается методов прогнозирования оторочки, то они не исключают, а способствуют своевременной разведке нефтяной оторочки. Важное значение этих методов заключается в том, что они в самом начале разведочных работ дают представление о характере разведываемого месторождения, акцентируют внимание разведчиков на необходимость освещения погруженных зон структур и предупреждают возможность опасного затягивания сроков выявления нефтяной оторочки и оценки ее промышленных запасов. Все это способствует обеспечению рациональной разработки месторождений.

Особенно актуально прогнозирование нефтяной оторочки в случаях, когда месторождение в ходе разведки оказывается нефтегазоконденсатным. Опыт показывает, что только в случаях раннего диагностирования и выявления нефтяной оторочки возможно обеспечение надлежащей подготовки таких месторождений к рациональной разработке. Поэтому, когда косвенные методы свидетельствуют о возможности нефтяной оторочки, основное внимание разведочных работ должно быть сосредоточено на изучении зоны возможного нахождения нефтяной оторочки.

Методика разведки нефтяных оторочек в значительной мере зависит от характера ее залегания, размеров оторочки и предполагаемых запасов нефти. В пологозалегающих пластах, где залежь обычно имеет водоплавающий характер, а нефтяная оторочка подстилает газовую зону почти по всей продуктивной площади, мощность оторочки оказывается сравнительно небольшой. Часто такие оторочки оказываются смещенными в направлении снижения пьезометрического напора вод, что создает благоприятные условия для выработки запасов нефти.

<sup>1</sup> К сожалению, сведения о результатах применения изложенных выше методов прогнозирования нефтяных оторочек разноречивы. Так, например, наряду со сведениями о высокой эффективности этих методов для месторождений Западной Сибири имеются публикации другого характера. Г. А. Краменко и -Ю. Д. Галкин после довольно обстоятельного анализа утверждают, что «возможности применения этих вышеописанных методов для прогнозирования нефтяных оторочек на месторождениях Западной Сибири весьма ограничены и на данном этапе, на наш взгляд, нет критериев, которые по каким-либо физико-химическим свойствам углеводородов, полученных по результатам испытания скважин, позволили судить о фазовом состоянии пластовой системы данного нефтегазоносного бассейна» [103].

В подобных условиях оторочку нефти можно разведать единичными скважинами. Наличие ее можно установить даже в скважинах, пробуренных в центральной части структур (рис. 56, б). Непременным условием при этом является поинтерзальное опробование скважин с целью точного определения положения ВНК и ГНК. После окончания опробования нефтенасыщенных интервалов разведочные скважины при необходимости

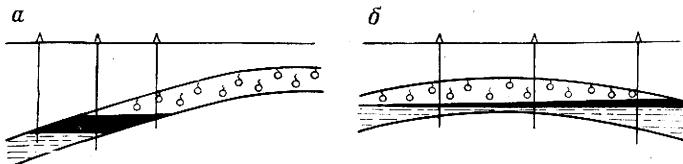


Рис. 56. Разновидность нефтяных оторочек  
а — крутозалегающие залежи; б — водоплавающие залежи

мости возвращаются для опробования газонасыщенной части залежи. Возможно также сохранение их для эксплуатации нефтяной оторочки.

Подобная система опробования скважин, наряду с разведкой нефтяной оторочки и газоконденсатной части залежи, позволяет изучить контурную водоносную зону пласта.

Иначе обстоит дело с крутозалегающими продуктивными пластами. Здесь при одних и тех же соотношениях нефти и газа концентрация нефтяной оторочки значительно больше, чем в полого-затянутых пластах. Такие оторочки занимают только погруженную часть структур (рис. 56, а), хотя в зависимости от направления гравиметрического напора вод возможно определенное смещение их по структуре. Отдаленность их от свода окраинных поднятий нередко может оказаться значительной, поэтому поиски и обнаружение таких оторочек требуют заложения скважин на значительном удалении от осевой линии структур.

Для определения места заложения скважин, проектируемых с целью разведки нефтяной оторочки, принимаются во внимание высота структуры, ожидаемый коэффициент заполнения ловушки и величина избыточного пластового давления в первых продуктивных газовых (газоконденсатных) скважинах, обычно расположенных в присводовой части структуры. Важен также четный направления гравиметрического напора вод (по данным региональных гидрогеологических исследований). Чем больше повышение избыточного пластового давления над гидростатическим давлением, тем выше высота залежи и соответственно ольше расстояние от свода до предполагаемой зоны распространения нефтяной оторочки.

# Глава XI

## ЗАДАЧИ И МЕТОДИКА ОПЫТНОЙ И ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Опытная и опытно-промышленная эксплуатация (ОЭ и ОПЭ) залежей является необходимым и весьма важным этапом подготовки газовых и газоконденсатных месторождений к рациональной разработке.

В зависимости от характера залежей ОЭ и ОПЭ могут иметь свои отличительные особенности, однако основные их задачи для всех месторождений являются неизменными.

Основные задачи ОЭ и ОПЭ заключаются в изучении выявленных промышленных скоплений углеводородов, получении информации о геолого-промысловых и термодинамических параметрах пластов и залежей, необходимых для подсчета запасов полезных ископаемых, составлении проектов (генеральных или технологических схем) разработки и ускоренной подготовки месторождения к рациональной разработке. Другой важной задачей ОЭ и ОПЭ является повышение эффективности промышленной разведки месторождений.

В зависимости от конкретных условий и характеристики залежей можно рекомендовать ОЭ или ОПЭ. Опытно-промышленная эксплуатация залежей применяется в тех случаях, когда целесообразно сочетать задачи изучения месторождения с добычей газа и конденсата в промышленных масштабах. Следует отметить, что при рациональном осуществлении именно такое сочетание и обеспечивает наиболее полное изучение геолого-физических параметров залежей и оценку промышленных запасов газа методом падения пластового давления. Однако промышленная добыча газа из залежи в ходе ее опытной эксплуатации не всегда возможна или целесообразна. Часто это объясняется отдаленностью месторождений от магистральных газопроводов, отсутствием условий или необходимости добычи в промышленных масштабах газа или конденсата. В ряде случаев осуществление промышленной добычи газа в стадии опытной эксплуатации залежей представляется не целесообразным по причинам, связанным с охраной недр. В подобных условиях для комплексного изучения залежей и подготовки месторождения к рациональной разработке рекомендуется проведение опытной эксплуатации.

Опытная эксплуатация скважин осуществляется исключительно с целью исследования и изучения геолого-физических параметров пластов и залежей. Поэтому добыча газа и конденсата и сроки эксплуатации продуктивных разведочных скважин ограничиваются оптимальными интервалами, необходимыми для вы-

полнения предусмотренных в проекте опытной эксплуатации программы исследования скважин и пластов<sup>1</sup>.

Ограниченнность размера отборов газа из исследуемых залежей в стадии опытной эксплуатации не всегда обеспечивает оценку их запасов методом падения пластового давления. Это обстоятельство в первую очередь относится к крупным залежам, где для снижения пластового давления на 0,5—1 МПа, т. е. на величину, необходимую для оценки запасов газа и конденсата, требуется извлечение огромных объемов газа. Иначе обстоит дело с мелкими, малыми и средними залежами. Здесь в процессе опытной эксплуатации, как правило, создается возможность для снижения давления на указанную выше величину, что при хорошо организованной исследовательской работе оказывается достаточным для оценки запасов газа и конденсата. Что касается крупных месторождений, то и здесь установление наблюдения за поведением залежи и состоянием пластового давления в ходе опытной эксплуатации позволяет даже в случае постоянства давления составить объективное представление о крупных промышленных запасах газа (в противном случае отбор определенного объема газа привел бы к хотя бы незначительному снижению пластового давления).

В ряде случаев, особенно в отдаленных от бытовых и промышленных объектов и магистральных газопроводов районах, использование добываемых в процессе опытной эксплуатации газа и конденсата в народном хозяйстве оказывается невозможным. В подобных случаях для осуществления опытной эксплуатации существуют такие возможности, как использование газа для местных нужд, перепуск газа из горизонтов высокого давления в горизонты низкого давления, а в отдельных случаях даже выпуск газа в атмосферу [159].

Как уже отмечалось, более широкие возможности изучения геолого-физических параметров залежей и уточнения запасов газа методом падения пластового давления связаны с осуществлением опытно-промышленной эксплуатации. Отмечая преимущество этого варианта, следует, однако, указать и некоторые негативные стороны этого процесса. При опытно-промышленной эксплуатации наряду с выполнением основных задач по исследованию и изучению месторождения осуществляется промышленная добыча соответствующих объемов газа и конденсата. Однако при этом уровни добываемого газа и конденсата часта

<sup>1</sup> В зарубежной практике опытная эксплуатация газоконденсатных скважин, вскрывших залежи с высоким содержанием конденсата, также регламентируется. Имеется целый ряд характерных примеров установления строгих пределов продолжительности эксплуатации подобных скважин. Так, например, в месторождении Хидли (Западный Техас, США), несмотря на превышения пластового давления над давлением начала конденсации, пробная эксплуатация скважин, вплоть до начала сейклинг-процесса, ограничивалась шестью сутками в месяц [155].

оказываются неоправданно высокими. Наблюдаются случаи, когда при ОПЭ в силу сложившихся на первый взгляд объективных обстоятельств отдается предпочтение валовой добыче газа, а основные задачи, связанные с исследованием месторождения, недооцениваются. Все это, как правило, приводит к тому, что темпы отбора газа значительно опережают изучение месторождения и их подготовку к разработке. В итоге изучение залежей, подсчет и утверждение запасов газа и проектирование разработки месторождения недопустимо затягиваются или осуществляются далеко неудовлетворительно. Подобные случаи наблюдаются и при освоении газонефтяных и нефтяных залежей, обусловливая стихийный ввод месторождений в промышленную разработку.

В промысловой практике подобные нарушения нередко обосновываются доводами, связанными с выполнением плана добычи газа и жидкого топлива. Все это в конечном счете препятствует осуществлению рациональной системы разработки, обеспечению достаточно высоких коэффициентов извлечения запасов газа, конденсата и нефти.

В связи с наблюдающимися тенденциями упрощения задач ОЭ и ОПЭ следует считать ошибочными мнения о том, что опытно-промышленная эксплуатация является начальной стадией разработки и что осуществление ее возможно по временной технологической схеме разработки. Учитывая, что задачи разработки месторождения принципиально отличаются от задач ОПЭ, принятие такого предложения означало бы признание в качестве главной задачи ОПЭ валовую добычу газа, что в корне противоречило бы основным задачам этого важного этапа. Выделение ОЭ и ОПЭ в самостоятельный этап работы и специфичность их задач обуславливают необходимость не только своевременного составления и утверждения специальных проектов, предусматривающих программу исследований, основные положения и сроки подготовки месторождений к промышленной разработке, но и строгого выполнения намеченных задач.

Эффективность подготовки месторождения к рациональной разработке в значительной степени зависит от своевременного ввода залежей в ОЭ и ОПЭ. Наиболее целесообразным является ввод залежей в ОЭ и ОПЭ в самом начале получения промышленных притоков газа и конденсата. В этом случае помимо своевременного изучения залежей опытная эксплуатация может способствовать повышению эффективности промышленной разведки месторождения.

Практика располагает многими примерами, когда все работы по промышленной разведке и подготовке запасов выполнялись только при помощи разведочного бурения. В подобных случаях количество пробуренных разведочных скважин нередко оказалось больше, чем число скважин, необходимых для промышленной разработки месторождения. В этих условиях вопросы

исследования и комплексного изучения залежей с применением косвенных методов разведки и оценки запасов приобретают особую важность. В этой связи важная роль принадлежит свое-временному внедрению опытной или опытно-промышленной эксплуатации выявленных залежей, одной из задач которой является освобождение глубокого разведочного бурения от задач по детальной разведке месторождения.

В связи с необходимостью ввода залежей в ОЭ и ОПЭ в начальной стадии открытия месторождения возникает целесообразность уточнения некоторых положений, утвержденных Госгортехнадзором СССР. В частности, при определении продолжительности работ первых разведочных скважин следует исходить из допустимости снижения пластового давления по крайней мере на 0,5–1 МПа с тем, чтобы иметь возможность ее в процессе пробной эксплуатации скважин (здесь следует подчеркнуть отличие пробной эксплуатации первых разведочных скважин от опытной эксплуатации залежей) получить методом падения давления предварительные оценки запасов газа и конденсата.

Существует представление о том, что ввод в ОЭ и ОПЭ газовых и газоконденсатных залежей с оторочкой нефти промышленного значения является недопустимым. Подобное утверждение следует считать ошибочным, поскольку оно ставит под сомнение целесообразность своевременного обеспечения комплексного изучения выявленных залежей.

Наблюдения за поведением газоконденсатных и газонефтяных залежей показывают, что снижение пластового давления в газовой зоне в определенных пределах (на 5–10% от начального пластового давления) не приводит к изменениям состояния нефтяной оторочки или вторжению нефти в газовую зону [58]. Начало процесса перемещения газонефтяного контакта или дегазации пластовой нефти обычно требует более значительного снижения давления в газовой (газоконденсатной) зоне залежей, что объясняется влиянием начального градиента давления [138].

В условиях больших глубин, особенно в геосинклинальных областях, после получения первых фонтанов газа и конденсата оконтуривание залежи и выявление нефтяной оторочки обычно значительно задерживается. Так, например, при достаточно интенсивных темпах промышленной разведки месторождения Карадаг нефтяная оторочка в VII горизонте была выявлена через 3,5 года после открытия газоконденсатной залежи, а в VIII горизонте — спустя 8 лет. Учитывая, что вопрос о наличии оторочки окончательно решается разведочным бурением далеко не в начальную стадию промышленной разведки, установление допустимости ввода залежей в ОЭ и ОПЭ в зависимости от получения доказательства отсутствия нефтяной оторочки может значительно задержать комплексное изучение залежей. Все это обусловливает целесообразность четкого определения положения

о необходимости ввода в ОЭ или ОПЭ залежей с нефтяной оторочкой и уточнения методики проведения этих работ. В частности, при наличии нефтяной оторочки промышленного значения следует установить уровень и оптимальную продолжительность добычи газа, необходимую для изучения залежей и оценки запасов газа (для чего достаточно снижение давления до 0,5—1 МПа). Совершенно очевидно, что в указанных случаях ОПЭ следует проводить в условиях строгого ограничения уровня отбора газа из пласта, поскольку при больших отборах газа и конденсата в залежи неизбежно возникнут осложнения (дегазация нефти, вторжение ее в газовую зону, преждевременные ретроградные потери и т. д.), препятствующие организации рациональной разработки месторождения.

При планировании добычи газа и конденсата в процессе ОПЭ необходимо иметь оценку их запасов. Когда запасы газа неопределены, добычу его следует планировать в небольших объемах, ставя их уровень в зависимость от темпа падения пластового давления. Необоснованно большие отборы в указанных случаях, особенно когда добываемый газ становится источником снабжения важных объектов народного хозяйства, могут привести к различным осложнениям, связанным с необходимостью последующего резкого сокращения добычи или полного ее прекращения, обусловленного, например, обнаружением оторочки нефти и заметным падением пластового давления.

Характерным примером здесь может служить месторождение Карадаг. Планирование на этой площади высоких отборов газа еще в стадии промышленной разведки месторождения привело к тому, что к моменту обнаружения нефтяной оторочки годовая добыча из VII горизонта достигла 13% от начальных запасов, а пластовое давление снизилось на 9 МПа. При этом ошибочно предполагалось, что извлекается только 5% запасов газа (утвержденные запасы здесь оказались существенно завышенными). Поскольку нарастающая добыча газа из указанной залежи была почти единственным источником газоснабжения ряда важных объектов народного хозяйства, выявление нефтяной оторочки и уточнение запасов газа не могли изменить сложившуюся систему эксплуатации месторождения. Всякое ограничение отбора газа, необходимое для организации процесса поддержания давления в указанных условиях, привело бы к существенному нарушению уже установленного режима газоснабжения. Так, еще в стадию промышленной разведки и опытной эксплуатации вопрос о выборе системы разработки месторождения может получить стихийное, не всегда рациональное решение.

Существует мнение о том, что наличие значительного количества конденсата в пластовом газе является препятствием для ввода газоконденсатных залежей в ОЭ и ОПЭ. Такое ошибочное положение противоречит практике разработки газоконденсатных месторождений.

Результаты разработки ряда отечественных и зарубежных месторождений показывают, что в подавляющем большинстве случаев снижение пластового давления в газоконденсатной залежи на 1—2 МПа не приводит к сколько-нибудь заметным ретроградным изменениям и потерям конденсата в пласте [58]. Установлено, что при снижении давления в указанных пределах из газовой фазы переходят в жидкое состояние только наиболее высококипящие компоненты (смолы и остаток выкипаемостью выше 300°C), наличие которых в газовой фазе даже в незначительном количестве заметно повышает давление начала конденсации. Когда в лабораторных условиях в бомбе  $pVT$  указанные высококипящие компоненты удаляют из газовой фазы, давление начала конденсации системы заметно снижается и создается существенная разница между пластовым давлением и давлением однофазного состояния. Эта разница позволяет на некоторое время эксплуатировать залежь на режиме истощения без существенных ретроградных потерь конденсата.

Указанная особенность является достаточным основанием для планирования в ходе ОЭ и ОПЭ каждого газоконденсатного месторождения соответствующих отборов газа (в пределах снижения пластового давления на 1—2 МПа), необходимых для оценки запасов, комплексного изучения залежей и обоснования рациональной системы разработки. В случае целесообразности дальнейшего применения методов поддержания пластового давления, в частности сайдлинг-процесса, снижение пластового давления в интервале первого этапа ретроградных изменений скорее является необходимостью, чем препятствием.

Еще более благоприятными являются условия осуществления ОПЭ, когда пластовое давление газоконденсатной залежи превышает давление начала конденсации. Разница между указанными давлениями позволяет эксплуатировать залежь в течение длительного периода без ретроградных потерь конденсата.

Сроки ОЭ и ОПЭ, как отмечалось, должны быть минимальными. Продолжительность их определяется особенностями месторождений (залежей): размерами продуктивной площади и запасами газа и конденсата, наличием нефтяной оторочки, сложностью геологического строения, глубинами месторождения, характеристикой и режимом продуктивных пластов, термодинамической особенностью залежей, спецификой экономического района, где расположено месторождение, возможностью и экологической целесообразностью осуществления промышленной добычи газа и конденсата и др. При определении продолжительности ОЭ и ОПЭ следует исходить из необходимости выполнения основных задач по изучению месторождения и эффективного здания промышленной разведки, подсчета и утверждения запасов газа и конденсата и проверки их достоверности методом падения пластового давления, изучения режима продуктивных пластов, оценки газо- и конденсатоотдачи, выделения

эксплуатационных горизонтов в объекты разработки, изучения вопросов обустройства месторождения и т. д. Завершающей стадией ОЭ и ОПЭ является составление проекта (генеральной или технологических схем) разработки. В зависимости от характера месторождения и географического его положения выполнение указанных выше задач может потребовать (за исключением уникально крупных и крайне отдаленных месторождений) срока от 2 до 5 лет.

Добыча газа в процессе ОПЭ и эффективность ее для народного хозяйства не могут служить оправданием для затягивания сроков этого процесса. Своевременный ввод залежей в ОЭ и ОПЭ и рациональная методика их осуществления обеспечивают форсирование промышленной разведки (проведение которой более целесообразно сочетанием разведочного и эксплуатационного бурения с косвенными методами разведки, без детального оконтурирования залежей) и выбор наиболее эффективной системы разработки месторождения, что в конечном итоге способствует обеспечению максимально возможной газо- и конденсатоотдачи, бурению оптимального количества скважин и организации всего цикла освоения и промышленной разработки месторождения при наиболее рациональных экономических показателях.

Важным условием эффективности ОЭ и ОПЭ является уровень организационной и инженерной работы на промыслах и разведках. Можно привести немало примеров, когда при ОЭ и ОПЭ нет должного учета добываемой продукции, отсутствуют систематические замеры дебитов газа и конденсата, пластового и забойного давлений. Имеются отдельные случаи, когда дебиты газа и конденсата и пластовые давления вовсе не замеряются и о размерах суточной добычи судят на основе замеров обычного потока газа. В указанных случаях некоторые специалисты пытаются применить различные косвенные методы оценки дебитов газа и пластового давления. Все это естественно сказывается и на качестве проводимых исследований.

Подобная практика представляется порочной, поскольку снижает эффективность не только ОЭ и ОПЭ, но и всей последующей промышленной разработки месторождения. Как правило, она наблюдается в тех случаях, когда опытно-промышленная эксплуатация залежи превращается в валовую добычу газа и конденсата. Поэтому важнейшим принципом осуществления ОЭ и ОПЭ является обеспечение полноты и точности исследования пластов и скважин, и прежде всего таких важных исходных данных, как пластовое давление и отборы газа и конденсата по скважинам и в целом по залежи.

Пластовое давление следует определять в самом начале получения промышленных притоков. Замеры их следует систематически повторять в течение всего периода опытной эксплуатации залежи, охватывая всю продуктивную площадь, а при наличии скважин — контурную часть пласта. Важное значение

приобретает точность приборов, при помощи которых измеряется пластовое и статическое давление, дебиты газа и конденсата (глубинных и образцовых манометров, дебитометров, расходомеров, и др.), поскольку все это в значительной мере обусловливает точность оценки запасов газа и конденсата методом падения пластового давления. Так, измерение давлений на эксплуатационных и наблюдательных скважинах должно производиться образцовыми манометрами класса точности 0,35—0,2%, систематически проверяемыми на грузовом прессе, а пластовые давления — глубинными манометрами класса точности 0,5—0,2%.

## Глава XII

### ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА, КОНДЕНСАТА И НЕФТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Все выявленные и разведанные запасы горючих газов, конденсата и нефти, а также содержащихся в них сопутствующих компонентов, имеющих применение в народном хозяйстве (серы, гелий и др.), подлежат подсчету и утверждению Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР).

Запасы горючих газов, конденсата, нефти и сопутствующих компонентов по их народнохозяйственному значению делятся на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету: балансовые, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна; забалансовые, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем.

Выделяются общие (геологические) и извлекаемые запасы. Однако существующая инструкция [83, 84] предусматривает выделение извлекаемых запасов только в балансовых запасах нефти и растворенного в ней газа. Балансовые же запасы свободного газа до сих пор утверждаются исходя из 100%-ного их извлечения, хотя практика разработки убедительно показала невозможность обеспечения 100%-ного газоизвлечения, особенно для глубоко залегающих газоконденсатных залежей<sup>1</sup>.

Запасы газа и конденсата газоконденсатных залежей подсчитывают объемным методом и методом материального баланса,

<sup>1</sup> Для устранения указанного недостатка в настоящее время Мингазпромом подготавливается специальная инструкция по определению конечной азоотдачи для оценки извлекаемых запасов газа. Вопросы эти подробно изложены в гл. XVIII.

как правило, в завершающую стадию опытно-промышленной эксплуатации.

Первый основан на оценке эффективного объема пор пласта, а второй — на падении давления в залежи в зависимости от отбора газа и конденсата. Объемный метод подсчета запасов газа и конденсата, согласно действующей инструкции [82, 83], является основным. Однако, как будет показано ниже, он имеет существенные недостатки и нуждается в совершенствовании. Поэтому целесообразно объемный метод подсчета применять в сочетании с методом материального баланса, если, конечно, к моменту подсчета запасов из залежи отобрано не менее 5% первоначально содержащихся углеводородов, а пластовое давление соответственно составляет менее 0,95 начального давления в залежи. В тех случаях, когда к моменту подсчета запасов газа объемным методом снижение пластового давления оказывается недостаточным, проверка достоверности запасов газа методом падения пластового давления осуществляется в начальной стадии разработки месторождения.

## § 1. ОБЪЕМНЫЙ МЕТОД ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

Подсчет запасов этим методом основан на оценке суммарного объема пор продуктивного пласта (или пластов) данной залежи, степени заполнения порового пространства углеводородами (в том числе раздельно жидкими и газообразными) и условий, при которых находятся порода, жидкости и углеводороды. В соответствии с этим основное уравнение для подсчета запасов газа объемным методом имеет вид:

$$V = 10\ 000 F h m S_r \frac{p_{pl} T_0}{p_0 T_{pl} z},$$

где  $V$  — запасы газа при  $p_0$  и  $T_0$  в  $\text{м}^3$ ;  $F$  — площадь продуктивной части пласта в га;  $h$  — мощность пласта в м;  $m$  — пористость в долях единицы;  $p_{pl}$  — пластовое давление в МПа;  $S_r$  — относительный объем пор, занятый газом, в долях единицы;  $T_0$  — температура, при которой ведется учет газа, в  $^{\circ}\text{К}$ ;  $p_0$  — давление, при котором ведется учет газа, в МПа;  $T_{pl}$  — температура пласта в  $^{\circ}\text{К}$ ;  $z$  — коэффициент сжимаемости газа.

Начальные запасы конденсата определяют, исходя из подсчитанных запасов газа для данной залежи и выхода (содержания) конденсата на единицу объема добываемого газа в начальной стадии эксплуатации месторождения.

Достоверность подсчета запасов газа определяется точностью оценки указанных выше исходных параметров пластов, что достигается своевременным комплексным исследованием залежей в соответствии с «Требованиями к изученности месторождения» [83, 84]. Точная оценка площади продуктивной части пласта возможна только после достаточного оконтуривания залежи.

В ходе оконтуривания выявленной залежи, особенно в начальный период ее промышленной разведки, площадь продуктивности, а также другие параметры пласта можно определить лишь приближенно. Это обстоятельство значительно ограничивает возможность объемного метода для подсчета запасов углеводородов в начале промышленной разведки газоконденсатной (газовой) залежи, особенно когда не установлен тип месторождения и не выяснен вопрос наличия нефтяной оторочки.

Эффективная мощность пласта (т. е. мощность продуктивной части пласта) определяется на основании данных промысловой геофизики (электрического и радиоактивного каротажа) с учетом результатов исследований кернов и данных опробования скважин. Для пологозалегающих водоплавающих залежей для определения эффективной мощности необходимо уточнить положение газонефтяного и газоводяного контактов, при этом особенно важно определить положение зеркала воды и его возможного наклона на месторождениях с региональным течением пластовых вод.

Пористость пласта определяется на основе данных промысловой геофизики в сочетании с результатами исследования кернов. Одна из причин неточностей подсчетов запасов газа и конденсата, в частности по месторождениям Азербайджанской ССР, связана с неправильным определением пористости. Это, как правило, имеет место на месторождениях с недостаточно полным керновым материалом (связанным с осложненными условиями бурения и трудностями отбора керна) и геологическими условиями, ограничивающими эффективное применение методов промысловой геофизики для определения физических параметров пластов<sup>1</sup>. При подсчете запасов нефти и газа в ряде случаев пористость принималась по аналогии с соседними месторождениями. Такая практика, как правило, приводила к существенным ошибкам и поэтому не может быть рекомендована для подсчета запасов.

Кроме того, при определении пористости по кернам следует учитывать возможные упругие деформации породы. Так при оценке коллекторских свойств по кернам, отобранным в скважинах, вскрывающих глубоко залегающие пласти, важно учесть изменение объема пор за счет изменения давления. Например, изменение порового объема исследуемых кернов можно корректировать, имея данные исследований, ставящихся с целью определения сжимаемости пород данного типа в определенном

<sup>1</sup> В целом ряде месторождений Апшеронской нефтегазоносной области за контурами современных залежей отмечается наличие высоких кажущихся сопротивлений, обусловленных присутствием остаточной нефти в законтурной зоне. Этот вопрос подробно освещен автором в [58]. В подобных случаях возникают трудности не только в определении параметров пласта по данным геофизических исследований, но и в оценке продуктивности разреза по каротажным данным.

интервале давлений. Следует упомянуть, что по сведениям американских исследователей сжимаемость порового объема сегментированных песчаников колеблется в пределах  $7-14 \times 10^{-6}$  МПа [152].

Пластовое давление и температуру определяют при помощи глубинных исследований скважин. Полученные данные об эффективной мощности, пористости, пластовых давлениях и температуре должны быть достаточно полными и охватывать всю залежь с тем, чтобы на их основе можно было построить необходимые для подсчета карты изопахит, изобар, изотерм и т. д.

Коэффициент сжимаемости газа определяется по данным исследования (в бомбе  $pVT$ ) системы насыщающих пласт углеводородов, по псевдокритическим параметрам и другими известными в литературе методами. Однако наиболее точные значения коэффициента сжимаемости получаются по данным исследования в бомбе  $pVT$  и по расчету с использованием псевдокритических параметров [147].

Наиболее существенные ошибки, заметно изменяющие общую цифру запасов газа, допускаются при определении коэффициента газонасыщенности ( $S_g$ ). Этот параметр, за редким исключением, определяется косвенным путем. Вначале, на основании данных промысловой геофизики и исследования кернов, определяется содержание в порах связанной воды. Затем, полагая, что в порах газовых и газоконденсатных пластов содержатся только газ и связанная вода, вычитанием  $(1 - S_w)$  определяется коэффициент газонасыщенности. Так, например, если по данным геофизики или в результате лабораторных исследований кернов установлено, что содержание связанной воды в поровом пространстве газонасыщенного пласта составляет 30%, то оставшиеся 70% объема пор относят на долю газа, что соответствует коэффициенту газонасыщенности 0,7. Очень часто при оценке содержания связанной воды пользуются статическими зависимостями содержания связанной воды как функции проницаемости породы. Такие зависимости проводятся многими зарубежными и отечественными авторами. Достаточно полно о них сказано в книге А. А. Ханина [188]. При оценке количества связанной воды необходимо помнить, что кривые содержания связанной воды и проницаемость определяются не только типом пород, но и условиями формирования залежи.

Однако определение коэффициента газонасыщенности требует точной оценки содержания связанной воды и учета других важных особенностей продуктивного пласта, в частности наличия остаточной (после формирования) связанной нефти (см. гл. V).

Как уже отмечалось, в подавляющем большинстве случаев газоконденсатные пласти в пределах газовой зоны залежи содержат не только газовую фазу углеводородов и связанную воду, но и некоторое, в ряде случаев заметное количество свя-

занной жидкой нефти. Поскольку эта нефть связана и не фильтруется, в процессе изучения залежей и разработки месторождения остается незаметной и не учитывается. А между тем она занимает определенную, в ряде случаев существенную часть объема порового пространства газонасыщенного пласта.

Когда газонасыщенный пласт кроме связанной воды содержит некоторое количество связанной нефти, то при подсчете коэффициента газонасыщенности ошибочно учитывается и эта нефть, что приводит к существенному завышению коэффициента газонасыщенности и запасов газа, подсчитанных объемным методом. Так, если содержание связанной нефти составляет 20% от объема пор, но не учитывается, а остаточная вода равна 30%, то при определении коэффициента газонасыщенности без учета связанной нефти допускается существенная ошибка (определеняется 0,7 вместо 0,5), что в свою очередь приводит к завышению запасов газа на 29%. Именно по этой причине были существенно завышены запасы газа по целому ряду газоконденсатных месторождений, в том числе и по газоконденсатным месторождениям АзССР [58].

Поэтому одной из важных предпосылок обеспечения точности подсчета запасов газа объемным методом является уточнение методики определения коэффициента газонасыщенности. Это обстоятельство еще раз подтверждает необходимость получения данных о водонефтесыщенности кернов, отбираемых на газовых и газоконденсатных месторождениях.

Все это свидетельствует о необходимости внесения соответствующих поправок в методику подсчета запасов газа объемным методом.

В соответствии с классификацией, запасы нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов по степени изученности подразделяются на четыре категории (А, В, С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>). Запасы сопутствующих компонентов, содержащихся в нефти и горючих газах, подсчитываются и учитываются по категориям, соответствующим степени изученности этих компонентов. Условия отнесения запасов к категориям по степени их изученности определяются Инструкцией ГКЗ при Совете Министров СССР [82, 83].

К категории А относятся запасы залежи (или ее части), изученные с детальностью, обеспечивающей полное определение формы и размеров залежи, эффективной и нефтегазонасыщенной мощности, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного состава нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов и других параметров, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия разработки ее — режим работы залежи, продуктивность скважин, давление, проницаемость коллектора и другие особенности. Поэтому очевидно, что запасы категории А подсчитываются в процессе разработки залежей. Они должны быть детально изучены разведочными и эксплуатационными скважинами, пробуренными на всей площади залежи по сети, принятой в соответствии с проектом разработки. Важным дополнением к существующей Инструкции представляется необходимость

## подтверждения запасов категории А данными, полученными методом падения пластового давления.

К категории В, согласно классификации, относятся запасы залежи (или ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в скважинах на различных гипсометрических отметках и наличия благоприятных промыслового-геофизических данных и керна. Форма и размеры залежи, эффективная и нефтегазоносная мощность, характер изменения коллекторских свойств и другие параметры, а также основные особенности, определяющие условия разработки залежи, изучены хотя и приближенно, но в степени, достаточной для проектирования разработки залежей; состав нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов в пластовых условиях и условиях поверхности изучены детально<sup>1</sup>. По газовым и газоконденсатным залежам установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее промышленная ценность.

При наличии нефтяной оторочки запасы газа категории В подсчитываются в контуре изогипсы, совпадающей с ГНК. В случае отсутствия нефтяной оторочки запасы однородных залежей подсчитываются до изогипсы, соответствующей наиболее низкой отметке пласта, с которой скважинами получен промышленный приток газа. Для неоднородных залежей запасы подсчитываются по площади, оконтуренной скважинами, давшими промышленные притоки.

К категории С<sub>1</sub> относятся запасы залежей, нефтегазоносность которых установлена на основании получения промышленных притоков в отдельных скважинах (часть скважин может быть опробована испытателем пластов) и благоприятных промыслового-геофизических данных в ряде других скважин, а также запасы части залежи (тектонического блока), примыкающей к площади с запасами более высоких категорий<sup>2</sup>. Контуры газоносности залежи проводятся по результатам опробования скважин и материалам промыслового-геофизических исследований с учетом геологического строения структуры. Для отнесения запасов к категории С<sub>1</sub> по вновь выявленным залежам, оценка запасов которых дается только по этой категории, необходимо установить строение залежи, основные параметры продуктивного пласта, определить высотное положение залежи, пластовое давление, дебиты скважин, коэффициенты продуктивности, изучить качества газа, конденсата и нефти, обосновать режим пласта [82, 83].

Согласно классификации к категории С<sub>2</sub> относятся запасы нефти и горючих газов, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, а также запасы в новых структурах (в пределах известных нефтегазоносных районов), оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований. Поскольку при этом обоснование запасов не требует получения промышленных притоков, подсчет запасов газа по категории С<sub>2</sub> производится только объемным методом. Забалансовые запасы категории С<sub>2</sub> не подсчитываются.

Кроме запасов категорий А, Б, С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>, подсчитываемых по отдельным месторождениям, определяются прогнозные запасы нефти, газа и конденсата. Прогнозные запасы подсчитываются по целым районам, областям и нефтегазоносным провинциям с целью оценки и учета их потенциальных возможностей и опро-

<sup>1</sup> Реализация указанных требований связана с осуществлением опытной и опытно-промышленной эксплуатации.

<sup>2</sup> Здесь представляется целесообразным дополнение к существующей классификации положения, предусматривающего наличие в таких блоках скважин с благоприятными геофизическими данными.

бируются Министерством геологии СССР совместно с Министерствами нефтяной и газовой промышленности.

## § 2. МЕТОД МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

В отличие от объемного метод подсчета запасов газа по материальному балансу не требует знания контуров газоносности и параметров залежей. Поэтому его можно применять для оценки запасов газа в самом начале промышленного освоения газоконденсатных и газовых месторождений, если к указанному времени произошло снижение пластового давления хотя бы на 0,5 МПа. Кроме того, этот метод позволяет в процессе эксплуатации уточнять запасы газа, подсчитанные объемным методом, в чем и заключаются основные достоинства его.

В инструкциях [83, 84] отмечено, что подсчет запасов газа методом падения допускается по залежам, в которых доказано отсутствие запасов нефти промышленного значения и резко выраженного активного напора краевых вод, определено изменение приведенного пластового давления от суммарного отбора газа из залежи во времени, установлено снижение средневзвешенного пластового давления и достоверно оценено количество пластовой воды, поступившей в эту залежь за период пробной эксплуатации.

Действительно, некоторые исследователи считают, что применение метода падения пластового давления для залежей, обладающих нефтяной оторочкой, и неизбежное снижение давления при этом для подобных залежей не всегда допустимо. Указанное положение является спорным и нуждается в уточнении.

Как показал опыт разработки ряда месторождений, наличие нефти промышленного значения не может служить препятствием для подсчета запасов газа.

Дело в том, что запасы газа можно подсчитать методом материального баланса на основании незначительного снижения пластового давления. Совершенно очевидно, что при этом требуется исключительно точно определить пластовое давление. В. П. Савченко, А. Л. Козлов, Н. В. Черский [159] считают, что при точных замерах пластового давления и при точном учете количества добываемого газа достаточно достоверную оценку начальных запасов газа для многих месторождений можно получить при снижении пластового давления в процессе опытной эксплуатации всего лишь на 0,15—0,2 МПа. При этом они приводят в пример Пилюгинское газовое месторождение треста Куйбышевгаз, где запасы газа определялись в условиях, когда пластовое давление снизилось только на 1,7 и подсчет запасов оказался довольно точным — ошибка составляла всего 15%.

По месторождению Карадаг первая оценка промышленных запасов газа VII горизонта методом падения пластового давления проводились автором еще в 1956 г., после того как по

данным скв. 70 и 78 пластовое давление снизилось на 0,8 МПа. Запасы газа VII горизонта по указанным данным составили тогда 20 млрд. м<sup>3</sup>, т. е. довольно реальную величину, но, так как запасы газа, подсчитанные объемным методом, значительно превышали указанную цифру, первая оценка по методу падения давления не была принята во внимание.

Таким образом, снижение пластового давления на 0,5—1 МПа при обеспечении точности измерения является вполне достаточной величиной, обеспечивающей точность подсчета запасов газа методом материального баланса при наличии нефтяной оторочки.

Опыт разработки (Карадаг и другие месторождения) показывает, что при снижении пластового давления в газовой зоне на 0,5—1 МПа перемещение нефти или газа из нефтяной зоны в газовую или ее дегазация не наблюдаются. Следовательно, объем пласта, занимаемый газовой смесью, за этот период практически остается постоянным. Такое перемещение в ранней стадии разработки может происходить только при наличии исключительно высокой проницаемости в зоне контакта. Обычно перемещение нефти или газа из нефтяной оторочки в газовую зону начинается при более значительном истощении последней.

Некоторые исследователи считают, что метод материального баланса нецелесообразно применять для подсчета запасов газа газоконденсатных залежей, характеризующихся большим содержанием конденсата, так как для этого потребуется определенное снижение пластового давления, что для подобных залежей не всегда допустимо. Однако эти соображения также не оправдываются. Специальные исследования, проведенные на месторождениях Карадаг и Зыря, показали, что снижение пластового давления даже на 1—2 МПа вызывают столь незначительные ретроградные потери конденсата, что на практике ими вполне можно пренебречь<sup>1</sup>. Что касается потерь нефти, то как было указано, снижение давления в газовой зоне на 1—2 МПа для глубоко залегающих залежей типа карадагской никаких изменений нефтяной оторочки не вызывает. Поэтому в период пробной эксплуатации залежи снижение пластового давления до 1 МПа (а иногда на 1,5—2 МПа) не только допустимо, но и необходимо для оценки запасов газа, исследования и изучения газодинамической характеристики залежи.

Наиболееrationально подсчитать запас газа методом падения пластового давления, когда объем пласта, занимаемый газом, в процессе истощения залежи практически остается постоянным. Тогда для подсчета запасов газа необходимо знать начальное средневзвешенное пластовое давление, количество отобранного из пласта газа (на определенную дату), средневзвешенное давление пласта на эту дату, пластовую температуру

<sup>1</sup> Лишь в очень редких случаях в залежах, содержащих уникально высокое количество конденсата, потери его могут быть более существенными.

и коэффициент сжимаемости. Определив точное значение этих величин, можно подсчитать запасы газа по следующей общепринятой формуле:

$$V \frac{\sum Q_r}{1 - \frac{p_{\text{пл}} z_{\text{нач}} T_{\text{нач}}}{p_{\text{н. пл}} z_{\text{пл}} T_{\text{пл}}}},$$

где  $V$  — количество газа, содержащегося в пласте при начальном давлении (приведенное к атмосферному давлению), в  $\text{м}^3$ ;  $\sum Q_r$  — количество газа, отобранного из пласта на дату подсчета запасов, в  $\text{м}^3$ ;  $p_{\text{н. пл}}$  — начальное (средневзвешенное) пластовое давление в МПа;  $p_{\text{пл}}$  — текущее (средневзвешенное) пластовое давление на дату подсчета в МПа;  $z_{\text{нач}}$  — коэффициент сжимаемости для начального состояния залежи;  $z_{\text{пл}}$  — коэффициент сжимаемости для текущего состояния залежи;  $T_{\text{нач}}$ ,  $T_{\text{пл}}$  — начальная и текущая температура залежи в  $^{\circ}\text{К}$ .

Приведенное уравнение для подсчета запасов газа газоконденсатного месторождения является простейшим и достаточно точным, если значения начального и текущего пластового давления, количество отобранного из залежи газа определены с достаточной точностью, а коэффициент сжимаемости подсчитан с учетом изменения состава фаз вследствие ретроградной конденсации.

Если для системы углеводородов, насыщающих пласт, проводятся исследования в бомбе  $pVT$ , то для подсчетов запасов можно пользоваться методом нахождения коэффициента приведения к пластовым условиям. Этот метод подробно описан в ряде работ [147, 152 и др.]. Для газоконденсатных систем Апшеронского полуострова построен обобщенный график и выведено эмпирическое уравнение [152], дающее возможность находить коэффициент приведения к пластовым условиям без определения его опытным путем.

Несмотря на значительные преимущества метода материального баланса, существуют условия, ограничивающие возможности его применения для подсчета запасов газа. К ним относятся: резкая литологическая и тектоническая неоднородность продуктивных пластов, проявление водонапорного режима в самом начале промышленной эксплуатации залежи. Неприменим этот метод и для подсчета запасов газа уникально крупных месторождений.

Метод материального баланса может дать хорошие результаты лишь для залежей, представленных хорошо выраженным, непрерывистыми пластами. Если же месторождение имеет сложное строение, линзовидные коллекторы или пласты, разбитые на многочисленные тектонические блоки, то оценка запасов методом материального баланса должна привести к заниженным результатам. Ярким примером может служить газоконденсатное месторождение Калмас (АзССР).

Продуктивные горизонты месторождения Калмас (I, II, III горизонты продуктивной толщи) характеризуются частым песчано-глинистым чередованием, резкой литологической неоднородностью и линзовидностью залегания коллекторов. В процессе разработки скважины дренировали ограниченные зоны залежи, что приводило к неравномерному, но заметному снижению устьевых давлений. В связи с этим на основном северо-западном тектоническом блоке расстояние между эксплуатационными скважинами было установлено 700—800 м. Но даже при таком сравнительно плотном для газовых залежей размещении газодинамическая связь между скважинами оказалась слабой. Поэтому пластовое давление по вступившим в эксплуатацию новым скважинам, пробуренным в порядке уплотнения сетки разработки, оказалось на 2—5 МПа больше, чем давление в средних скважинах, находящихся в длительной пробной эксплуатации.

Понятно, что в этих условиях подсчет запасов газа методом материального баланса может привести к большим ошибкам. И не случайно, что запасы газа этого месторождения, подсчитанные автором в 1960 г. методом падения пластового давления на основании данных опытной эксплуатации первичных разведочных скв. 2, 3, 5, 6, 13, оказались сильно заниженными.

Другой характерной особенностью месторождения Калмас является тектоническая неоднородность. Вся складка разбита рядом поперечных нарушений на отдельные небольшие тектонические блоки. Газодинамическая связь между скважинами, расположенными на различных тектонических полях, отсутствовала. При эксплуатации каждая скважина дренировала залежь только в пределах того тектонического блока, на котором она расположена. Понятно, что и в этих условиях метод падения давления в стадии опытно-промышленной эксплуатации неприменим, поскольку потребует учета всех необходимых данных по каждому блоку в отдельности.

Ограничеными, как правило, являются возможности подсчета запасов газа методом падения давления и в карбонатных трещинных коллекторах, особенно неоднородных. В начальной стадии опытно-промышленной эксплуатации в подобных месторождениях, как правило, дренируются трещиноватые зоны или наиболее высокопроницаемые интервалы продуктивных пластов, в то время как в матрице пласта, обладающей низкой проницаемостью, пластовое давление сохраняется на первоначальном уровне. В силу этого обстоятельства первоначальные результаты подсчета методом падения давления оказываются заниженными и отражают запасы дренируемых высокопроницаемых интервалов, существенно отличающихся от запасов всей залежи. В ходе последующей разработки в дренирование постепенно вовлекаются и запасы слабопроницаемой матрицы, в результате чего величина запасов, подсчитанных методом падения давления, во времени возрастает.

Характерным примером закономерного возрастания во времени запасов газа, подсчитанных методом материального баланса, является Шебелинское месторождение. Систематическое применение метода падения давления в процессе разработки позволило установить существенное приращение промышленных запасов газа более чем 50% от первоначальных запасов, подсчитанных этим же методом в начале разработки [140]. Не менее характерным является пример Вуктыльского газоконденсатного месторождения, где первоначальные данные подсчета запасов газа методом падения пластового давления показали резко заниженную, по сравнению с данными подсчета объемным методом, цифру. Однако в процессе разработки последующие оценки методом материального баланса показали существенное возрастание запасов газа (млрд. м<sup>3</sup>):

1969 г.	1970 г.	1971 г.	1973 г.	1975 г.
200	290	336	358	377

Так, если запасы газа этого месторождения в самом начале опытной эксплуатации в 1968 г. (по данным снижения пластового давления на 0,7 МПа) составили 200 млрд. м<sup>3</sup>, то спустя год в 1970 г. после снижения пластового давления на 2,2 МПа они оказались равными 290 млрд. м<sup>3</sup>, в 1971 г. (снижение пластового давления на 4,1 МПа) — 336 млрд. м<sup>3</sup>, а в 1975 г. (снижение динамического пластового давления на 13,2 МПа) — 377 млрд. м<sup>3</sup>.

Все это обусловливает необходимость систематического контроля достоверности запасов газа в процессе разработки методом падения пластового давления.

Если в литологически неоднородных, дизъюнктивносложненных пластах метод падения пластового давления, как правило, приводит к заниженным результатам подсчета запасов газа, то в условиях резко развитых водонапорных систем цифры подсчета могут оказаться завышенными. Последнее имеет место в результате внедрения контурных вод в залежь и резкого замедления темпа падения давления от отбора газа и искажения исходных данных материального баланса. В подобных случаях оценку запасов следует провести в самом начале промышленной добычи газа — до начала продвижения газоводяного контакта, а при наличии вторжения воды — с учетом количества вторгшейся в залежь воды [152].

Имеются многочисленные примеры сопоставления результатов подсчета запасов газа, полученных указанными методами. Так, по месторождению Мак Коми—Паттон (США) запасы, подсчитанные объемным методом, оказались на 10—12% больше по сравнению с уточненными по методу материального баланса запасами через 9 лет после начала эксплуатации, когда давление упало примерно на 30% [152]. Еще более существенным

оказалось расхождение в запасах месторождения Карадаг. Здесь подсчитанные объемным методом запасы газа VII горизонта при проверке методом падения пластового давления спустя 5 лет после начала разработки оказались завышенными в 2 раза [58]. По газоконденсатному месторождению Шатлык это расхождение составило 35%.

Имеются немало примеров, когда в среднем по залежи запасы газа, определенные тем или другим способами, достаточно хорошо совпадали. Так, расхождение в запасах газового месторождения Джамнинг-Паунд (Канада) составило всего 2,6% (объемным методом — 19,7 млрд. м<sup>3</sup>, методом материального баланса — 20,2 млрд. м<sup>3</sup>) [152]. Хорошее совпадение запасов, подсчитанных объемным методом, отмечено по ряду месторождений Ставропольского края, Украины, Поволжья и др.

При невозможности проведения подсчета запасов газа методом падения пластового давления в ходе опытной или опытно-промышленной эксплуатации осуществляют его в процессе разработки, если при этом полученные результаты существенно расходятся с данными объемного метода, производится пересчет запасов газа с представлением их вновь на утверждение в ГКЗ СССР. После утверждения уточненных запасов следует внести соответствующие корректизы в проект (технологическую схему) разработки месторождения.

В глубоко залегающих месторождениях, особенно в высокотемпературных районах, в газовой фазе углеводородов содержится значительное количество водяных паров. При подсчете запасов газа объемным методом неучет влаги в углеводородах приводит к завышению запасов газа и конденсата. Эта влага в процессе добычи газа переходит из газовой фазы в жидкое состояние и осаждается в виде конденсационных вод в наземных сепарационных установках. И поскольку она в учете извлекаемого газа не участвует, то ошибка, допущенная при подсчете запасов газа объемным методом, обусловленная завышением благодаря наличию влаги, коэффициента газонасыщенности обнаруживается в процессе подсчета запасов газа методом падения пластового давления.

Оценки, выполненные автором совместно с М. З. Рачинским, по месторождению Шатлык показали, что запасы газа, подсчитанные объемным методом, завышены примерно на 8% из-за того, что наличие влаги в пластовой газовой фазе углеводородов не было учтено. По данным В. В. Колодия в залежи газоконденсата объемом  $500 \cdot 10^9$  м<sup>3</sup>, залегающей на глубине около 5000 м, в термодинамических условиях Днепровско-Донецкой впадины может содержаться 20 млн. м<sup>3</sup> воды. На глубине около 7000 м количество воды, растворенной в газе, возрастает до  $43 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup> [94]. Все это обуславливает необходимость изучения вопроса об учете влаги в углеводородах при подсчете запасов газа объемным методом. В первую очередь это мероприятие

следует осуществлять в глубоко залегающих месторождениях с заметным содержанием конденсационных вод в добываемой продукции.

Одной из разновидностей метода материального баланса является так называемый термодинамический прием подсчета запасов газа и конденсата, предложенный К. В. Покровским и его сотрудниками [147]. Авторы этого метода исходят из того, что при эксплуатации из пласта в скважину поступают углеводороды в газовом состоянии. Их состав устанавливается по газовому фактору скважины и анализу получаемых из нее газа и конденсата.

Авторы указанного метода предложили два приема подсчета запасов. Первым приемом запасы вычисляются по коэффициенту сжимаемости, вторым — по коэффициенту приведения к пластовым условиям. В том и в другом случае метод основан на принципе материального баланса. Сущность их описана в ряде работ [147, 152].

К термодинамическому приему метода материального баланса можно отнести также предложенный автором в 1960—1962 гг. для месторождений Карадаг и Зыря способ оценки запасов газа, давший весьма удовлетворительные результаты [58]. Сущность этого приема заключается в следующем.

Сопоставление результатов термодинамических исследований с промысловыми данными показало, что при разработке месторождения на режиме истощения и при ретроградных изменениях в залежах давления однофазного состояния (определенное в бомбе  $pVT$ ) снижается в строгом соответствии с темпом падения пластового давления. В связи с этим о давлении однофазного состояния можно судить на основе текущих значений пластового давления, наоборот, пластовое давление можно оценивать при помощи давления однофазного состояния по данным термодинамических исследований.

Указанная особенность имеет большое значение и может быть использована для оценки запасов газа, особенно в тех случаях, когда данные по снижению пластового давления оказываются недостаточно полными. Если вследствие высоких устьевых давлений, неблагоприятной конструкции скважин, недостаточного диаметра спущенных фонтанных труб или других технических причин нельзя определить пластовое давление при помощи непосредственных глубинных измерений, его можно оценить по давлению однофазного состояния<sup>1</sup>. Когда для установления темпа снижения пластового давления нет возможности проводить систематические глубинные измерения с целью оценки промышленных запасов газа методом падения пластового

<sup>1</sup> Указанная возможность, конечно, не означает, что можно отказаться от замеров пластового давления глубинным манометром или ограничить объем таких исследований.

давления, можно успешно пользоваться динамикой изменения давления однофазного состояния. Правомерность указанного положения доказывается данными табл. 33, подтверждающими сходность значений давления однофазного состояния и пластового давления по VII и VIII горизонтам месторождения Карадаг.

ТАБЛИЦА 33

Горизонт	Скважина	Дата исследования	Давление однофазного состояния, определенное в бомбе $pVT$ , МПа	Пластовое давление по промысловым данным, МПа
VIIa	70	Июль 1957	31,5	31,4
	70	Ноябрь 1960	18,3	18,0
	78	Ноябрь 1956	40,0	40,0
	78	Декабрь 1961	14,5	14,0
VIII	130	Сентябрь 1958	37,6	37,5
	130	Октябрь 1960	30,0	31,0
	130	Февраль 1962	26,5	26,0

Перспективен гидродинамический метод оценки запасов газа. Предложенный Е. М. Минским, Ю. П. Коротаевым и Г. И. Зотовым [123] метод определения емкости коллектора по кривым нарастания давления в газовых скважинах — одна из первых попыток в этом направлении. Преимущество указанной методики заключается в том, что она исключает необходимость изучения керна и позволяет определить так называемый коэффициент емкости коллектора (среднее значение произведения эффективной мощности, пористости и коэффициента газонасыщенности).

Предложенная в [123] методика применялась при подсчете величины  $hmS_g$  медиистых песчаников по скважинам Шебелинского месторождения. Сопоставление полученных результатов с геологическими данными показало вполне приемлемое совпадение. Однако попытки применить указанную методику для газоконденсатных пластов месторождений Карадаг и Зыря оказались безрезультатными. По-видимому, методику необходимо совершенствовать.

## Глава XIII

### ПЕРСПЕКТИВЫ ОТКРЫТИЯ КРУПНЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СССР

Перспективы выявления крупных газоконденсатных месторождений могут быть связаны с большими глубинами. При достаточной мощности осадочного чехла залежи подобного типа

встречаются во всех нефтегазоносных районах мира. Наличие их установлено в пределах подвижных геосинклинальных поясов, складчатых областей, авлакогенов, платформенных (молодых и древних) сооружений, эпиплатформенных орогенов и др. Общим принципом их пространственного распространения является приуроченность к средним и нижним этажам продуктивного разреза, преимущественная обусловленность термобарическими факторами и геологическими обстоятельствами, определяющими сохранность газовых скоплений, отсутствие функциональной связи с типом и морфологией крупных тектонических элементов, возрастом и спецификой осадочного разреза и характеристикой коллекторов. Практически открытие газоконденсатных залежей возможно во всех нефтегазоносных бассейнах, где мощность осадочной толщи превышает 3000 м.

Наибольший интерес для поисков газоконденсатных месторождений представляют крупные бассейны глубокого прогибания, характеризующиеся мощным осадочным выполнением. К ним в пределах нашей страны в первую очередь следует отнести такие крупные впадины, как Прикаспийская, Южно-Каспийская, Днепровско-Донецкая, Амударьинская, Мургабская, Линденская, Предкавказские и Предуральские прогибы и др. В разрезе осадочного чехла этих крупных тектонических единиц установлено (в некоторых случаях предполагается) наличие мощных нефтегазообразующих толщ, характеризующихся благоприятными геохимическими и термобарическими условиями коллекторов, локальных ловушек и газоупоров для образования и сохранения крупных однофазных углеводородных скоплений. Все это дает основание для выделения в пределах указанных выше впадин и прогибов на глубинах в среднем 4—6 км целого ряда перспективных зон преимущественного газонакопления.

Ниже рассматриваются характеристики существующих газоконденсатных месторождений и перспективы открытия новых юдобных скоплений в нашей стране.

## § 1. РАЗМЕЩЕНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО НЕФТЕГАЗОНОСНЫМ ПРОВИНЦИЯМ И ОБЛАСТИЯМ СССР И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКА

Общее число выявленных газоконденсатных месторождений на земном шаре приближается к нескольким тысячам, из которых примерно до 10—12% приходится на долю СССР. Совершенно очевидно, что указанные цифры отражают лишь степень разведанности отдельных регионов. На самом деле, учитывая недостаточную разведенность и разбуренность глубоких горизонтов, число таких месторождений фактически значительно ольше. Исходя из общих геологических тенденций и существ

вующей углеводородной вертикальной геохимической зональности следует полагать, что по мере роста глубин бурения частота встречаемости газоконденсатных скоплений будет возрастать, и на определенном этапе разведенности тех или иных бассейнов этот тип залежей для больших глубин окажется доминирующим.

В пределах территории СССР газоконденсатные месторождения и залежи установлены почти во всех известных нефтегазоносных провинциях и областях, охватывающих различные по возрасту и характеру складчатости тектонические мегаэлементы. В альпийском геосинклинальном поясе они выявлены в Южно-Каспийской впадине, Северо-Кавказской зоне передовой складчатости, в Предкарпатском прогибе, на о. Сахалин, на древних (Русская, Восточно-Сибирская) и молодых (Скифская, Туранская плиты, Западно-Сибирская) платформах, в эпиплатформенных орогенах (Ферганская и Афгано-Таджикская депрессии) и т. д.

Ниже приводятся общие сведения о характере газоконденсатных скоплений по основным нефтегазоносным провинциям и областям страны [131]. Подробные сведения по отдельным месторождениям (газоконденсатным) приведены в справочнике [178].

Южно-Каспийская провинция. К настоящему времени выявлено около 60 газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных залежей, расположенных в разрезах 17 месторождений суши и моря. Глубины их залегания колеблются от 1600 (Калмас) до 5800 м (Булла-море), пластовые температуры 44—115°C, пластовые давления 17—80 МПа, содержание стабильного конденсата 15—400 г/м<sup>3</sup>, плотность конденсата 0,725—0,805 г/см<sup>3</sup>. В групповом составе ароматические (A) углеводороды составляют 6—22%, нафтеновые (H) — 15—55%, метановые (M) — 35—67%, преобладающий тип конденсатов AH—M. Часть месторождений расположена в пределах акватории Южного Каспия. К числу наиболее характерных и крупных газоконденсатных месторождений этого района относятся Карадагское, Бахар, Булла-море, Зыря, Южное и др.

Северо-Кавказско-Мангышлакская провинция (восточная и центральная части Скифской плиты, Южно-Мангышлакско-Устюртская система прогибов Туранской плиты, альпийские краевые прогибы Кавказа). Общее количество месторождений 52, глубины залегания 1000—5500 м, пластовые температуры 40—195°C и давления 11—80 МПа, содержание стабильного конденсата от 10 до 800 г/м<sup>3</sup> (Русский Хутор), плотностью его 0,710—0,820 г/см<sup>3</sup>, содержание ароматики 3—44%, нафтеновых углеводородов 17—45%, метановых — 25—70%, преобладающие типы конденсатов AH—M, AM—H. Типичные месторождения провинции Староминское, Улан-Холпское, Шамхал-Булак, Русский Хутор, Тенге и др.

Волго-Уральская провинция (восточная часть Восточно-Европейской платформы и Предуральский краевой прогиб). Общее количество месторождений 32. Глубины залегания продуктивных горизонтов от 700 (Елшанское) до 2800 м (Приволжское), пластовые температуры 23—75°C, давления 9—30 МПа, содержание конденсата 17—259 г/м<sup>3</sup>, плотность 0,710—0,780 г/см<sup>3</sup>, содержание ароматических углеводородов 1—15%, нафтеновых 13—43%, метановых 55—83%, тип конденсата АН—М. Характерные месторождения Любимовское, Коробковское, Совхозное, Приволжское и др. Основным газоконденсатным месторождением этой провинции является Оренбургское.

Тимано-Печорская провинция (северо-восточная часть Восточно-Европейской платформы). Общее количество месторождений 11, глубины залегания продуктивных объектов 1400—3500 м, пластовые температуры 33—92°C, пластовые давления 14,2—37,0 МПа, содержание конденсата 28—355 г/м<sup>3</sup>, плотность 0,720—0,790 г/см<sup>3</sup>, содержание ароматики 5—12%, нафтеновых — 18—35%, метановых — 60—70%, тип конденсата АН—М. Основные месторождения Вуктыл, Печорогородское, Печорокожвинское, Джебольское, Пащинское и др.

Амударьинская провинция (юго-восточная часть Туранской плиты и примыкающая зона Предкапетдагского альпийского краевого прогиба). Количество месторождений 28, глубины 330—3450 м, содержание конденсата до 100 г/м<sup>3</sup>, температуры 35—170°C, давления 8,5—37 МПа, плотность конденсата 0,720—1,800 г/см<sup>3</sup>, содержание ароматики 3—63%, нафтеновых 7—90%, метановых 6—74%, типы конденсатов АН—М, АМ—Н, НМ—А. Типичные месторождения Учкыр, Ачак, Беурдешик, Фараб, Адамташ, Парсанкульское и др.

Днепровско-Припятская провинция (Днепровско-Донецкий влагоген). Количество месторождений 24, глубины залегания 100—4500 м, пластовые температуры 32—125°C, давления 10,5—20 МПа, содержание конденсата 10—1200 г/м<sup>3</sup>, плотность 0,690—1,805 г/см<sup>3</sup>, содержание ароматики 1—30%, нафтеновых 21—5%, метановых 18—65%, основные типы конденсатов АН—М, АМ—Н. Типичные месторождения Качановское, Талалаевское, Крестищенское, Новотроицкое, Мильковское и др. Отличительной чертой месторождений этой провинции является высокое содержание конденсата в пластовом газе. Так, например, на Мильковской, Талалаевской и Великобубновской площадях выход конденсата достигает 1000 г/м<sup>3</sup>.

Западно-Сибирская провинция (занимает большую часть однотипной плиты Центрально-Евразиатской платформы). Общее количество месторождений 25, глубины залегания 1000—3100 м, пластовые температуры 38—90°C, давления 10,2—34,5 МПа, содержание конденсата до 300 г/м<sup>3</sup>, плотность 0,710—820 г/см<sup>3</sup>, содержание ароматики 3—22%, нафтеновых 9—92%, метановых 3—81%, типы конденсатов АН—М, АМ—Н, НА—М.

Характерные месторождения Уренгойское, Веселовское, Лугинецкое, Северо-Васюганское, Мыльджинское, Ямбургское, Заполярное, Надымское и др.

Енисейско-Хатангская, Лено-Тунгусская, Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинции (система прогибов в северной краевой части Сибирской платформы, центральная зона Сибирской платформы, Приверхоянский краевой прогиб, Вилюйская синеклиза). Общее количество месторождений 16, глубины залегания продуктивных объектов 1400—3500 м, температуры 3—80°C, давления 14,2—48,0 МПа, содержание конденсата 10—180 г/м<sup>3</sup>, плотность 0,715—790 г/см<sup>3</sup>, содержание ароматики 3—8%, нафтеновых 12—20%, метановых 70—85%, тип конденсатов АН—М. Основные месторождения Средневилюйское, Марковское, Среднеботубинское.

Предкарпатская область (Предкарпатский краевой прогиб). Общее количество месторождений 10, глубины залегания 1000—3400 м, температуры 30—86°C, давления 13—35 МПа, содержание конденсата 10—360 г/м<sup>3</sup>, плотность 0,720—0,790 г/см<sup>3</sup>, содержание ароматических 12—20%, нафтеновых углеводородов 27—50%, метановых 50—60%, основной тип конденсата АН—М. Типичные месторождения Космачское, Иванниковское, Битковское, Рассольненское и др.

Сахалинская область. Количество месторождений 9, глубины залегания продуктивных пластов 1000—2800 м, пластовые температуры 28—75°C, давления 11—30 МПа, содержание конденсата 5—100 г/м<sup>3</sup>, плотность 0,640—0,720 г/см<sup>3</sup>, содержание ароматики 4—10%, нафтеновых 30—45%, метановых 50—60%, тип конденсатов АН—М. Основные месторождения Тунгор, Кыдыланьи, Астрахановское и др.

Ферганская и Сурхан-Вахшская области (мегантиклиналь юго-западного Гиссара, северная часть Афгано-Таджикской впадины, Феранская межгорная впадина). Количество месторождений 14, глубины залегания 1000—3600 м, температуры 45—125°C, давления 10—45 МПа, содержание конденсата до 120 г/м<sup>3</sup>, плотность 0,710—0,790 г/см<sup>3</sup>, содержание ароматики 7—30%, нафтеновых 12—40%, метановых 50—82%, преобладающий тип конденсатов АН—М, НА—М. Наиболее типичные месторождения Хаджиабад, Сох, Майлису IV, Канибадам, Маамбары.

Из числа выявленных в нашей стране газоконденсатных месторождений более половины характеризуются относительно небольшими глубинами 700—2500 м, что объясняется слабой разведанностью отложений, залегающих на больших глубинах. Залежи таких месторождений, как правило, отличаются небольшим содержанием конденсата (менее 100 г/м<sup>3</sup>). В числе их более 50 залежей с малым (менее 50 г/м<sup>3</sup>) содержанием конденсата, тяготеющим к чисто газовым скоплениям. Лишь около 50 месторождений, расположенных в Южно-Каспийской, Днепровско-Донецкой, Терско-Кумской впадинах, в пределах передовых и

краевых прогибов Северного Кавказа, Предуральского краевого прогиба, прогибов и мегавалов Западно-Сибирской провинции, отличаются высоким содержанием конденсата (от 200 до 1000 г/м<sup>3</sup>), значительными ретроградными изменениями и другими особенностями, свойственными классическим газоконденсатным месторождениям. Подобные месторождения приурочены к глубинам 2500—5600 м. Несомненно, в перспективе будут в основном открыты месторождения с высоким содержанием конденсата.

## § 2. О ПЕРСПЕКТИВАХ ОТКРЫТИЯ НОВЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В предыдущих главах были изложены геологические предпосылки формирования газоконденсатных месторождений, обуславливающих возможность их широкого развития в пределах подавляющего большинства нефтегазоносных бассейнов нашей страны. В соответствии с указанными предпосылками ниже приводятся основные направления поисков и обоснование возможности открытия новых подобных месторождений.

В Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции выделяются три нефтегазоносные области: Ашхероно-Прибалханская, Западно-Туркменская, Кобыстано-Куринская. Кроме того, следует выделить перспективную зону преимущественного газонакопления Южно-Каспийской котловины. Основным нефтегазоносным объектом является продуктивная толща (ее аналог для районов Западной Туркмении — красноцветная толща) среднего плиоцена. С указанной стратиграфической единицей и связаны все выявленные и перспективные газоконденсатные месторождения.

В пределах провинции наиболее крупной областью нефтегазонакопления является Ашхеронско-Прибалханская. Здесь расположены основные газоконденсатные месторождения. В этой области, как уже отмечалось, установлена четкая картина увеличения газонасыщенности продуктивной толщи в направлении ее регионального погружения от бортовых обрамлений к центру Южно-Каспийской впадины и обусловленная этой особенностью смена нефтяных месторождений — газонефтяными и далее в наиболее погруженных зонах — газоконденсатными [58]. Эта важная геологическая особенность, установленная в масштабе всей провинции, обусловливает закономерную приуроченность газоконденсатных залежей к районам уступообразного погружения продуктивной толщи (шельфовая зона акватории Южного Каспия). Именно в этой зоне в последние годы открыт ряд характерных газоконденсатных месторождений (Бахар, Булла-море, Южное-2 и др.), подтверждающих правомерность выделения в пределах акватории Южного Каспия обширной зоны преимущественного газонакопления [57, 60, 62 и др.].

Согласно указанным выше предпосылкам открытие новых газоконденсатных месторождений в Южно-Каспийской провинции следует ожидать в следующих районах:

1) на локальных поднятиях, расположенных в шельфовой зоне акватории Южного Каспия, в первую очередь на структурах Шахово-море, Локбатан-море, им. Зевина—Петрова, б. Андреева, б. Калмычкова, б. Борисова, б. Головачева, им. 40-летия Азербайджана, им. Ферсмана, им. Вебера, Западно-Окаремской, Западно-Эрдеклинской и др.;

2) на структурах Апшеронско-Прибалханского порога, в первую очередь на поднятиях им. 28 Апреля, им. 26 Бакинских Комиссаров, Прометужочной и др.;

3) на локальных структурах Южно-Каспийского котлована.

Помимо продуктивной (красноцветной) толщи среднего плиоцена открытие газоконденсатных месторождений предполагается в мезозойских отложениях Кобыстано-Куринской нефтегазоносной области, хотя эти перспективы являются более отдаленными и нуждаются в дополнительном изучении и обосновании.

Общее количество перспективно газоносных структур, расположенных в пределах этой провинции, достигает 50. Глубина залегания предполагаемых газоконденсатных пластов 3500—7000 м. Количество перспективных глубоководных структур превышает 30, ожидаемые глубины залегания от 5000 до 8000 м. Запасы газа предполагаемых газоконденсатных месторождений этой части провинции оцениваются примерно в 5 млрд. м<sup>3</sup>.

**Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.** Значительными являются перспективы выявления газоконденсатных месторождений в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. По данным А. Я. Кремса прогнозные запасы газа этой провинции оцениваются не менее чем в 20—25 трлн. м<sup>3</sup>, значительная часть которых приходится на долю газоконденсатных месторождений и залежей высокотемпературного метана [106]. Особенно значительны перспективы обнаружения газоконденсатных месторождений в каменноугольно-нижнепермских отложениях, в карбонатных породах турнейского яруса и в отложениях верхнего девона.

В пределах указанной провинции открытие газоконденсатных месторождений ожидается:

1) в Ижме-Печорской нефтегазоносной области в девонских, каменноугольно-нижнепермских отложениях;

2) в Печоро-Колвинской нефтегазоносной области в девонских, каменноугольно-нижнепермских отложениях; перспективными районами здесь являются Печоро-Кожвинский и Шапкинско-Юрьянинский нефтегазоносные районы, Лайский газонефтеносный район и др.;

3) в Хорейвер-Мореюской нефтегазоносной области в среднедевонско-нижнефранских, каменноугольно-нижнепермских отложениях;

4) в Северо-Предуральской газоносной области и в первую очередь в Верхнепечорском газоносном районе в каменноугольно-нижнепермских, а также в среднедевонско-нижефранских отложениях.

Мощность осадочного чехла в указанных районах провинции составляет 6—12 тыс. м.

С **Волго-Уральской нефтегазоносной провинцией** связаны зоны преимущественного нефтенакопления. В ряде нефтегазоносных районов этой провинции открыты газоконденсатные месторождения, связанные с локальными поднятиями внутриплатформенных впадин и прогибов, где мощность осадочного чехла возрастает до 10—12 тыс. м. С указанными зонами и связаны основные перспективы открытия новых газоконденсатных месторождений.

Из числа наиболее перспективных зон следует указать:

1) Пермско-Башкирскую область (районы Пермской и Башкирской вершин) — терригенный нижнекаменноугольный, терригенно-карбонатный среднекаменноугольный комплексы;

2) Южно-Предуральскую нефтегазоносную область (Юрюзано-Сылвенский, Ишимбаевский районы), где мощность осадочного чехла достигает 12 тыс. м, а перспективно газоносными являются карбонатный верхнедевонский, терригенный нижнекаменноугольный, карбонатно-терригенный среднекаменноугольный комплексы;

3) Уфимско-Оренбургскую нефтегазоносную область (Уфимский, Соль-Илецкий районы) с осадочными образованиями мощностью до 10 тыс. м, где перспективными являются девонские и каменноугольные отложения;

4) Средневолжскую и Нижневолжскую нефтегазоносные области и др.

В Прикаспийской нефтегазоносной провинции мощность осадочного чехла достигает 12 тыс. м. Перспективными являются Эмбенско-Бузачинская область, Северо-Эмбенский и Карпенковский районы. Особенно перспективен для открытия газоконденсатных месторождений подсолевой палеозойский комплекс. В этом отношении заслуживают особого внимания перспективы крупных впадин с регионально развитыми соленосными отложениями, таких как Прикаспийская, впадины эпигерцинской платформы юга СССР (Восточно-Кубанская, Чернолесская, Мургабская, Амударьинская), Днепровско-Донецкая и др. Предпосылками образования крупных газоконденсатных скоплений в указанных отложениях являются значительное обогащение их органического вещества субконтинентальной гумусовой органикой (карбон), наличие региональной соленосной толщи, способствовавшей сохранению образовавшихся в подсолевых отложениях углеводородов от диссипации, значительное развитие аномально высоких пластовых давлений, благоприятные термобарические условия и др. Эти предпосылки дают основание для выделения

в разрезах подсолевых отложений зон преимущественного газонакопления.

Ярким подтверждением высоких перспектив выявления газоконденсатных месторождений в подсолевых отложениях может служить недавно открытые Астраханское (Ширяевское) газоконденсатное месторождение (Прикаспийская впадина), являющееся своеобразным предвестником выявления целой серии новых месторождений подобного типа. О приуроченности к соленосным комплексам газовых и газоконденсатных месторождений свидетельствует также открытие группы подобных месторождений в Днепровско-Донецкой впадине. Из зарубежных примеров, подтверждающих эту генетическую связь, следует указать месторождение Гронинген (Нидерланды), где галогенная толща приурочена к отложениям цехштейна (верхняя пермь), месторождения Северо-Восточной Германской впадины (цехштейн), Северной Сахары (верхний триас) и др.

Однако открытие в подсолевых отложениях углеводородных скоплений сопровождается рядом трудностей, осложняющих возможность их освоения. К числу таких трудностей относятся большие глубины залегания предполагаемых продуктивных горизонтов, наличие интенсивных проявлений аномально высоких пластовых давлений, генетически приуроченных ко всем регионально развитым соленосным толщам и осложняющих проводку скважин, трудности выявления в подсолевых отложениях локальных структур и подготовки их к глубокому поисковому бурению и др. Этими причинами и объясняется слабая разведанность подсолевых отложений, являющихся мощным резервом пополнения ресурсов газа и конденсата.

В **Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции** основные перспективы открытия газоконденсатных месторождений связаны с подсолевыми отложениями, развитыми в ряде впадин.

Соленосная толща здесь приурочена к верхам верхнеюрских отложений. В пределах Северного Кавказа они занимают площадь около 50 тыс. км<sup>2</sup>, охватывая часть Западно-Кубанского прогиба, Восточно-Кубанской впадины, Адыгейского и восточного обрамления Минераловодского выступов, Чернолесскую и Кабардинскую впадины. К востоку они протягиваются в пределы Терско-Каспийского прогиба и, по-видимому, прослеживаются в акваторию Среднего Каспия. В указанных районах мощность осадочного чехла достигает 8—12 тыс. м.

Успех поисков газоконденсатных месторождений в подсолевом комплексе (юра, триас) указанных районов в значительной мере зависит от размеров и характеристики локальных структур и надлежащей подготовки их к глубокому бурению. И все же наиболее перспективными представляются подсолевые отложения Восточно-Кубанской, Восточно-Предкавказской и Терско-Каспийской нефтегазоносных областей. Перспективна также

Центрально-Каспийская акватория, особенно если учесть возможность распространения здесь соленосной толщи.

В Амударьинской газонефтеносной провинции уже открыты газовые и газоконденсатные скопления. Несмотря на это подсолнечные отложения, с которыми в основном связана возможность открытия новых газоконденсатных месторождений, характеризуются относительно слабой разведанностью. Из числа перспективных районов следует указать Мургабскую и Амударьинскую зпадины, значительная часть территории которых характеризуется распространением ангидритово-галитовых отложений кимеридж-титонского возраста. Открытие газоконденсатных месторождений в указанной провинции прежде всего следует ожидать в подсолевых (юрских) отложениях упомянутых впадин на глубине 1,5—5,5 тыс. м, а также в Предкогдагской перспективно нефтегазоносной области.

В пределах Днепровско-Припятской газонефтеносной провинции, занимающей более 100 тыс. км<sup>2</sup>, открыто около 85 нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. И тем не менее здесь отмечаются значительные возможности открытия новых месторождений, в первую очередь газоконденсатных. Наиболее перспективной в этом отношении является Днепровско-Донецкая газонефтеносная область, где основные перспективы открытия газоконденсатных месторождений связаны с подолевыми и межсолевыми девонскими отложениями и частично каменноугольным комплексом. Из перспективно газоносных районов наибольшего внимания заслуживают Леляковско-Соховский, Талалаевско-Рыбальский, Зачепиловско-Левенцовский и Орчиковский районы [131].

По состоянию на 1 января 1975 г. в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции открыто 159 месторождений, в том числе 53 газовых и газоконденсатных. Характерно, что более 95% разведанных запасов этих месторождений сосредоточено в меловых продуктивных комплексах. Несмотря на это основные газоконденсатные месторождения провинций (Лугицкое, Северо-Васюганское, Веселовское, Мыльджинское, Тавское и др.) открыты в юрских отложениях, а в Надым-Пурской области (Уренгойское месторождение) — в отложениях еокома.

Перспективы открытия новых газоконденсатных месторождений в основном связаны с юрскими и частично с нижнемеловыми отложениями. Серьезными могут оказаться и перспективы алеозойских отложений, особенно в районах их не очень глубокого залегания (например, в Каймысовской, Васюганской, Гайдугинской нефтегазоносных областях).

Первоочередными объектами поисков газоконденсатных месторождений являются неокомский и юрский комплексы в Южномальской, Гыданской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской нефтегазоносных областях [131].

**Енисейско-Хатангская газонефтеносная провинция.** Несмотря на значительные перспективы, эта огромная провинция площадью в 390 тыс. км<sup>2</sup> разведана крайне недостаточно. По состоянию на 1/1 1976 г. здесь открыто всего 8 газовых месторождений. Мощность осадочного чехла достигает 10—12 тыс. м. Перспективы открытия газоконденсатных месторождений связаны с юрскими и меловыми отложениями в Танамском и Рассохинском газоносных районах, а также с палеозойскими отложениями Лено-Анабарской перспективно нефтегазоносной области [131].

Значительными являются также перспективы открытия газоконденсатных месторождений в нефтегазоносных областях и районах **Лено-Тунгусской**, **Лено-Вилюйской**, **Охотской нефтегазоносных провинций**, характеризующихся недостаточной изученностью и крайне слабой разведенностью. Перспективными являются районы Предкарпатской, Черноморской, Северо-Устюртской, Султан-Вахшской, Ферганской нефтегазоносных областей.

Особого внимания заслуживают перспективы выявления газоконденсатных месторождений в шельфовой зоне морей и океанов. Характерными в этом отношении являются результаты разведочных работ, полученные на примере акватории Каспийского моря, где уже открыто более 10 газоконденсатных месторождений.

\* \* \*

Направленные поиски газоконденсатных месторождений в первую очередь следует вести в пределах зон преимущественного газонакопления со вскрытием среднего и в ряде случаев нижнего этажей осадочной толщи. Для неразведенных и слабоизученных территорий, кроме общеизвестных критериев поисков газоконденсатных месторождений, основанием для прогнозирования могут служить данные о мощности осадочных образований (для оценки термобарических условий разреза) и характере исходного органического вещества.

Значительными являются перспективы открытия крупных газоконденсатных залежей в подсолевых комплексах осадочных отложений, характеризующихся благоприятными генетическими и термобарическими условиями образования и сохранения скоплений газообразных углеводородов.

Важным поисковым критерием при направленных поисках газовых и газоконденсатных скоплений являются особенности проявления и закономерности развития в разрезе аномально высоких пластовых давлений.

Промышленная разведка газоконденсатных залежей без оточки нефти с небольшим содержанием конденсата осуществляется при помощи ограниченного числа скважин, без прослеживания залежи по всей площади, по методике, применяемой при разведке обычных газовых месторождений.

При разведке залежей с высоким содержанием конденсата и с предполагаемой оторочкой нефти количество потребных разведочных скважин, при прочих равных условиях, больше, чем в предыдущем примере. Отличается в подобных случаях и методика разведки, что связано с необходимостью освещения разведочным бурением погруженных зон залежи. Однако и в том и в другом случаях число разведочных скважин не должно превышать количество скважин, необходимых для эксплуатации залежи.

Методика разведки газоконденсатных месторождений в значительной степени зависит от характеристики структур, величины запасов газа и конденсата, количества продуктивных горизонтов, глубины их залегания и др. Крупные залежи, приуроченные к структурам больших размеров, целесообразно разведывать при помощи скважин, размещенных по профильной системе вдоль большой оси складки и вкрест простирания пластов. Если продуктивная структура имеет средние размеры, количество проектируемых профилей разведочных скважин ограничивается. Разведка сравнительно малых структур осуществляется единичными скважинами.

Прогрессивным представляется предложение подразделять разведочный этап для крупных газовых и газоконденсатных месторождений на стадии оценочную и доразведку. Подобная методика позволила бы в областях с крупными скоплениями природного газа оценить на первой стадии при помощи редкой сетки разведочных скважин запасы газа максимального количества объектов. Во второй стадии разведки можно решать более детальные задачи, непосредственно связанные с подготовкой месторождений к разработке.

Возможности обеспечения основных задач промышленной разведки газоконденсатных залежей ограниченным числом разведочных скважин в значительной мере способствуют сочетание разведочного бурения с опытной или опытно-промышленной эксплуатацией, частичное использование для разведочных целей эксплуатационного бурения и применения так называемых косенных методов разведки.

Важной предпосылкой повышения эффективности промышленной разведки газоконденсатных месторождений является применение косвенных (гидродинамических, геохимических, вероятностно-статистических) методов прогнозирования наличия нефтяной оторочки и типа залежей. Однако при всей их эффективности ошибочно думать, что эти методы могут заменить разведочное бурение и исключить необходимость окончательного решения вопроса о нефтяной оторочке при помощи разведочных скважин.

С учетом специфических особенностей газоконденсатных месторождений опытная и опытно-промышленная эксплуатация

являются важным средством изучения выявленных залежей и ускорения подготовки их к рациональной разработке.

Для газоконденсатных залежей, характеризующихся сравнительно небольшим содержанием конденсата в пластовом газе и отсутствием нефтяной оторочки промышленного значения, представляется необходимым осуществление опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ), в ходе которой, наряду с изучением залежей, добывается в промышленных масштабах газ и конденсат.

Для газоконденсатных залежей, отличающихся высоким содержанием конденсата или обладающих нефтяной оторочкой, целесообразно осуществить только опытную эксплуатацию (ОЭ) со строго ограниченными отборами газа и конденсата из пласта.

В том и в другом случаях основными задачами этого мероприятия являются изучение характеристики залежей и получение исходных геолого-промысловых данных, необходимых для оценки (подсчета) запасов газа и конденсата методом падения пластового давления и подготовки месторождения к рациональной разработке.

ОЭ и ОПЭ являются важнейшим средством повышения эффективности промышленной разведки, поскольку информация, полученная в процессе их осуществления, в сочетании с бурением и косвенными методами разведки позволяет решить в более короткие сроки основные задачи промышленной разведки месторождения минимальным числом разведочных скважин.

Поскольку основные задачи ОЭ и ОПЭ значительно отличаются от задач промышленной разработки месторождения, нельзя согласиться с положением о том, что ОПЭ является начальной стадией разработки. Подобная точка зрения способствует развитию неправильных тенденций использования ОПЭ для валовой добычи газа и конденсата в ущерб основным задачам изучения характеристики месторождения. Поэтому ОПЭ и ОЭ необходимо выделить в самостоятельный этап изучения и подготовки месторождений к промышленной разработке и составлять специальные проекты для их осуществления.

Наблюдающиеся отклонения от принципов рациональной разработки газоконденсатных месторождений в целом ряде случаев обусловлены нарушениями, допускаемыми в процессе опытной или опытно-промышленной эксплуатации. Поэтому важной задачей обеспечения основ рациональной разработки месторождений является соблюдение правил ОЭ и ОПЭ и строгое выполнение их основных задач.

Подсчет запасов газа и конденсата является заключительным этапом промышленной разведки, опытной или опытно-промышленной эксплуатации и необходимым условием подготовки месторождения к промышленной разработке.

Подсчитанные запасы газа, конденсата, нефти и сопутствующих компонентов подлежат утверждению Государственной ко-

миссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР). После утверждения они служат основой для составления проекта (технологической схемы) разработки и формирования производственных планов добычи газа и конденсата.

Методы подсчета запасов газа, классификация запасов и их применение к месторождениям нефти и горючих газов, порядок внесения, содержание и оформление материалов по подсчету запасов нефти и газов, представляемых на утверждение, требования к изученности месторождений, обоснование параметров запасов и другие положения определяются соответствующими Инструкциями, утвержденными ГКЗ СССР.

Согласно инструкции основным методом подсчета запасов газа конденсата, нефти и сопутствующих компонентов является объемный метод. Запасы природного газа газовых и газоконденсатных залежей, подсчитанных этим методом, должны быть подтверждены методом падения пластового давления. Если по тем или другим причинам применение метода падения пластового давления в процессе промышленной разведки оказывается невозможным, подсчет запасов газа этим методом осуществляется в ходе последующей промышленной разработки.

В тех случаях, когда в процессе разработки метод падения давления показывает существенное расхождение в запасах газа и конденсата, возникает необходимость в пересчете запасов газа с представлением их вновь на утверждение в ГКЗ СССР. После утверждения новых запасов вводятся соответствующие корректиры в технологическую схему разработки месторождения.

Точность подсчета запасов газа объемным методом зависит от выполнения требований к изученности месторождения и обоснованности исходных параметров подсчета: пористости, эффективной мощности, площади продуктивной части пласта, пластового давления и др. Особо важное значение приобретает точность определения коэффициента газонасыщенности пластов, что возможно при учете наличия в порах газонасыщенного пласта связанной нефти.

При подсчете запасов газа методом падения давления следует иметь в виду, что в литологически неоднородных, линзовидных коллекторах этот метод дает заниженные результаты, а при резко выраженным продвижении контурных вод может привести к завышенным результатам. В крупных и лотологически неоднородных газовых и газоконденсатных месторождениях необходимо в процессе разработки систематически повторять оценки запасов газа методом падения пластового давления.

При существующей практике, когда при подсчете запасов газа исходят из 100%-ного газоизвлечения, запасы конденсата подсчитываются с учетом коэффициента извлечения конденсата. Последний определяется как разница между балансовыми запасами конденсата ( $C_5$  и выше) и пластовыми потерями его.

Пластовые потери конденсата определяются при помощи лабораторных исследований в бомбе *pVT*, рекомбинированных проб газа и конденсата (отобранных до начала разработки или опытно-промышленной эксплуатации) по стандартной методике ВНИИГаза и Азнефтехима им. М. Азизбекова.

Практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений и анализ допущенных при подсчете запасов газа ошибок обуславливает целесообразность внесения в существующие Инструкции ГКЗ СССР ряда изменений. К ним в первую очередь относятся следующие:

- а) необходимость подсчета и утверждения наряду с общими геологическими запасами извлекаемых запасов газа;
- б) уточнение методики определения коэффициента газонасыщенности с учетом наличия в газовой зоне залежей связанной жидкой нефти;
- в) необходимость подтверждения запасов газа категорий А и В данными подсчета методом падения пластового давления;
- г) подсчет и раздельный учет запасов пропана и бутана.

Анализ размещения выявленных в нашей стране газоконденсатных месторождений, генетическая приуроченность их к большим глубинам, наличие подобных залежей почти во всех нефтегазоносных провинциях свидетельствуют о значительных перспективах открытия новых подобных месторождений в глубоко залегающих горизонтах осадочного чехла многих нефтегазоносных областей и слаборазведанных территорий страны.

Наибольший интерес для поисков газоконденсатных месторождений представляют крупные бассейны глубокого прогибания с мощным осадочным выполнением, в первую очередь Прикаспийская, Южно-Каспийская, Днепровско-Донецкая, Амударьинская, Мургабская, Линденская впадины, Предкавказские и Предуральские прогибы и др.

Значительные перспективы открытия крупных газоконденсатных месторождений связаны с подсолевыми и межсолевыми комплексами (Прикаспийская и Днепровско-Донецкая впадины, Средняя Азия, Северный Кавказ и др.), отложения которых все еще остаются недостаточно вскрытыми и слабоизученными. Предпосылками образования и сохранения крупных газоконденсатных скоплений в указанных отложениях служат обогащение их органического вещества субконтинентальной гумусовой органикой, наличие региональной соленосной толщи, способствующей сохранению образовавшихся углеводородных скоплений от разрушения, благоприятные термобарические условия и др.

В разрезах древних образований открытие газоконденсатных месторождений следует ожидать на глубинах до 5—5,5 км, в молодых образованиях — на глубинах до 6—7 км. Ниже указанных глубин ожидается открытие в основном чисто газовых скоплений.

**ЧАСТЬ ЧЕТВЕРТАЯ**  
**РАЗРАБОТКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЙ<sup>1</sup>**

**Глава XIV**

**РАЗРАБОТКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА РЕЖИМЕ**  
**ЕСТЕСТВЕННОГО ИСТОЩЕНИЯ**

Из всех известных методов разработки газоконденсатных месторождений наиболее простым, легко реализуемым, не требующим больших капитальных затрат и сложного технологического оборудования, обеспечивающим высокие темпы отбора газа и возможность одновременной добычи газа, конденсата и нефти (при наличии оторочки) является метод разработки без поддержания пластового давления, на режиме естественного истощения пластовой энергии. Этот способ обеспечивает высокие коэффициенты извлечения запасов газа. Указанные преимущества составляют важную предпосылку, определяющую тенденцию разработки газоконденсатных залежей на режиме истощения. Однако метод естественного истощения пластовой энергии имеет и существенные недостатки, резко ограничивающие область его применения. К ним относятся значительные потери конденсата, связанные с ретроградной конденсацией его в пласте при истощении энергии залежи, и значительные пластовые потери нефти в случае присутствия нефтяной оторочки. В указанных случаях метод оказывается неприемлемым.

История выявления и разработки газоконденсатных залежей, как отмечалось, насчитывает всего 40 лет. Первые газоконденсатные месторождения, открытые в США, отличались сравнительно небольшими глубинами и относительно невысоким содержанием конденсата в пластовом газе, поэтому разработка их на режиме истощения представлялась закономерной. Позже, когда были открыты более типичные газоконденсатные залежи с достаточно высоким содержанием конденсата и выяснена термодинамическая сущность процессов, сопровождающих разработку, возникла необходимость предотвращения ретроградных

---

<sup>1</sup> Главы XIV, XV, XVI, XVII, XVIII написаны совместно с Г. А. Дурмильяном.

изменений газовой смеси в пласте. Этот период (в конце 30-х, начале 40-х годов) в США характеризовался отсутствием значительных рынков сбыта для газа, что обусловило успешное внедрение метода поддержания пластового давления путем обратной закачки в пласт добытого и отсепарированного газа, получившего название сайдлинг-процесса. Метод этот получил тогда быстрое и весьма широкое распространение и оказался надежным способом достаточно полного извлечения запасов конденсата.

Иначе обстояло дело в нашей стране. Здесь первые газоконденсатные месторождения были открыты в начале 50-х годов, когда потребность в газе повсюду стала резко возрастать. Это обстоятельство привело к тому, что разработку газоконденсатных месторождений стали осуществлять на режиме естественного истощения пластовой энергии. В настоящее время, когда газ получает исключительно широкое применение в народном хозяйстве, в стране стали открывать новые газоконденсатные месторождения с весьма высоким содержанием конденсата, в ряде случаев содержащие нефтяную оторочку промышленного значения. Разработка таких залежей на режиме истощения из-за крупных неоправданных потерь конденсата и нефти явно нецелесообразна. Внедрение же других более прогрессивных методов разработки, в частности сайдлинг-процесса, встречает трудности, поскольку требует консервации запасов газа на многие годы. Все это значительно осложняет выбор метода разработки подобных месторождений и обуславливает необходимость всестороннего изучения геологических, технологических и экономических аспектов этой проблемы. Ниже приводится изложение этих вопросов.

### **§ 1. НАЧАЛЬНОЕ СОДЕРЖАНИЕ КОНДЕНСАТА И ПОЛНОТА ЕГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖИ НА РЕЖИМЕ ИСТОЩЕНИЯ**

Важнейшим параметром газоконденсатной залежи является величина начального содержания конденсата в пластовом газе, значение которого зависит от целого ряда геологических и термодинамических факторов.

Газоконденсатные залежи, залегающие в различных геологических условиях, даже при одинаковых термодинамических условиях, при одних и тех же значениях давления и температуры, могут содержать самые различные количества конденсата: от нескольких десятков граммов на 1 м<sup>3</sup> газа (месторождения Восточной Туркмении) до нескольких сот граммов на 1 м<sup>3</sup> газа (месторождения северо-западного борта Днепровско-Донецкой впадины). Это обстоятельство свидетельствует о решающей роли геологических условий формирования, определяющих характеристику газоконденсатных залежей, в том числе содержание конденсата в пластовом газе.

В тех же случаях, когда месторождения расположены в пределах единой генетической зоны формирования, можно наблюдать закономерное повышение содержания конденсата с глубиной. Наличие такой закономерности отмечается по многим нефтегазоносным областям. Она, в частности, установлена на

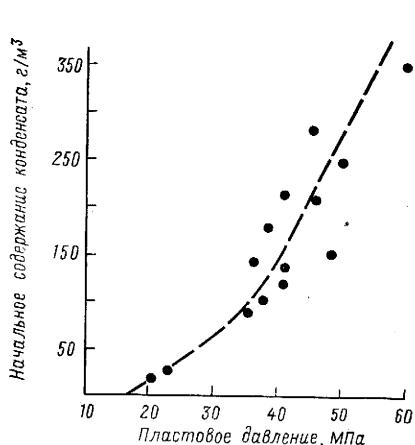


Рис. 57. Зависимость начального содержания конденсата от пластового давления по основным газоконденсатным месторождениям АзССР

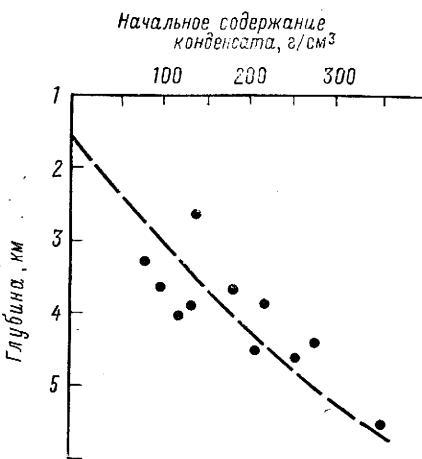


Рис. 58. Зависимость начального содержания конденсата от глубины залегания залежи по основным газоконденсатным месторождениям АзССР

газоконденсатных месторождениях северо-западного борта Южно-Каспийской впадины, где содержание конденсата в диапазоне роста пластового давления от 20 до 65 МПа возрастает от 20 до 350 г/м³. На основании этой закономерности можно утверждать, например, что в пределах указанной впадины на глубинах 4000—6000 м содержание конденсата во вновь открываемых залежах будет 200—400 г/см³. Аналогичная картина наблюдается и в ряде других районов.

При наличии достаточно четкой тенденции увеличения содержания конденсата с ростом пластового давления отмечается довольно заметный разброс их значений (рис. 57, 58). Это обстоятельство свидетельствует о том, что помимо величины пластового давления и температуры существуют и другие факторы, оказывающие влияние на начальное конденсатосодержание залежи. Так, чем меньше плотность конденсата, большие содержания метановых и меньше нафтеновых углеводородов, большие пропан-бутановых фракций в пластовом газе, тем при прочих равных условиях больше значение начального конденсатосодержания.

Начальное содержание конденсата в пластовом газе определяют по промысловым данным на основе уточненных замеров дебитов газа и конденсата. Учитывая возможность колебания

значения содержания конденсата в различных частях залежи, определение его производится по данным ряда скважин, равномерно охватывающих всю продуктивную (или вскрытую) часть пласта.

Одной из основных и примечательных особенностей газоконденсатных залежей является зависимость размеров ретроград-

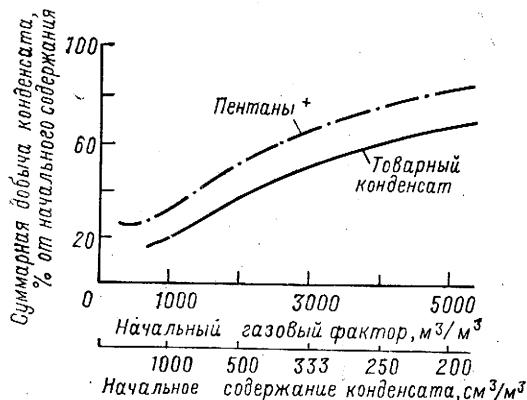


Рис. 59. Суммарная добыча товарного конденсата в зависимости от начального газового фактора

ных потерь конденсата от величины его начального содержания в пластовом газе. Чем больше начальное содержание конденсата, тем выше уровень ретроградных потерь конденсата, и, наоборот, при малом начальном содержании конденсата его ретроградные потери при разработке на режиме истощения оказываются минимальными. Эта особенность была выявлена экспериментальными исследованиями в самом начале изучения газоконденсатных залежей и в дальнейшем получила полное подтверждение многочисленными примерами их разработки на режиме истощения. Она служила исходным материалом, на основе которого в течение продолжительного времени оценивалась суммарная добыча конденсата (в процентах от начального содержания) при разработке залежи на режиме истощения. Так, в [152] приведен обобщенный график (рис. 59), выражающий возможную суммарную добычу товарного конденсата и фракции пентаны+высшие (в процентах от начального содержания) в зависимости от начального газоконденсатного фактора.

А. С. Великовским, В. В. Юшкиным [24] на основе проведенных лабораторных исследований на нескольких газоконденсатных системах предложена формула для определения потерь пентанов и высших в зависимости от их потенциального содержания при первоначальном пластовом давлении. Эта формула имеет следующий вид:

$$C = 10^{-3} A^2,$$

где  $C$  — потери  $C_5+$ высшие в пласте при эксплуатации залежи

на режиме истощения в  $\text{см}^3/\text{м}^3$ ;  $A$  — первоначальное содержание  $C_5+$  высшие в пластовом газе в  $\text{см}^3/\text{м}^3$ .

Подсчеты, произведенные по этой формуле, показывают, что при увеличении содержания пентанов и высших в пластовом газе с 150 до 500  $\text{см}^3/\text{м}^3$  (т. е. в 3,3 раза) потери их увеличи-

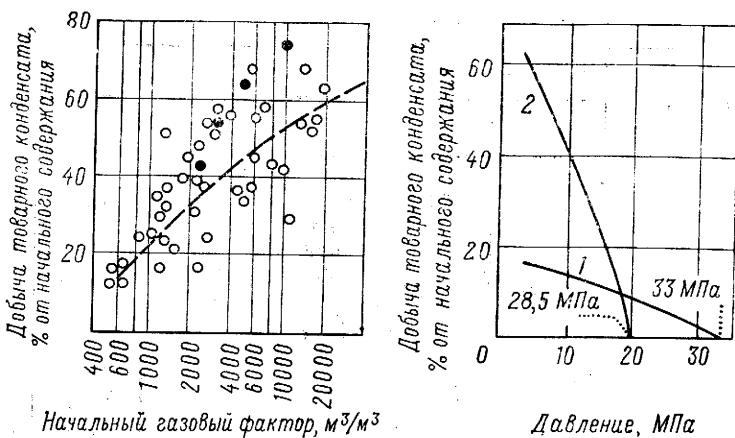


Рис. 60. Суммарная добыча товарного конденсата в зависимости от начального газового фактора. Степень полноты извлечения конденсата при минимальном (1) и максимальном (2) начальных газовых факторах (по Р. Хиндсу)

ваются в 10 раз. При отсутствии данных о потенциальном содержании пентанов и высших в пластовом газе для определения средних потерь конденсата авторами предложен график зависимости потерь стабильного конденсата от его потенциального содержания.

О степени достоверности указанных выше способов оценки можно судить на основе исследований Р. Ф. Хиндса [152], давшего зависимость между суммарной добычей конденсата (в процентах от начального содержания) и начальным газовым фактором в бомбе высокого давления на 44 образцах продукции газоконденсатных скважин. Состав образцов соответствовал составу углеводородов, насыщающих пласт при начальном давлении. При этом наблюдался довольно значительный разброс экспериментальных точек, хотя общая тенденция увеличения коэффициента извлечения конденсата с повышением начального фактора бесспорна (рис. 60).

Характер разброса точек свидетельствует о том, что предложенные зависимости вряд ли могут быть использованы для технико-экономических расчетов. Этой зависимостью можно пользоваться лишь для предварительных оценок или для экстремальных точек, т. е. при сравнении залежей с весьма высокими и малыми газовыми факторами. В этом случае с некоторым приближением можно, например, сразу определить, следует ли

проводить поддержание давления или нет. Так, при сравнительно больших начальных газоконденсатных факторах (10 тыс. м<sup>3</sup>/м и более) суммарная добыча конденсата даже при эксплуатации залежи на режиме истощения может достигать 60—75% от начального содержания. Совершенно очевидно, что

ТАБЛИЦА 34

Показатели	Система	
	A	B
Газовый фактор на товарный (стабилизированный) конденсат, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	606	20 300
Плотность товарного конденсата, г/см <sup>3</sup>	0,71	0,677
Состав:		
метан	65,5	93,4
этан	9,2	3,8
пропан	4,5	1,0
бутаны	4,0	0,6
пентаны	2,6	0,3
гексаны	2,2	0,2
гептаны	12,0	0,7
Плотность системы	0,799	0,762
Молекулярный вес системы	184	145
Плотность гептакнов+высшие (при 15,5°C)	0,80	0,763

ТАБЛИЦА 35

Показатели	Система	
	C	D
Газовый фактор на товарный (стабилизированный) конденсат, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	2315	2315
Плотность товарного конденсата, г/см <sup>3</sup>	0,737	0,66
Состав:		
метан	84,0	80,1
этан	6,3	6,5
пропан	2,6	2,9
бутаны	1,5	3,0
пентаны	0,7	2,1
гексаны	0,6	1,6
гептаны	4,2	3,8
Плотность системы	0,815	0,744
Молекулярный вес системы	180	130
Плотность гептакнов+высшие (при 15,5°C)	0,815	0,744

в подобных случаях дополнительная добыча за счет поддержания давления будет очень мала (5—15%), и поэтому осуществление такого процесса экономически окажется нецелесообразным.

Это можно показать на примере двух углеводородных смесей, характеристика которых приведена в табл. 34.

Начальные газоконденсатные факторы этих систем соответственно составляют 606 и 20 300 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. При снижении давления в залежи до предельного<sup>1</sup>, равного 3,5 МПа, суммарная добыча конденсата существенно различается, составляя 17 и 62% от начального содержания.

<sup>1</sup> Условное значение конечного пластового давления, ниже которого нормальная эксплуатация скважин невозможна. Эта цифра соответствует конечному давлению залежи VII горизонта месторождения Карадаг.

Разброс точек на графике может быть обусловлен целым рядом причин. К наиболее существенным относятся: различие состава углеводородов при одном и том же содержании конденсата, различие свойств и плотности тяжелых фракций гептанов+высшие, содержание в системе пропан-бутановой фракции,

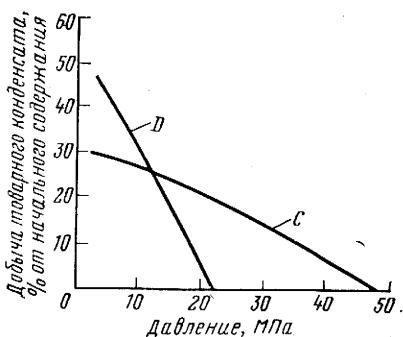


Рис. 61. Изменение добычи конденсата в зависимости от его начальной плотности  
 D — плотность  $0,66 \text{ г}/\text{см}^3$ , C — плотность  $0,737 \text{ г}/\text{см}^3$

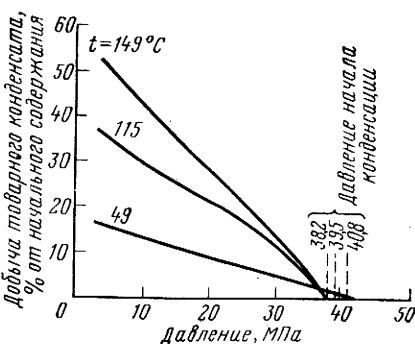


Рис. 62. Влияние пластовой температуры на добычу конденсата

влияние пластовой температуры и др. Для выяснения роли каждой из указанных причин в работе Р. Хиндса рассмотрен ряд примеров.

Так, например, интересно сопоставить результаты двух углеводородных систем, имеющих одинаковые газоконденсатные факторы, равные  $2315 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , но различные плотности товарного конденсата 0,737 и 0,660. Существенно различны и плотности гептанов+высшие 0,815 и 0,744 (табл. 35).

Лабораторные исследования обеих систем проводились при одной и той же температуре [152]. Результаты их приведены на рис. 61. Суммарная добыча конденсата системы C (в процентах от начального состояния) при снижении давления до 3,5 МПа составила 30,3%, системы D — 47,5% (рис. 61).

Указанные данные убедительно показывают, что при одинаковых начальных газоконденсатных факторах и одной и той же температуре более легкий конденсат (меньшей плотности) при разработке пласта на режиме истощения извлекается полнее.

На величину суммарной добычи конденсата (в процентах от начального содержания) при одном и том же начальном газовом факторе при разработке методом естественного истощения может влиять температура пласта. При этом степень влияния зависит от состава углеводородов, насыщающих пласт. В лаборатории были проведены три серии опытов, моделирующих эксплуатацию на режиме истощения давления до 3,5 МПа, при температуре 149, 115 и  $49^\circ\text{C}$  [152]. Наибольшее извлечение конденсата (51,5%) было достигнуто при температуре опыта (пласта),

равной 149°C. С уменьшением температуры пласта конденсатоотдача уменьшается и при температуре 49°C составляет всего 16,1% от начального его содержания (рис. 62). В связи с этим напомним, что в месторождениях, где система углеводородов находится при температуре, равной или выше криокондегермы пластовая газовая фаза независимо от величины пластового давления находится в однофазном состоянии, а залежь разрабатывается на режиме истощения без ретроградных потерь конденсата.

Проведенные выше исследования показали необходимость совершенствования существующих эмпирических и корреляционных зависимостей и продолжения работ с привлечением значительно большего числа переменных для более точной оценки величины извлечения запасов конденсата при разработке газоконденсатных залежей на режиме истощения.

Б. Итон и Р. Якоби в результате обработки методом математической статистики экспериментальных данных по 27 газоконденсатным системам предлагают простые выражения, полученные с помощью многократного регрессивного анализа, позволяющие по известным значениям начального пластового давления, температуры, газоконденсатного фактора и плотности товарного конденсата вычислить конденсатоотдачу при разработке месторождения на режиме истощения. Приводятся пределы применимости полученных выражений: начальное давление залежи 28—84,4 МПа, температура пласта 71—143°C, ГКФ 445—10 700 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, плотность конденсата 0,720—0,802 г/см<sup>3</sup> [203]. Авторы на основе сопоставления полученных результатов с экспериментальными данными считают наиболее приемлемым уравнение, в котором температура не входит в корреляцию (это, по мнению авторов, говорит о том, что температура не является независимой переменной).

Т. Бринкли и А. Сарен [27] исходили из предположения о том, что между величиной пластовых потерь товарного конденсата и содержанием его в газоконденсатной системе существует взаимнооднозначное соответствие. Т. Бринкли, по экспериментальным данным построена зависимость текущего конденсатосодержания от начального газоконденсатного фактора. А. Сарен перестроил эту зависимость так, чтобы получить содержание и добычу конденсата как функцию начального ГКФ. Таким образом, коэффициент извлечения конденсата определяется как отношение двух величин (рис. 63).

В отечественной практике оценку конденсатоотдачи дал А. Б. Цатурянц, предложивший для этой цели следующую упрощенную формулу:

$$k_{изв} = 0,5 - \frac{p_{мк} z_n}{2 p_n z_{мк}},$$

где  $p_n$  и  $p_{мк}$  — начальное пластовое давление и давление максимальной конденсации;  $z_n$ ,  $z_{мк}$  — коэффициенты сжимаемости газоконденсатной смеси при этих давлениях и температуре пласта [191].

В последующий период изучения газоконденсатных месторождений появились способы, основанные главным образом на влиянии так называемых промежуточных углеводородов — этана, пропана, бутанов, на растворении в метане более высококипящих углеводородов ( $C_5 +$  высшие). Основанием для этого служили экспериментальные исследования по фазовым равновесиям, установившие характер этого влияния. Так, О. Ф. Худяков по результатам опытов дифференциальной конденсации ряда газоконденсатных систем построил график зависимости (рис. 64) коэффициентов извлечения стабильного конденсата (фракции  $C_5 +$  высшие) от параметров состава

$$F = \frac{C_2 + C_3 + C_4}{C_5 + \text{высшие}} \quad (\text{в мольных долях}).$$

Б. А. Шнейдер предложил аналитический способ определения пластовых потерь конденсата, основанный на том же принципе использования параметра  $F$ . Формула эта имеет вид:

$$G = \frac{1}{0,00706F + 0,01134}.$$

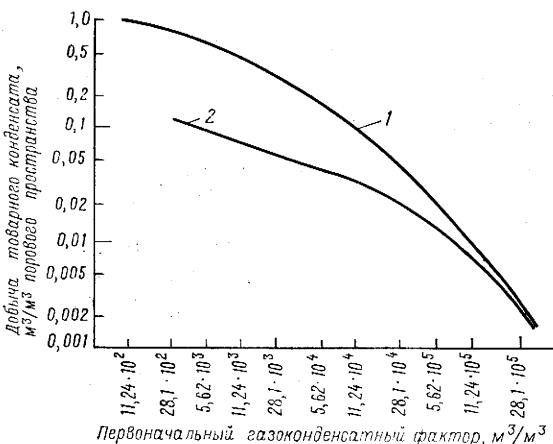


Рис. 63. Зависимость добычи товарного конденсата от начального газоконденсатного фактора

1 — запасы товарного конденсата; 2 — добыча товарного конденсата при снижении пластового давления до 3,5 МПа

Эта формула, как и метод О. Ф. Худякова, дает удовлетворительные результаты, когда пластовая система не так богата конденсатом. При содержании конденсата 200 г/м<sup>3</sup> и более величина погрешности указанных методов заметно возрастает.

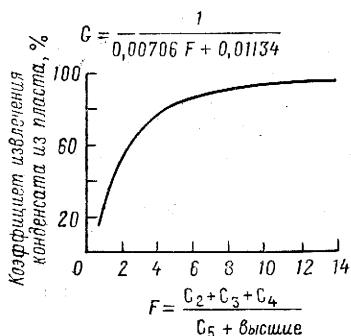


Рис. 64. Зависимость коэффициента извлечения конденсата от отношения  $\frac{C_2 + C_3 + C_4}{C_5 + \text{высшие}}$  при разработке газоконденсатных месторождений на режиме истощения

Оценивая существующие корреляционные и аналитические методы определения величины конденсатоотдачи при разработке на режиме истощения путем сравнения их результатов с экспериментальными данными, многие исследователи приходят к заключению о том, что ни один из предложенных методов не дает достаточно удовлетворительных результатов, степень точности которых позволила бы использовать их для подсчета запасов газа и конденсата, для выполнения технико-экономических расчетов и составления проектов разработки. Поэтому для

указанных целей, как правило, используются данные, полученные в результате термодинамических исследований рекомбинированных проб в бомбе  $pVT$ . Однако перспективность корреляционных и аналитических методов обуславливает необходимость продолжения поисков зависимостей, позволяющих более точно определить не только величину конечного коэффициента конденсатоотдачи, но и значение этого параметра для отдельных диапазонов изменения пластового давления. Предварительное изучение показывает, что более приемлемые результаты можно получить при одновременном учете начального содержания конденсата, плотности конденсата, параметра  $F$  и термодинамического показателя  $(\frac{T}{P})$ .

## § 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖИ, ОБУСЛОВЛИВАЮЩАЯ РАЗРАБОТКУ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА РЕЖИМЕ ИСТОЩЕНИЯ

Вопрос о способе разработки газоконденсатного месторождения на режиме истощения в целом ряде случаев решается однозначно и не требует всестороннего технико-экономического исследования. Условиями, обуславливающими это решение, являются: малое содержание конденсата в пластовом газе, сравнительно невысокие пластовые потери конденсата, высокие значения пластовой температуры, достигающей значений криокондитермы, заметное превышение пластового давления над давлением начала конденсации, неблагоприятные геологические условия осуществления методов поддержания пластового давления и др. Рассмотрим их более подробно.

**Малое содержание конденсата в пластовом газе.** Большинство газоконденсатных месторождений, находящихся на сравнительно малых глубинах (до 2500 м), характеризуется малым содержанием конденсата в пластовом газе. В ряде случаев залежи подобной характеристики встречаются и на больших глубинах. Только в нашей стране известны более 100 залежей с содержанием конденсата менее 100 г/м<sup>3</sup> (АзССР, Краснодарский край, УССР, Средняя Азия и др. [178]). Эти месторождения, как правило, содержат легкий, небольшой плотности конденсат, состоящий в основном из низкокипящих углеводородов [174]. Как уже отмечалось, при их эксплуатации на режиме истощения из-за небольших ретроградных потерь достигается достаточно высокое извлечение потенциальных запасов конденсата. Поэтому в подобных случаях эффект, полученный от поддержания пластового давления, оказывается незначительным и не может оправдать затраты, связанные с осуществлением этого процесса. Об этом свидетельствуют многочисленные примеры технико-экономических оценок, выполненных в нашей стране и за рубежом, подтверждающих целесообразность разработки газоконденсат-

ных месторождений с содержанием конденсата около 100 г/м<sup>3</sup> на режиме истощения. Аналогичным образом следует поступить и с залежами, содержащими небольшие запасы газа и конденсата.

**Малые ретроградные потери конденсата.** Известны газоконденсатные залежи, где даже при содержании конденсата 150—200 г/см<sup>3</sup> и более пластовые потери их составляют относительно небольшую величину и при эксплуатации на режиме истощения обеспечивают достаточно высокую конденсатоотдачу. Объясняется это в основном своеобразным составом пластовой системы и конденсата [152]. Как и в предыдущем случае, эффект, полученный от поддержания пластового давления в виде дополнительной добычи конденсата, оказывается недостаточным для оправдания затрат, необходимых для осуществления процесса. Отметим, что указанная особенность выявляется путем термодинамических исследований рекомбинированных проб газа и конденсата в бомбе *pVT*.

**Высокая пластовая температура.** Газоконденсатные залежи, расположенные в зонах высокотемпературных аномалий, в ряде случаев могут отличаться пластовой температурой, соответствующей или превышающей значение крикондентермы, при которой пластовая система независимо от величины давления всегда остается в однофазном газовом состоянии. Выделение жидкого конденсата из состава таких газоконденсатных систем происходит только при снижении температуры в стволе скважин и на поверхности (в сепарационных установках). Разумеется, что такие залежи должны разрабатываться только на режиме истощения, поскольку этот способ наряду с полнотой извлечения запасов газа и конденсата может обеспечить эксплуатацию месторождения с минимальными капитальными затратами.

Значение крикондентермы определяется путем термодинамических исследований рекомбинированных проб газа и конденсата в бомбе *pVT*.

**Превышение начального пластового давления над давлением начала конденсации.** Существуют многочисленные примеры, когда давление газоконденсатной залежи превышает, а в ряде случаев значительно превышает (на 30—40%) давление начала конденсации однофазной газоконденсатной системы<sup>1</sup>. В процессе эксплуатации этих систем на режиме истощения длительное

<sup>1</sup> Типичным примером здесь может служить месторождение Картер-Нокс, открытое в 1956 г. в Оклахоме. Продуктивный пласт бромид, залегающий в среднем на глубине 4600 м, содержал газоконденсатную залежь с выходом конденсата 910 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Средневзвешенное значение пластового давления на глубине 4670 м составило 66 МПа, а давление начала конденсации всего 39,4 МПа. Длительное время эксплуатация залежи на режиме истощения проходила без ретроградных изменений, при неизменном выходе конденсата. Наличие весьма высокого содержания конденсата послужило предпосылкой для осуществления дальнейшей разработки залежи с применением сайклинг-процесса [152].

время в диапазоне снижения пластового давления от начального его значения до давления начала конденсации можно отбирать газ без ретроградных изменений залежи с неизменным выходом конденсата. Только после снижения пластового давления ниже уровня давления начала конденсации в пласте возникают ретроградные изменения и в порах его появляется жидкий конденсат. Эта особенность залежей позволяет проектировать их разработку в два этапа. В течение первого этапа эксплуатация осуществляется на режиме истощения. На втором этапе вопрос о разработке решается после всесторонних технико-экономических оценок. При достаточно высоком содержании конденсата ( $300 \text{ г}/\text{м}^3$  и более) нередко возникает целесообразность применения сайдлинг-процесса.

**Геологические условия.** Не каждое газоконденсатное месторождение характеризуется благоприятными геологическими условиями для осуществления методов поддержания пластового давления (сайдлинг-процесса или нагнетания воды в пласт). К таким неблагоприятным геологическим факторам, часто обусловливающим эксплуатацию залежей на режиме истощения, относятся низкая проницаемость и низкая приемистость пласта, резкая неоднородность его литологического состава, неравномерная трещиноватость, тектоническая разобщенность на отдельные, изолированные друг от друга мелкие блоки и др.

При низкой проницаемости глубоко залегающего газоконденсатного пласта в ряде случаев применяют гидравлический разрыв или другие известные методы повышения приемистости скважин. Однако в условиях больших глубин и ряда неблагоприятных факторов эти методы не всегда оказываются эффективными. И поэтому поддержание давления требует бурения большого экономически неоправданного количества дорогостоящих глубоких нагнетательных скважин.

При резкой литологической неоднородности или неравномерной трещиноватости применение сайдлинг-процесса не обеспечивает достаточного охвата залежи воздействием, приводит к частым и преждевременным прорывам сухого газа и поэтому протекает неэффективно. Еще менее эффективным является процесс нагнетания воды в залежь, поскольку нагнетаемая вода легко прорывается к забоям эксплуатационных скважин, обуславливая защемление и значительные пластовые потери газа и конденсата.

Неблагоприятными для разработки с поддержанием пластового давления являются также условия, когда продуктивный пласт разобщен тектоническими нарушениями на мелкие, изолированные друг от друга блоки. Такие месторождения даже при значительных запасах конденсата по технологическим и экономическим соображениям часто разрабатываются на режиме истощения. В качестве характерного примера можно привести газоконденсатное месторождение Редделя, открытое в 1943 г.

в штате Луизиана (США), состоящее из изолированных небольших блоков. Продуктивные пласты тут и хас залегают на глубине несколько больше 3000 м. Выход конденсата 708 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, плотность конденсата 0,739 г/см<sup>3</sup>.

Детальные исследования, включающие технико-экономический анализ при различных вариантах эксплуатации, показали, что обратная закачка в пласт отсепарированного сухого газа на этом месторождении, несмотря на такой высокий выход конденсата из газа, неэкономична. Оказалось, что из-за множества изолированных блоков необходимо резко увеличить число нагнетательных скважин для закачки сухого газа по всему пласту. Кроме того, усложняется система распределения и сжатия газа, что также увеличивает затраты на осуществление этого процесса. По экономическим соображениям было решено эксплуатировать месторождение Редделя на режиме истощения, несмотря на то, что потери конденсата при этом увеличивались в 2 раза [152]. Таким образом, разработка газоконденсатных месторождений на режиме истощения целесообразна и при малом содержании конденсата в пластовом газе и небольших размерах его потерь в пласте, и независимо от этих условий.

Однако ошибочно думать, что во всех случаях газоконденсатные пласты с низкой проницаемостью и неудовлетворительными коллекторскими свойствами целесообразно разрабатывать на режиме истощения. Одним из факторов, существенно ограничивающих применение метода разработки газоконденсатных залежей на режиме истощения, является ухудшение фазовой проницаемости для газа, вызванное ретроградными изменениями в залежи. Подобное явление, однако, происходит в редких случаях: при низкой проницаемости, малых значениях пористости, высоком значении пластового давления. В подавляющем же большинстве случаев выпавший в пласте жидкый конденсат занимает сравнительно небольшую часть порового пространства и, как правило, не оказывает существенного влияния на фильтрационную способность газа. В качестве примера можно привести газоконденсатный пласт VII горизонта месторождения Карадаг, где выпавший за все время разработки конденсат занял всего около 3% объема пор продуктивного пласта и, естественно, никакого влияния на производительность скважин не оказал. Однако имеются и другие случаи, когда выпавший в пласте жидкий конденсат занимает значительную часть объема пор и соответственно затрудняет процесс фильтрации газа. Таким примером может служить газоконденсатное месторождение Нокс-Бромайд, открытое в штате Оклахома (США) в 1956 г. Продуктивные горизонты этих месторождений бромайд-II и бромайд-III представлены плотными песчаниками, пористостью 4,5—6,8%, средней проницаемостью 4,5 мД. Глубина залежи 4800—5250 м, пластовое давление 67 МПа, пластовая температура 114°C. Запасы газа в двух горизонтах состав-

ляли 8,1 млрд. м<sup>3</sup>, запасы конденсата (С<sub>3</sub>+высшие) около 6 млн. м<sup>3</sup>, потенциальное содержание конденсата в пластовом газе 740 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление начала конденсации для залежи II горизонта 46 МПа.

Газоконденсатные залежи месторождения Нокс-Бромайд в начальной стадии разработки в 1960—1962 гг. эксплуатировались на режиме истощения. По данным лабораторных и промысл-

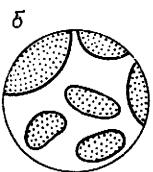
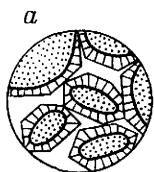
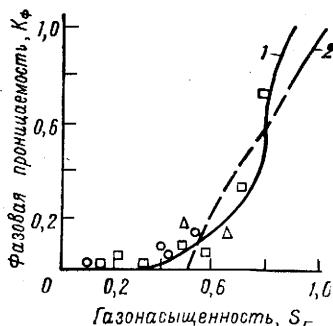


Рис. 65. Месторождение Нокс-Бромайд. Шлифы неэкстрагированного (а) и экстрагированного (б) кернов

Рис. 66. Кривая фазовой проницаемости по газу

1 — данные У. Хэрста; 2 — данные «Огайо ойл К°»



ловых исследований, по мере выпадения жидкого конденсата в пласте наблюдалось резкое снижение фазовой проницаемости для газа. Сверхвысокое пластовое давление и связанный с ним исключительно высокая концентрация газа и конденсата на единицу объема порового пространства, низкое значение пористости явились факторами, способствующими интенсивному насыщению порового пространства газоносного пласта жидким конденсатом. При этом исследование шлифов кернов показало наличие на зернах песчаника конденсатной пленки, резко снижающей проницаемость породы (рис. 65). В этих условиях при достижении насыщенности пор жидкой фазой 50%, фильтрация газа практически прекращается (рис. 66), поскольку выпадающий в пласте и особенно в призабойной зоне конденсат как бы «запирает» газ в залежи, что приводит к резкому снижению коэффициента газоотдачи<sup>1</sup>.

Выполненные оценки показали, что при разработке данного месторождения на режиме истощения суммарная добыча газа составила бы всего 900 млн. м<sup>3</sup> (т. е. 11% от балансовых запасов) и 850 тыс. м<sup>3</sup> конденсата, а процесс разработки после 1965 г. стал бы уже нерентабельным. Это обстоятельство и послужило причиной осуществления на указанном месторождении сейклинг-процесса, обеспечившего извлечение около 5 млрд. м<sup>3</sup> газа и 5,25 млн. м<sup>3</sup> конденсата. Таким образом, применение сейклинг-процесса при разработке подобных месторождений

<sup>1</sup> При достаточно высокой проницаемости коллектора подобное явление привело бы к фильтрации конденсата без столь существенного снижения производительности скважины.

обеспечивает не только высокое конденсатоизвлечение, но и высокие коэффициенты извлечения запасов газа.

Ограничеными являются условия применения метода естественного истощения пластовой энергии при разработке газоконденсатных залежей, обладающих нефтяной оторочкой. Объясняется это тем, что при эксплуатации газоконденсатной зоны этим способом падение пластового давления происходит во всей пластовой системе, включающей и нефтяную оторочку. Это обстоятельство ведет к существенной потере запасов нефти.

### § 3. ОПЫТ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА РЕЖИМЕ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСТОЩЕНИЯ

В зарубежной и отечественной практике имеются многочисленные примеры разработки газоконденсатных месторождений на режиме истощения, в том числе залежей мелких и крупных, с малым и большим содержанием конденсата, с нефтяной оторочкой и без оторочки, залежей, обладающих различными характеристиками и режимами. Изучение поведения залежей в процессе эксплуатации позволяет раскрыть сущность особенностей, сопровождающих разработку на режиме истощения. Наряду с этим обобщение имеющегося опыта, сопоставление результатов технико-экономических показателей дают возможность определить область применения этого способа разработки, совершенствовать технологические приемы. С указанных позиций изучение опыта разработки месторождений приобретает исключительно важное значение.

При разработке газоконденсатных залежей на режиме истощения давление в пласте по мере отбора газа и конденсата снижается. Этот процесс в зависимости от характеристики залежи протекает при двух режимах — газовом и упруговодонапорном.

В условиях газового режима разработка обычно продолжается до полного истощения залежи, когда пластовое давление снижается от начального его значения до нескольких атмосфер (теоретически до 0,1 МПа). При этом, разумеется, обеспечивается наиболее полное извлечение запасов газа. Что касается извлечения конденсата, то оно определяется ретроградными изменениями.

При упруговодонапорном режиме, обусловленном наличием активных краевых вод за контуром залежи, снижение пластового давления в соответствии с отбором газа и конденсата происходит только в начальную стадию разработки. В ходе дальнейшей эксплуатации происходит заметное отставание темпа снижения пластового давления от величины отбора, обусловленное вторжением краевых вод в залежь.

Ниже приводятся наиболее характерные примеры разработки газоконденсатных месторождений на режиме истощения.

**Месторождение Карадаг<sup>1</sup>.** Газоконденсатная залежь VII горизонта этого месторождения была открыта в начале 1955 г., когда разведочные скв. 78 и 70 при опробовании дали мощный фонтан газа и конденсата при давлениях на устье скважин 29 МПа.

VII горизонт — аналог свиты перерыва продуктивной толщи среднего плиоцена, литологически представлен песчаными и алевролитовыми породами с небольшими прослойками глин. Средняя мощность VII горизонта составляет 100 м, эффективная мощность 55 м. Значения общей и эффективной мощностей закономерно уменьшаются от юго-восточного погружения южного крыла складки в направлении восстания пластов, и в присводовой части складки коллекторские пласти почти полностью замещаются глинами. Продуктивность залежи заметно возрастает в направлении юго-восточного погружения складки, где отдельные пласти сливаются в единую песчаную пачку (рис. 67).

Средняя пористость VII горизонта составляет 13%, проницаемость по керну — соответственно 52 и 85 мД.

Газоконденсатная залежь VII горизонта приурочена к южному крылу Карадагской складки. Залежь в приосевой зоне и в восточной части площади экранируется крупным тектоническим нарушением субширотного направления, разобщающим южное и северное крылья складки на самостоятельные тектонические блоки. У западной границы залежи продуктивные пласти полностью замещаются глинами.

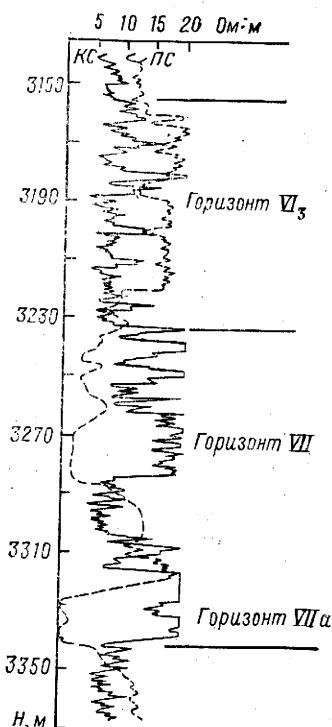


Рис. 67. Каротажная диаграмма месторождения Карадаг

<sup>1</sup> Автор нашел целесообразным изложение опыта разработки газоконденсатных залежей на режиме истощения начать с месторождения Карадаг не только потому, что эти работы велись под его непосредственным руководством и наблюдением, но и потому, что в ходе разработки этого по существу первого в стране, наиболее характерного и крупного газоконденсатного месторождения был получен обширный материал, обобщение и изучение которого способствовало развитию теории и практики разработки подобных месторождений. Кроме Карадагского месторождения, где эксплуатация залежей протекала в условиях газового режима, для сравнения приводится опыт разработки ПК свиты месторождения Зыря, характеризующегося упруговодоналивным режимом. Более подробно опыт разработки указанных месторождений изложен в [58].

Залежь в погруженной части структуры содержит нефтяную оторочку. Площадь газоконденсатной зоны залежи составляет 2200 га (рис. 68). Нефтяная оторочка этой зоны имела протяженность 8 км при ширине от нуля (на западе) до 750 м в восточной части площади. Она подстилается слабоактивной краевой водой. Глубина ГНК в восточной части 3950 м, в западной части 3850 м.

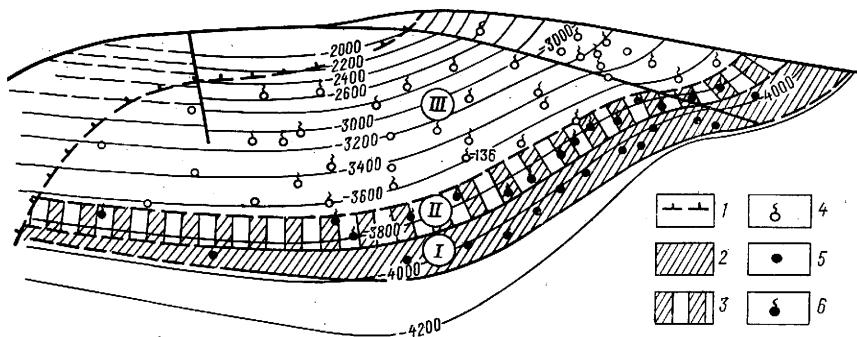


Рис. 68. Карта разработки VII горизонта месторождения Карадаг

1 — линия выклинивания коллекторов; 2 — нефтяная оторочка залежи; 3 — положение нефтяной оторочки после вторжения нефти в газоконденсатную зону; 4 — газоконденсатные скважины; 5 — нефтяные скважины; 6 — газоконденсатные скважины, перешедшие на нефть

Ввиду большого наклона пластов высота залежи VII горизонта достигала 2100 м, причем высота газоконденсатной зоны составляла 1850 м. В присводовой зоне отмечалось избыточное пластовое давление, обусловленное высотой залежи. Так, при средневзвешенной величине начального пластового давления газоконденсатной зоны 39 МПа (на ГНК — 41,2 МПа) пластовое давление на своде при глубине залежи 2100 м составляло 35,5 МПа. Средневзвешенная величина пластового давления нефтяной оторочки составляла 41,5 МПа, на ВНК — 42,5 МПа. Пластовая температура в зависимости от глубины скважин была 70—97°C. Глубина эксплуатационных газоконденсатных скважин 2400—3950 м, нефтяных скважин 3950—4100 м.

Начальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе в среднем по залежи составляло 180 г/м<sup>3</sup>. Отмечалось заметное возрастание насыщения конденсата в направлении от свода к погружению. Так, содержание конденсата в присводовой зоне составляло 145 г/м<sup>3</sup> (скв. 155, пластовое давление 37 МПа), в зоне погружения — 215 г/м<sup>3</sup> (скв. 105, пластовое давление 40,5 МПа). Соответственно возрастала и плотность конденсата от 0,77 до 0,78. Градиент увеличения содержания конденсата в пластовом газе составил 20 г/МПа.

До начала промышленной эксплуатации газоконденсатная залежь находилась в однофазном (газовом) состоянии. Давление начала конденсации составляло 36—37 МПа для присводовой

части залежи и 39—40,5 МПа для погруженной зоны. Давление максимальной конденсации стабильного конденсата 6—7 МПа, насыщенного конденсата примерно 10—12 МПа. По своей термодинамической характеристике (и по остальным параметрам) залежь УП горизонта имеет аналогичные показатели. Лабораторные термодинамические исследования показали, что в случае разработки залежи на режиме естественного истощения пластовые ретроградные потери конденсата составляют 52% от потенциальных запасов.

Производительность газоконденсатных скважин оказалась высокой (300—500 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа в присводовой и западной частях складки и 0,5—1 млн. м<sup>3</sup>/сут газа в юго-восточной части площади). В отличие от дебитов конденсата и нефти, дебиты газа в процессе эксплуатации (за исключением завершающей стадии разработки) оказались стабильными и сохранились на высоком уровне; дебиты конденсата в начальной стадии разработки составляли в среднем 100 т/сут, достигая в отдельных случаях 150—180 т/сут. В процессе разработки на режиме истощения содержание конденсата в добываемом газе из-за ретроградных явлений резко уменьшалось.

Дебиты скважин, эксплуатирующих нефтяную оторочку, первоначально достигали 200 т/сут, при газовом факторе 200—250 м<sup>3</sup>/т. В процессе эксплуатации производительность их резко снижалась.

Запасы газа VII горизонта первоначально были подсчитаны и утверждены в объеме 47 млрд. м<sup>3</sup>. Однако в ходе промышленной разработки эти запасы не подтвердились. После уточнения их по методу падения пластового давления, уточнения параметров залежи запасы газа оказались равными 21 млрд. м<sup>3</sup>, конденсата 3,76 млн. т, нефти (нефтяной оторочки) 10 млн. т. Уточнение показало, что ошибки первоначального подсчета запасов газа связаны с завышением пористости и коэффициента газонасыщенности пласта. Пористость была определена на основе аналогии с соседними месторождениями Локбатан—Пута, а при определении коэффициента газонасыщенности не было учтено наличие связанной нефти. В результате пористость была завышена с 13,5 до 20%, а коэффициент газонасыщенности с 0,55 до 0,75.

Газоконденсатная залежь VII горизонта вступила в разработку с момента получения первых фонтанов газа и конденсата. В дальнейшем по мере получения новых промышленных притоков все разведочные скважины подключались в эксплуатацию. Острая потребность народного хозяйства в газе обусловила интенсивную разработку залежи без поддержания пластового давления. Уже к концу 1958 г., к моменту выявления нефтяной оторочки<sup>1</sup>, уровень годового отбора газа из пласта достигал 13—

<sup>1</sup> Нефтяная оторочка была выявлена спустя 3,5 года после открытия месторождения. Выявление ее задерживалось ввиду расположения этой части залежи в акватории моря.

14% от первоначальных запасов залежи, а пластовое давление в газоконденсатной зоне снизилось с 39 до 26,5 МПа.

Разработка газоконденсатной залежи VII горизонта месторождения Карадаг по существу явилась крупным промышленным экспериментом по выявлению преимуществ и недостатков эксплуатации подобных месторождений на режиме истощения пластовой энергии. Успешному осуществлению этого эксперимента способствовал большой объем исследовательских работ, выполнявшихся на протяжении всего процесса разработки. В ходе его реализации достигнуты следующие основные результаты: обеспечено почти 100%-ное извлечение запасов газа и 43% потенциальных запасов конденсата; извлечено всего 10% балансовых запасов нефти из нефтяной оторочки; установлена динамика ретроградных изменений залежей в процессе разработки на режиме истощения; отмечено значительное увеличение коэффициентов продуктивности газоконденсатных скважин (в 2—3 раза) в ходе их эксплуатации на режиме истощения; доказана (при достаточной продуктивности скважин) возможность осуществления самых высоких отборов газа из пласта минимальным числом скважин. Благодаря этой особенности за 9 лет эксплуатации извлечено 80% запасов газа; установлена нерациональность опережающей разработки газоконденсатной зоны на режиме истощения при отставании эксплуатации нефтяной оторочки ввиду больших пластовых потерь нефти; выявлен ряд особенностей и явлений, сопровождающих разработку подобных месторождений на режиме истощения. Ниже рассматриваются эти вопросы более подробно.

1. Разработка газоконденсатных залежей на режиме истощения, особенно при наличии нефтяной оторочки, обеспечивает исключительно высокую газоотдачу. При уточненных запасах газа VII горизонта (21 млрд. м<sup>3</sup>) из газоконденсатной залежи извлечено 20,5 млрд. м<sup>3</sup> газа<sup>1</sup>. При этом пластовое давление низилось с 39 до 3,5—4 МПа. Наличие нефтяной оторочки как разобщило газоконденсатную и законтурную водоносную оны.

Если бы в VII горизонте нефтяная оторочка отсутствовала, то в процессе разработки краевая вода вторглась бы в газоконденсатную зону залежи, что в свою очередь привело бы к ее обводнению с определенными потерями газа. Оценки оказали, что в этом случае коэффициент газоотдачи не превысил бы 0,85, а пластовые потери газа составили бы около млрд. м<sup>3</sup>.

2. В начальной стадии разработки в диапазоне изменения пластового давления 39—32 МПа ретроградные потери были

<sup>1</sup> Остаточные запасы газа в основном составляет газ, выделившийся из фи нефтяной оторочки в процессе разработки.

незначительны. В процессе дальнейшего истощения пластового давления залежи эти потери стали резко возрастать. При пластовом давлении 10 МПа содержание конденсата в добываемом газе уменьшилось до 30 г/м<sup>3</sup>.

Ретроградные изменения залежи сопровождались следующими особенностями: уменьшением плотности стабильного конденсата, уменьшением в его составе содержания высококипящих компонентов, увеличением содержания бензиновых фракций; изменением группового состава конденсата (уменьшение содержания нафтеновых, увеличение содержания метановых углеводородов); снижением значения давления максимальной конденсации насыщенного конденсата; снижением значения криокондертмы; отсутствием влияния фактора обратного испарения на величину коэффициента конденсатоотдачи.

3. Сопоставление данных разработки с результатами лабораторных термодинамических исследований показывает их полное совпадение, что свидетельствует о надежности прогнозирования поведения залежей в процессе разработки на режиме истощения. Наличие небольшой разницы между величиной конденсатоотдачи (0,48), определенной лабораторными исследованиями, и достигнутым коэффициентом извлечения конденсата (0,43) объясняется наземными потерями жидких углеводородов при сепарации и транспортировке.

4. Интенсивная опережающая разработка газоконденсатной зоны на режиме истощения, несмотря на слабую активность краевых вод, привела к вторжению нефти из нефтяной оторочки в эту зону залежи. Характерно, что вторжение нефти началось только после снижения пластового давления в газоконденсатной зоне примерно на 10—11 МПа, т. е. на 30% от первоначальных значений пластового давления. В отличие от вторжения воды, вторжение нефти в газовую зону не приводило к потерям газа, поскольку скважины, расположенные в зоне вторжения, продолжали нормально фонтанировать.

Несмотря на полное истощение газоконденсатной части VII горизонта, зона вторжения нефти оказалась ограниченной. При высоте газоконденсатной зоны 1850 м высота перемещения нефти составила всего 250 м (рис. 69). Важнейшей особенностью вторжения нефти в газовую зону явилось сохранение целостности нефтяной оторочки (рис. 68, 69), что создает возможность извлечения нефти из пласта и после ее вторжения в газовую зону.

5. Анализируя результаты разработки нефтяной оторочки VII горизонта следует отметить, что, несмотря на явную нерациональность опережающей разработки газоконденсатных залежей на режиме истощения, разработка некоторых залежей все же осуществляется по указанной схеме, что приводит к неоправданно большим потерям нефти. Для предотвращения подобных решений необходимо до момента завершения промышленной

разведки и проектирования разработки воздержаться от больших отборов газа из залежи. В тех же отдельных случаях, когда газоконденсатная залежь вынужденно разрабатывается на режиме истощения, с опережением темпов отбора газа и конденсата, эксплуатационные скважины в основном следует расположить

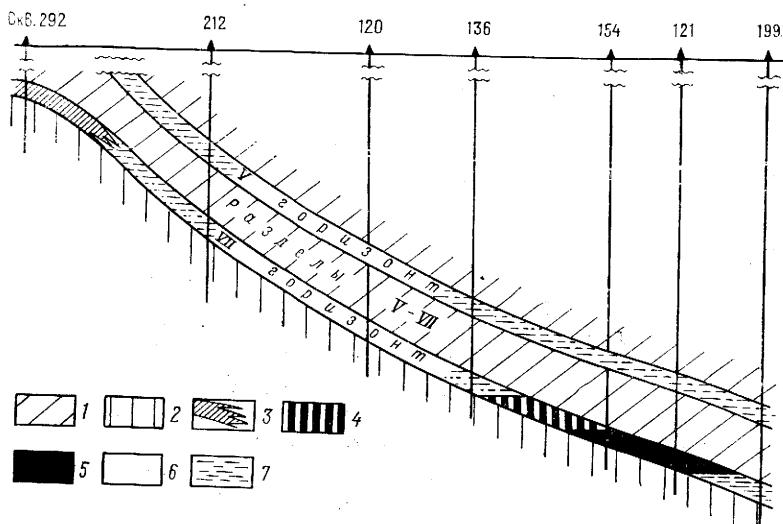


Рис. 69. Геологический профиль VII горизонта месторождения Карадаг

2 — глинистые породы; 3 — зоны выклинивания коллекторов VII горизонта; 4 — зона залегания нефти; 5 — начальное положение нефтяной оторочки; 6 — газоконденсатная зона; 7 — водоносная зона

сить вблизи контакта нефть — газ, в зоне предполагаемого торжения нефти.

**Месторождение Зыря.** В отличие от предыдущего, разработка этого месторождения способом истощения пластовой энергии протекала в условиях упруговодонапорного режима.

Месторождение Зыря, как и Карадагское, многопластовое. Газоконденсатные залежи приурочены к низам кирмакинской свиты (КС) и к подкирмакинской свите (ПК) среднего плиоцена.

Газоконденсатная залежь ПК свиты выявлена в сентябре 1958 г. разведочной скв. 8, давшей при опробовании в интервале 56—4453 м мощный фонтан газа дебитом 530 тыс. м<sup>3</sup>/сут конденсата 175 т/сут. Залежь связана с пологой антиклинальной складкой (рис. 34). Она обладает небольшой нефтяной оторочкой, смешенной в юго-западную периклинальную часть ладки. Глубина залежи на своде (по кровле пласта) 4420 м, глубина ГНК 4500 м.

Мощность ПК свиты составляет 130—140 м, высота залежи 0 м. Из-за пологих углов залегания залежь ПК свиты по всей

продуктивной площади подстилается подошвенной водой, зеркало воды определяется на глубине 4510 м.

Литологически ПК свита представлена средне- и крупнозернистыми песками и песчаниками со сравнительно небольшими прослойками глин. Пористость по данным керна 18%, проница-

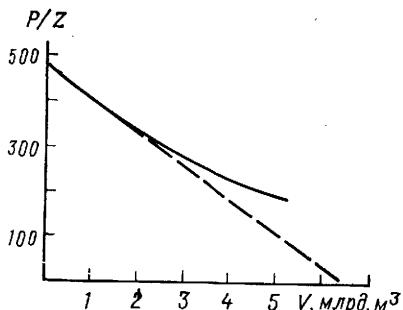


Рис. 70. Изменение пластового давления ПК свиты в процессе разработки газоконденсатного месторождения Зыря

мость 280 мД. Пластовое давление в присводовой части залежи составляло 45 МПа, в погруженной части 46 МПа. Залежь отличалась высоким начальным содержанием конденсата — 280 г/м³, начальный газоконденсатный фактор составил 3570 м³/т. Давление начала конденсации по данным лабораторных исследований соответствовало начальному пластовому давлению — 45—46 МПа. Давление максимальной конденсации насыщенной жидкости 12—15 МПа, стабильного конденсата 7 МПа.

Запасы газа и конденсата ПК свиты были уточнены спустя 3 года после ввода ее в разработку. Первоначальные запасы, подсчитанные объемным методом, оказались значительно завышенными. По уточненным методом падения пластового давления данным запасы газа ПК свиты оказались равными 6,5 млрд. м³, конденсата 1,8 млн. т, нефти 1,3 млн. т.

Разработка залежи велась без поддержания пластового давления — на режиме истощения. Она была осуществлена при помощи девяти пробуренных разведочных скважин. Производительность этих скважин при депрессиях 1—2 МПа составляла 500—700 тыс. м³/сут газа. Дебиты конденсата в начальной стадии разработки достигали 150—180 т/сут.

За 5 лет эксплуатации из залежи было извлечено 60% запасов газа. О высоких темпах разработки свидетельствуют уровни годового отбора газа из залежи, достигавшие в 1960—1961 гг. 20% от начальных запасов газа.

В начальной стадии разработки в диапазоне снижения пластового давления 45,5—37,5 МПа залежь дренировалась на газовом режиме (рис. 70). В процессе дальнейшей эксплуатации газоконденсатной залежи на режиме истощения обнаружилось все возрастающее отклонение линии падения пластового давления от прямой  $\frac{P}{z} = f(V)$ . При одном и том же уровне отбора

газа из пласта темп падения пластового давления значительно замедлился, что свидетельствовало о вторжении активных подшвенных вод в пределы залежи. Явление это сопровождалось начавшимся обводнением скважин. В зоне развития нефтяной оторочки (юго-восточная периклиналь складки) обводнению скважин предшествовало появление в продукции некоторого количества нефти, в результате чего добываемый конденсат приобретал темную окраску, плотность его заметно юзрастала и дебит увеличивался.

В обводнившихся скважинах дебит газа резко сокращался и скважины прекращали фонтанирование. Такие скважины возвращались в строй после изоляционных работ (установка центрального моста выше текущего ГВК и перфорация верхней части продуктивной мощности). Благодаря этим мероприятиям удалось несколько продлить время эксплуатации обводняющихся скважин. И все же после извлечения примерно 50% запасов газа скважины из-за обводнения выбывали из строя. Скважины, расположенные в зоне юго-восточной периклинали, в результате перемещения нефтяной оторочки в газоконденсатную зону переходили на нефть. Разработка газоконденсатной части залежи была завершена по причине полного обводнения.

1965 г. Перед обводнением остаточное пластовое давление этой зоне составило 18—19 МПа. Перешедшие на нефть скважины некоторое время еще находились в эксплуатации. Таким образом, защемление газа водой в процессе обводнения залежи происходило при давлениях 35—18 МПа, что обусловило значительные потери газа.

Конечный коэффициент газоотдачи 0,64, коэффициент конденсатоизвлечения 0,4, нефтеотдачи 22%.

По данным исследований рекомбинированных проб в бомбе VT в случае истощения залежи на газовом режиме пластовые потери конденсата должны были составить 50—52% от потенциальных запасов<sup>1</sup>. Как и при разработке VII горизонта месторождения Карадаг, в начальной стадии истощения пластового давления величина ретроградных потерь конденсата была незначительна. В диапазоне изменения пластового давления 45,5—35,5 МПа содержание конденсата в пластовом газе снизилось всего на 6% — с 280 до 262 г/м<sup>3</sup>. Более существенными оказались эти потери в последующие стадии истощения залежи. Так, интервале снижения пластового давления от 40,5 до 32,5 МПа содержание конденсата в газовой фазе снизилось с 262 до 188 г/м<sup>3</sup>, т. е. на 28%.

Для выяснения механизма пластовых потерь конденсата можно сопоставить динамику ретроградных изменений в ПК итте Зыри и VII горизонте Карадага. При почти одинаковой

<sup>1</sup> При этом исходили из возможности снижения пластового давления до 35 МПа.

картине этих потерь по данным термодинамических исследований фактическое извлечение конденсата из газоконденсатной залежи VII горизонта при достигнутой газоотдаче более 95% составило 43% от балансовых запасов, в то время как по ПК свите месторождения Зыри при газоотдаче 64% конденсатоотдача составила 40%. Таким образом, по месторождению Карадаг на каждые 10% газоизвлечения в среднем приходится 4,5% конденсатоотдачи, в то время как по месторождению Зыря 6,2%. Если в VII горизонте месторождения Карадаг пластовые потери конденсата почти целиком связаны с выпадением его в жидкую фазу, то на месторождении Зыря только часть пластовых потерь конденсата (около 35% запасов) связана с ретроградной конденсацией его в порах пласта. Остальные потери конденсата (около 20% запасов) связаны с потерями газа. Эта часть запасов конденсата в газовой фазе осталась в пласте в защемленном состоянии.

Таким образом, ретроградные изменения залежи ПК свиты и связанные с этим явлением пластовые потери конденсата оказались менее значительными, чем в предыдущем примере, что объясняется сравнительно ограниченным диапазоном снижения пластового давления в процессе разработки на режиме истощения.

Одной из основных причин низкой газоотдачи ПК свиты месторождения Зыря является упруговодонапорный режим на ранней стадии эксплуатации залежи, в результате чего обводнение залежи происходило при высоких значениях (0,8—0,45) соотношения давления обводнения и начального пластового давления. Эта особенность обусловлена пологим залеганием структуры, наличием высокоактивной подошвенной воды, подстилающей залежь по всей продуктивной площади.

Обводнение газоконденсатных скважин, как правило, происходило внезапно резко. Оно сопровождалось прекращением фонтанирования. Причина такого явления связана с наличием значительных перепадов давления между водоносной и газоконденсатной (тем более призабойной) зонами, достигающих по данным исследования скважин 5—8 МПа. В этих условиях вторжение воды в призабойную зону скважин приводило к существенному росту давления и прекращению притока газа. Кроме того, специальные исследования позволили установить, что обводнению скважин предшествовало образование конусов в призабойной зоне. Поэтому восстановить нормальную работу обводнившихся скважин удалось только после изоляционных работ.

Иначе вели себя скважины при вторжении нефти в их призабойную зону. Явление это, в отличие от обводнившихся скважин, происходило постепенно. После появления нефти в продукции газоконденсатных скважин последние продолжали нормально фонтанировать газом и конденсатом с нефтью.

Благодаря этому обстоятельству продолжительность эксплуатации подобных скважин оказалась больше, чем чисто газоконденсатных. Это послужило причиной бурения в зоне вторжения яда эксплуатационных скважин.

Обращает на себя внимание значительное превышение коэффициента нефтеотдачи (0,2) ПК свиты Зыри над коэффициентом нефтеотдачи (0,1) нефтяной оторочки VII горизонта Карадага. Объясняется это в основном более интенсивным процессом истощения залежи VII горизонта, в том числе нефтяной оторочки (при конечном давлении истощения VII горизонта 3—МПа конечное давление эксплуатации ПК свиты составило 9—18 МПа).

Данные разработки месторождения Зыря интересны и плане обсуждения вопроса о рациональной плотности размещения скважин. Как уже отмечалось, залежь разрабатывалась евязью продуктивными разведочными скважинами с плотностью размещения 85 га/скв. При этом в отдельные периоды эксплуатации из пласта в год добывалось до 20% и более начальных запасов газа, а процесс разработки по существу был завершен в течение 6 лет. Сопоставление фактической производительности скважин с величиной промышленных запасов газа свидетельствует о возможности разработки этой залежи (с темпами отбора газа до 10—12% от начальных запасов в год) языком газоконденсатными скважинами, т. е. при плотности размещения 150 га/скв. На основе этих данных некоторые специалисты считают, что месторождение Зыря можно считать примером, когда количество продуктивных разведочных скважинказалось больше количества скважин, необходимых для разработки залежи. Однако наличие активных подошвенных вод, некоторые неравномерности в продвижении воды, наличие явления эндообразного обводнения призабойной зоны скважин, также необходимость в этом случае возможного равномерного снижения пластового давления свидетельствуют о том, что резкое сокращение числа продуктивных скважин могло бы привести к снижению коэффициента газоотдачи.

Анализируя итоги разработки указанных залежей на режиме истощения, нужно отметить возможность применения более рациональных схем их эксплуатации. В частности, для ПК свиты месторождения Зыря наиболее рациональным было бы применение полного или частичного сайклинг-процесса. Это, как показывают выполненные оценки, позволило бы увеличить коэффициент извлечения запасов конденсата до 0,6, нефти до 0,3. Для I горизонта месторождения Карадаг более целесообразной оказалась опережающая разработка нефтяной оторочки, что позволило бы поднять нефтеотдачу до 30%<sup>1</sup> (т. е. получить

<sup>1</sup> О возможности получения более высокой нефтеотдачи можно судить основе данных разработки газонефтяной залежи VIII горизонта соседнего

дополнительно 2 млн. т нефти). Однако в связи с существующей в те годы острой потребностью народного хозяйства в газе, отсутствием необходимого технологического оборудования осуществление указанных схем было не реальным. В подобных случаях, когда решение о разработке на режиме истощения становится неизбежным фактом, возникает необходимость в формировании темпов эксплуатации нефтяных оторочек и размещении скважин на контакте нефть—газ.

#### § 4. ОБ ИЗМЕНЕНИИ ВО ВРЕМЕНИ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

В процессе разработки ряда месторождений наблюдалось значительное увеличение коэффициента продуктивности газоконденсатных скважин. Это явление было установлено при эксплуатации газоконденсатных месторождений Азербайджанской ССР (Карадаг, Калмас, Зыря и др.) и вызвало заметный интерес у специалистов.

Увеличение коэффициента продуктивности  $k_r$ , кроме теоретического имеет также и практическое значение. Известно, что одним из главных вопросов проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений на режиме истощения является определение во времени потребного количества скважин для обеспечения заданного темпа добычи газа. При решении этого вопроса важное значение приобретает учет эффекта увеличения во времени  $k_r$ , способствующего возможности существенного сокращения количества скважин, необходимых для осуществления задач разработки.

Сведения об изменении  $k_r$  в зависимости от снижения пластового давления по месторождениям Карадаг, Калмас, Зыря и другим опубликованы в ряде работ [138, 58]. Данные по месторождению Карадаг отражены в табл. 36.

Значения  $k_r$  подсчитаны по формуле

$$k_r = \frac{Q_r}{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2},$$

где  $Q_r$  — дебит газа скважин в м<sup>3</sup>/сут;  $p_{\text{пл}}$  — пластовое давление в МПа;  $p_{\text{заб}}$  — забойное давление в МПа.

В табл. 36 приводится величина  $\Psi$

$$\Psi = \frac{k_r}{k_{r1}},$$

где  $k_{r1}$  и  $k_r$  — соответственно коэффициенты продуктивности,

---

месторождения Кушхана, где опережающая эксплуатация нефтяной зоны в условиях консервации запасов газа газовой шапки позволила добиться извлечения более 45% балансовых запасов нефти.

Скважина	Дата замера	$p_{\text{заб}}^*$ , кгс/см <sup>2</sup>	$p_{\text{пл}}^*$ , кгс/см <sup>2</sup>	$p_{\text{заб}}^2 \cdot 10^4$ , (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup>	$p_{\text{пл}}^2 \cdot 10^4$ , (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup>	$\Delta p^2 \cdot 10^4$ , (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup>	$Q_f \cdot 10^4$ , м <sup>3</sup> /сут	$k_f \cdot 10^3$ , м <sup>3</sup> /(кгс/см <sup>2</sup> ) × сут	$\Phi$
120	18/IX 1959—31/VIII 1963	204,45— —73,73	225,45— —83,94	4,221— —0,558	5,123— —0,721	0,907— —0,163	76,3— —34,1	84,1— —209,2	1,0— —2,49
124	1/IX 1960—2/IV 1963	184,76— —79,05	203,2— —89,83	3,45— —0,641	4,17— —0,825	0,72— —0,184	25,0— —30,9	34,8— —167,7	1,0— —4,89
132	6/IV 1959—22/V 1962	219,72— —86,58	252,55— —104,63	4,872— —9,767	6,429— —1,116	1,557— —0,349	71,6— —40,9	46,1— —117	1,0— —2,54
134	2/VIII 1960—22/III 1962	169,71— —103,5	193,41— —119,6	1,914— —1,092	3,779— —1,520	0,865— —0,428	49,0— —26,4	54,4— —61,5	1,26— —1,42
136	9/IV 1959—13/IX 1963	255,16— —80,4	273,94— —89,0	6,564— —0,662	7,559— —0,81	0,995— —0,148	80,7— —30,8	81,5— —208	1,0— —2,55
170	29/V 1959—17/V 1962	240,26— —101,69	256,43— —120,26	5,821— —1,055	6,626— —1,47	0,805— —0,415	62,8— —46,4	62,8— —154	1,0— —1,97
212	24/X 1961—16/V 1963	110,39— —65,97	128,46— —81,15	1,241— —0,448	1,676— —0,675	0,435— —0,227	41,0— —40,2	94— —117,6	1,0— —1,89
218	3/V 1957—26/VII 1960	268,24— —148,77	293,7— —169,81	7,248— —2,243	8,685— —2,918	1,437— —0,675	36,0— —21	25— —31,88	1— —1,27

отвечающие начальной и конечной дате исследования. Величина  $\Psi_1$  показывает, во сколько раз увеличился этот коэффициент по сравнению с первой датой исследования. Зависимость  $\Psi_1$  от  $\bar{p}_1$  (соотношения текущего значения пластового давления и пластового давления на первую дату исследования) показана на

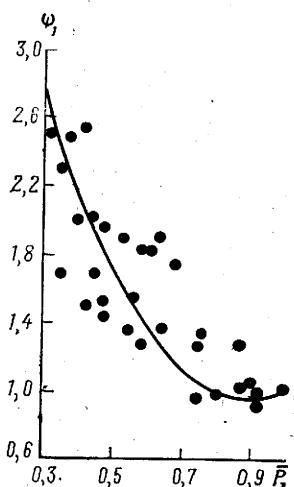


Рис. 71. Изменение коэффициента продуктивности газоконденсатных скважин в зависимости от падения давления в координатах  $\Psi_1$  от  $p_1$  (по Мирзаджанзаде А. Х., Дурмишьяну А. Г. и др.)

Рис. 72. Изменение коэффициента продуктивности (на метр эффективной мощности) VII горизонта месторождения Карадаг в процессе разработки на режиме естественного истощения:

1 — скв. 136; 2 — скв. 70; 3 — скв. 134; 4 — скв. 132; 5 — скв. 132; 6 — скв. 124

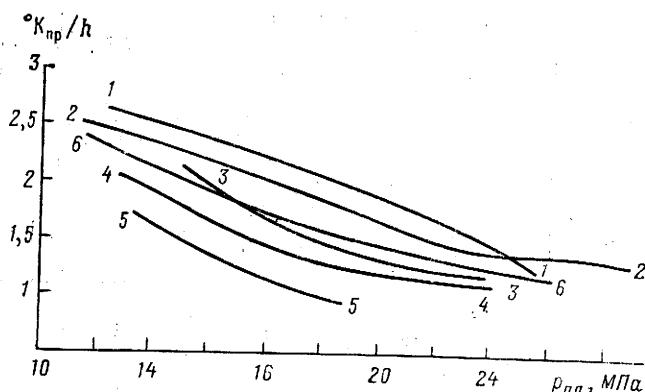
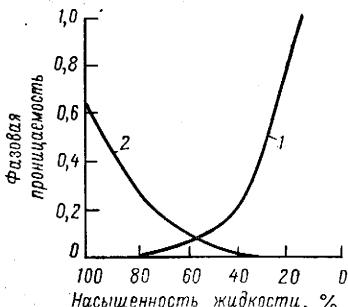


рис. 71, 72. Из рисунков видно, что в начальный период снижения давления (в интервале  $\bar{p} = 1—0,8$ ) величины  $\Psi_1$  меньше единицы. При дальнейшем снижении пластового давления в интервале  $\bar{p} = 0,8—0,32$  значение  $\Psi_1$  возрастает от 0,8 до 2,5. По отдельным скважинам  $\Psi_1$  увеличивается более существенно — в 4 раза и более (табл. 36).

Коэффициенты продуктивности определялись по данным, полученным непосредственными замерами пластового и забойного давлений глубинным манометром почти по всем газоконденсатным скважинам указанных выше месторождений.

Объяснению причин изменения коэффициентов продуктивности газоконденсатных скважин посвящен ряд работ [58, 138, 52 и др.]. К наиболее важным факторам, обусловливающим возможность роста  $k_g$ , можно отнести следующие: снижение вязкости пластового газа, вызванное падением пластового давления



ис. 73. Зависимость фазовой проницаемости от степени насыщенности пор конденсатом (месторождение Хидия)

— фазовая проницаемость для газа; 2 — фазовая проницаемость для конденсата

ретроградными изменениями его состава; десорбция газа, вызванная снижением пластового давления, в результате которой увеличивается газопроницаемость пористой среды, а следовательно, увеличивается и коэффициент продуктивности скважин [152]; дегазация и усадка содержащейся в газовой зоне вязкой нефти, в результате чего возрастает объем пор, занятый газом, увеличивается фазовая проницаемость для газа (рис. 73) [57].

Является ли увеличение коэффициента продуктивности универсальным явлением, свойственным всем газоконденсатным месторождениям? Изучение показывает, что указанное явление наблюдается при разработке месторождений, характеризующихся только малым и средним содержанием конденсата в пластовом газе. Имеются отдельные примеры, когда при высоком уникально высоком содержании конденсата коэффициенты продуктивности газоконденсатных скважин не растут, а снижаются. Одним из таких примеров является месторождение Гокс-Бромайд, где пористость составляет 4,5—6,8%, а проницаемость 4,5 мД, начальное содержание конденсата в пластовом газе ( $C_3 +$  высшие)  $1030 \text{ см}^3/\text{м}^3$ . Месторождение с 1960 по 1962 г. разрабатывалось на режиме истощения. По мере выпадения конденсата в пласте наблюдалось значительное уменьшение коэффициента продуктивности газоконденсатных скважин, ведущее к ухудшению фильтрации газа и ее практическое прекращение. Выпавший в призабойной зоне конденсат создал заслон, препятствующий поступлению газа из залежи.

Подобные явления можно ожидать в месторождениях с низкой пористостью и проницаемостью, высоким содержанием конденсата, резкими ретроградными изменениями в начальной стадии разработки на режиме истощения залежи. При разработке залежей аналогичным способом следует ждать не увеличения,

а уменьшения коэффициента продуктивности. Из числа газоконденсатных месторождений страны уменьшение  $k_r$  возможно на Талалаевском, Новотроицком и других подобных месторождениях.

При разработке залежи на режиме истощения газоконденсатных месторождений с содержанием конденсата до 200—300 г/м<sup>3</sup>, особенно залежей, содержащих в газовой зоне связанную нефть, увеличение коэффициента продуктивности скважин должно быть заметным, что дает возможность сократить число эксплуатационных скважин и повысить эффективность разработки.

## Глава XV

### РАЗРАБОТКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА

#### § 1. СУЩНОСТЬ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

В отличие от чисто газовых залежей, при разработке газоконденсатных месторождений возникает дополнительная и важная задача, связанная с необходимостью обеспечения достаточно высоких коэффициентов извлечения запасов конденсата. Если бы в пласте не происходило ретроградных изменений, то добыча конденсата была бы пропорциональна количеству извлекаемого газа, а пластовое давление уменьшалось бы линейно с ростом общего отбора.

По данным лабораторных исследований отечественного и зарубежного опыта, при разработке газоконденсатных залежей на режиме истощения пластовой энергии ретроградные потери конденсата обычно составляют 50—55% его потенциальных запасов, хотя в целом ряде случаев возможны значительные отклонения от этих цифр. При высоком и весьма высоком содержании конденсата в газе и большой плотности его эти потери достигают 70—80%.

Для предотвращения или значительного сокращения потерь конденсата в пласте в процессе разработки следует не допускать снижения пластового давления ниже давления начала конденсации. Этого можно достичь путем искусственного поддержания пластового давления на уровне первоначального. С этой целью и был предложен способ рециркуляции газа, получивший название «сайкллинг-процесса» [192], впоследствии оказавшийся одним из самых эффективных способов борьбы с пластовыми потерями конденсата.

Сущность этого способа заключается в следующем. Добываемый из газоконденсатных скважин газ после полной сепарации

освобождения от конденсата при помощи специальных компрессоров через нагнетательные скважины закачивается обратно в разрабатываемый пласт. В результате такой непрерывной циркуляции газа из пласта добывают только тяжелые углеводороды — конденсат, а весь сухой газ возвращается обратно в пласт.

Разработка газоконденсатных залежей при сайклинг-процессе осуществляется в два этапа. На первом этапе извлекается основная часть запасов конденсата. Поскольку при этом добываемый газ нагнетается обратно в пласт, давление пласта в процессе разработки снижается незначительно, и поэтому первый этап разработки протекает почти без ретроградных потерь. Однако по мере извлечения запасов конденсата пластовый газ оstepенно беднеет, и количество тяжелых углеводородов в нем сперевно уменьшается. В результате газоконденсатные факторы скважин значительно возрастают. Когда основная часть конденсата (50—70% запасов) уже извлечена и дальнейшее действие циркуляционного процесса является нерентабельным, братное нагнетание сухого газа в пласт прекращают и залежь продолжают эксплуатировать как газовую. Так начинается второй этап разработки, в процессе которого добываются газ остаточные запасы конденсата.

Основным преимуществом сайклинг-процесса является обеспечение достаточно высокого извлечения конденсата из пласта. Достижении этой цели практика разработки кроме сайклинг-процесса не располагает другими более или менее равноценными технологическими схемами. Однако несмотря на огромное преимущество, сайклинг-процесс имеет следующие существенные недостатки: требуются большие капитальные затраты, связанные со строительством специальных компрессорных станций с компрессорами высокого давления, бурением нагнетательных скважин, сооружением специальных наземных установок, необходимых для осуществления сайклинг-процесса; неизбежна онсервация запасов природного газа залежи, охваченной сайклинг-процессом, необходимая для первоочередного извлечения запасов конденсата (в среднем на 10—15 лет).

В силу указанных условий целесообразность внедрения этого способа, как правило, решается соответствующими технико-экономическими расчетами. Сайклинг-процесс обычно может экономически себя оправдать при значительных ресурсах конденсата, при разработке залежей с большим содержанием высококипящих углеводородов. Торnton, например, считал, что в условиях США при содержании конденсата в газе ниже  $80-100 \text{ г}/\text{м}^3$  применение этого метода экономически мало перспективно [93]. М. Маскет пишет, что «осуществление процесса циркуляции в пластах, где конденсат добывается при газовом атмосфере  $9000 \text{ м}^3/\text{м}^3$  и выше, обычно считается неэкономичным» [19].

Указанные оценки, однако, могут существенно изменяться в зависимости от конъюнктуры рынка сбыта газа. В истории газовой промышленности США известны случаи, когда при наличии благоприятных условий реализации конденсата и отсутствия рынков сбыта газа газоконденсатные залежи разрабатывались на режиме истощения. При этом конденсат отбирался, а газ выпускался в воздух или сжигался [193]. Понятно, что в подобных случаях сейклинг-процесс представляет огромный интерес, поскольку наряду с эффективной добычей конденсата создается возможность сохранения промышленных запасов газа в недрах. В подобных случаях внедрение сейклинг-процесса может оаться целесообразным при относительно небольшом содержании конденсата, в то время как в условиях растущего газопотребления и острой необходимости в добыче газа пределы содержания конденсата, названные М. Маскетом и Торntonом, возможно окажутся явно недостаточными для внедрения сейклинг-процесса.

Причинами отказа от циркуляционного метода, как уже отмечалось, кроме экономических соображений могут служить и такие факторы, как геологическая характеристика месторождения, величина запасов газа и конденсата и др.

В зарубежной практике кроме полного сейклинг-процесса, когда в залежь возвращается весь добытый из пласта газ, применяются различные модификации этого процесса, в частности так называемый частичный сейклинг-процесс. Сущность его заключается в том, что в процессе циркуляции газа в пласт возвращается только часть добываемого газа. Остальное количество газа, а также весь конденсат реализуются. При частичном сейклинг-процессе давление в залежи снижается, что в свою очередь приводит к частичному выделению в пласт жидкого конденсата. Однако в процессе непрерывной циркуляции сухого газа поры пласта с выпавшим жидким конденсатом как бы «промываются» газом, в результате чего жидкие углеводороды частично испаряются. Механизм обратного испарения жидких углеводородов нагнетаемым сухим газом приводит к существенному снижению ретроградных потерь конденсата в процессе реализации частичного сейклинг-процесса. Этим и следует объяснить причину сравнительно небольшого расхождения в величинах фактического конденсатоизвлечения при полном и частичном сейклинг-процессах.

В свете указанных особенностей можно отметить следующие у частичного сейклинг-процесса преимущества: наряду с обеспечением достаточно полного извлечения потенциальных запасов конденсата существенно сокращаются (на 25—50%) находящиеся в длительной консервации промышленные запасы газа. Это обстоятельство, в свою очередь, обуславливает значительную экономическую эффективность и заметно расширяет область применения сейклинг-процесса. Сокращение объемов нагнета-

ия газа приводит к заметному снижению капитальных затрат, связанных с уменьшением числа нагнетательных скважин, количества компрессоров и т. д.

К модификациям сайклинг-процесса относится также способ азработки газоконденсатных месторождений путем закачки пласт сухого газа и воды. Нагнетательные водяные скважины асполагаются при этом так, чтобы вода вытесняла сухой газ, оторый в свою очередь должен вытеснять газоконденсатную газу к забоям эксплуатационных скважин. При этом из общего количества нагнетаемых в пласт агентов существенная часть приходится на долю воды, что позволяет использовать значительную часть добываемого газа, сохранив при этом давление азажи на уровне, необходимом для заметного сокращения ретроградных потерь конденсата.

Применение сайклинг-процесса еще более целесообразно, огда газоконденсатный пласт содержит нефтяную оторочку, представляющую интерес как объект самостоятельной разработки. В подобных случаях наряду с осуществлением сайклинг-процесса в газоконденсатной зоне залежи нефтяная оторочка может эксплуатироваться в условиях поддержания пластового давления на газонапорном режиме. Продолжительность процесса добычи конденсата и нефти, темпы отбора их из залежи, необходимость нагнетания в пласт дополнительных объемов газа или воды, регулирование других параметров процесса осуществляются с учетом характеристики залежей, запасов газа, конденсата и нефти, коллекторских свойств, режима пласта других особенностей месторождения. Разумное регулирование процесса способствует значительному повышению эффективности разработки месторождения.

В многопластовых газоконденсатных месторождениях нефтяная оторочка обычно содержится далеко не во всех горизонтах. Она, как правило, обнаруживается в базисных горизонтах продуктивной толщи или нефтегазоносного этажа, в то время как в верхние горизонты содержат газоконденсатные залежи без оторочки. Такая особенность создает благоприятные предпосылки для применения сайклинг-процесса при разработке залежи с нефтяной оторочкой, поскольку при этом ограничение объема газа при консервации его запасов можно компенсировать повышенными отборами газа из верхних, чисто газоконденсатных скоплений (при условии их разработки на режиме истощения).

Эффективность сайклинг-процесса и его разновидностей, как же отмечалось, зависит от геологической характеристики месторождения. Наиболее благоприятные результаты применения этого процесса наблюдаются в литологически однородных, хорошо проницаемых коллекторах, где происходит равномерное (близкое к поршневому) вытеснение обогащенного пластового газа нагнетаемым сухим газом. Такое вытеснение приводит

к наиболее полному извлечению конденсата, поскольку обеспечивается достаточно высокая степень охвата залежи вытеснением и более эффективное и полное замещение пластовой газо-конденсатной системы сухим газом. В подобных случаях, как правило, прорывов сухого газа к забоям эксплуатационных скважин не наблюдается, и пластовая система постепенно беднеет конденсатом.

Иначе обстоит дело в неоднородных коллекторах, где эффективность вытеснения насыщенного газа нагнетаемым сухим газом значительно снижается из-за преждевременных прорывов газа по наиболее проницаемым пропласткам к забоям эксплуатационных скважин. Прорывы сухого газа здесь приводят к тому, что за фронтом вытеснения остаются отдельные зоны с высоким (близким к первоначальному) содержанием конденсата, что заметно снижает величину конденсатоизвлечения.

Существенной является разница в конденсатоизвлечении в литологически однородных и неоднородных коллекторах и в течение последующего этапа разработки, когда процесс рециркуляции газа прекращается и эксплуатация залежи продолжается на режиме истощения. В течение этой завершающей стадии разработки наряду с извлечением запасов газа добывается и часть остаточных запасов конденсата. Однако в литологически однородных коллекторах остаточные запасы конденсата извлекаются значительно полнее, что в свою очередь значительно повышает общий коэффициент извлечения запасов конденсата при сайдлинг-процессе. Механизм этого, недостаточно изученного явления представляется интересным и сводится к следующему.

В литологически однородных коллекторах в условиях смешивающегося вытеснения насыщенного газа нагнетаемым сухим газом пластовая система равномерно беднеет конденсатом. Процесс этот сопровождается постепенным снижением значения давления начала конденсации, в то время как пластовое давление благодаря применению сайдлинг-процесса сохраняется почти на первоначальном уровне. Эта важная особенность приводит к образованию весьма существенной разницы между пластовым давлением и давлением начала конденсации и позволяет в дальнейшем, при переходе от сайдлинг-процесса на режим истощения, эксплуатировать залежь без ретроградных потерь конденсата. Несколько иначе обстоит дело с литологически неоднородными коллекторами, где в ходе реализации сайдлинг-процесса в газоконденсатном пласте сохраняются очаги с первоначальным содержанием конденсата. Последующая разработка таких залежей на режиме истощения приводит к существенным потерям конденсата.

## § 2. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА

Сайклинг-процесс нашел довольно широкое применение в США и в Канаде. Способ этот, как отмечалось, был предложен В. Воугеном в 1936 г. и уже в конце 30-х годов появились первые проекты его осуществления.

Одним из первых месторождений, где был внедрен сайклинг-процесс, было газоконденсатное месторождение Ла Глория в округе Джим Велс штата Техас США [206]. В то время это был один из самых больших проектов обратной закачки газа с целью предотвращения ретроградных потерь конденсата. Процесс этот осуществлялся под наблюдением специального комитета, в который входили представители всех компаний, имеющих участки на этом месторождении. В помощь комитету был создан подкомитет, занимающийся геологической и технологической стороной проекта разработки.

Газоконденсатная залежь Ла Глория приурочена к структуре овальной формы. Продуктивная площадь составляла 1070 га. Этаж газоносности около 100 м. В процессе разведки залежи и эксплуатационного бурения было пробурено около 40 газоконденсатных скважин.

Глубина залегания продуктивного горизонта — нижнего отдела свиты Фрио на своде структуры составляет 1955 м. Средняя мощность песчаника в этой зоне 10 м. Средняя пористость его 22,2%, проницаемость 521 мД. Начальное пластовое давление 24,4 МПа, температура 95°C. Содержание связанной воды составляло 20%.

Запасы газа в залежи оценивались в 3,95 млрд. м<sup>3</sup>, запасы конденсата — 1,07 млн. м<sup>3</sup>, в том числе пентаны — 0,639 млн. м<sup>3</sup>, изо- и нормальный бутаны — 0,178 млн. м<sup>3</sup>, пропана — 0,252 млн. м<sup>3</sup>. Начальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе 160 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Закачка газа на месторождении Ла Глория началась в мае 1941 г. К этому времени на месторождении было шесть продуктивных и две нагнетательные скважины. В последующие годы число эксплуатационных скважин увеличилось до восьми, а нагнетательных до четырех. В течение первых 4 лет из пласта в среднем отбиралось 1415 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. В дальнейшем ввиду прорыва нагнетаемого сухого газа в эксплуатационные скважины отбор из пласта уменьшили до 595 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Всего за период рециркуляции из залежи добыли 3,4 млрд. м<sup>3</sup> газа, а возвратили 3,3 млрд. м<sup>3</sup>. Таким образом за все время нагнетания в пласт было возвращено 97% добываемого сухого газа.

Благодаря возврату в пласт практически всего добываемого газа пластовое давление снизилось очень незначительно. Поэтому выпадение конденсата в пласте было предотвращено. Это подтверждается тем, что в продукции скважины, пробуренной в заключительной стадии процесса, в зоне, не охваченной нагнетанием сухого газа, содержание конденсата не отличалось от

начального. В процессе закачки газа с целью контроля за его перемещением по пласту из каждой скважины 1 раз в 3 месяца отбирались пробы газа для определения содержания конденсата.

Нагнетание сухого газа прекратили в середине 1949 г., когда содержание конденсата в продукции скважин резко уменьшилось.

Исследования показали, что в зоне, охваченной закачкой газа, коэффициент охвата при выбранном расположении нагнетательных и эксплуатационных скважин составлял 85%. В результате из пласта было добыто 68% первоначально содержащегося конденсата. При последующей эксплуатации пласта на истощение было добыто еще 20,8% конденсата. Всего из пласта было отобрано 88,8% первоначально содержащегося конденсата.

Обращает на себя внимание высокая оперативность проведения сайдлинг-процесса — 8 лет, при достаточно высоком коэффициенте извлечения запасов конденсата. В подобных случаях ущерб от консервации промышленных запасов газа является минимальным, что в свою очередь определяет общую экономическую эффективность разработки с применением метода рециркуляции газа.

Опыт разработки месторождения Ла Глория служит классическим примером эффективного применения сайдлинг-процесса на месторождениях с относительно малыми запасами газа и средним потенциалом конденсата [152, 206]. Позже на примере других подобных месторождений было установлено, что достигнутая здесь величина конденсатоизвлечения (свыше 80% потенциальных запасов конденсата) является характерной для сайдлинг-процесса.

Примером успешного проведения сайдлинг-процесса в условиях карбонатных коллекторов с низкой проницаемостью может служить месторождение Хидли, открытое в 1953 г. в Западном Техасе [209]. Продуктивный пласт этого месторождения представлен известняками девонского возраста, содержащими прослои доломита. Средняя пористость известняков 5,8%, проницаемость по керну 0,1—0,3 мД, водонасыщенность 12,1%<sup>1</sup>. Газоконденсатная залежь, залегающая на глубине 3570 м, занимала площадь 5670 га. Начальное пластовое давление составило 37,8 МПа, давление начала конденсации 30,6 МПа, содержание в пластовой системе фракции  $C_3 +$  выше 1800 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Лабораторные исследования показали, что при разработке на режиме истощения извлечение конденсата не превысит 13%. Применение же сайдлинг-процесса согласно расчетам обеспечит около 45% конденсатоизвлечения, что означает получение до 10 млн. т дополнительного стабильного конденсата. Кроме того, ретроградные изменения залежи могли бы привести к снижению коэф-

<sup>1</sup> С целью повышения проницаемости и увеличения дебитов скважин на месторождении регулярно проводились широкие операции по гидравлическому разрыву пластов, оказавшиеся успешными.

фициента газоотдачи. Все это и обусловило решение о разработке этой залежи с применением сайдлинг-процесса. Процесс этот был осуществлен в 1958 г. при помощи 39 нагнетательных и 111 эксплуатационных скважин. Уже через 8 лет добыча конденсата и сжиженных газов составила 8,4 млн. м<sup>3</sup> и достигла 85% от расчетного извлечения конденсата при сайдлинг-процессе. Таким образом, опыт применения сайдлинг-процесса в газоконденсатном пласте, представленном слабопроницаемыми карбонатными породами, оказался весьма успешным.

Выше отмечалось, что эффективность применения сайдлинг-процесса в ряде случаев ограничивается геологическими факторами. В числе их указывалась резкая литологическая неоднородность и трещиноватость коллекторов. Но даже в этих случаях применение сайдлинг-процесса часто оказывается более целесообразным, чем другие методы разработки. Характерным примером может служить месторождение Лукаут Бат Рандл — одно из первых газоконденсатных месторождений с трещиноватыми коллекторами, на котором осуществлялся сайдлинг-процесс.

Месторождение это открыто в провинции Альберта (Канада) в 1959 г. Продуктивный горизонт представлен трещиноватыми доломитами, местами глинизованными. Среднее значение пористости составляет 6,5%, проницаемость 10 мД, водонасыщенность 18%. Эффективная мощность горизонта 55 м. Запасы газа 15,6 млрд. м<sup>3</sup>, стабильного конденсата C<sub>5</sub>+высшие — 9,2 млн. м<sup>3</sup>. Содержание конденсата в газе 540 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 33,4 МПа, пластовая температура 89°C. Продуктивный пласт осложнен тектоническими разрывами и трещинами.

Казалось бы, подобная характеристика, особенно наличие трещиноватости и тектонических разрывов, должна была определить отрицательное отношение к применению сайдлинг-процесса. Однако лабораторные исследования и расчеты показали, что при разработке данного месторождения на режиме истощения извлечение конденсата составит всего 27,5%, а снижение пластового давления на половину ведет к потери конденсата с 540 до 200 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Подобные явно неблагоприятные показатели условий разработки залежи на режиме истощения обусловили необходимость серьезного изучения возможности применения здесь сайдлинг-процесса. Оценки показали, что минимальная величина конденсатоизвлечения при рециркуляции газа составит 34%. Выполненные технико-экономические расчеты показали, что даже такое умеренное увеличение добычи конденсата оправдывает применение сайдлинг-процесса<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> К сожалению, описанные сведения о зарубежном опыте разработки часто оказываются отрывистыми, неполными и поэтому не представляется возможным проследить за процессом разработки от начальной стадии до завершающего этапа эксплуатации.

Характерным примером осуществления частичного сайдлинг-процесса может служить месторождение Уиндуол, открытое в провинции Альберта (Канада) в 1955 г. Залежь этого месторождения приурочена к рифовым отложениям девона. Продуктивный горизонт представлен известняками со средней пористостью 6,4%, проницаемостью 300 мД. Глубина залегания его 2630 м, эффективная мощность 41 м, начальное пластовое давление 26,7 МПа, температура 104°C. Содержание стабильного конденсата составляло 427 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В газе содержалось 15% (мольных) сероводорода, 4,5% углекислого газа. Залежь обладает нефтяной оторочкой, начальные запасы газа 25 млрд. м<sup>3</sup>, конденсата 11 млн. м<sup>3</sup>, нефти 12,7 млн. м<sup>3</sup>.

Залежь, начиная с 1962 г., разрабатывалась с применением частичного сайдлинг-процесса. Закачку газа осуществляли через четыре нагнетательные, а отбор через 11 эксплуатационных скважин. При этом в процессе рециркуляции сухого газа в пласт возвращалось только 60% извлекаемого газа. Естественно, это приводило к непрерывному снижению пластового давления, что в свою очередь обусловило выпадение конденсата в пласте. Однако эти потери являются кажущимися, поскольку в ходе длительной рециркуляции сухой газ приводит к непрерывной «промывке» значительной части порового пространства и обратному испарению выпавшего конденсата. Это обстоятельство в основном и послужило причиной достижения достаточно высокого извлечения конденсата (коэффициент извлечения конденсата C<sub>5+</sub> выше оценивается в 75,5%, а при обычном сайдлинг-процессе 76,6%). Полученные фактические данные по извлечению запасов конденсата свидетельствовали о близости их к проектным данным.

Применение частичного сайдлинг-процесса получило наибольшее развитие в газоконденсатных месторождениях Канады, в связи с чем этот процесс иногда называют «канадским методом эксплуатации конденсатных месторождений». Опыт показал, что наиболее рациональным вариантом применения этого способа является обратное нагнетание сухого газа в пласт в количестве, составляющем 60% от отбора.

Существенным условием успешности его применения является регулирование процессов нагнетания и отбора с целью достижения высоких коэффициентов охвата залежи воздействием и эффективного вытеснения пластового обогащенного газа нагнетаемым сухим газом.

В целом ряде случаев в ходе осуществления сайдлинг-процесса или частичного сайдлинга в пласт возвращается не добываемый из данного месторождения сухой газ, а газ, добытый из соседних месторождений. Так обычно поступают в тех случаях, когда наряду с конденсатом в газе содержатся и другие полезные компоненты (серы, гелий и др.). Примером подобной практики рециркуляции газа может служить газоконденсатное

месторождение Вайткорт, на котором начиная с 1962 г. применяется частичный сайдлинг-процесс.

Месторождение Вайткорт открыто в провинции Альберта (Канада) недалеко от рассмотренного выше месторождения Уинд Фол, к северо-западу от г. Эдмонтона. Газоконденсатная залежь приурочена к отложениям девона (Д-3). Пластовое давление залежи 26,5 МПа, температура 104°C. Начальные запасы газа составляли 23,2 млрд. м<sup>3</sup>, конденсата 8,4 млн. т, содержание конденсата в пластовом газе 362 г/м<sup>3</sup>. В составе газа содержалось 15% сероводорода [47]. К юго-западу от Вайткорта расположены еще три газовых месторождения (Пайн Крик, Пайн Норвест и Бивер Крик) с суммарными запасами газа 43 млрд. м<sup>3</sup>. Для проведения частичного сайдлинг-процесса использовался сухой газ месторождений Пайн Крик и Бивер Крик, содержание сероводорода в котором достигало 35%. Газ из указанных месторождений после дегидратации транспортировался по трубопроводу на месторождение Вайткорт, где под давлением 28 МПа нагнетался в разрабатываемую залежь.

Эффективность частичного сайдлинг-процесса на указанном месторождении оказалась весьма высокой. При ожидавшейся суммарной добыче конденсата в случае разработки на режиме истощения 3,48 млн. т величина извлечения конденсата при частичном сайдлинг-процессе составила 6,1 млн. т (при полном — 7 млн. т). Наряду с этим существенно улучшились показатели газоотдачи добываемого и «постороннего» газа и добычи элементарной серы [47].

Так, при разработке ряда крупных газоконденсатных месторождений наблюдается тенденция осуществления полного и частичного сайдлинг-процесса. Применение его на довольно крупном месторождении Кэти (штат Техас, США) с запасами газа 170 млрд. м<sup>3</sup>, конденсата (C<sub>4</sub>+высшие) — 35 млн. м<sup>3</sup> оказалось весьма эффективным. За 24 года рециркуляции газа в пласт было возвращено более 85% добывшего из залежи (65% от начальных запасов) газа, что позволило в течение всего этого времени добычу конденсата держать почти на постоянном уровне и практически исключить ретроградные потери, обеспечив извлечение 60% потенциальных запасов конденсата. Только в связи со значительным увеличением потребности в газе процесс рециркуляции был прекращен, и залежь в настоящее время разрабатывается на режиме истощения пластового давления [47]. Применение частичного сайдлинг-процесса намечено на другом крупном месторождении Кэйбоб, открытом в провинции Альберта (Канада). Запасы газа этого месторождения 114 млрд. м<sup>3</sup>, конденсата и сжиженных газов — 48 млн. м<sup>3</sup>. Содержание конденсата в пластовом газе 423 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Согласно расчетам применение частичного сайдлинг-процесса позволяет здесь дополнительно получить 6 млн. м<sup>3</sup> конденсата, 2,2 млн. м<sup>3</sup> сжиженных газов и 1 млн. т серы. При этом пластовые потери

конденсата окажутся всего на 2% выше, чем при полном сайклнг-процессе [47].

Имеется целый ряд примеров успешного осуществления сайклнг-процесса в газоконденсатных пластах, содержащих нефтяную оторочку. В этих случаях наряду с высокими коэффициентами извлечения конденсата достигнута нефтеотдача, существенно превышающая нефтеотдачу при разработке на режиме истощения. Величина конечной нефтеотдачи при этом в существенной степени зависит от формы и размеров нефтяной оторочки, характеристики коллекторов, углов падения пласта и т. д. Менее благоприятными являются условия, когда нефтяная оторочка тонкая и подстилает газоконденсатную залежь по всей продуктивной площади. Одним из таких примеров может служить разработка нефтегазоконденсатного месторождения Хамэтэн-Электон (Канада, провинция Альберта). В процессе раздельной эксплуатации нефтяной оторочки и газовой части этой залежи из-за целого ряда неблагоприятных явлений возникла необходимость обращения к сайклнг-процессу, впоследствии оказавшемуся более рациональным, чем первоначальная схема эксплуатации на газонапорном режиме.

Залежь Хэмэтен-Электон открыта в апреле 1954 г., нефтяная оторочка была выявлена в конце 1955 г. Залежь приурочена к моноклинально залегающему пласту каменноугольного возраста, сложенному пористыми доломитами и плотными известняками. Средняя пористость коллектора 11,4%, проницаемость 119 мД, глубина залегания пласта 2590 м, а угол падения 1°. Начальное пластовое давление 25,6 МПа, а температура 95°C. Запасы газа 26,7 млрд. м<sup>3</sup>, конденсата — 7,1 млн. м<sup>3</sup>, нефти — 24,3 млн. т. Начальное содержание конденсата в пластовом газе 266 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Объем пор, занятый газоконденсатом, в 3,3 раза превышал первоначальный объем пор, занятый нефтью. Нефтяная оторочка тонкая и подстилается слабоактивной водой.

В течение 5 лет обе зоны залежи были полностью разбурены. В газоконденсатной части залежи пробурено 13 скважин с плотностью сетки 260 га/скв, в зоне нефтяной оторочки 76 скважин с плотностью 32 га/скв.

Разработка залежи началась с эксплуатации нефтяной оторочки, газоконденсатная зона была законсервирована из-за отсутствия рыночного спроса на газ. При уровне добычи нефти 955 м<sup>3</sup>/сут через три года эксплуатации нефтяной оторочки газовые факторы скважин стали заметно повышаться. Явление это сопровождалось снижением дебитов нефти, вызванным загазовыванием оторочки, и вредным влиянием газа на фильтрацию нефти. Одновременно отмечалось снижение давления в газоконденсатной зоне, что создавало угрозу ретроградных потерь конденсата. Все эти изменения обусловили необходимость изучения возможности более рационального продолжения процесса разработки. Были выполнены расчетные схемы различных вариантов

разработки (сайклинг-процесса, заводнения, закачки растворителей), из числа которых наиболее рациональным оказался вариант рециркуляции газа. Схема эксплуатации с применением этого метода была разработана с использованием потенциометрической модели залежи.

Осуществление сайклинг-процесса было начато в марте 1961 г. Закачка газа первоначально производилась в повышенную часть с тем, чтобы конденсатный газ оттеснялся к оторочке. По мере прорыва сухого газа к забоям газоконденсатных скважин последние переводились в нагнетательные, что способствовало перемещению фронта отбора газа вниз по пласту. В конечной стадии процесса добычу конденсатного газа предусматривалось вести в зоне нефтяной оторочки, что должно способствовать извлечению части остаточных запасов нефти.

В течение всего процесса рециркуляции газа из нефтяной оторочки добывалась нефть (включая скважины, работающие с высокими газовыми факторами). Процесс шел успешно. Отборы нефти из оторочки возросли с 15 тыс. до 28,7 тыс. м<sup>3</sup> в месяц и держались на этом уровне до января 1964 г. С марта 1962 до июля 1963 г. средний темп закачки газа составлял 2,15 млн. м<sup>3</sup>/сут. После бурения трех дополнительных нагнетательных скважин объем закачки сухого газа возрос до 2,89 млн. м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, применение сайклинг-процесса позволило заметно повысить коэффициент нефтеотдачи и получить дополнительно около 1,1 млн. м<sup>3</sup> конденсата.

При разработке газоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой эффективность применения сайклинг-процесса в обеспечении высокой нефтеотдачи зависит не только от эффективности вытеснения нефти пластовым газоконденсатом, но и от продолжительности последующего этапа процесса рециркуляции с отбором газа из самой оторочки, когда вместе с газом извлекается также часть остаточной нефти.

В целом ознакомление с опытом разработки газоконденсатных месторождений за рубежом, в первую очередь в США и Канаде, показывает возможность достижения почти полного извлечения запасов конденсата, высокой технологической и экономической эффективности полного и частичного сайклинг-процесса. Наряду с этим намечается тенденция комплексного решения вопросов разработки, экономики, переработки и утилизации полученных из недр полезных ископаемых.

Сайклинг-процесс пока не нашел применения в СССР. Все известные в нашей стране более или менее крупные газоконденсатные месторождения, в том числе и залежи с нефтяной оторочкой, в настоящее время разрабатываются без поддержания пластового давления — на режиме естественного истощения (Кардаг, Зыря, Южная, Бахар, Дуванный-море, Булла-море в АзССР, группа газоконденсатных месторождений в Восточном Предкавказье, на Украине, в Западной Сибири и др.).

В процессе их разработки установлены существенные ретроградные потери конденсата, размеры которых в ряде случаев достигают 60—70% от потенциальных запасов конденсата.

В числе выявленных в нашей стране газоконденсатных месторождений оказались залежи, обладающие высоким и уникально высоким содержанием конденсата в пластовом газе (Талалаевское, Русский Хутор, Ново-Троицкое и др.). С развитием сверхглубокого бурения в новых и старых нефтегазоносных областях возможно открытие новых газоконденсатных залежей, которые будут отличаться весьма высоким потенциальным содержанием конденсата. В соответствии с этой особенностью практика разработки газоконденсатных залежей, отличающихся высоким и уникально высоким содержанием конденсата, на режиме истощения в ближайшее время должна быть пересмотрена. Подобная система разработки представляется еще более нерациональной, когда газоконденсатный пласт содержит нефтяную оторочку. Все это обуславливает необходимость применения эффективных мер, направленных на существенное сокращение размеров ретроградных потерь конденсата. А это возможно в условиях поддержания пластового давления в разрабатываемой залежи. Опыт разработки газоконденсатных залежей за рубежом и анализ экспериментальных работ показывают, что в современную стадию развития теории и практики разработки газоконденсатных месторождений единственно реальным и эффективным методом борьбы с ретроградными потерями конденсата являются сайклинг-процесс и его модификации (в основном частичный сайклинг-процесс).

В. А. Соколовым и Т. В. Климовым выполнены интересные оценки по применению частичного сайклинг-процесса на ряде месторождений нашей страны [169]. Полученные результаты поучительны и свидетельствуют о большой народнохозяйственной целесообразности внедрения этого способа разработки. По отдельным месторождениям эффективность циркуляционного метода представляет следующую картину.

Талалаевское месторождение. Расположено на границе Черниговской и Сумской областей УССР. Месторождение недостаточно разведано. Запасы газа приняты равными 12 млрд. м<sup>3</sup>, содержание конденсата в пластовом газе 1100 г/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 40,3 МПа, средняя глубина залегания 3700 м.

Рассмотрены три варианта возможных способов разработки: истощение пластового давления, сайклинг-процесс, частичный сайклинг-процесс с 50%-ным возвратом отсепарированного газа в пласт. При осуществлении сайклинг-процесса конечное конденсатоизвлечение возрастает по мере удлинения срока рециркуляции газа с 8,9 млн. т при  $T_p$  — 5 лет, до 12,1 млн. т при  $T_p$  — 16 лет. Однако по данным технико-экономического анализа наиболее рациональной является девятилетняя продолжительность

поддержания давления, при которой прокачивается около 80% запасов газа и извлекается 10,8 млн. т конденсата, что составляет 82% от его потенциальных запасов. При более продолжительной рециркуляции газа эффект от дополнительной добычи конденсата перекрывается ущербом от консервации запасов газа.

В случае частичного сайклнг-процесса с 50%-ным возвратом газа в пласт максимальная величина экономического эффекта получена при варианте продолжительности процесса в 13 лет. Суммарная добыча конденсата при этом составляет 8 млн. т или 60% от запасов. При разработке на режиме истощения конденсатоотдача составит 40% от запасов или 5,33 млн. т<sup>1</sup>.

Сопоставление технико-экономических показателей указанных трех вариантов позволило считать наиболее рациональным осуществление полного сайклнг-процесса. Хотя авторы пишут, что выводы в отношении эффективности способов разработки Талалаевского месторождения являются предварительными, поскольку вследствие малой изученности месторождения данные о его конденсатосодержании не окончательны, тем не менее выполненные оценки имеют важное значение и свидетельствуют о недопустимости разработки подобных месторождений на режиме истощения.

Новотроицкое месторождение расположено в Сумской области УССР, в северной прибрежной зоне Днепровско-Донецкой впадины. Утвержденные запасы газа составляют 8,81 млрд. м<sup>3</sup>, начальное содержание конденсата 427 г/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 36,4 МПа, глубина залегания — 3200 м.

Как и в предыдущем случае, рассмотрены три варианта разработки: на режиме истощения, с применением полного и частичного сайклнг-процесса [170]. Наиболее эффективным из них оказался вариант разработки с применением частичного сайклнг-процесса при коэффициенте возврата отсепарированного газа в пласт, равном 50%, и продолжительностью рециркуляции 6 лет. Извлечение конденсата при этом составляет 66%, в то время как при полном сайклнг-процессе оно оценивается в 71%, а при разработке на режиме истощения всего 43%. Народнохозяйственный эффект от внедрения частичного сайклнг-процесса по сравнению с вариантом разработки на истощение составил 9,6 млн. руб. [170].

Печорокожвинское месторождение расположено в Коми АССР в районе г. Печора. Продуктивный пласт представлен терригенными коллекторами. Запасы газа по категории С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> приняты равными 18,7 млрд. м<sup>3</sup>, содержание конденсата в пластовом газе — 400 г/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление —

<sup>1</sup> Выполненные нами расчеты показали, что при разработке на режиме истощения конденсатоизвлечение составит всего 30% от запасов, что делает осуществление сайклнг-процесса еще более актуальным.

35,6 МПа, глубина залегания продуктивного пласта 3200—3600 м. Выполнено технико-экономическое обоснование трех способов разработки: на режиме истощения, с применением полного и частичного сайклинг-процесса. Последний вариант рассмотрен при значениях коэффициента возврата газа — 0,3, 0,5 и 0,7.

Оценки показали, что варианты разработки с применением полного и частичного сайклинг-процесса с учетом экономического ущерба от консервации газа более выгодны, чем вариант разработки месторождения на режиме истощения. Эта эффективность обусловливается возможностью извлечения при помощи частичного сайклинг-процесса до 75% потенциальных запасов конденсата, в то время как разработка на режиме истощения могла бы обеспечить только 45% конденсатоотдачи [170].

Приведенные выше технико-экономические оценки показывают, что применение полного или частичного сайклинг-процесса при разработке газоконденсатных месторождений с содержанием конденсата в пластовом газе 400 г/м<sup>3</sup> и выше целесообразно даже с учетом экономического ущерба от консервации газа.

Это обстоятельство, несомненно, обуславливает необходимость форсирования промышленного внедрения этого метода в нашей стране.

Разумеется, в условиях отсутствия спроса на газ, средств для его транспорта и вынужденной консервации ресурсов газа применение сайклинг-процесса может оказаться экономически выгодным при гораздо меньшем содержании конденсата в пластовом газе. В таких случаях экономическая эффективность применения полного или частичного сайклинг-процесса может существенно возрастать не только благодаря отсутствию ущерба от консервации газа, но и в связи с возможностью ускоренной добычи конденсата. Согласно расчетным данным применение сайклинг-процесса в указанных условиях может оказаться вполне целесообразным при содержании конденсата в пластовом газе, равном 150—200 г/см<sup>3</sup>. При более низком содержании конденсата применение сайклинг-процесса становится нецелесообразным, поскольку в процессе разработки таких залежей на режиме истощения, как правило, и без того обеспечиваются достаточно высокие значения (более 50%) конденсатоизвлечения.

### § 3. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА

Снижение пластовых потерь нефти — проблема сложная. Современный уровень развития теории и практики разработки нефтяных месторождений позволяет решить эту задачу лишь частично. Иначе обстоит дело с пластовыми потерями конденсата. Как уже отмечалось, применение методов поддержания

пластового давления, в частности сайклинг-процесса, обеспечивает в ходе разработки газоконденсатных месторождений достаточно полное извлечение конденсата. Эффективность этого метода, основанного на принципе устранения ретроградных изменений в залежах, отвечает требованиям не только сегодняшнего дня, но и будущего.

Анализируя причины, по которым внедрение сайклинг-процесса при разработке газоконденсатных месторождений затягивается, можно отметить следующее. Изучение подобных месторождений в нашей стране началось сравнительно недавно. Для осуществления сайклинг-процесса необходимо создание специального, довольно сложного оборудования. Можно отметить также и наблюдающуюся тенденцию примирения с высокими пластовыми потерями конденсата. Как показывает практика разведочных работ, по мере развития глубокого и сверхглубокого бурения в различных нефтегазоносных областях страны открываются новые глубоко залегающие газоконденсатные месторождения, изучение которых дает все новые и новые доказательства целесообразности их разработки с применением сайклинг-процесса.

Применение сайклинг-процесса не только позволяет сократить ретроградные потери конденсата. Весьма перспективным представляется этот метод для разработки газоконденсатных залежей, содержащих в газовой зоне большое количество связанной жидкой нефти. Применение сайклинг-процесса в подобных случаях должно обеспечить извлечение запасов конденсата и определенной части связанной нефти. Перспективным является сочетание сайклинг-процесса с выполнением задач по регулированию неравномерности газопотребления. В настоящее время в нефтегазодобывающих областях страны проблема неравномерности газопотребления решается в основном созданием подземных газохранилищ в истощенных залежах нефти или газа. При всей целесообразности этого способа сооружение подземных газохранилищ требует огромных капитальных затрат, связанных с бурением специальных скважин, число которых нередко превышает количество скважин, при помощи которых разрабатывалось месторождение, с установкой компрессоров, сложных наземных сооружений и т. д. Все это хотя и не исключает целесообразность создания подземных газохранилищ, но обуславливает необходимость поисков других технических решений проблемы неравномерности газопотребления. Одним из таких оптимальных вариантов решения этой задачи является осуществление сайклинг-процесса на режиме эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ).

Сущность этой модификации сайклинг-процесса заключается в следующем. В летние месяцы, в период, когда в народном хозяйстве образуются излишки газа, в залежь, разрабатываемую с применением сайклинг-процесса, закачивается не только

весь добытый из пласта газ, но и некоторое количество постоянного газа<sup>1</sup>. В зимние же месяцы, по мере увеличения газопотребления, сначала прекращается нагнетание в пласт постоянного газа, после чего осуществляется переход на частичный сайдлинг-процесс с возвратом в пласт от 75 до 25% (в зависимости от потребности газа) добытого отсепарированного газа. При этом для обеспечения достаточно высокого охвата залежи нагнетаемым сухим газом производится перераспределение отборов и закачки газа между эксплуатационными и нагнетательными скважинами. В итоге, при достаточно высокой эффективности сайдлинг-процесса попутно решается важная народнохозяйственная задача по регулированию сезонной неравномерности газопотребления.

## Глава XVI

### РАЗРАБОТКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НАГНЕТАНИЕМ ВОДЫ В ПЛАСТ

Разработка газоконденсатных залежей с заводнением (имеются в виду залежи без нефтяной оторочки) настроена на поддержание пластового давления с целью снижения ретроградных потерь конденсата. При сравнительно невысоком содержании высококипящих углеводородов в залежи достаточно полное извлечение конденсата достигается без поддержания пластового давления. Применять заводнение в подобных случаях нецелесообразно. Сравнивая оценки величин конечных коэффициентов конденсатоизвлечения при разработке на режимах естественного истощения и заводнения, можно отметить следующее.

1. Оба способа разработки обеспечивают примерно равное значение коэффициента конденсатоизвлечения.

2. Коэффициент конденсатоотдачи при разработке на истощение может оказаться выше, чем в случае разработки с заводнением (такой случай может иметь место при относительно невысоком насыщении пластового газа конденсатом и значительных пластовых потерях газа в процессе заводнения).

3. Коэффициент конденсатоизвлечения при разработке с заводнением может несколько превысить таковой при разработке на режиме истощения (такую картину следует ожидать при высоком содержании и значительных ретроградных потерях конденсата в условиях умеренных пластовых потерь газа при заводнении). Однако даже при этом варианте дополнительная

<sup>1</sup> Здесь имеются в виду излишки газа, которые обычно образуются в летнее время из-за сокращения размеров газопотребления.

добыча конденсата не всегда может экономически оправдать пластовые потери газа, связанные с его защемлением при заводнении.

Метод нагнетания воды в пласт следует применять при разработке залежей с крупными начальными запасами конденсата и возможными высокими ретроградными потерями его. Однако это условие еще более благоприятно для применения сайкллинг-процесса, поскольку этот процесс может обеспечить более высокую степень конденсатоизвлечения. Кроме того, сайкллинг-процесс имеет и то преимущество, что не приводит к пластовым потерям газа, как разработка с заводнением. Многочисленные технико-экономические расчеты, выполненные на примере зарубежных и отечественных месторождений, и практика внедрения сайкллинг-процесса за рубежом позволяют для обеспечения высоких коэффициентов извлечения конденсата отдать предпочтение сайкллинг-процессу. Однако метод заводнения дает возможность осуществлять одновременную добывчу газа и конденсата, в то время как применение сайкллинг-процесса предполагает продолжительную консервацию запасов газа. Достаточно ли это преимущество, чтобы отдать предпочтение методу заводнения? Для ответа на этот вопрос нужно изучить опыт разработки газоконденсатных месторождений. За рубежом, в частности в США и Канаде, сайкллинг-процесс нашел весьма широкое применение, а разработка газоконденсатной залежи с заводнением нет. Одна из основных причин редкого практического применения метода разработки газоконденсатных залежей с заводнением — существенные потери запасов газа, вызванные защемлением газа нагнетаемой в пласт водой. Когда защемление газа происходит при давлениях, близких к начальному пластовому, потери газа сопровождаются соответствующими потерями конденсата. Именно поэтому коэффициент конденсатоизвлечения из залежей, разрабатываемых в условиях упруговодонапорного режима, не превышает 50% запасов конденсата.

Поэтому метод заводнения не может быть рекомендован при разработке залежей, характеризующихся сравнительно небольшим содержанием конденсата. Такие залежи, как правило, должны разрабатываться без поддержания пластового давления, поскольку при этом обеспечивается максимальная газоотдача, достаточно высокие коэффициенты конденсатоизвлечения и минимальные капитальные затраты на разработку. Нагнетание воды в подобных случаях, как уже отмечалось, может привести не только к существенным потерям газа, но и к снижению конденсатоотдачи, не говоря о тех дополнительных капитальных вложениях, с которыми связано осуществление процесса закачки воды в пласт. В пользу такого представления свидетельствует и практика разработки газоконденсатных месторождений в условиях упруговодонапорного режима, где фактическое значение конечных коэффициентов газоотдачи в среднем на 15%

меньше, чем аналогичных залежей, разрабатываемых на газовом режиме.

И все же следует отметить, что в недавнем прошлом существовало мнение о целесообразности разработки таких залежей с нагнетанием воды в пласт [194]. В качестве одного из аргументов в пользу такого предложения указывалось на возможность проведения завершающей стадии разработки при давлениях, исключающих необходимость применения компрессоров для транспортировки газа. Эти предложения, однако, не получили поддержки.

В случаях разработки залежей со средним содержанием конденсата (от 150—200 до 250—300 г/м<sup>3</sup>) метод естественного истощения и метод заводнения обеспечивают примерно одинаковое конденсатоизвлечение. Однако сравнительная оценка эффективности этих методов разработки представляется интересной.

Метод заводнения обеспечивает некоторое увеличение конденсатоотдачи, обусловленное поддержанием пластового давления и снижением ретроградных потерь конденсата. Однако этот прирост добычи конденсата частично или полностью сводится на нет потерями конденсата, связанными с защемлением газа нагнетаемой в пласт водой. Соотношение прироста и потеря конденсата зависит от степени ретроградных потерь и разницы в газоотдаче при разработке на режимах истощения и заводнения. Чтобы точнее оценить эти величины, рассмотрим особенности разработки газоконденсатных залежей с заводнением и на режиме истощения.

В газовых и газоконденсатных залежах только часть потенциальных запасов газа в пластовых условиях находится в свободной газовой фазе, способной к фильтрации. Эту часть запасов можно условно назвать подвижными запасами. Остальная часть запасов газа при давлениях, близких к начальному пластовому, находится в связанном состоянии. К связанному газу относится сорбированный газ, газ, растворенный в связанной нефти и воде, и газ, заключенный в слабопроницаемых непродуктивных интервалах эксплуатационных объектов. Разумеется, запасы связанного газа могут быть извлечены только в условиях газового режима. В случае разработки с заводнением этот газ может быть полностью потерян, поскольку для его извлечения необходимы существенное снижение пластового давления, и разгрузка всей продуктивной пластовой системы.

Существующий в настоящее время порядок подсчета запасов газа обеспечивает в основном учет ресурсов свободного (подвижного) газа. Значительная часть связанного газа, в частности количества газа, растворенного в связанной нефти, а также находящегося в практически непроницаемых интервалах газоносных объектов, при подсчете запасов не учитывается. Подобное положение нельзя признать нормальным, поскольку запасы газа указанных категорий при полном истощении залежей и глубокой дегазации всей пластовой системы почти полностью извлекаются, что в ряде случаев является

причиной нередко наблюдающихся случаев превышения фактически добытого количества газа над утвержденными его запасами.

В глубоко залегающих газоконденсатных пластах количество связанного газа может составить существенную часть его потенциальных запасов. Доля этой категории газа в общем балансе его запасов особенно существенна на месторождениях с литологически неоднородными коллекторами и в объектах, представленных карбонатными образованиями и частым песчано-глинистым чередованием.

Исследования показали, что в пластовых условиях часть ресурсов углеводородных газов находится в сорбированном состоянии [108, 121 и др.]. Сорбционная способность пород-коллекторов в основном зависит от литологического состава, содержания связанной воды, величины пластового давления и температуры. Сорбированный газ может быть извлечен в результате десорбции при длительном истощении залежи и в целом ряде случаев может представлять определенную ценность. При разработке месторождений с заводнением сорбированный газ, разумеется, полностью теряется. К сожалению, масштабы этих потерь и вся проблема оценки и использования сорбированного газа в настоящее время изучена недостаточно. Только в последнее время эти вопросы стали рассматриваться в ряде специальных работ [121 и др.]

Значительная часть разрабатываемых газовых и газоконденсатных пластов характеризуется неоднородностью литологического состава. В условиях гранулярных коллекторов в продуктивных объектах обычно содержатся непроницаемые или слабопроницаемые пропластки алевритов, плотных песчаников и т. п., насыщенных газом, но не имеющих достаточно проницаемости для фильтрации газа по пласту. Такие пропластки обычно считаются непродуктивными. В коллекторах трещинного или смешанного типа непродуктивные интервалы представлены плотными разностями со слабой или неразвитой трещиноватостью. В неоднородных коллекторах они обычно занимают значительную часть мощности эксплуатационных объектов.

Установлено, что газ, заключенный в плотных непродуктивных разностях, извлекается только при внутрипластовых перетоках из непродуктивных интервалов в высокопродуктивные пачки эксплуатационных объектов. Однако для возникновения подобных перетоков требуется создание очень больших градиентов давления между ними, что возможно лишь в условиях разработки залежи на газовом режиме.

И, наконец, о ресурсах газа, растворенного в связанной нефти. В подавляющем большинстве случаев в газовой зоне газоконденсатных пластов содержится определенное количество неподвижной связанной нефти, содержащей в свою очередь значительное количество растворенного газа. В условиях разработки подобных залежей на газовом режиме, в результате резкого снижения пластового давления, связанная нефть дегазируется и растворенный в ее составе газ, выделяясь в свободное состояние, извлекается. В случае разработки с заводнением запасы этого газа теряются.

Автором с целью обоснования выбора наиболее целесообразных путей разработки были выполнены количественные оценки связанного газа для различных газоконденсатных месторождений страны.

Так, Вуктыльское газоконденсатное месторождение согласно специальному решению должно было разрабатываться с зачачкой воды в пласт. Основные положения этого проекта были обсуждены на Всесоюзной конференции по разработке газоконденсатных месторождений (Харьков, декабрь 1968 г.). После обращения автора этих строк в компетентные правительственные органы с обоснованием нецелесообразности нагнетания воды в продуктивные пластины этого месторождения вопрос этот

вновь был всесторонне обсужден на заседаниях специально созданной экспертной комиссии Госплана СССР (май 1969 г.). В ходе обсуждения были учтены возможности значительных потерь газа, обусловленные защемлением его водой, потери связанныго газа и значительные капитальные затраты на организацию заводнения.

Кроме того, осуществление процесса заводнения значительно задержало бы начало разработки месторождения, затянуло бы сроки его эксплуатации, существенно ограничило бы темпы отбора газа и конденсата, в то время как разработка на режиме истощения позволила в кратчайшие сроки (за 3—4 года) вывести разработку этого месторождения на проектную мощность и обеспечить значительные объемы добычи газа и конденсата, столь важные для Европейской части территории нашей страны.

Примечательным является тот факт, что повторные оценки извлечения конденсата с заводнением и на режиме истощения дали примерно одну и ту же величину — 43—40% от запасов<sup>1</sup>. Учет указанных обстоятельств, а также уточнение ряда параметров залежи привели к принятию решения о нецелесообразности нагнетания воды в пласт. На основе этого заключения были внесены соответствующие корректизы в проект разработки, и месторождение было введено в промышленную эксплуатацию без поддержания пластового давления. В процессе разработки этого месторождения на режиме истощения получены данные, подтверждающие правильность принятого решения [136 и др.].

При сравнительной оценке эффективности методов разработки кроме указанных основных факторов выявляется ряд других обстоятельств. Так, например, пластовые потери защемленного водой газа (конденсата) являются безвозвратными<sup>2</sup>. Иначе обстоит дело с пластовыми потерями конденсата при

<sup>1</sup> Извлечение связанныго газа кроме обеспечения дополнительных запасов газа несколько замедляет темп ретроградных потерь конденсата при разработке залежей на режиме истощения. Это объясняется тем, что в газе при выделении из связанныго состояния в свободное содержится значительное количество пропан-бутана. Приобщение его к основным запасам газа снижает интенсивность ретроградной конденсации. Наряду с этим указанный процесс несколько снижает и темп падения пластового давления в залежи.

<sup>2</sup> Существуют представления о том, что пластовые потери газа обводненного пласта также можно извлечь. Так, например, в работе [76] экспериментальным путем показана возможность извлечения защемленного водой газа при снижении давления. При этом в начальной стадии расширяющийся защемленный газ остается малоподвижным и из пласта извлекается в основном вода. В дальнейшем при снижении водонасыщенности пористой среды газ постепенно приобретает большую подвижность и обводненность продукции резко снижается. В конечной стадии снижения давления из пласта практически извлекается чистый газ [76]. Результаты указанных исследований, несомненно, представляют определенный интерес. Возможность и целесообразность их практической реализации требуют проверки на примере конкретных обводненных пластов.

разработке на режиме истощения. Эти потери, например, можно существенно сократить путем нагнетания сухого газа в пласт. Далее, истощенный разработкой на газовом режиме газоконденсатный пласт можно использовать в качестве объекта для подземного хранения газа. Нагнетая сухой газ в пласт, можно попутно вернуть значительную часть испытавшего ретроградные изменения, потерянного при предшествовавшей разработке конденсата. В обводненных газоконденсатных пластах это невозможно.

Ряд авторов рассматривает возможность совершенствования технологий процесса заводнения с тем, чтобы создать более реальные предпосылки для внедрения этого метода при разработке газоконденсатных объектов. С этой целью предлагаются две модификации процесса — частичное заводнение и нагнетание воды в поздней стадии разработки [76]. В основу их положена возможность увеличения газоконденсатоотдачи заводняемых пластов. Поскольку значительная часть запасов газа извлекается в условиях газового режима, коэффициенты газоотдачи при внедрении указанных процессов несомненно окажутся выше, чем при заводнении с соблюдением равновесия между отбором газа и объемом нагнетаемой в пласт воды.

Прирост газоотдачи, в свою очередь, разрешает дополнительную добычу конденсата. Кроме того, некоторое дополнительное количество конденсата можно получить за счет вымыва из пласта жидкого конденсата продвигающейся по залежи водой [114]. Существенным недостатком частичного заводнения и заводнения на поздней стадии разработки является необходимость дополнительных капитальных затрат, связанных с бурением нагнетательных скважин и организацией закачки воды в пласт. Поэтому с целью снижения размеров капитальных вложений рекомендуется в ряде случаев воздержаться от бурения нагнетательных скважин и использовать для инъекции воды часть эксплуатационных скважин, расположенных вблизи газоводяного контакта или на своде складки.

Иначе обстоит дело, если залежь приурочена к гидродинамической системе с подвижностью контуров на поздней стадии ее истощения [139]. В таких случаях естественного заводнения, когда вторжение воды в залежь происходит на поздней стадии разработки без бурения специальных нагнетательных скважин и расходов, связанных с нагнетанием воды в пласт, поддержание пластового давления и механизм вытеснения выпавшего в пласте конденсата действительно могут привести к повышению газо- и конденсатоизвлечения, к улучшению условий эксплуатации скважин в поздней стадии разработки.

## Глава XVII

### РАЗРАБОТКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С НЕФТИНОЙ ОТОРОЧКОЙ

Когда газоконденсатная залежь содержит нефтяную оторочку с промышленными запасами нефти, задачи разработки значительно усложняются. Рациональная разработка таких залежей прежде всего требует выбора и обоснования наиболее целесообразных, экономически выгодных методов обеспечения высоких коэффициентов извлечения запасов газа, конденсата и нефти. Кроме того, при их разработке следует учитывать особенности данного экономического района, потребности народного хозяйства в газе и возможность одновременной добычи всех трех видов полезных ископаемых.

В зависимости от характеристики залежей, потребностей народного хозяйства в газе, конденсате и нефти, соотношения их запасов, уровня технической оснащенности и существующей технико-экономической политики, возможны следующие варианты разработки нефтегазоконденсатных месторождений.

1. Газоконденсатная зона разрабатывается на режиме истощения, разработка нефтяной оторочки отстает.

2. Газоконденсатная и нефтяная зоны разрабатываются одновременно на режиме истощения.

3. Нефтяная зона разрабатывается в первую очередь, а газоконденсатная до извлечения основных запасов нефти консервируется.

4. До извлечения основных запасов нефти давление в газоконденсатной зоне искусственно поддерживается на постоянном уровне.

5. Разработка нефтяной зоны осуществляется с применением сайдлинг-процесса в газоконденсатной зоне.

6. Нефтяная и газоконденсатная зоны разрабатываются одновременно с применением нагнетания воды в залежь.

7. Нефтяная и газоконденсатная зоны разрабатываются с нагнетанием в залежь одновременно воды и газа.

8. Залежь разрабатывается при условии, что нефть в связи с падением давления в залеже частично переходит из нефтяной оторочки в газоконденсатную часть пласта.

\*Рассмотрим особенности указанных методов, их преимущества, область применения и недостатки.

Первый вариант. Газоконденсатная зона залежи разрабатывается на режиме истощения пластового давления, а разработка нефтяной зоны отстает. Подобная ситуация создается, когда выявление нефтяной оторочки задерживается и в силу острой потребности народного хозяйства в газе газоконденсатная зона вводится в опережающую эксплуатацию. При этом

варианте в результате отбора газа из газоконденсатной зоны в пласте между нефтяной и газоконденсатной зонами возникают значительные перепады давления. Под влиянием разности давлений происходит перемещение нефти в газоконденсатную часть залежи.

Скорость перемещения нефти в газовую зону зависит в основном от проницаемости коллектора, перепада давления, характера напора краевых вод и качества нефти. При отсутствии в газоконденсатной зоне связанной нефти вторжение нефтяной оторочки приводит к пластовым потерям нефти. Наиболее заметные перемещения ее происходят, когда проницаемость пласта высокая, напор краевых вод большой, перепад давления велик, а нефть легкая, маловязкая.

Интенсивная эксплуатация газоконденсатной зоны залежи на режиме истощения с последующей разработкой нефтяной оторочки приводит к непроизводительному источению нефтяной зоны пласта, к снижению пластового давления, разгазированию нефти (режиму растворенного газа). Все это принимает значительные масштабы, когда краевая вода не обладает достаточным напором и водонефтяной контакт неподвижен. Поскольку все эти отрицательные явления в основном связаны с отбором газа, то при значительном опережении разработки газоконденсатной зоны почти вся нефть оторочки может остаться в пласте. Поэтому нефтеотдача в подобных случаях зависит от темпа разбуривания и своевременного ввода в разработку нефтяной оторочки.

Если выявление, оконтуривание и разбуривание нефтяной оторочки по времени значительно отстают, а разработка газоконденсатной зоны продолжается, состояние нефтяной зоны залежи существенно ухудшается еще до организации добычи нефти. Характерным примером может быть VII горизонт месторождения Карадаг. Когда наличие нефтяной оторочки было установлено, оказалось, что пластовое давление в ней в результате истощения газоконденсатной зоны уже снизилось на 4 МПа, а к началу ввода в действие первых эксплуатационных нефтяных скважин — на 8—10 МПа относительно первонаучального.

В зависимости от темпов разработки залежи нефтеотдача при указанном варианте оценивается в 5—15 %. Так, например, в VII горизонте месторождения Карадаг она оказалась равной 10 %. Чем больше отставание начала разработки нефтяной оторочки от начала разработки газоконденсатной зоны, тем меньше нефтеотдача.

Указанный вариант разработки связан также со значительными потерями конденсата. Поэтому из всех возможных методов разработки этот вариант самый нерациональный. Единственное преимущество его — быстрое обеспечение потребностей народного хозяйства в газе при минимальных капитальных

затратах, что, однако, достигается ценой высоких потерь нефти и конденсата в пласте.

Разработка газоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой по указанной схеме может быть оправдана в исключительно редких случаях — при чрезвычайных потребностях народного хозяйства в газе и конденсате и при малых запасах нефти и конденсата. Для залежей с большими запасами нефти и конденсата применение этого метода из практики разработки должно быть исключено.

Второй вариант. Газоконденсатная и нефтяная зоны одновременно разрабатываются на режиме истощения. Этот вариант отличается от первого тем, что здесь обе зоны истощаются равномерно, что возможно при своевременном выявлении нефтяной оторочки и пропорциональных отборах газа. Важным условием является недопущение образования перепадов давления от нефтяной зоны к газовой. Если перепады давления вследствие ограниченного отбора газа примут обратное направление, то это может привести к некоторому улучшению нефтеотдачи.

Одновременная разработка двух зон залежи без поддержания пластового давления приводит к быстрому истощению как нефтяной, так и газоконденсатной части залежи. Нефтяная зона истощается в результате отбора не только нефти, но и газа, что отрицательно влияет на нефтеотдачу. Потери конденсата при этом велики, как и в предыдущем варианте. Потери же нефти сравнительно меньше, поскольку пластовое давление в нефтяной зоне сохраняется до ввода нефтяной оторочки в промышленную разработку.

Большое значение при указанном варианте разработки имеет характер напора краевой воды. При подвижном водонефтяном контакте этот вариант несколько эффективнее, поскольку при этом замедляется темп истощения нефтяной зоны и повышается коэффициент нефтеотдачи. Правда, возникает опасность образования перепадов давления от нефтяной зоны к газовой, что несомненно требует регулирования отбора из газоконденсатных и нефтяных скважин. При отсутствии напора краевой воды и малоподвижности водонефтяного контакта нефтяная зона истощается более интенсивно, нефть дегазируется в пласте (режим растворенного газа), что снижает нефтеотдачу пласта. В этих случаях можно допустить образование градиентов давления в направлении от газовой зоны к нефтяной.

Осуществление данного варианта разработки, как уже отмечалось, связано с большими ретроградными потерями конденсата и низкой нефтеотдачей. К другим недостаткам этого метода относятся: непродолжительность фонтанного периода эксплуатации нефтяных скважин, резкое снижение их производительности, необходимость в компрессорах для транспортировки газа в поздней стадии разработки месторождения. Эти недостатки присущи первому варианту. К преимуществам

метода относится возможность при небольших капитальных затратах одновременно добывать газ, конденсат и нефть.

Ввиду больших потерь конденсата и нефти этот вариант можно рекомендовать очень редко: в условиях острой потребности народного хозяйства в газе и при малых запасах нефти и конденсата. В тех случаях, когда нефтяная оторочка имеет значительные размеры и газоконденсатная часть залежи характеризуется высоким содержанием конденсата, применение указанного варианта недопустимо.

Третий вариант. Газоконденсатная зона залежи до извлечения основных запасов нефти консервируется. При этом варианте оторочка нефти разрабатывается на газонапорном режиме. В пласте создаются постоянные перепады давления от газовой зоны к нефтяной, что приводит к вытеснению нефти жирным газом и сохранению в нефтяной оторочке первоначального пластового давления. Кроме того, когда в нефтяную зону проникает жирный газ, а при снижении давления из его состава выпадает конденсат, вязкость нефти снижается, несколько увеличивается нефтенасыщенность пор и повышается коэффициент нефтеотдачи. Все это обуславливает определенную эффективность данного способа разработки.

Несмотря на указанные преимущества газонапорному режиму присущи следующие недостатки: вынужденная консервация промышленных запасов газа и конденсата; некоторые ретроградные потери конденсата до начала разработки газоконденсатной зоны.

Многие исследователи считают, что если разрабатывать нефтяную оторочку без поддержания пластового давления и консервировать газоконденсатную зону, то это приведет к очень большим потерям конденсата. Объясняя причину этих потерь, М. А. Искендеров [85] пишет: «Дело в том, что при отборе газа из газоконденсатной залежи без поддержания давления теряется лишь некоторая часть высококипящих углеводородов, другая же часть выносится на поверхность вместе с добываемым газом. При разработке же только нефтяной части без поддержания давления, когда из газоконденсатного поля не производится отбора газа, почти все высококипящие углеводороды, которые выделяются из газа, вследствие падения пластового давления будут потеряны в пласте». Аналогично по поводу больших потерь конденсата высказываются А. С. Великовский и В. В. Юшкин [24]. На основании изложенного указанные авторы берут под сомнение целесообразность рассматриваемого варианта разработки.

Однако в действительности дело с потерями конденсата обстоит несколько иначе. Все зависит от соотношения объемов пор, занятых газом и нефтью, от напора краевых вод, начального содержания конденсата в пластовом газе, от характера ретроградных изменений залежи. Когда объем порового

пространства, занятый газом, значительно превышает объем пор, занятый нефтью, первоочередная разработка нефтяной зоны без поддержания давления не может привести к заметному снижению пластового давления в газоконденсатной зоне и сколько-нибудь большим потерям конденсата. Так, например, если нефтяная оторочка VII горизонта Карадага разрабатывалась бы при консервации газоконденсатной зоны, то к моменту извлечения 30% балансовых запасов нефти давление в газовой зоне снизилось бы всего на 3,5 МПа. По кривым дегазации, полученным путем лабораторных термодинамических исследований, снижение давления в газоконденсатной зоне на 3,5 МПа вызывает незначительные ретроградные потери (около 10%). При относительно малом содержании конденсата и упруговодонапорном режиме ретроградные потери при указанном варианте оказались бы ничтожными.

Если объем порового пространства, занятый газом, примерно равен объему пор, занятому нефтью, или превышает его незначительно, разработка нефтяной оторочки на газонапорном режиме при консервации газоконденсатной зоны действительно может привести к заметному снижению пластового давления и большим ретроградным потерям конденсата. Если при этом краевые воды обладают достаточным напором и активностью, то это может существенно изменить положение и замедлить темп истощения как нефтяной, так и газоконденсатной зоны залежи. Не менее важное значение имеет начальное содержание конденсата. Если пластовый газ не так богат конденсатом, а общие его запасы незначительны, в интересах обеспечения высокой нефтеотдачи консервацию таких газоконденсатных зон нужно считать целесообразной. Если же пластовый газ богат конденсатом, потенциальные запасы его значительны и при определяющей разработке нефтяной оторочки консервация газоконденсатной зоны может привести к большим потерям его, то такие газоконденсатно-нефтяные залежи следует разрабатывать только с поддержанием пластового давления.

Таким образом при наличии соответствующих промышленных запасов газа и условий для консервации газоконденсатной зоны рассматриваемый вариант в большинстве случаев приемлем, хотя окончательное решение вопроса можно получить после соответствующих технико-экономических расчетов.

Четвертый вариант. До извлечения основных запасов нефти давление в газовой зоне с целью устранения преждевременных ретроградных потерь конденсата искусственно поддерживается на необходимом уровне. Это достигается нагнетанием сухого газа в сводовую часть залежи. Иногда возможно также нагнетание воды в пласт. Как и в предыдущем варианте, здесь поддерживаются постоянные перепады давления от газовой зоны к нефтяной. В условиях неподвижного водонефтяного контакта нефтяные скважины целесообразно расположить вдали от газо-

нефтяного контакта. При этом обеспечивается несколько большая нефтеотдача, чем в предыдущем случае. Применение способа исключает ретроградные потери конденсата до начала разработки газоконденсатной зоны. Как и в предыдущем способе, нефтяные скважины здесь продолжительно фонтанируют. Все это составляет преимущества указанного варианта разработки.

К недостаткам метода относятся консервация промышленных запасов газа и конденсата на многие годы и дополнительные капитальные затраты, связанные с необходимостью нагнетания газа в пласт.

Как и в предыдущем варианте, после извлечения основных запасов нефти решается вопрос разработки газоконденсатной зоны. Ее обычно целесообразно эксплуатировать на режиме истощения. При этом в первую очередь следует эксплуатировать перешедшие на газ закрытые нефтяные скважины. Если же имеется основание для разработки газоконденсатной зоны с поддержанием пластового давления, то в качестве нагнетательных можно использовать часть нефтяных скважин.

Пятый вариант. Нефтяная зона разрабатывается при одновременном осуществлении сайклинг-процесса в газоконденсатной части залежи. В ходе такой разработки из нефтяной оторочки извлекается нефть, из газоконденсатной — конденсат, а запасы газа консервируются. Продолжительность сайклинг-процесса при этом должна соответствовать времени извлечения основных запасов нефти из оторочки. Поскольку добыча нефти и конденсата сопровождается непрерывной рециркуляцией отсепарированного сухого газа в пласт, газовая и нефтяная зоны истощаются незначительно.

Если при этом способе напор краевых вод небольшой, процесс должен протекать при градиентах, направленных от газовой зоны к нефтяной. При большом напоре вод процесс протекает более эффективно как для нефтяной, так и для газоконденсатной части залежи. Если при этом количество нагнетаемого в пласт сухого газа увеличить и этим путем в течение всего периода эксплуатации нефтяной оторочки и сайклинг-процесса сохранять пластовое давление на первоначальном уровне, то можно обеспечить максимальное извлечение суммарных запасов нефти и конденсата. После извлечения основных запасов нефти и конденсата залежь разрабатывается как газовая.

Осуществление указанного метода разработки связано с длительной консервацией промышленных запасов газа и капитальными затратами, необходимыми для организации обратной закачки сухого газа в пласт. В этом и заключаются основные недостатки этого варианта. Несмотря на это метод является одним из наиболее рациональных, особенно для залежей, характеризующихся высоким содержанием конденсата в пластовом газе и значительными запасами нефти.

На практике часто с выявлением, оконтуриванием и разбурыванием нефтяной зоны запаздывают, что приводит к значительному отставанию ее разработки. Это обстоятельство, как было указано, является одной из причин низкой нефтеотдачи. Если время, в течение которого нефтяная оторочка подготавливается к промышленной разработке, будет использовано для организации обратной закачки сухого газа и извлечения основных запасов конденсата, отставание разработки нефтяной оторочки не принесет никакого ущерба.

Шестой вариант. Предусматривается одновременная разработка нефтяной и газоконденсатной зоны залежи с применением нагнетания воды в пласт. Здесь, прежде всего, имеется в виду нагнетание воды в зону газонефтяного контакта при линейном расположении нагнетательных скважин в газоконденсатной зоне, вдоль контакта газ—нефть (барьерное заводнение).

Разработку с нагнетанием воды в газо-нефтяной контакт рекомендуется применять при наличии нефтяной оторочки большой ширины и малоподвижном водонефтяном контакте, когда одновременная разработка газоконденсатной и нефтяной зоны без поддержания давления приводит к быстрому истощению всей залежи и крупным потерям нефти и конденсата. В этих условиях применение данного метода позволит свести к минимуму ретроградные потери конденсата и обеспечит высокие коэффициенты извлечения запасов нефти.

Эффективность этого метода для газоконденсатной зоны обусловливается возможностью поддержания пластового давления на уровне давления начала конденсации, в результате чего можно эксплуатировать ее с минимальными ретроградными потерями конденсата. Эффективность метода для нефтяной зоны обусловлена поддержанием пластового давления, предотвращением вторжения нефти в газовую зону и возможностью вытеснения нефти водой, что хорошо доказывается практикой заводнения нефтяных залежей с головной части пласта. В качестве еще одного важного преимущества метода следует отметить возможность одновременной добычи газа, конденсата и нефти.

К недостаткам метода относятся потери газа, а следовательно, и конденсата, связанные с защемлением газа водой, достигающие в ряде случаев 30% от их потенциальных запасов. Кроме того, внедрение этого метода требует бурения значительного количества нагнетательных скважин и капитальных вложений, связанных с заводнением.

Одно из основных преимуществ метода заключается в том, что отставание разработки нефтяной зоны не приводит к потерям нефти, так как в пласте вдоль газонефтяного контакта создается водяная завеса — узкая оторочка воды, разделяющая нефтяную и газоконденсатную части залежи. Благоприятными условиями для такого разрезания залежи являются крутые углы падения пласта, однородность и высокая проницае-

мость коллекторов. В таких условиях вода будет растекаться от нагнетательных скважин радиально до тех пор, пока не войдет в контакт с нефтью. В дальнейшем она будет продвигаться в основном в направлении параллельно газонефтяному контакту до тех пор, пока не образуется сплошная завеса.

Приведенные соображения о возможности создания водяной завесы для раздельной разработки нефтяной и газоконденсатной частей залежи основываются на многочисленных удачных примерах создания водяной завесы на газовых месторождениях с нефтяной оторочкой [76]. Эти примеры убедительно показывают, что растекание воды вдоль контакта газ — нефть действительно происходит и что создание водяной завесы позволяет эффективно эксплуатировать нефтяную оторочку.

Другой возможной схемой осуществления этого варианта является разработка залежи с одновременной добычей газа, конденсата и нефти путем осуществления двухстороннего заводнения — барьерного и законтурного (приконтурного). Это обеспечивает максимальную возможную нефеотдачу, предотвращает ретроградные потери конденсата и устраняет необходимость консервации запасов газа на многие годы. По сравнению с предыдущей схемой обеспечивается более высокая нефеотдача, особенно когда оторочка имеет значительные размеры. К недостаткам схемы относятся потери газа (следовательно и конденсата), связанные с защемлением газа водой, и значительные капитальные затраты, необходимые для осуществления двухстороннего заводнения.

Возможности осуществления указанной схемы разработки для глубокозалегающих залежей с низкой проницаемостью коллекторов ограничены.

Седьмой вариант предусматривает одновременную разработку газоконденсатной зоны и нефтяной оторочки с поддержанием пластового давления путем нагнетания в пласт воды и газа. Указанный метод целесообразно применять и при разработке нефтегазоконденсатных залежей с нефтяной зоной значительного размера, содержащей большие запасы нефти. В зависимости от характеристики залежей можно предложить ряд разновидностей этого метода. В числе их в первую очередь следует отметить вариант разработки с применением сайклинг-процесса в газоконденсатной части с одновременным осуществлением заводнения (законтурного, приконтурного, внутриконтурного) в нефтяной зоне залежи. Этот вариант представляется вполне реальным и целесообразным для двухфазных газоконденсатных залежей, обладающих крупными запасами нефти и высоким содержанием конденсата в пластовом газе. В подобных случаях эффект от повышения нефеотдачи и конденсатоизвлечения, как правило, полностью перекрывает размеры экономического ущерба от длительной консервации запасов газа месторождения.

Восьмой вариант<sup>1</sup>. В этом варианте предусматривается разработка в условиях контролируемого вторжения нефти в газоконденсатную зону пласта. Разработка осуществляется при благоприятных соотношениях размеров нефтяной оторочки и газоконденсатной зоны залежи. Необходимым условием для разработки по предлагаемой схеме является наличие в газоконденсатной части залежи значительного количества связанной нефти. В подобных случаях газонасыщенные пески не являются сухими и поэтому в случае вторжения нефти из оторочки в эту зону потери нефти, обусловленные смачиванием сухих газоносных песков [56, 58], не возникают. С учетом этой новой особенности, разработку газоконденсатно-нефтяной залежи можно начать с одновременной добычей газа, конденсата и нефти, создавая возможность полного вторжения нефти в газоконденсатную зону пласта.

При разработке газоконденсатной зоны, в соответствии с потребностью народного хозяйства можно допустить интенсивный темп отбора газа и конденсата. Скважины, расположенные в зоне контакта нефть—газ, вместе с газом и конденсатом отбирают также нефть. По мере истощения газоконденсатной зоны и вторжения нефти в эту зону эксплуатационные скважины постепенно переходят на нефть. При этом, как подтверждает практика разработки газоконденсатных месторождений Карадаг, Локбатан, Зыря [58], нефтяные скважины, благодаря наличию за фронтом вторжения нефти остаточного газа, продолжают успешно фонтанировать даже при низких пластовых давлениях.

Вторжение нефти приводит к постепенному насыщению первового пространства газоконденсатной зоны жидкой фазой. Этому способствует наличие первоначальной связанной нефти в этой зоне и жидкого конденсата, выпавшего в ходе ретроградных изменений залежи при ее эксплуатации на режиме истощения. Выпавший жидкий конденсат, кроме того, снижает вязкость нефти, повышает ее подвижность в пластовых условиях.

Если краевые воды недостаточно активны, то для стимулирования процесса вторжения нефти в газовую зону, ее вымывания и вытеснения из пористой среды и поддержания пластового давления целесообразно организовать приконтурное заводнение. При достаточной ширине нефтяной оторочки можно пробурить один или два ряда нефтяных скважин, расположенных парал-

<sup>1</sup> Вариант впервые предложен и обоснован автором (Дурмишьян А. Г., Автореферат докторской диссертации, Баку, 1964). В 1966 г. на второй научно-технической конференции по нефти и газу Южного Мангышлака автор выступил с докладом, где предложил применить этот метод при разработке XVII горизонта месторождения Узень. Вариант рассмотрен также рядом исследователей, в частности Ю. В. Желтовым, обосновавшим целесообразность метода расчетным путем и экспериментальными работами [74].

лельно газонефтяному контакту с тем, чтобы после обводнения использовать их для нагнетания воды в пласт.

При проектировании разработки газоконденсатнонефтяных залежей в условиях вторжения нефти из оторочки в газовую зону следует учитывать, что в процессе вторжения нефть не рассеивается по всей газонасыщенной зоне пласта, а перемещается волообразно. Эту интересную и важную особенность одним из первых отметил Ю. В. Желтов с авторами [74]. Выполненные ими экспериментальные работы показали, что даже в условиях значительного смещения по пласту оторочка нефти сохраняет свою целостность. К аналогичному выводу пришел автор, анализируя результаты газоконденсатных месторождений АзССР [58]. Весьма характерны в этой связи результаты исследования перемещения нефтяной оторочки VII горизонта месторождения Карадаг. Как известно, первые признаки вторжения нефти из оторочки в газоконденсатную зону этой залежи были отмечены еще в 1959 г. [58]. К тому времени давление в нефтяной оторочке оценивалось 33 МПа, в газоконденсатной зоне — 23 МПа. В течение последующих 16 лет эксплуатации газоконденсатная зона была полностью истощена (пластовое давление в этой зоне составляет 3—4 МПа, в оторочке 13—18 МПа), что, казалось бы, должно было способствовать вторжению нефти в эту зону. Однако по состоянию на 1/1 1976 г. по значительной части площади признаки нефти в этой зоне не обнаружены. По уточненным данным за указанное время оторочка нефти переместилась вверх по пласту на высоту всего 250 м (при общей высоте газоконденсатной зоны 1850 м) и ширину 600 м. В частности, расположенная на расстоянии 600 м от первоначального газонефтяного контакта газоконденсатная скв. 136 продолжает фонтанировать газом и небольшим количеством бесцветного легкого конденсата, без каких-либо признаков нефти (при первых же признаках вторжения нефти в продукцию скважин появляются ее следы). Таким образом в процессе вторжения нефти в газоконденсатную зону VII горизонта месторождения Карадаг оторочка нефти сохранила свою целостность (рис. 68, 69).

Указанная выше особенность обуславливает возможность успешной эксплуатации газоконденсатных скважин после перехода их на нефть и значительно повышает перспективы применения рассматриваемого варианта эксплуатации.

Потери нефти при указанном варианте разработки будут складываться из потерь в оторочке в процессе вытеснения нефти водой и при вторжении в газовую зону, определяемых разностью нефтенасыщенности газоконденсатной зоны до и после разработки.

В действительности в процессе разработки потери нефти могут оказаться еще меньше. Дело в том, что выпавший в пласте жидкий конденсат может привести к существенному увеличению нефтеотдачи не только благодаря более полному извлечению

вторгшейся в газовую зону нефти, но и благодаря возможности частичного извлечения связанной нефти. Другим благоприятным фактором, уменьшающим потери нефти при вторжении, является наличие в газоконденсатных пластах значительного содержания связанной воды. Кроме того, извлекается и выпавший в пласте жидкий конденсат, ранее относимый к безвозвратным потерям.

Что касается запасов газа, то они благодаря вытеснению нефти извлекаются с достаточной полнотой (коэффициент извлечения запасов газа оценивается 0,9—0,95), причем основные запасы газа добываются в начальной стадии разработки на истощение, а остаточные запасы извлекаются в процессе добычи нефти. Почти полностью извлекается также растворенный в нефти газ.

Преимуществами указанного варианта разработки являются:  
а) возможность одновременной добычи газа, конденсата и нефти; б) возможность опережающей эксплуатации газоконденсатной части залежи на режиме истощения при больших отборах газа; в) сокращение пластовых потерь газа, конденсата и нефти; г) значительная экономия капитальных затрат.

Помимо благоприятного соотношения размеров нефтяной оторочки и газоконденсатной зоны (примерно 1 : 1) и наличия в этой зоне значительного количества связанной нефти (20% от объема пор) для осуществления метода необходимы благоприятные геологические условия. К ним прежде всего относятся наличие литологически однородных коллекторов. Кроме того, эффективность метода зависит от проницаемости пород в газовой зоне и свойств нефти. Наиболее благоприятными являются условия, когда проницаемость пород в газовой зоне высокая, а нефть легкая, маловязкая.

Трудности обеспечения достаточно высоких коэффициентов извлечения запасов нефти при разработке газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками, помимо уже отмеченных особенностей этих залежей, диктуются также условиями залегания самих оторочек. Последние могут иметь самые различные формы, размеры и мощности, нередко представляя собой узкую полосу или тонкий нефтенасыщенный слой между газоконденсатной зоной и водоносной частью пласта с ярко выраженной тенденцией изменения этих характеристик по площади вплоть до полного ее выклинивания [134]. Разумеется, эти особенности значительно осложняют решение вопросов разбуривания и эксплуатации таких оторочек. Особенно трудно обеспечить сколько-нибудь удовлетворительную нефтеотдачу при разработке водоплавающих залежей, обладающих маломощной нефтяной оторочкой. Наряду с этим нередко отмечаются случаи, когда оторочка нефти занимает значительную часть газоконденсатной залежи, что в свою очередь облегчает вопрос ее разбуривания и раздельной эксплуатации.

В обеспечении высокой нефтеотдачи и выборе системы разработки рассматриваемых залежей исключительно важная роль принадлежит продуктивности нефтяных скважин и обусловливающих ее факторам — проницаемости коллектора, вязкости нефти и др. Наличие высокой продуктивности скважин обуслов-

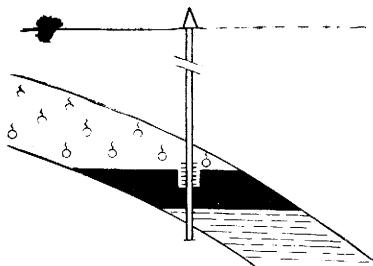


Рис. 74. Схема перфорации скважин в условиях совместной эксплуатации газовой зоны и нефтяной оторочки (приконтактная эксплуатация)

ливает необходимость обеспечения высокой нефтеотдачи, в то время как при низкой продуктивности раздельная эксплуатация оторочки не всегда может оказаться целесообразной. Дело в том, что в условиях низкой проницаемости и слабой продуктивности пластов попытки обеспечить сколько-нибудь удовлетворительные дебиты нефти из оторочки требуют создания больших депрессий, что в свою очередь приводит к образованию депрессионных воронок, способствующих прорывам газа или воды в эксплуатационные скважины.

Вопросы разработки нефтяных оторочек газовых месторождений рассмотрены Н. М. Николаевским, М. Д. Розенбергом и П. Н. Шейном [134], газоконденсатных месторождений — Ю. В. Желтовым, В. Н. Мартосом, В. М. Рыжик и др. [76]. По мнению этих авторов, «даже в том случае, когда нефтяная оторочка мала и имеет форму, неудобную для разбуривания и эксплуатации, пренебрегать нефтью нельзя», поскольку существуют и могут быть предложены новые способы, позволяющие достаточно эффективно разрабатывать маломощные оторочки [76]. Одним из таких предложений может служить разработанный автором совместно с Х. Б. Юсуфзаде приконтактный способ эксплуатации маломощных нефтяных оторочек. Сущность его заключается в следующем.

Эксплуатационные скважины размещаются в один ряд вдоль газонефтяного контакта с таким расчетом, чтобы стволы их пересекали газонефтяной контакт, обеспечив вскрытие как газоконденсатной зоны, так и нефтяной оторочки (рис. 74). При этом остальная часть площади до определенного времени не разбуривается. Нефтяная оторочка не разбуривается из-за малых размеров (в противном случае такие скважины оказались бы недолговечными), газоконденсатная часть залежи — в связи

с необходимостью ограничения отбора газа. С целью одновременного дренирования газоконденсатной зоны залежи и нефтяной оторочки в скважинах перфорируется только приконтактный интервал пласта с охватом нижней части разреза газоконденсатной зоны и верхней части мощности нефтяной оторочки (рис. 74). Глубину перфорации определяют с учетом продуктивности скважин на 1 м эффективной мощности.

При подобной системе эксплуатации отбор флюидов осуществляется только из приконтактной зоны залежи, поэтому скважины одновременно добывают газ, конденсат и нефть. Важной особенностью способа является автоколебательный характер регулирования положения газонефтяного контакта и возможность достижения действительно пропорционального снижения давления в обеих зонах залежи<sup>1</sup>.

Преимуществами указанного способа эксплуатации помимо достижения неподвижности газонефтяного контакта является возможность одновременной добычи газа, конденсата и нефти, обеспечение максимальной продолжительности работы скважин, добывающих нефть (в том числе фонтанным способом), возможность получения наибольших суммарных отборов нефти на одну скважину, сохранение пластовой энергии для извлечения основных запасов нефти, обеспечение вполне удовлетворительной (для малых оторочек) нефтеотдачи, значительная экономия капитальных затрат.

После извлечения основных запасов нефти отбор газа из пласта можно увеличить, пробурив для этой цели в неразбуренной газонасыщенной части нужное количество скважин. Разумеется, при этом следует эксплуатировать на газ и первоначально пробуренные газонефтяные скважины.

Условиями, ограничивающими применение указанного способа эксплуатации, являются большие размеры нефтяной оторочки, высокое содержание конденсата в пластовом газе, низкая проницаемость пород и тектоническая раздробленность структуры, содержащей залежь. Недостатками способа являются необходимость ограничения отборов газа из залежи и некоторые ретроградные потери конденсата в пласте. Исходя из этого, данный способ рекомендуется применять, когда газоконденсатная залежь не так богата конденсатом и когда имеются условия для ограничения отбора газа из пласта.

<sup>1</sup> Сущность этого явления вкратце можно описать следующим образом. Допустим, что из-за непропорционального отбора нефти и газа образовались перепады давления, направленные от газовой зоны к нефтяной оторочке, что привело к некоторому смещению вниз ГНК. Такое положение должно привести к росту дебита газа и соответствующему снижению дебитов нефти, что должно обусловить более заметное снижение давления в газовой зоне, устранение образовавшихся перепадов давления и движение ГНК в обратном направлении. Подобное явление, разумеется, должно обеспечить саморегулирование процесса пропорционального снижения пластового давления в обеих зонах залежи.

Приконтактный способ эксплуатации успешно внедряется при разработке месторождения Бахар, где целый ряд скважин в течение продолжительного времени фонтанирует со стабильными дебитами, добывая одновременно газ, конденсат и нефть [198].

В ряде случаев острая потребность народного хозяйства в газе обуславливает необходимость ввода газоконденсатных залежей в интенсивную разработку сразу после получения первых промышленных притоков газа. Такое положение, как уже отмечалось, наносит серьезный ущерб, если в дальнейшем в затяжки выявляется нефтяная оторочка. В подобных случаях, особенно при отсутствии связанный нефти в газоконденсатной зоне, необходимо принять меры предотвращения возможности перемещения нефти в газоконденсатную часть пласта, что в свою очередь требует разобщения этих двух зон и нарушения гидродинамической связи нефтяной оторочки с газоконденсатной зоной залежи. С этой целью в США предложен способ создания экрана путем закачки в контактную зону нефть—газ смеси жидкостей, дающих после реакции тампонирующий осадок [76]. Ю. В. Желтов и В. Н. Мартос считают, что нефтяную оторочку можно успешно отсечь, если в контактной зоне нефть—газ пробурить скважины, провести в них крупномасштабные операции гидоразрыва пласта и закачать в трещины специальные растворы (цемент, полимеры), создающие после затвердения нетронуциаемый экран [76].

Следует, однако, отметить, что все указанные мероприятия (особенно при большой площади контакта нефть—газ) отличаются сложностью и неэкономичностью. Они малоэффективны и практически трудно осуществимы. Если бурение скважин здоль ГНК экономически представляется возможным, то более целесообразно использовать их для нагнетания воды в пласт, нежели тампонирующих веществ. При этом перед нагнетанием воды следует осуществить закачку пенообразующих поверхностно-активных веществ с целью увеличения нефтеотдачи и одновременного снижения потерь газа. Возможны два варианта этого процесса: продолжение нагнетания воды и осуществление разработки с поддержанием пластового давления и прекращение закачки воды после создания водяной завесы.

## Глава XVIII

### ГАЗО- И КОНДЕНСАТООТДАЧА

При разработке газоконденсатных месторождений извлекается только определенная часть геологических запасов. Остальная, неизвлекаемая часть запасов остается в недрах и составляет пластовые потери газа.

Известно, что для нефтяных месторождений остаточные после разработки запасы нефти нередко превосходят величину ее извлекаемых запасов. При разработке же газовых и газоконденсатных залежей, благодаря низкой вязкости и высокой подвижности газа в пластовых условиях, запасы газа извлекаются значительно полнее. И тем не менее в целом ряде случаев пластовые потери газа при разработке оказываются довольно высокими, и в отдельных случаях достигают 30—35% от начальных его запасов.

По данным отечественной и зарубежной статистики неизвлекаемые по тем или иным причинам запасы газа в среднем составляют 15—20%. Заметно ниже уровень извлекаемых запасов конденсата. Объясняется это тем, что пластовые потери конденсата связаны как с неизвлекаемыми запасами газа, так и с ретроградными потерями его. Только в условиях полного отсутствия ретроградных потерь уровень извлечения запасов газа и конденсата могут быть одинаковыми.

Существенная разница между геологическими и извлекаемыми запасами газа и конденсата определяет понятие о газо- и конденсатоотдаче.

### § 1. ГАЗООТДАЧА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Под газоотдачей следует понимать способность залежи отдать определенное количество газа при определенном способе промышленной разработки. Полнота извлечения запасов газа зависит от геолого-физической характеристики месторождения и методов его разработки.

Под коэффициентом газоотдачи, или коэффициентом извлечения запасов газа, подразумевается отношение извлеченных (извлекаемых) запасов к общим геологическим запасам газа. Различают текущие и конечные коэффициенты извлечения запасов. Первый отображает текущее состояние и представляет отношение уже извлеченных запасов газа к геологическим запасам; второй характеризуется отношением конечной величины извлеченных запасов к геологическим запасам газа. Для новых, а также разрабатываемых месторождений значение конечного коэффициента прогнозируется.

Газоотдача зависит от целого ряда геологических, технологических и экономических факторов. К геологическим факторам относятся: особенности строения и тип залежи; глубина залегания; величина начальных запасов газа; гидродинамическая характеристика водоносного бассейна, окружающего залежь; литологическая характеристика продуктивного пласта, тип коллекторов; режим работы залежи; величина начального пластового давления; коллекторские свойства продуктивного горизонта (в первую очередь проницаемость, пористость и значение ко-

эффективности газонасыщенности); производительность (дебиты) скважин; наличие нефтяной оторочки и др.

Из числа указанных геологических факторов, как будет показано ниже, наиболее существенное влияние на величину газоотдачи оказывают режим работы залежей, тип и характеристика коллекторов. К технологическим факторам, влияющим на величину газоотдачи, относятся: способ и темп разработки залежей; система размещения скважин; конечное давление эксплуатации залежей и др.

Важнейшим условием обеспечения высоких коэффициентов газоотдачи является максимальное снижение пластового давления в ходе разработки, что достигается только при эксплуатации залежей на газовом режиме. Поэтому величина газоотдачи определяется экономической рентабельностью на поздней стадии разработки месторождения.

Проблема газоотдачи в последние годы получила широкое освещение в отечественной и зарубежной литературе. Исследователями выделяются два основных направления в решении этой проблемы. Первое связано с разработкой методов оценки и учета конечных коэффициентов газоотдачи на стадии подсчета запасов газа и проектирования разработки месторождения. Второе сводится к изысканию способов увеличения коэффициентов газоотдачи.

Для разработки методов оценки конечных коэффициентов газоотдачи существуют такие важные предпосылки, как фактические данные по газоотдаче залежей, разработка которых уже завершена, а также результаты многочисленных экспериментальных исследований фильтрации и вытеснения газа в пористой среде. Изучение этих данных показало, что в условиях газового режима средние значения газоотдачи залежей существенно больше, чем при упруговодонапорном режиме. Имеющиеся данные позволили также установить характер зависимости конечного коэффициента газоотдачи от основных геолого-физических параметров залежей и способов их разработки. Рассмотрим эти вопросы более подробно.

**Газоотдача залежей при упруговодонапорном режиме.** В практике разработки газовых и газоконденсатных месторождений длительное время существовало представление о том, что заводнение газоносных пластов и вытеснение газа водой обеспечивает высокую газоотдачу. Подобные представления основывались на соображениях о благоприятных соотношениях вязкостей газа и воды в пластовых условиях, способных обеспечить полное вытеснение газа водой. Считалось, что газ, обладающий низкой вязкостью и высокой подвижностью в пласте, легко уступает поры пласта воде и полностью вытесняется. Проведенные в начале 50-х годов в США лабораторные исследования по вытеснению газа водой неожиданно показали другие результаты. Оказалось, что вытеснение газа водой аналогично

вытеснению нефти водой. В обоих случаях остаточное насыщение составляет одну и ту же величину: 15—50% от объема порового пространства.

Результаты остаточной газонасыщенности по данным лабораторных исследований [27] приведены в табл. 37.

ТАБЛИЦА 37

Характеристика коллектора	Пласт	Остаточная газонасыщенность, % от порового объема
Несцементированный песок	—	16
Слабосцементированный (искусственный) песок	—	21
Искусственно сцементированные материалы	Селес Поселэйн Нортон Элюндум	17—24
Сцементированные песчаники	Вилкокс Фрио Нелли Блай Фронтье Спрингер Фрио Торпедо Тенслип	25 30 30—36 31—34 33 30—38 (средн. 34,6) 34—37 40—50
Известняк	Каньон Риф	50

Из табл. 37 видно, что величина остаточной газонасыщенности при вытеснении газа водой в значительной степени зависит от характеристики коллекторских свойств пластов. В слабо сцементированных, хорошо проницаемых однородных песках и песчаниках, остаточная газонасыщенность минимальна; для сцементированных песчаников ее величина достигает 25—40%; для известняков 50%.

Приведенные данные лабораторных исследований в дальнейшем получили подтверждение результатами многочисленных экспериментальных работ, выполненных в нашей стране и за рубежом [27, 190]. Подтвердил эти данные и анализ разработки на упруговодонапорном режиме ряда месторождений.

Пластовые потери газа при заводнении связаны с защемлением определенной части его запасов водой. Разумеется, в плотных и литологически неоднородных коллекторах потери от защемления газа будут более значительны, чем в проницаемых однородных коллекторах.

Качественную и количественную оценку защемленного газа можно получить путем исследования коллекторов. В этой связи

представляют интерес данные по изучению остаточной газонасыщенности по месторождениям Вест Бьюмонт в Техасе и Лейксайд Филд в Луизиане. В районе Вест Бьюмонт в двух скважинах, пробуренных в обводненной части газовой залежи, было отобрано 10 образцов керна, общей длиной 13 м. Остаточная газонасыщенность по данным анализа керна при пористости песчаника 31—32,9% составила 16,7—18,5%, а по данным элек-трокаротажа от 19,4 до 37% [152]. Аналогичные данные получены по газоконденсатному месторождению Лейксайд Филд, разработка которого характеризовалась активным водонапорным режимом. При пористости коллектора 30%, остаточная газонасыщенность в обводненной зоне по данным электрического каротажа оказалась равной 21,8%. Цифры такого же порядка получены в результате лабораторных исследований [152].

Таким образом, в указанных выше примерах, относящихся к однородным слабосцементированным песчаным коллекторам, газоотдача в условиях упруговодонапорного режима составляет 0,8. Имеются многочисленные примеры (лабораторные и промышленные), свидетельствующие о более низких значениях этого важного параметра в условиях неоднородных слабопроницаемых карбонатных коллекторов [27, 152].

В целом ряде работ освещен вопрос связи остаточной газонасыщенности пластов с такими параметрами, как пористость, проницаемость, водонасыщенность, вязкость, плотность и поверхностное натяжение вытесняющей жидкости, капиллярные силы и др. Однако следует отметить, что найдена лишь ограниченная связь остаточной газонасыщенности с указанными параметрами. И тем не менее предложены определенные зависимости остаточной газонасыщенности от указанных параметров [27]. В более существенной степени величина остаточной газонасыщенности, а следовательно, и коэффициент газоотдачи зависит от совокупного влияния этих факторов.

Наиболее существенные потери газа имеют место при разработке залежей, связанных с неоднородными коллекторами, когда продвижение внедряющейся в залежь воды происходит резко неравномерно. В подобных случаях остаточная газонасыщенность в обводненной части залежи также отличается резкой неравномерностью и колеблется в очень широких пределах. Поэтому величина газоотдачи существенно зависит от скорости характера продвижения вторгшейся в залежь воды.

При упруговодонапорном режиме в зависимости от характера гидродинамической системы, коллекторских свойств и других особенностей пласта вторжение воды в залежь происходит на различных стадиях разработки. В условиях высокой проницаемости законтурной зоны, активного водонапорного режима и вторжения воды в начальную стадию разработки потери газа максимальны и для неоднородных коллекторов могут достигнуть 50%. В тех случаях, когда внедрение воды в залежь происходит

после существенного снижения пластового давления, газоотдача заметно выше. Величина ее при этом зависит от степени однородности коллекторов, обеспечивающей равномерность продвижения вторгшейся в залежь воды. В неоднородных коллекторах газоотдача может составить 0,7—0,6, в однородных — 0,8—0,9.

И, наконец, наблюдаются случаи, когда обводнение залежи происходит на конечной стадии разработки. Подобный режим является наиболее благоприятным, поскольку наряду с извлечением основных запасов газа на газовом режиме проявление водонапорного режима в завершающую стадию разработки приводит к стабилизации, а в некоторых случаях к повышению давления в залежи, что в свою очередь способствует продолжительности эксплуатации скважин. Газоотдача здесь может достигнуть 0,95—0,98, для неоднородных коллекторов значение ее несколько ниже.

Подобные залежи разрабатываются в Коми АССР (месторождение Седьмельское), Куйбышевской и Оренбургской областях, в Средней Азии, Западной Украине [186, 27 и др.].

Величина газоотдачи при упруговодонапорном режиме зависит также от параметров разработки, в частности от темпа добычи газа, размещения скважин, возможности регулирования продвижения воды по пласту и др. Из числа указанных факторов наиболее существенным является темп отбора газа. Высокие отборы приводят к заметному снижению пластового давления. И хотя это усиливает вторжение воды, все же защемление газа происходит при меньших давлениях. Происходит как бы отставание вторжения воды в залежь. Поскольку пластовые потери газа зависят от величины остаточного давления защемленного газа газоотдача, по мере роста темпов отбора газа, возрастает. Теоретически за счет этого механизма газоотдачу можно поднять до уровня газоотдачи при газовом режиме, если допустить возможность снижения пластового давления до полного истощения залежи, до того как внедряющаяся вода обводнит пласт. Однако мнения исследователей все же расходятся<sup>1</sup>. Одни авторы считают, что в условиях упруговодонапорного режима необходимо поддерживать как можно более высокий темп отбора газа, другие — что на практике следует избегать как очень высоких, так и незначительных темпов разработки месторождений.

Обеспечение высокой газоотдачи имеет еще более важное значение для газоконденсатных месторождений, поскольку потери газа, особенно в условиях упруговодонапорного режима, влекут за собой и потери конденсата.

При прочих равных условиях газоотдача газоконденсатных залежей идентична газоотдаче газовых месторождений. Ценные

<sup>1</sup> По данным П. Т. Шмыгли увеличение темпа отбора газа в 3 раза приводит к повышению коэффициента газоотдачи на 7,5% (от 85 до 92%).

сведения по газоотдаче газоконденсатных месторождений при упруговодонапорном режиме получены в нашей стране в последние годы, в частности при разработке группы месторождений Краснодарского края. Результаты их приведены в [114, 195]. Значения конечных коэффициентов газоотдачи по газоконденсатным месторождениям Краснодарского края колеблются от 0,70 до 0,85. Заметная разница в газоотдаче объясняется здесь возможным пределом снижения пластового давления до начала обводнения залежи, степенью равномерности продвижения воды в продуктивном пласте и эффективностью его регулирования. Эти факторы в свою очередь обусловлены литологической характеристикой коллекторов в продуктивной и законтурной зонах месторождений.

Имеются примеры и более низких значений газоотдачи — 0,5—0,55 (Дуванный-суша в АзССР [58], Коробковское в Волгоградской области др.). Основные причины низкой газоотдачи в подобных месторождениях связаны с проявлением активного водонапорного режима в условиях резко неоднородных, трещиноватых коллекторов.

**Газоотдача при газовом режиме.** При прочих равных условиях газоотдача при газовом режиме выше, а в целом ряде случаев значительно выше, чем при упруговодонапорном режиме. Об этом свидетельствуют данные эксплуатации большого количества месторождений в нашей стране и за рубежом, разработка которых частично или полностью завершена.

При достаточно высокой проницаемости и возможности снижения пластового давления залежей до 0,1 МПа газоотдача в условиях газового режима практически достигает единицы. Имеется целая группа месторождений, в частности в Куйбышевской, Саратовской, Волгоградской областях, где фактическая газоотдача при газовом режиме составляет 0,98 [189, 28 и др.]. Однако снижение пластового давления в процессе эксплуатации до 0,1 МПа, т. е. полного истощения залежи, для большинства газовых и газоконденсатных месторождений практически оказывается невозможным или экономически нецелесообразным.

Величину газоотдачи при газовом режиме ограничивают следующие факторы: литологическая характеристика коллекторов (низкая проницаемость, резкая неоднородность литологического состава, линзовидный характер залегания продуктивных пластов); снижение продуктивности скважин до предела экономической целесообразности эксплуатации в завершающую стадию разработки месторождения; появление в продукции малодебитных скважин воды (связанной и конденсационной), препятствующей их нормальной работе и ограничивающей продолжительность эксплуатации.

Наиболее существенные потери газа при газовом режиме наблюдаются в плотных и литологически неоднородных коллекторах, когда недостаточно высокая газодинамическая связь

между отдельными зонами пласта не обеспечивает при нормальном размещении скважин полный охват залежи дренажом. В подобных случаях после завершения разработки в пласте в недостаточно дренированных интервалах отмечаются определенные остаточные — неизвлеченные запасы газа. В таких интервалах фиксируются соответствующие значения остаточного пластового давления, при этом чем ниже проницаемость и значительней неоднородность, тем выше остаточное давление в литологически изолированных интервалах продуктивного пласта. В указанных условиях повышение газоотдачи возможно за счет повышения плотности размещения эксплуатационных скважин, хотя осуществление этого мероприятия, как правило, лимитируется экономическими соображениями.

Зависимость величины газоотдачи в условиях газового режима, от плотности размещения скважин для линзовидно залегающих и резко неоднородных коллекторов видна на характерном примере разработки газоконденсатного месторождения Калмас [58]. Залежи I и II горизонтов продуктивной толщи среднего плиоцена этого месторождения разрабатывались единой сеткой эксплуатационных скважин. Начальное средневзвешенное пластовое давление составило 19 МПа, содержание конденсата около 20 г/м<sup>3</sup>, продуктивность скважин от 35 до 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут (в среднем 150 тыс. м<sup>3</sup>/сут). Чтобы судить о степени литологической неоднородности пластов, достаточно сказать, что по данным первых продуктивных скважин запасы газа, подсчитанные методом падения пластового давления, оказались заниженными в 2—4 раза.

Залежи I и II горизонтов разрабатывались 15-ю продуктивными скважинами при плотности размещения 50 га/скв. Режим пласта — газовый. К моменту снижения пластового давления (с учетом  $z$ ) от 22,7 до 3,6 МПа из залежи добыто 2205 млн. м<sup>3</sup> газа. Коэффициент извлечения запасов газа при этом составляет 0,85, остаточные запасы газа — 385 млн. м<sup>3</sup>.

В 1972—1976 гг. с целью создания в истощенной залежи I и II горизонтов подземного хранилища газа добыча газа из залежи была прекращена и в пределах продуктивной площади было пробурено более 50 скважин. Сопоставление каротажных разрезов этих скважин с разрезами ранее пробуренных скважин выявило интересную картину литологической неоднородности коллекторов и линзовидного характера их залегания. Испытание скважин на приток и последующие исследования показали, что в продуктивных пластах отмечаются резко различные значения остаточного давления — от 1,8 до 13,5 МПа. Установление в отдельных интервалах пласта, преимущественно в присводовой зоне залежи, столь высоких значений текущих пластовых давлений свидетельствует о наличии литологически ограниченных линз с сохранившимися давлениями, недостаточно полно охваченных дренажем в процессе разработки залежи на истощение. С учетом новых данных средневзвешенное значение остаточного давления равняется 4,8 МПа. Остаточные запасы газа при этом составляют не 385 млн. м<sup>3</sup>, как это определено в конце разработки, а 613 млн. м<sup>3</sup>.

Таким образом, если исходить из возможности полного извлечения остаточных запасов газа, то при плотности размещения скважин 50 га/скв извлекаемые запасы составили бы 2590 млн. м<sup>3</sup>, а при плотности 16 га на скважину — 2815 млн. м<sup>3</sup>. В этом случае газоотдача на 8% оказалась бы выше.

Сохранение после завершения разработки остаточного пластового давления и его величина, как уже отмечалось, во многом определяются экономической оправданностью эксплуатации газовых скважин в завершающую стадию разработки. В этой

связи высокопродуктивные залежи выгодно отличаются от слабопродуктивных.

Значения остаточного пластового давления заметно возрастают с увеличением глубины залегания залежей. Объясняется это не только влиянием глубины эксплуатационных скважин, но

ТАБЛИЦА 38

Месторождение, свита, горизонт	Пластовое давление газовой зоны, МПа		Режим залежи	Коэффициент извлечения			Состояние разработки
	начальное	остаточное (после разработки)		газа	конденсата	нефти	
Зыря, ПК	45,5	15,0	Упруговодонапорный	0,64	0,42	0,39	Завершенное
КС Луванский, —VII	44,0 43,0	10,0 17,0	Смешанный Упруговодонапорный	0,8 0,5	0,45 0,25	— —	” ”
Токбатан, ИК	35,0	7,0	Смешанный	0,8	0,5	—	”
Гарадаг, ПИ —III	39,0	3,5	Газовый	0,95	0,43	0,1	Конечная стадия
Калмас, —II	40,0 21,0	6,0 3,0	”	0,85 0,85	0,45 —	— —	То же

закономерным появлением в продукции таких скважин некоторого количества воды, затрудняющей на поздней стадии разработки эксплуатацию скважин. Появление этой воды обусловлено наличием высокой температуры и высокого содержания остаточной (связанной) воды в залежи, т. е. факторами, свойственными глубоко залегающим залежам. При высокой температуре в пластовой углеводородной газовой фазе обычно содержатся водяные пары, конденсация которых приводит к осаждению в стволе скважин так называемых конденсационных вод. Более существенное содержание воды в продукции скважин отмечается при фильтрации остаточной воды залежи, что наблюдается при значениях водонасыщенности 0,35—0,40, а в более начальной степени — при 0,45—0,50.

Газоконденсатные залежи в целом ряде случаев в погруженной части пласта содержат нефтяную оторочку, наличие которой оказывает существенное влияние на газоотдачу. Нефтяная оторочка как бы разобщает газовую зону залежи и законтурную односную часть, поэтому даже в условиях активного водонапорного режима нефтяная оторочка предохраняет залежь от торжения воды. В таких случаях газовая зона залежи разрабатывается без существенных потерь пластового газа.

Характерным примером роли нефтяной оторочки в повышении газоотдачи является газоконденсатная залежь VII горизонта месторождения Карадаг, содержащая нефтяную оторочку, где фактическая газоотдача в ходе разработки на режиме истощения оказалась выше 0,95.

Проявления контурных вод привели здесь к заметному смещению нефтяной оторочки в газовую зону. Однако прорывов вод в газоконденсатные скважины не наблюдалось. Это обстоятельство позволило снизить пластовое давление залежи с 39,5 до 3,0 МПа. Оценки показывают, что если бы здесь нефтяная оторочка отсутствовала, то в процессе разработки на режиме истощения отмечалось бы вторжение воды в залежь, а газоотдача при этом составила бы около 0,8 (по ПК свите месторождения Зыря она оказалась равной 0,64, табл. 38).

## § 2. О КОЭФФИЦИЕНТАХ КОНДЕНСАТОТДАЧИ И КОНДЕНСАТОИЗВЛЕЧЕНИЯ

В теории и практике разработки газоконденсатных месторождений по аналогии с коэффициентом газоотдачи широко применяется понятие о коэффициенте конденсатоотдачи. Наряду с ним применяют также термин коэффициент конденсатоизвлечения, или коэффициент извлечения конденсата. Авторы обзора [27] предлагают при разработке газоконденсатных залежей, «для единообразия», во всех случаях применять термин «коэффициент конденсатоотдачи». Однако с учетом специфических особенностей газоконденсатных залежей эти термины по своей сущности значительно отличаются друг от друга. Под термином конденсатоотдача следует понимать потенциальную способность залежи обеспечить в процессе ее естественного истощения соответствующую отдачу конденсата, а под термином коэффициент конденсатоотдачи — отношение выхода конденсата (в тех же условиях за весь период эксплуатации) к его потенциальным запасам, или

$$k_{\text{ко}} = \frac{Q_{\text{п}} - R_{\text{k}}}{Q_{\text{п}}},$$

где  $R_{\text{k}}$  — величина ретроградных потерь конденсата в т или м<sup>3</sup>;  $Q_{\text{п}}$  — потенциальные запасы конденсата в тех же единицах.

Таким образом, чем меньше ретроградные потери конденсата, тем больше конденсатоотдача. Коэффициент конденсатоотдачи, как и ретроградные потери конденсата, определяется лабораторными исследованиями рекомбинированных проб газа и конденсата, или расчетным путем до начала разработки месторождения, к моменту подсчета запасов газа и конденсата.

Значение конденсатоотдачи зависит от факторов, обусловливающих ретроградные потери конденсата, и в значительной мере связано с характеристикой пластовой газовой системы, составом

и качеством конденсата, отношением пластового давления к давлению начала конденсации и другими параметрами залежи. В условиях, когда температура газоконденсатного пласта соответствует значению крикондентермы, коэффициент конденсатоотдачи достигает значения коэффициента газоотдачи.

В отличие от коэффициента конденсатоотдачи, под коэффициентом конденсатоизвлечения подразумевается отношение фактически извлеченного (или ожидаемого) конденсата за весь период эксплуатации залежи к величине потенциальных запасов конденсата. Таким образом коэффициент конденсатоизвлечения

$$k_{ki} = \frac{Q_c}{Q_p},$$

где  $Q_c$  — фактическая суммарная добыча конденсата за весь период эксплуатации залежи в т или м<sup>3</sup>;  $Q_p$  — потенциальные запасы конденсата в т или м<sup>3</sup>.

Если коэффициент конденсатоотдачи целиком обусловлен характеристикой залежи и величиной ретроградных потерь конденсата и в среднем составляет 0,4—0,5, то величина коэффициента конденсатоизвлечения зависит от эффективности применяемых способов разработки. В зависимости от принятого способа разработки коэффициент конденсатоизвлечения может быть больше или меньше, чем коэффициент конденсатоотдачи, а в некоторых случаях значения этих коэффициентов могут быть примерно одинаковыми. Поясним это на конкретных примерах.

Допустим, что исследовали рекомбинированные пробы газа и конденсата первых газоконденсатных скважин вновь открытой залежи и установили, что пластовые потери конденсата в случае естественного истощения залежи при разработке на газовом режиме будут равны 0,6. В подобном случае коэффициент конденсатоотдачи залежи составит  $1 - 0,6 = 0,4$ . Что касается коэффициента конденсатоизвлечения, то его значение зависит только от эффективности применяемого способа разработки. Допустим, данная залежь разрабатывается на газовом режиме и в силу литологической неоднородности коэффициент газоизвлечения составил 0,8. В таком случае коэффициент конденсатоизвлечения составит  $0,4 \times 0,8 = 0,32$ .

Рассмотрим другой вариант — вариант разработки этой залежи с применением сайклинг-процесса. Коэффициент конденсатоизвлечения здесь с учетом характеристики залежи может оказаться равным 0,6—0,8. В зависимости от принятого способа разработки коэффициент конденсатоизвлечения этой залежи может колебаться в пределах 0,32—0,8, в то время как коэффициент конденсатоотдачи составляет 0,4. Таким образом, при подсчете запасов газа и конденсата следует регистрировать не только значение коэффициента конденсатоотдачи, но и значение коэффициента конденсатоизвлечения.

\* \* \*

Газоконденсатные залежи в зависимости от характеристики разрабатываются как с поддержанием, так и без поддержания пластового давления. Для определенной категории газоконденсатных месторождений наиболее рациональным и эффективным методом разработки является эксплуатация залежей на режиме истощения. Однако применения этого метода при разработке залежей, характеризующихся высокими ретроградными потерями конденсата, ограничено, а при наличии нефтяных оторочек, имеющих самостоятельное промышленное значение, как правило, недопустимо. Метод разработки на режиме истощения можно рекомендовать:

- а) при малом содержании конденсата в пластовом газе (менее 100 г/м<sup>3</sup>) и отсутствии нефтяной оторочки;
- б) когда нефтяная оторочка отсутствует, а ретроградные потери конденсата сравнительно невелики (менее 50%);
- в) при небольших размерах залежи и малых запасах конденсата;
- г) когда пластовая температура достигает значения криокондегерации;
- д) при значительных превышениях пластового давления над давлением начала конденсации;
- е) когда геологическая характеристика продуктивного пласта резко ограничивает возможность применения тех или других методов поддержания пластового давления.

Достоинствами метода разработки газоконденсатных залежей на режиме истощения являются:

- а) возможность обеспечения высоких коэффициентов газоотдачи;
- б) возможность разработки залежей минимальным числом скважин;
- в) минимальные капитальные затраты (из-за отсутствия затрат, связанных с бурением нагнетательных скважин и организацией процесса поддержания давления);
- г) возможность резкого сокращения времени на подготовку месторождения к разработке;
- д) удовлетворение нужд народного хозяйства в связи с возможностью осуществления самых высоких темпов отборов газа;
- е) использование истощенной залежи для подземного хранения газа и возможность частичного извлечения при этом ранее выпавшего в пласте жидкого конденсата;
- ж) возможность извлечения запасов так называемого связанный газа (имеется в виду сорбированный газ, газ, растворенный в связанный нефти и воде, газ, содержащийся в практически непроницаемых интервалах пласта).

Метод разработки на режиме истощения не рекомендуется:

- а) при наличии оторочки нефти, имеющей самостоятельное

промышленное значение (за исключением, когда планируется допущение преднамеренного перемещения нефти в газовую зону);

б) при достаточно высоком содержании конденсата в пластовом газе — 200—300 г/м<sup>3</sup> (при более высоком содержании конденсата — 400 г/м<sup>3</sup> и выше, и больших ретроградных потерях конденсата разработка газоконденсатной залежи на режиме истощения должна быть запрещена).

Решение о возможности разработки газоконденсатных залежей на режиме истощения принимается после всесторонних технико-экономических расчетов, выполненных для различных вариантов разработки, подтверждающих экономическую целесообразность метода естественного истощения и преимущество его перед другими возможными методами разработки.

Наиболее эффективным путем обеспечения высоких коэффициентов извлечения запасов конденсата из газоконденсатных залежей является метод разработки с применением сайдлинг-процесса. Для глубоко залегающих месторождений с низкими коллекторскими свойствами и высоким содержанием конденсата сайдлинг-процесс может оказаться также эффективным средством повышения газоотдачи.

Одним из условий применения сайдлинг-процесса для месторождений с достаточно высоким содержанием конденсата является экономическая эффективность процесса. При этом эффект от дополнительной добычи конденсата должен быть существенным с тем, чтобы перекрыть ущерб от консервации газа и затраты на технологическое оборудование, бурение нагнетательных скважин и др. По месторождениям нашей страны можно рекомендовать следующие условия применения сайдлинг-процесса или его разновидностей.

Для залежей с содержанием конденсата 100 г/м<sup>3</sup> и ниже применение сайдлинг-процесса не рекомендуется (при разработке подобных залежей на режиме истощения обычно обеспечиваются высокие коэффициенты конденсатоизвлечения).

При содержании конденсата 150—200 г/м<sup>3</sup> сайдлинг-процесс рекомендуется, если нет потребителей газа или отсутствуют условия его реализации.

Для месторождений с содержанием газа 200—400 г/м<sup>3</sup> целесообразность осуществления сайдлинг-процесса решается в зависимости от результатов технико-экономических расчетов.

В тех случаях, когда содержание конденсата выше 400 г/м<sup>3</sup> и характеристика месторождения благоприятна для внедрения сайдлинг-процесса, осуществление его, как правило, является целесообразным.

Газоконденсатные месторождения с уникально высоким содержанием конденсата (свыше 600 г/м<sup>3</sup>) должны разрабатываться с применением сайдлинг-процесса (за исключением ничтожно малых залежей).

В условиях высокого спроса на газ более целесообразно осуществлять частичный сайдлинг-процесс, который хотя и несколько уступает полному сайдлингу в обеспечении высоких коэффициентов конденсатоизвлечения, во многом превосходит его по общим экономическим показателям разработки. При высоком содержании конденсата и возможности консервации запасов газа более целесообразно 100%-ное возвращение в пласт отсепарированного сухого газа. В ряде случаев при весьма высоком содержании стабильного конденсата, а также пропан-бутановой фракции, сероводорода, извлечение их в ходе даже полного сайдлинг-процесса приводит к заметному дефициту пластовой системы и существенному снижению пластового давления. В этих условиях возникает необходимость нагнетания в пласт дополнительного количества «постороннего» сухого газа.

Сайдлинг-процесс является одним из рациональных способов разработки газоконденсатных залежей, обладающих нефтяной оторочкой, поскольку применение его обеспечивает не только высокое конденсатоизвлечение, но и создает условия для достаточно полного извлечения запасов нефти.

Имеется целый ряд возможностей попутного использования сайдлинг-процесса на различных стадиях его внедрения, а также для решения задач по регулированию неравномерностей газопотребления в народном хозяйстве. Особенно эффективно после окончания процесса рециркуляции газа дальнейшую разработку залежи осуществлять на режиме циклической эксплуатации с тем, чтобы в летнее время продолжать нагнетать в пласт излишки газа, а в зимнее, по мере роста газопотребления, отбирать газ из залежи. Подобное решение фактически приводит к созданию без дополнительных капитальных затрат крупного подземного хранилища газа.

Сайдлинг-процесс представляется также перспективным методом извлечения связанный нефти из газоконденсатной зоны залежи.

Анализ фактического материала свидетельствует о настоящей необходимости широкого внедрения сайдлинг-процесса при разработке газоконденсатных месторождений нашей страны.

Значительно ограничена целесообразность применения при разработке газоконденсатных пластов метода нагнетания воды в пласт. При отсутствии сколько-нибудь существенных преимуществ этот метод поддержания пластового давления связан с дополнительными, а в ряде случаев с существенными потерями запасов газа и значительными капитальными вложениями, необходимыми для бурения нагнетательных скважин и установки средств для закачки воды в пласт.

Идея нагнетания воды в газоконденсатную залежь связана в основном с возможностью сокращения ретроградных потерь конденсата. Поскольку в залежах с небольшим содержанием

конденсата достаточно полное его извлечение обеспечивается и без поддержания пластового давления, процесс заводнения для подобных месторождений теряет свою целесообразность. Иначе обстоит дело, когда залежь характеризуется высоким насыщением конденсата. Здесь в ряде случаев нагнетание воды в пласт может привести к некоторому приросту добычи конденсата, но не столь существенному, чтобы оправдать связанные с заводнением пластовые потери газа и капитальные вложения.

Сравнивая существующие процессы увеличения коэффициентов конденсатоотдачи— заводнение газоконденсатных залежей с сайклинг-процессом, следует отметить значительное преимущество последнего, обеспечивающего весьма высокое (0,8 и выше) извлечение потенциальных запасов конденсата. Что касается метода заводнения, то практика разработки газоконденсатных залежей в условиях упруговодонапорного режима указывает на его низкую эффективность из-за значительных пластовых потерь газа и конденсата.

Отрицательная сторона метода заводнения заключается не только в том, что при отсутствии сколько-нибудь заметного прироста добычи конденсата его внедрение требует значительных капитальных затрат, но и в том, что осуществление этого процесса значительно задерживает начало разработки, затягивает его сроки, ограничивает темпы отбора газа и т. д. В качестве другого недостатка метода разработки газоконденсатных залежей нагнетанием воды в пласт следует отметить невозможность извлечения запасов так называемого связанного газа и содержащегося в нем конденсата, в ряде случаев существенно дополняющих промышленные запасы газа. Запасы связанного газа извлекаются только при эксплуатации залежей на газовом режиме, в процессе непрерывного снижения пластового давления.

Более рациональными представляются предложения о частичном заводнении или нагнетании воды в более поздней стадии разработки залежей. Существенным фактором, ограничивающим область применения указанных предложений, является экономическая целесообразность их внедрения. В этой связи характерны случаи разработки залежей на газовом режиме с проявлением естественного упруговодонапорного режима в поздней стадии эксплуатации, когда вторжение воды в залежь происходит после извлечения основных запасов газа. В таких случаях поддержание пластового давления без каких-либо капитальных затрат действительно оказывается весьма эффективным, поскольку приводит к повышению газо- и конденсатоизвлечения и улучшению условий эксплуатации скважин в завершающей стадии разработки.

Метод нагнетания воды в пласт, широко и эффективно применявшийся при разработке нефтяных месторождений, для газовых и газоконденсатных залежей из-за ряда их специфических особенностей представляется нерациональным. Это обстоятель-

ство, однако, не исключает необходимость продолжения исследований с целью поисков новых возможностей для более эффективного применения этого метода.

Наиболее сложной проблемой в области разработки газоконденсатных месторождений является обеспечение рациональной эксплуатации залежей с нефтяными оторочками промышленного значения.

Сложность этой задачи обусловливается характером требований, предъявляемых к разработке подобных месторождений:

а) возможность одновременной добычи газа, конденсата и нефти;

б) обеспечение достаточно высоких коэффициентов извлечения их запасов;

в) необходимость осуществления процесса разработки в оптимальные для народного хозяйства сроки и выполнение их наиболее целесообразными, экономически выгодными методами.

В тех случаях, когда в силу сложившихся обстоятельств или специфических условий месторождения, совмещение указанных требований в рамках единого процесса оказывается невозможным, возникает целесообразность первоначального извлечения запасов двух из трех видов полезных ископаемых: газа и конденсата, или конденсата и нефти. Запасы третьего вида углеводородного сырья (газа или нефти) временно консервируются. При этом принимаются меры для предотвращения потерь их запасов.

Выполнение поставленных задач разработки за счет экономически неоправданных потерь запасов одного из видов полезных ископаемых нерационально. В тех же случаях, когда в ходе разработки могут быть допущены существенные пластовые потери одновременно по двум видам углеводородного сырья (чаще всего нефти и конденсата), схему эксплуатации следует считать неприемлемой.

Анализ зарубежной и отечественной практики показывает, что разработка нефтегазоконденсатных залежей на режиме истощения, как правило, нецелесообразна, поскольку связана со значительными пластовыми потерями конденсата и нефти. Подобная практика в первую очередь недопустима для залежей, характеризующихся высоким содержанием конденсата и существенными запасами нефти. Только в отдельных случаях, в условиях острой потребности в газе, сравнительно небольшом содержании конденсата (порядка 100—150 г/м<sup>3</sup>) и малых запасах нефти разработка их без поддержания пластового давления может оказаться приемлемой (что предварительно следует доказать соответствующими технико-экономическими расчетами). При этом более эффективно расположить эксплуатационные скважины вблизи контакта нефть—газ с целью одновременной добычи газа, конденсата и нефти (по схеме приконтактной эксплуатации).

Выбор методов разработки газоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой и последующее эффективное их осуществление определяется характеристикой залежей, соотношением запасов газа, конденсата и нефти, содержанием конденсата в пластовом газе и динамикой его пластовых потерь, характеристикой нефтяной оторочки, потребностью народного хозяйства и др. Наблюдавшиеся в отдельных случаях примеры ввода подобных залежей сразу после их открытия в интенсивную эксплуатацию, обусловливающую, как правило, стихийное решение вопроса о их разработке на режиме истощения, следует считать недопустимой.

В ходе эксплуатации таких залежей часто выделяются особенности, свидетельствующие о явной нецелесообразности схемы разработки на режиме истощения, однако изменить сдавшееся положение уже не представляется возможным, что в конечном итоге приводит к крупным, экономически неоправданным потерям нефти и конденсата.

Разработка месторождений с большим содержанием конденсата в пластовом газе и с оторочкой нефти, являющейся объектом самостоятельной эксплуатации, как правило, должна осуществляться с поддержанием пластового давления. При высоком содержании конденсата в пластовом газе ( $400 \text{ г/м}^3$  и выше) наиболее целесообразно применение сайдлинг-процесса с одновременным осуществлением законтурного заводнения. При активном водонапорном режиме применение сайдлинг-процесса можно сочетать с эксплуатацией нефтяной оторочки без поддержания пластового давления. В условиях, когда народное хозяйство испытывает потребность в добыче газа, сайдлинг-процесс можно заменить частичным сайдлингом.

Когда нефтегазоконденсатная залежь характеризуется высоким содержанием конденсата в пластовом газе и более значительными размерами нефтяной оторочки, единственным возможным способом одновременной добычи газа, конденсата и нефти является разработка с применением нагнетания воды в пласт, в частности, по схеме барьерного заводнения или одновременного осуществления барьерного и законтурного заводнения. При этом из-за защемления газа водой несколько снижается газоотдача (а следовательно, и конденсатоизвлечение) и тем не менее при значительных размерах оторочки и выполнении ряда мер по борьбе с потерями газа применение этого метода является наиболее целесообразным. Более эффективным здесь может оказаться сочетание процесса заводнения с сайдлинг-процессом или применением частичного сайдлинга.

Серьезного внимания заслуживает изучение условий разработки нефтегазоконденсатных залежей при вторжении нефти из оторочки в газонасыщенную зону пласта. Вариант этот применим при значительном содержании связанной нефти в газоконденсатной части залежи, в соответствующих благоприятных

условиях и при разумном его осуществлении может оказаться достаточно эффективным.

Окончательное решение выбора методов разработки нефте-газоконденсатных и других типов залежей решается после выполнения и сопоставления результатов технико-экономических расчетов различных вариантов эксплуатации.

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений часть балансовых запасов газа не извлекается, а в виде пластовых потерь остается в недрах. И тем не менее запасы газа извлекаются значительно полнее, чем запасы нефти из нефтяных месторождений. При среднем коэффициенте нефтеотдачи 0,4 коэффициент газоотдачи примерно в 2 раза выше и составляет в среднем 0,85.

Величина газоотдачи зависит от многих геолого-физических, технологических и экономических факторов, однако наиболее существенное влияние оказывают режим пласта, характеристика коллекторов в продуктивной и законтурной части залежи, способ и темп разработки залежи и др. Важнейшим фактором, определяющим величину газоотдачи, является литологическая характеристика пласта и степень его однородности.

В зависимости от геолого-физических параметров и системы разработки залежей газоотдача при упруговодонапорном режиме колеблется в пределах 0,5—0,9, составляя в среднем 0,75—0,85, для газового режима — 0,75—0,98, составляя в среднем 0,85—0,9. При наличии нефтяной оторочки газоотдача в условиях упруговодонапорного режима заметно выше.

При подсчете запасов газа в зависимости от характеристики залежей, литологического состава и режима пластов можно рекомендовать следующие величины газоотдачи (табл. 39).

Повышение газоотдачи в процессе разработки месторождения возможно:

при упруговодонапорном режиме путем максимально возможного снижения давления залежи в период безводной эксплуатации скважин и уменьшения остаточного газонасыщения, что достигается рациональным вскрытием продуктивного пласта, регулированием (замедлением) процесса продвижения воды и установлением рационального темпа отбора газа как по отдельным скважинам, так и в целом по залежи;

при газовом режиме рациональным размещением скважин, обеспечивающим наиболее полный охват дренированием всей газонасыщенной системы залежи.

Важным условием увеличения газоотдачи залежей является повышение экономической эффективности эксплуатации скважин в завершающую стадию разработки.

При разработке газоконденсатных месторождений уровень извлечения потенциальных запасов конденсата заметно ниже уровня газоотдачи, что объясняется ретроградными потерями конденсата. Только при отсутствии или возможности резкого

снижения ретроградных потерь извлечение конденсата можно поднять до уровня газоотдачи.

В связи со специфическими особенностями газоконденсатных залежей необходимо уточнить понятия о коэффициентах конденсатоотдачи и конденсатоизвлечения. Первое отражает свой-

ТАБЛИЦА 39

Характеристика коллекторов и залежей	Режим залежи	Газоотдача залежей		Примечание
		без нефтяной оторочки	с нефтяной оторочкой	
I. Терригенные, гранулярные коллекторы				
1. Высокопроницаемые				
а) литологически неоднородные	Водонапорный, упруговодонапорный	0,7—0,8	0,8—0,9	
б) литологически однородные	Газовый Водонапорный, упруговодонапорный Газовый	0,8—0,9 0,8—0,85 0,95—0,99	0,8—0,9 0,9—0,95 0,95—0,99	
2. Сцементированные, низкопроницаемые				
а) литологически неоднородные	Газовый	0,5—0,7	0,5—0,7	
б) литологически однородные	Газовый	0,7—0,85	0,7—0,85	В очень плотных коллекторах фактическая газоотдача может оказаться ниже 0,5
II. Известняки, доломиты и другие трещиноватые коллекторы				
а) литологически неоднородные	Водонапорный, упруговодонапорный	0,50—0,75	0,7—0,8	
б) литологически однородные	Газовый Водонапорный, упруговодонапорный Газовый	0,7—0,9 0,7—0,8 0,9—0,95	0,7—0,9 0,8—0,9 0,9—0,95	

ство газоконденсатных залежей обеспечить в процессе их естественного истощения соответствующую отдачу конденсата.

Определяется этот коэффициент при помощи термодинамических исследований рекомбинированных проб газа и конденсата расчетным путем, до начала разработки месторождения.

Коэффициент конденсатоизвлечения связан с эффективностью принятого способа разработки и характеризует отношение извлеченных (извлекаемых) запасов конденсата к потенциальным его запасам. Таким образом, если коэффициент конденсатоотдачи отражает характеристику газоконденсатной залежи и в основном зависит от размеров ретроградных потерь конденсата, то коэффициент конденсатоизвлечения показывает величину фактического извлечения запасов конденсата за весь период эксплуатации залежи.

Если низкие коэффициенты конденсатоотдачи объясняются высокими ретроградными потерями конденсата, то причины низких коэффициентов конденсатоизвлечения связаны в основном с нерациональностью принятого способа разработки. Высокие значения коэффициентов конденсатоизвлечения обеспечиваются при разработке газоконденсатных залежей с применением сайклинг-процесса, а также при разработке залежей, характеризующихся минимальными значениями ретроградных потерь конденсата. Минимальное значение этого коэффициента 0,2—0,3 указывает на нерациональность применявшегося способа разработки.

О конечных коэффициентах газоотдачи и конденсатоизвлечения можно судить при условии достоверного подсчета запасов газа и конденсата объемным методом, уточненных методом падения пластового давления.

При подсчете и утверждении запасов газа и конденсата целесообразно регистрировать значения не только коэффициентов конденсатоотдачи, но и коэффициентов конденсатоизвлечения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

История открытия и выделения газоконденсатных залежей в самостоятельный тип месторождений углеводородов насчитывает немногим более 40 лет, а в нашей стране — 25 лет.

Основной отличительной особенностью этих залежей является своеобразное фазовое состояние углеводородных скоплений в момент их вскрытия и эксплуатации. При эксплуатации газоконденсатные пласты продуцируют газ и углеводородную жидкость (конденсат), находящуюся в условиях пласта в единой газовой фазе. Выделение конденсата в жидком состоянии связано с явлениями обратной (ретроградной) конденсации, происходящими при снижении пластового давления ниже давления однофазного состояния.

Открытие, изучение и разработка этого типа углеводородных скоплений значительно обогатили наши представления о фазовом состоянии нефти и газа в различных термодинамических условиях в недрах и создали новые предпосылки для исследования генезиса, миграции нефти и газа и формирования их залежей, познания закономерностей их размещения в нефтегазоносных бассейнах, повышения эффективности поисков, разработки способов более полного извлечения их из недр. Все это предопределяет огромное научное и практическое значения изучения газоконденсатных месторождений.

Нарушения, которые допускаются в ходе разработки газоконденсатных месторождений, убеждают автора в малоизученности этого сравнительно нового и сложного типа углеводородных скоплений, обладающих целым рядом специфических особенностей, в недостаточном знакомстве с ними широкого круга специалистов нефтяников. Не эта ли одна из причин тесн многочисленных нерешенных вопросов, с которыми мы сталкиваемся в процессе промышленного освоения газоконденсатных месторождений?

С развитием глубокого бурения в пределах нефтегазоносных бассейнов мира уже открыты тысячи месторождений газоконденсатного типа, содержащих более 5 млрд. т конденсата. Нахождение столь огромных количеств жидких углеводородов в газовой фазе свидетельствует прежде всего о реальности процессов миграции нефти в единой газовой фазе, о значительных масштабах и существенной роли этого глобального процесса в формировании не только газоконденсатных, но и газонефтяных и нефтяных месторождений.

Важной термодинамической особенностью газоконденсатных систем следует считать возможность формирования ретроградной

газовой смеси в самой нефтегазообразующей среде за счет постепенного испарения диффузно рассеянной нефти в газе, обеспечивающим их эмиграцию и вторичную миграцию. Этому процессу способствуют рассеянное состояние нефти в этой среде, значительные ресурсы газа и образующиеся в процессе погружения и уплотнения преимущественно глинистых отложений перепады аномально высокого давления.

Из перечисленных факторов спорным остается лишь вопрос о ресурсах газа в нефтематеринской толще, способных обеспечить переход нефти в газовую fazu. Хотя в настоящее время исследователями единодушно признается, что в недрах газовых углеводородов образуется во много раз больше, чем жидких, тем не менее, из-за большой миграционной способности газа и относительно меньшей сохранности его указываются самые различные, в ряде случаев противоположные, соотношения нефти и газа в недрах. При этом не учитывается, что основные потери газа из недр, связанные с высокой их миграционной способностью, происходили после того, как они уже обеспечили перемещение нефти из области нефтегазообразования в область нефтегазонакопления. С учетом анализа всех предпосылок и представлений, принимая во внимание ресурсы газа, генерировавшегося на стадии катагенеза, газа, образовавшегося в результате термической деструкции жидких углеводородов и газа, выделившегося в свободном состоянии в результате его десорбции, соотношение нефти и газа в недрах оценивается как 1 : 3, что вполне обеспечивает переход нефти в газовую fazu в региональном масштабе. Указанное обстоятельство полностью исключает возражения, выдвинутые рядом исследователей против первичной миграции нефти.

Одной из характерных особенностей газоконденсатных месторождений является наличие в газовой зоне залежей определенного, в ряде случаев значительного, количества остаточной (после формирования) жидкой нефти, связанной с пористой средой капиллярными силами. Открытие связанной нефти вносит коренные изменения в представления о природе газоконденсата и формирования его залежей, играет важную роль в теории и практике разработки месторождений. Учет этого фактора позволил, например, упорядочить подсчет запасов газа, конденсата, что само по себе является значительным достижением.

Рассматривая проблему связанной нефти в целом, нужно выделить следующие основные направления исследования:

изучение условий формирования месторождений, с учетом наличия связанной нефти, в значительной мере освещющей процесс образования углеводородных скоплений;

изучение роли связанной нефти в совершенствовании теории и практики разработки месторождений, в подсчете запасов газа, при постановке экспериментальных и газогидродинамических исследований;

разработка методов извлечения связанной нефти;

оценка запасов связанной нефти по газовым, газоконденсатным и газонефтяным месторождениям.

Газоконденсатные месторождения встречаются в разрезах с различными термодинамическими условиями. И тем не менее эти месторождения, особенно в геосинклинальных областях, за-

кономерно связаны с зонами аномально высоких пластовых давлений. Избыточные давления углеводородных скоплений, получившие максимальные выражения в присводовых частях локальных структур, передаются перекрывающим глинистым толщам, наследующим аномалийность пластовых давлений подстилающих залежей. Таким образом, ареалы распространения аномальных давлений как бы очерчивают зоны потенциального газонакопления, являя собой важный критерий поисков крупных углеводородных скоплений.

Одной из важных проблем промышленного освоения газоконденсатных месторождений является обеспечение рациональной разработки их залежей. Термодинамические особенности газоконденсатных систем обуславливают возможность осуществления принципиально новых методов извлечения, обеспечивающих почти полное извлечение запасов конденсата. Несмотря на это в процессе разработки газоконденсатных месторождений все еще допускаются существенные потери конденсата, достигающие в отдельных случаях 60—70% от потенциальных его запасов, что представляется недопустимым.

Эффективным методом разработки газоконденсатных месторождений, обеспечивающим достаточно полное извлечение потенциальных запасов конденсата, является рециркуляция газа (сайклинг-процесс). Применение этого метода в месторождениях, характеризующихся высоким содержанием конденсата, обеспечивает увеличение конденсатоизвлечения в среднем в 2 раза, что является значительным достижением. Недостатком сайклинг-процесса является необходимость вынужденной консервации запасов газа разрабатываемого месторождения на время, пока извлекается конденсат. Однако существуют способы, ограничивающие и продолжительность, и размеры консервации запасов газа. Автор полагает, что окажутся полезными и его предложения, связанные с устранением экономического ущерба от консервации запасов газа в ходе осуществления сайклинг-процесса.

Сайклинг-процесс пока не получил нужного распространения в нашей стране, что представляется неоправданным. В настоящее время у нас открыто и разведено достаточное количество газовых месторождений, способных полностью обеспечить растущие нужды народного хозяйства в газе, и поэтому без особого ущерба можно допустить временную консервацию запасов газа отдельных газоконденсатных месторождений. Следует также отметить ошибочность подхода ряда специалистов к вопросу о пластовых потерях жидких углеводородов, когда этим потерям с целью их оправдания противопоставляется экономическая эффективность таких мероприятий, как ускоренный ввод или форсирование темпов разработки месторождения. Потери углеводородов в процессе разработки невосполнимы, и поэтому следует добиваться внедрения всех технических и технологических возможностей наиболее полного извлечения их запасов.

Возможность полного извлечения запасов газа и конденсата обусловливает необходимость пересмотра существующей практики разработки газоконденсатных месторождений, допускаю-

щей в отдельных случаях неоправданные потери в недрах жидких углеводородов и нарушений принципов охраны недр. Решительно следует вести борьбу против игнорирования задач исследований, против ввода, без достаточного изучения и обоснования, газоконденсатных месторождений в так называемую опытно-промышленную эксплуатацию, нередко стихийно превращающую подобные месторождения в источник валовой добычи газа.

Генетическая приуроченность газоконденсатных месторождений к большим глубинам открывает широкие перспективы выявления новых крупных месторождений подобного типа в разрезе среднего и нижнего этажей осадочного чехла многих нефтегазоносных бассейнов страны. Открытие таких месторождений ожидается в первую очередь во всех крупных бассейнах глубокого прогибания с мощным осадочным выполнением. С учетом этих возможностей роль газоконденсатных месторождений в подготовке ресурсов углеводородов значительно возрастет. Все это обусловливает необходимость всестороннего изучения газоконденсатных месторождений, качественного выполнения полного комплекса геолого-геофизических, термодинамических, промысловых и экономических исследований, совершенствования применяемых методов промышленной разведки и разработки.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г. К расчетам разработки газоконденсатных месторождений.— Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1963, № 10, с. 21—24.
2. Абрамова Л. М., Аширов К. Б. К вопросу о полноте вытеснения нефти из сводовой части нефтяной залежи Калиновско-Новостепановского месторождения при формировании газовой шапки.— Труды Гипровостокнефти, 1965, вып. IX. М., Недра, с. 29—37.
3. Алиев А. И., Меликов О. Г. Физико-химические свойства углеводородных флюидов на больших глубинах. Науч.-техн. обзор, серия геол. и разв. газ. и газоконд. месторожд. М., ВНИИЭГазпром, 1974, 47 с.
4. Абрамович М. В. Оценка перспектив нефтеносности.— В кн.: Спутник полевого геолога-нефтяника, т. 2. Л., Гостоптехиздат, 1954, с. 274—283.
5. Ализаде А. А. Газовые ресурсы Азербайджана и направление их поисков и разведки.— Изв. АН АзССР, серия геол.-географ. наук, 1961, № 6, с. 25—49.
6. Аникеев К. А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. М., Недра, 1964, с. 168.
7. Анализ влияния различных факторов на конечный коэффициент газоотдачи/М. Л. Фиш, Л. П. Герман, Т. Н. Титова, М. Г. Степанова.— Труды ВНИИГаза, вып. 2, 1974.
8. Бабазаде Б. К. Классификация залежей нефти и газа Азербайджана. Баку, Азнефешр, 1960.
9. Багдасаров В. Г. Анализ поддержания пластового давления газоконденсатных залежей при помощи нагнетания воды в пласт.— Труды АзНИИ, 1957, вып. XIX.
10. Бакиров А. А. Современное состояние и ближайшие задачи исследования процессов миграции нефти в земной коре.— Советская геология, 1955, № 7, с. 14—29.
11. Бакиров А. А. Геология нефтегазоносных областей и нефтяных месторождений Среднего и Ближнего Востока. М., Гостоптехиздат, 1957.
12. Барьерное заводнение пласта Б<sub>1</sub> Бахматьевского месторождения./А. А. Загоруйко, В. А. Харланов, И. К. Булаткин, С. Я. Черный.— Научно-технический сборник. Нефтепромысловое дело, 1964, № 2, с. 14—19.
13. Боровиков В. Н. Геохимические факторы формирования скоплений углеводородов в подсолевом комплексе Европейской части СССР и Западной Европы.— Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1975, № 9, с. 8—13.
14. Брод И. О., Ливенсон В. Г. Происхождение нефти и нефтегазонакопления. М., Гостоптехиздат, 1955.
15. Бурштар М. С., Бизнигаев А. А. Образование и размещение залежей нефти и газа в платформенных условиях. М., Недра, 1969.
16. Васильев В. Г., Немченко Н. Н. О формировании газовых месторождений в северных районах Тюменской области.— Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1970, № 1, с. 3—8.
17. Вассоевич Н. Б. Микронефть.— Труды ВНИГНИ, 1959, вып. 132, с. 136—163.
18. Вассоевич Н. Б. Представления И. М. Губкина о стадийности нефтеобразования.— Изв. АН СССР, серия геол., 1971, № 12, с. 120—127.

19. *Вассоевич Н. Б.* Понятие о возрастах нефти в связи со стадийностью процесса ее образования.—Советская геология, 1976, № 2, с. 16—25.
20. *Вебер В. В.* Нефтеносные фации продуктивной толщи.—Изв. АН СССР, серия геол., 1945, № 2, с. 6—25.
21. *Вебер В. В.* Диагенетическая стадия образования углеводородов.—В кн.: Докл. по геохим. и физ.-хим. вопросам разведки и добычи нефти и газа. Том I, Геохимия, ОГИЛ, Будапешт, ВНР, 1974, с. 103—115 (на рус. яз.).
22. *Великовский А. С., Саввина Я. Д.* Закономерности в составе конденсатов.—В кн.: Изучение газоконденсатных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1962, с. 270—279.
23. *Великовский А. С., Саввина Я. Д.* Определение направления миграции конденсатных газов.—Геология нефти и газа, 1966, № 11, с. 56—59.
24. *Великовский А. С., Юшкин В. В.* Газоконденсатные месторождения.—М., ГОСИНТИ, 1959.
25. *Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку/Г. В. Рассохин, И. А. Леонтьев, В. И. Петренко и др. М., Недра, 1973.*
26. *Временное методическое руководство по определению коэффициентов нефтеотдачи залежей при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ.* М., изд-во Миннефтепрома, 1972.
27. *Вопросы газо- и конденсатоотдачи продуктивных пластов/Ю. К. Игнатенко, В. Ф. Каанашук, И. А. Леонтьев и др.—Тематические научно-технические обзоры, серия газовое дело. М., ВНИИОЭНГ, 1972.*
28. *Вопросы рациональной методики разведки газовых залежей и месторождений/И. П. Жабрев, В. И. Ермаков, А. Л. Козлов и др.—Тезисы докладов на ВДНХ, М., изд. ВНИИГаза, 1976.*
29. *Высоцкий И. В.* Вертикальная зональность в образовании и распределении скоплений углеводородов.—В кн.: Генезис нефти и газа. М., Недра, 1967, с. 201—208.
30. *Габриелян Г. А.* Геология и газоносность Центральных Каракумов.—М., Недра, 1965.
31. *Гайджи-Касумов А. С.* Геологические факторы разнообразия свойств нефти и конденсатов Азербайджана.—Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. д-ра геол.-минер. наук Баку, АЗИНЕФТЕХИМ, 1968.
32. *Газовая промышленность США.* М., ГОСИНТИ, 1960, 33 с.
33. *Газовая промышленность СССР 1966 г.* М., ВНИИЭГазпром, 1977.
34. *Газовые месторождения СССР.* М., Гостоптехиздат, 1961.
35. *Генезис углеводородных газов и формирование месторождений.* М., Наука, 1977.
36. *Геодекян А. А., Троцюк В. Я., Ульмишек Г. Ф.* Геолого-геохимические аспекты оценки перспектив нефтегазоносности акваторий.—Советская геология, 1972, № 10, с. 3—13.
37. *Геотермический режим Южно-Каспийской впадины/Ш. Ф. Мехтиев, А. А. Геодекян, А. Г. Дурмишьян и др.—Советская геология, 1972, № 3, с. 57—72.*
38. *Геологические закономерности распространения крупных месторождений нефти и газа за рубежом/Н. Т. Линдтроп, Э. А. Анфилатова, Е. А. Дмитриева, А. О. Шварцман, Л., Недра, 1970.*
39. *Гербер М. И., Двали М. Ф.* Природные сжатые газы как вероятный фактор миграции нефти из материнских пород. Л., Гостоптехиздат, 1961, 85 с.
40. *Главная фаза нефтеобразования/ Н. Б. Вассоевич, Ю. И. Корчагина, Н. В. Лопатин, В. В. Чернышев.—Вестн. моск. ун-та. Отд. Геол., № 6, 1969.*
41. *Горин В. А.* Закономерности размещения залежей нефти и газа в Южно-Каспийской впадине.—Советская геология, 1962, № 6, с. 33—36.
42. *Григорян Х. А.* Исследование поведения газоконденсатных и газонефтяных смесей при высоких давлениях.—Азербайджансское нефтяное хозяйство, 1956, № 5, с. 15—18.
43. *Грищенко А. И., Саввина Я. Д., Юшкин В. В.* Определение типа залежи по данным исследования продукции скважин с большим содержанием высококипящих углеводородов.—Нефтяное хозяйство, 1971, № 8, с. 40—43.

44. Гришин А. П. Природа ретроградной конденсации.— Труды Грозн. нефт. ин-та, 1948, № 3, с. 165—198.
45. Губкин И. М. Учение о нефти. М., ОНТИ, 1937.
46. Губкин И. М. Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтеносностью этой области. М., ОНТИ, 1934.
47. Гуревич Г. Р., Соколов В. А., Шмыгль П. Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. М., Недра, 1976.
48. Гуссоу У. К. Основные положения гипотезы дифференциального улавливания нефти и газа.— В кн.: Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. Под ред. Н. Б. Вассоевича. Л., Гостоптехиздат, 1961, с. 160—196.
49. Дадашев Ф. Г. Углеводородные газы грязевых вулканов Азербайджана.— Баку, Азернефшр, 1963.
50. Двали М. Ф., Белонин М. Д. Перспективы поисков нефти и газа на больших глубинах на территории СССР.— М., Недра, 1965.
51. Добринин В. М., Лимбергер Ю. А. Определение аномально высоких пластовых давлений по электрометрии скважин.— Нефтяное хозяйство, 1971, № 10, с. 12—16.
52. Добыча и транспорт газа/А. А. Брисман, А. К. Иванова, А. Л. Козлов и др. М., Гостоптехиздат, 1955.
53. Дурмишьян А. Г. К вопросу о формировании газовых и газоконденсатных залежей Апшеронского полуострова.— Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1957, № 9, с. 5—9.
54. Дурмишьян А. Г. Вопросы геологии, разведки и разработки газоконденсатного месторождения Карадаг. Баку, Азернефтнешр, 1960.
55. Дурмишьян А. Г. Значение аномально высоких пластовых давлений при поисках газовых и газоконденсатных залежей.— Газовая промышленность, 1961, № 7, с. 1—3.
56. Дурмишьян А. Г. О связанный нефти в газовых и газоконденсатных пластах.— Геология нефти и газа, 1963, № 9, с. 49—51.
57. Дурмишьян А. Г., Тамразян Г. П. О преобразовании залежей нефти и газа Апшеронского полуострова в связи с историей его геотектонического развития.— Геология нефти и газа, 1964, № 3, с. 41—46.
58. Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения Азербайджана. Баку, Азернефшр, 1967.
59. Дурмишьян А. Г. К вопросу о формировании газоконденсатных месторождений.— Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1968, № 2, с. 10—17.
60. Дурмишьян А. Г. Сравнительная оценка методов разработки газоконденсатных месторождений с заводнением и на истощение.— Газовая промышленность, 1970, № 5, с. 30—33.
61. Дурмишьян А. Г. О роли аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в формировании структур и залежей нефти и газа Южно-Каспийской впадины.— Изв. АН СССР, серия геол., 1972, № 5, с. 114—125.
62. Дурмишьян А. Г. О времени и механизме формирования газоконденсатных месторождений Апшеронской области.— Геология нефти и газа, 1972, № 11, с. 37—42.
63. Дурмишьян А. Г. Оценка ресурсов природного газа акватории Южного Каспия и пути их освоения.— Газовая промышленность, 1973, № 10, с. 2—6.
64. Дурмишьян А. Г. К вопросу об уплотнении глинистых осадков.— Изв. АН СССР, серия геол., 1973, № 8, с. 85—99.
65. Дурмишьян А. Г., Дурмишьян Г. А. К вопросу о задачах и порядке опытной и опытно-промышленной эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.— Труды Аз. фил. ВНИИГаза, 1973, вып. 2, с. 11—17.
66. Дурмишьян А. Г., Мурадян В. М., Хайн В. Е. О роли аномально высоких пластовых давлений в формировании складчато-разрывных нарушений.— Изв. вузов, геология и разведка, 1975, № 12, с. 96—107.
67. Дурмишьян А. Г., Мурадян В. М., Аббасова Р. К. О природе ано-

мально высоких пластовых давлений на примере месторождений Северного Кавказа.—Геология нефти и газа, 1976, № 4, с. 48—52.

68. Еременко Н. А., Неручев С. Г. Первичная миграция в процессе по-  
гружения и литогенеза осадков.—Геология нефти и газа, 1968, № 9, с. 5—8.

69. Еременко Н. А. Геология нефти и газа. М., Недра, 1968.

70. Ермаков В. И. Угленосные формации и газоносность молодых плат-  
форм.—Автореф. дисс. на соиск. степ. д-ра геол.-минер. наук. М., ИГиРГИ,  
1972, 47 с.

71. Жабрев И. П. Перспективы нефтегазоносности за пределами конти-  
нентальных шельфов морей и океанов.—Геология нефти и газа, № 8, 1972,  
с. 8—12.

72. Жабрев Д. В. Геологические предпосылки поисков газовых месторо-  
ждений в Азербайджане.—Азербайджансое нефтяное хозяйство, 1947, № 3,  
с. 1—4.

73. Жданов М. А., Лисунов В. Р., Гришин Ф. А. Методика и практика  
подсчета запасов нефти и газа. М., Недра, 1967.

74. Желтов Ю. В., Мартос В. Н. О некоторых закономерностях движе-  
ния нефтяных оторочек.—Нефтяное хозяйство, 1968, № 2, с. 31—35.

75. Желтов Ю. В., Мартос В. Н. Анализ способов разработки нефтегазо-  
конденсатных месторождений.—В кн.: Физико-геологические факторы при  
разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. М., Недра,  
1969.

76. Желтов Ю. В., Рыжик В. М., Мартос В. Н. Разработка нефтегазо-  
конденсатных залежей с поддержанием пластового давления закачкой воды.—  
В кн.: Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и нефтегазо-  
конденсатных месторождений. М., Недра, 1969.

77. Жузе Т. П., Ушакова Г. С., Юшкевич Г. И. Влияние высоких давле-  
ний и температур на содержание и свойства конденсатов в газовой фазе  
газоконденсатных месторождений.—Геохимия, 1962, № 8, с. 689—697.

78. Закс С. Л. Увеличение нефтеотдачи частично истощенным пластом  
путем нагнетания в него газов высокого давления.—Изв. АН СССР, серия  
ОТН, 1955, № 9, с. 3—5.

79. Зорькин Л. М. Гидрогеологические критерии газоносности Приураль-  
ской части Западно-Сибирской низменности.—Труды ВНИИГаза, 1962, вып. 15.  
80. Зорькин Л. М. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бас-  
сейнов. М., Недра, 1973.

81. Иванчик П. П. Роль гидровулканизма в формировании газонефтяных  
и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1975.

82. Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений на  
газоконденсатность. М., Недра, 1975.

83. Инструкция по применению классификаций запасов к месторождениям  
нефти и горючих газов. М., Недра, 1972.

84. Инструкция о порядке внесения, содержания и оформления материа-  
лов по подсчету запасов нефти и горючих газов, представляемых для утвер-  
ждения в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при  
Совете Министров СССР (ГКЗ СССР), М., Недра, 1972.

85. Исскендеров М. А. Некоторые вопросы проектирования разработки  
газоконденсатных месторождений.—Советская геология, 1960, № 9.

86. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.,  
Недра, 1972.

87. Калинко М. К. Основные закономерности распространения нефти и  
газа в земной коре. М., Недра, 1964.

88. Калинко М. К. Методы сравнительной оценки перспектив нефтегазо-  
носности и перспективы поисков в них нефти и газа. М., Недра, 1977.

89. Калинко М. К. О механизме и условиях образования грязевых вул-  
канов.—Труды ВНИИГИ, 1960, вып. XXVII.

90. Капелюшников М. А. К вопросу о миграции и аккумуляции рассеян-  
ной нефти в осадочных породах.—Докл. АН СССР, 1954, т. 99, № 6,  
с. 1077—1078.

91. Капелюшников М. А., Жузе Т. П., Ушакова Г. С. Исследование си-

стемы нефть—газ при повышенных давлениях.— Труды ин-та нефти АН СССР, 1954, т. III, с. 231—239.

92. Катц Д., Корнелл Д., Кобояши Р. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. Пер. с англ. под ред. Ю. П. Коротаева, Г. В. Пономарева, М., Недра, 1965.

93. Ковалевский С. А. Грязевые вулканы Восточного Закавказья.— Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1927, № 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12; 1928, № 1, 2.

94. Колодий В. В. Формирование вод пониженной минерализации в недрах нефтегазоносных месторождений. М., ВСЕГИНГЕО, 1968.

95. Козлов А. Л., Минский Е. М. Основные принципы рациональной разработки газовых месторождений.— Труды ВНИИГАЗА, вып. I, 1953, с. 3—16.

96. Козлов А. Л. О закономерностях формирования и размещения нефтяных и газовых залежей. М., Гостоптехиздат, 1959.

97. Козлов А. Л., Савченко В. П., Черский Н. В. Возможности удешевления и ускорения промышленной разведки газовых месторождений путем их опытной эксплуатации.— Газовая промышленность, 1959, № 1, с. 4—10.

98. Козлов А. Л. К вопросу возможности образования залежей при движении пластовых вод.— Газовая промышленность, 1976, № 12, с. 39—43.

99. Козлов А. Л., Козлов В. А., Макаров О. К. Основные требования, предъявляемые к рациональной разведке газовых месторождений.— Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. 1977, вып. 5, с. 3—8.

100. Конторович А. Э., Трофимук А. А. К методике изучения истории залежей нефти и газа.— Геология нефти и газа, 1973, № 7, с. 18—24.

101. Конторович А. Э., Луговец А. Д., Фотиади Э. Э. Современные подходы к оценке перспектив нефтегазоносности.— Труды СНИИГГИМС, 1972, вып. 138.

102. Коротаев Ю. П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. М., Недра, 1968, 428 с.

103. Коркенштейн В. Н. Основные параметры водонапорной системы газовых и газоконденсатных месторождений Западно-Сибирской плиты.— Науч.-техн. обзор, серия геол. и разв. газ. и газоконд. месторожд. М., ВНИИЭГазпром, 1975, 44 с.

104. Крамаренко Г. А., Галкин Ю. Д. Применение современных методов прогнозирования нефтяных оторочек в газоконденсатных месторождениях Западной Сибири.— Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. 1977, вып. 9, с. 20—26.

105. Кремс А. Я. Новые страницы в истории развития учения И. М. Губкина о нефти.— Геология нефти и газа, 1973, № 9, с. 7—10.

106. Кремс А. Я. Предпосылки добычи газа с больших глубин.— Газовая промышленность, 1975, № 9, с. 1—6.

107. Кудрявцев Н. А. Состояние вопроса о генезисе нефти на 1966 г.— В кн.: Генезис нефти и газа. Недра, 1967, с. 262—291.

108. Кулиев А. М., Абдуллаев А. И. Исследование сорбции газов породами в условиях высоких давлений и температур. Тезисы докл. второй Закавказской конференции по адсорбции и хроматографии 16—18 ноября. Баку, изд-во АН АзССР, 1976, с. 17—18.

109. Кулиш Ю. С. Сорбция углеводородных газов породами.— Труды ВНИИГаза (вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений), 1953.

110. Кучерук Е. В., Шендерей Л. П. Современные представления о природе аномально высоких пластовых давлений.— В кн.: Месторождения полезных ископаемых. Том 6. М., ВНИТИ.

111. Кучерук Е. В., Хобот М. Р. Нефтегазоносные бассейны США, перспективные для поисков нефти и газа на больших глубинах.— Геология нефти и газа, 1977, № 11, с. 71—74.

112. Лапук Б. Б., Требин Ф. А. О состоянии и задачах дальнейшего развития теоретических основ разработки газовых месторождений.— Изд. МИНИХиГП им. И. М. Губкина, 1961.

113. Леворсен А. И. Геология нефти. Изд. II, М., Гостоптехиздат, 1958.

114. Леонтьев И. А., Рассохин Г. В., Петренко В. И. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме.— Серия газовое дело. М., ВНИИОЭНГ, 1967, с. 103.
115. Линецкий В. Ф. Миграция нефти и формирование ее залежей. Киев, Наукова Думка, 1965.
116. Максимов С. П. К вопросу о формировании залежей нефти и газа в каменноугольных и девонских отложениях Самарской Луки.— Нефтяное хозяйство, 1954, № 10.
117. Максимов С. П., Чахмачев В. А., Большаков Ю. Я. Геохимические аспекты принципа дифференциального улавливания нефти и газа и газоконденсатные месторождения.— Геология нефти и газа, 1976, № 3, с. 37—46.
118. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. Гостоптехиздат, 1953, 606 с.
119. Мелик-Пашаев В. С. Методика определения параметров залежей нефти и газа для подсчета запасов объемным методом. М., Гостоптехиздат, 1963.
120. Методика исследования газоконденсатных месторождений/А. С. Великовский и др.— Труды ВНИИГаза, 1962, вып. 17/25, с. 11—32.
121. Методическое руководство по исследованию сорбционной способности пород-коллекторов газовых и газоконденсатных месторождений/А. Х. Мирзаджанзаде, Ф. К. Салманов, М. С. Разамат и др. Баку, изд. АЗИНЕФТЕХИМа, 1976.
122. Минский Е. М. Современное состояние проблемы разработки газовых месторождений.— Труды ВНИИГаза, вып. 5(13), 1959, с. 24—42.
123. Минский Е. М., Коротаев Ю. П., Зотов Г. М. Определение параметров пласта по кривым нарастания давления в газовых скважинах.— Газовая промышленность, 1959, № 5, с. 4—7.
124. Миричник М. Ф. Тектонические проблемы юго-восточного Кавказа. Баку, Азнефтиздат, 1935.
125. Миричник М. Ф., Васильев В. Г. Геологические предпосылки развития нефтегазодобывающей промышленности СССР. М., Недра, 1965.
126. Мустафинов А. Н. Классификация залежей углеводородов по фазовому состоянию и соотношению объемов газообразной и жидкой фаз в пласте.— Геология нефти и газа, 1962, № 12, с. 47—50.
127. Наливкин В. Д. и др. Критерии и методы количественной оценки нефтегазоносности крупных территорий.— В кн.: Геологические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М., ВИЭМС, 1975.
128. Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Изд. 2, Л., Недра, 1969.
129. Нестеров И. И. Критерии прогноза нефтегазоносности.— Труды ЗапсибНИГНИ, 1969, вып. 15.
130. Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Шпильман К. А. Нефтяные и газовые месторождения Сибири. М., Недра, 1971.
131. Нефтегазоносные провинции СССР/Г. Х. Дикенштейн, И. М. Алиев, Г. А. Аржевский и др. М., Недра, 1977.
132. Нефти и газы месторождений зарубежных стран. Справочник. М., Недра, 1977, 327 с.
133. Новые варианты объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов нефти и газа/А. А. Трофимук, В. С. Вышемирский, О. П. Вышемирская и др.— Геология нефти и газа, 1972, № 5.
134. Николаевский Н. М., Розенберг М. Д., Шейн П. Н. Принципы про мышленной оценки и разработки нефтяной оторочки газовых месторождений. М., ГОСИНТИ, 1960, 139 с.
135. Новосилецкий Р. М. О формировании залежей легкой светлой нефти в Предкарпатье.— Труды УкрНИГРИ, 1963, вып. 5.
136. Обоснование возможных отборов газа из Вуктыльского газоконденсатного месторождения/В. А. Динков, В. Е. Орел, С. Н. Бузинов, А. Г. Дурмишьян и др.— Газовая промышленность, 1971, № 11, с. 4—8.
137. О вероятной схеме формирования многопластовых месторождений и условиях образования газовых (газоконденсатных) и нефтяных залежей/

III. Ф. Мехтиев, А. Б. Цатурянц, Ф. И. Самедов, М. З. Рачинский.—Уч. зап. Аз. гос. ун-та, сер. геол., 1968, № 3, с. 19—27.

138. *Об изменении коэффициентов продуктивности скважин газоконденсатных месторождений, разрабатываемых на истощение*/А. Х. Мирзаджанзаде, Е. И. Петрушевский, А. Г. Дурмишьян, Н. Г. Фарзане.—Изв. вузов, нефть и газ, 1962, № 8, с. 55—60.

139. *О возможности влияния начального градиента на разработку много пластовых газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме*/А. Х. Мирзаджанзаде и др.—Изв. вузов, нефть и газ, 1970, № 1, с. 18—34.

140. *Основные задачи разработки газовых и газоконденсатных месторождений*/А. К. Кортунов, М. В. Сидоренко, В. Г. Васильев и др. М., Недра, 1971.

141. *Ованесов Г. П., Дурмишьян А. Г., Юсуфзаде Х. Б. Перспективы открытия месторождений нефти и газа в Бакинском архипелаге*.—Геология нефти и газа, 1973, № 1, с. 1—5.

142. *Овнатанов С. Т. Геология и нефтегазоносность Фатман—Зыхской антиклинальной зоны Апшеронского полуострова*.—Баку, Азернефтр, 1962.

143. *Оруджев С. А. Газовая промышленность по пути прогресса*. М., Недра, 1976.

144. *Петрушевский Е. И., Дурмишьян А. Г. Расчетный метод определения размеров нефтяной зоны применительно к залежам VII горизонта месторождения Карадаг*.—Изв. вузов, нефть и газ, 1959, № 3, с. 55—62.

145. *Пластовые воды газоконденсатных залежей Азербайджана*/Ш. Ф. Мехтиев, А. Р. Ахундов, М. З. Рачинский и др. Баку, Элм, 1973.

146. *Пластовые потери конденсата*.—В кн.: *Изучение газоконденсатных месторождений*/А. С. Великовский, В. Б. Юшкин, Г. С. Степанова, О. Ф. Худяков. М., Гостоптехиздат, 1962, с. 66—74.

147. *Покровский К. В., Калмандян С. Р., Данилов А. С. Методика исчисления потенциальных запасов газа и конденсата*.—Изв. вузов, нефть и газ, 1960, № 10, с. 69—73.

148. *Потапов И. И. Апшеронская нефтеносная область*. Баку, изд-во АН АзССР, 1954.

149. *Плянков Б. Н., Залахаева Л. В. О наличии нефти в газонасыщенных пластах Мыльджинского и Лугинецкого месторождений*.—Нефть и газ Тюмени, 1972, № 14, с. 5—8.

150. *Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений*. М., Недра, 1971.

151. *Рамазанова Э. Э. Термодинамические исследования нефтегазоконденсатных месторождений на основе применения методов адаптации*.—Автореф. дисс. на соискание степ. д-ра геол.-минер. наук. Баку, АЗИНЕФТЕХИМ, 1975.

152. *Разработка газоконденсатных месторождений*/А. Х. Мирзаджанзаде, А. Г. Дурмишьян, А. Г. Ковалев, Т. А. Алахвердиев. М., Недра, 1967.

153. *Разработка газовых и газоконденсатных месторождений при упругово-водонапорном режиме*. Под ред. Ю. П. Коротаева. М., ВНИЭГазпром, 1968.

154. *Рассел У. П. Основы нефтяной геологии*. М., Гостоптехиздат, 1958.

155. *Рачинский М. З. Номограмма для определения растворимости воды в природном газе при высоких давлениях*.—Труды Аз. фил. ВНИИГаза, 1969, вып. I, с. 42—52.

156. *Рекомендации по направленным поискам газовых и газоконденсатных залежей на основе закономерностей развития аномально высоких пластовых давлений (Азербайджан и Грузия)*/А. Г. Дурмишьян, В. М. Мурадян, М. З. Рачинский и др. М., изд. ВНИИГаз, 1973.

157. *Рекомендации по направленным поискам газовых месторождений на основе АВПД в нефтегазоносных областях Северного Кавказа и Крыма*/А. Г. Дурмишьян, В. М. Мурадян, М. З. Рачинский и др. М., изд. ВНИИГаз, 1976.

158. *Резников А. Н. Геохимические особенности газов, конденсатов и нефти зоны катагенеза*.—Автореф. дисс. на соиск. степ. д-ра геол.-минер. наук. Баку, АЗИНЕФТЕХИМ, 1970.

159. Савченко В. П. Формирование, разведка и разработка месторождений нефти и газа. М., Недра, 1977.
160. Саввина Я. Д., Великовский А. С. Фракционный состав конденсата — поисковый признак наличия в газоконденсатном пласте оторочки конденсатного типа.— Газовая промышленность, 1968, № 12, с. 10—14.
161. Саввина Я. Д. Газы и конденсаты месторождений природных газов СССР. Автореф. дисс. на соиск. степ. д-ра геол.-минер. наук. М., МИНХиГП им. И. М. Губкина, 1970.
162. Салманов Ф. К. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа. М., Недра, 1974.
163. Самедов Ф. И., Рачинский М. З., Буряковский Л. А. Конденсационные воды газоконденсатных залежей Азербайджана.— Научно-технический сборник. Газовое дело, М., ВНИИОЭНГ, 1966, № 8.
164. Саркисян Б. М. Зависимость качества нефтей от геологических условий. Баку, Азнефтиздат, 1974.
165. Скотт Д. Глубокое бурение в США в 1974 г.— Инженер-нефтяник, 1975, № 3, 13 с.
166. Соколов В. А. Очерки генезиса нефти. М., Гостоптехиздат, 1948.
167. Соколов В. А. Геохимия газов земной коры и атмосферы. М., Недра, 1966.
168. Соколов В. А. Геохимия природных газов. М., Недра, 1971.
169. Соколов В. А. Процессы образования и миграции нефти и газа. М., Недра, 1972.
170. Соколов В. А., Климович М. И. К вопросу о повышении эффективности разработки газоконденсатных месторождений СССР с большим содержанием конденсата в газе.— В кн.: Экономика и организация производства отраслей тяжелой промышленности. М., ВИНИТИ, 1974, с. 63—100.
171. Соколов В. Л., Чайковская Э. В., Токарев Л. В. Состояние и результативность поисково-разведочного бурения на нефть и газ на большие глубины (более 4 км).— Геол. и разв. газ. и газоконд. месторождений, 1976, № 5, с. 9—19.
172. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Л., Недра, 1976.
173. Султанов Б. И. Основные теоретические вопросы распределения нефти и вод, геохимия и гидрохимия и условия формирования их в продуктивной толще Апшеронской нефтеносной области.— Автореф. дисс. на соиск. степ. д-ра геол.-минер. наук. Баку, АЗИНЕФТЕХИМ, 1961.
174. Старобинец И. С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов. М., Недра, 1971.
175. Степанова Г. С., Выборнов Н. М., Выборнова Я. И. Расчет фазовых равновесий углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1969.
176. Степанова Г. С. Фазовые превращения углеводородных смесей в процессах разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений.— Автореф. дисс. на соиск. степ. д-ра геол.-минер. наук, М., ВНИИ, 1977.
177. Стрижев И. Н. Методы разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений. М., ВНИИОЭНГ, 1968.
178. Справочник по газовым и газоконденсатным месторождениям. М., Недра, 1975.
179. Трофимук А. А., Вышемирский В. С. Проблема нефтеносности палеозоя Западно-Сибирской низменности.— Геология нефти и газа. 1975, № 2, с. 1—7.
180. Тамразян Г. П., Овнатанов С. Т. Газоносность северо-западной части Южно-Каспийской впадины.— Газовая промышленность, 1975, № 10, с. 6—8.
181. Тхостов Б. А. Начальные пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. М., Гостоптехиздат, 1960.
182. Успенский В. А. Этапы нефтеобразования и их место в системе геохимических циклов углерода. М., Гостоптехиздат, 1970.
183. Успенский В. А. Баланс углерода в биосфере в связи с вопросами о распределении углерода в земной коре. М., Гостоптехиздат. 1956.

184. Успенская Н. Ю. Некоторые закономерности нефтегазонакопления на платформах. М., Гостоптехиздат, 1952.
185. Федоров С. Ф., Чахмачев В. А. Новые данные о закономерностях формирования газоконденсатных залежей.— Нефтегазовая геология и геофизика, 1964, № 11, с. 12—16.
186. Фиш М. Л., Леонтьев И. А., Храменков Е. Н. Оценка коэффициентов газоотдачи в период падающей добычи.— Научно-технический обзор, М., ВНИИЭГАЗПРОМ, 1974.
187. Хайн В. Е., Соколов Б. А. Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах.— В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М., Наука, 1973, с. 94—108.
188. Ханин А. А. Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа. М., Недра, 1966.
189. Хант Д. М. Существует ли биохимический предел нахождения залежей углеводородов с глубиной.— Инженер-нефтяник, 1975, № 3, с. 52—56.
190. Худяков О. Ф., Великовский А. С. Экспериментальное изучение газоотдачи при вытеснении газа водой (на линейных моделях пласта).— В кн.: Изучение газоконденсатных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1962.
191. Цатуриян А. Б. Вопросы взаимной растворимости газожидкостных углеводородных систем применительно к добыче нефти и газа.— Автореф. дисс. на соиск. степ. д-ра геол.-минер. наук. Баку, АЗИНЕФТЕХИМ, 1963.
192. Шахназаров М. Х. Теория и практика эксплуатации газоконденсатных месторождений. Баку, Азнефтиздат, 1944.
193. Шахназаров М. Х. Разработка и эксплуатация газоконденсатных месторождений. Баку, изд. АзНИИ, АзНТО, МНП АзССР, 1956.
194. Ширковский А. И. Технико-экономическое обоснование метода разработки газовых и газоконденсатных залежей.— В кн.: Развитие газовой промышленности СССР. М., Гостоптехиздат, 1960.
195. Шмыгль П. Т. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений (теория и практика). М., Недра, 1967.
196. Чемоданов В. С. Проблемные вопросы миграции нефти в газовом растворе в применении к конкретным условиям нефтегазоносных районов.— В кн.: Генезис нефти и газа. М., Недра, 1967, с. 431—439.
197. Экспериментальное исследование изменения добычи конденсата и промыслового фактора при эксплуатации газоконденсатной залежи без поддержания пластового давления/К. В. Покровский, Н. Г. Фарзане, А. С. Данилов и др.— Изв. вузов, нефть и газ, 1958, № 11, с. 71—76.
198. Юсуфзаде Х. Б., Дурмишьян А. Г. Пути рациональной разработки газоконденсатного месторождения Бахар.— Нефтяное хозяйство, 1975, № 1, с. 21—25.
199. Якубов А. А. Грязевые вулканы Азербайджана и их связь с нефтяными месторождениями. М., изд. АН СССР, 1948.
- Zak 424 str 211 (493) Inostr. literatura Uvarova gr. 1
200. Bauman B. E., Mils F. V. Characteristics of a retrograde condensate reservoir containing a large quantity of carbon dioxide.— J. Petrol. Technol., 1960, N 4, p. 27—32.
201. Bircik E. J. Properties of petroleum reservoir fluids.— New—York, Wiley; London, Chapman and Hall, 1957.
202. Canadians cycle condensate reservoir as pressure declines.— Havlena Z. G., Griffith J. D., Pot R., Kiel O. G. Oil and Gas J., 1968, June 10, p. 88—94.
203. Eaton B. A., Jacoby R. H. A new depletion—performance correlation for gas condensate reservoir fluids.— J. Petrol. Technol., 1965, 17, N 7 (852—856 aur.).
204. Hedberg Hollis D. Relation of Methane Generation to Undercompacted Shales, Shale Diapirs and Mud Volcanoes.— The Amer. Assoc. of Petrol. Geol. Bull., 1974, v. 58, N 4, p. 661—673.
205. Industry briefs.— Oil and Gas J., 1964, N 35, p. 12.
206. Justice W. H. Review of cycling operations in the La Gloria field.— Tr. AIME, v. 189, 1950, 281.

207. *Katz D. L., Kurata F.* Retrograde condensation.—Ind. Eng. Chem., 1940, v. 32, N 6, p. 817—827.
208. *Magara Kinji*. Permeability considerations in generation of abnormal pressures.—Soc. Petrol. Eng. J., 1971, 11, N 3, p. 236—242.
209. *Nelson N. A.* Flooding of gas—cap in Norfolk Garr Sand Unit.—Petroleum Technology, 1958, N 10, p. 14.
210. *New discoveries*.—Oil and Gas J., 1977, v. 75, N 22, p. 156.
211. *O'Dell H., Miller R.* Successfully Cycling a Low—Permeability by High—Field Gas Condensate Reservoir.—J. Petr. Techn., 1967, N 41, p. 41.
212. *A study of gas—cap water injection in a peripheral water flood*.—Tr. AIME, v. 219, 216, 1960. Griffith I. D., Riley H. G., Graig F. F., Wagner R. T.
213. *The week's news*.—Opelika cycling operation to be ended.—Oil and Gas J., 1963, N 22, p. 80—81.
214. *Weyler J. R., Sayer A. T.* A novel pressure maintenance operation in a large stratigraphic trap.—Petr. Techn., 1959, N 8, p. 13.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие . . . . .	3
Введение . . . . .	4
<b>Часть первая.</b>	
<b>ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>	
Глава I. Характеристика газоконденсатных месторождений . . . . .	8
§ 1. Общая и термодинамическая характеристика газоконденсатных систем . . . . .	9
§ 2. О параметрах, определяющих характеристику газоконденсатных систем . . . . .	13
§ 3. Характеристика газа и конденсата газоконденсатных месторождений . . . . .	23
§ 4. О нефтяной оторочке . . . . .	27
§ 5. Воды газоконденсатных залежей . . . . .	29
Глава II. Исследование газоконденсатных систем . . . . .	40
§ 1. Термодинамические исследования газоконденсатных систем . . . . .	40
§ 2. Геолого-промышленные исследования газоконденсатных месторождений . . . . .	44
Глава III. Классификация газоконденсатных месторождений и залежей . . . . .	47
Глава IV. О пластовом давлении и температуре . . . . .	53
§ 1. О пластовом давлении . . . . .	54
§ 2. О пластовой температуре . . . . .	76
Глава V. О связанный нефти в газоконденсатном пласте . . . . .	79
Глава VI. Ретроградные изменения залежей . . . . .	91
<b>Часть вторая.</b>	
<b>ГЕНЕЗИС И ФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>	
Глава VII. О генезисе газоконденсатных месторождений . . . . .	116
§ 1. О генезисе газоконденсатных залежей с позиции органической (осадочно-миграционной) и abiогенной гипотез происхождения нефти и газа . . . . .	116
§ 2. О генезисе газа, конденсата и газоконденсатных залежей . . . . .	121
§ 3. О генезисе нефтяных оторочек газоконденсатных залежей . . . . .	127
Глава VIII. О формировании газоконденсатных месторождений . . . . .	133
§ 1. О фазовом состоянии углеводородов в процессах миграции и аккумуляции . . . . .	133
	333

§ 2. О гипотезе дифференциального улавливания нефти и газа . . . . .	139
§ 3. Определение времени формирования газоконденсатных залежей . . . . .	143
§ 4. О факторах, обуславливающих превышение пластового давления над давлением однофазного состояния . . . . .	148
§ 5. Переформирование и разрушение газоконденсатных залежей . . . . .	149
<b>Г л а в а IX. Закономерности размещения газоконденсатных месторождений . . . . .</b>	154
§ 1. Вертикальная зональность в образовании и распределении углеводородных скоплений . . . . .	155
§ 2. Закономерности пространственного размещения газоконденсатных залежей . . . . .	167

### Ч а с т ь т р е т ь я.

#### ПОИСКИ И РАЗВЕДКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

<b>Г л а в а X. О методах поисков и промышленной разведки газоконденсатных месторождений . . . . .</b>	185
§ 1. О поисках газоконденсатных залежей . . . . .	187
§ 2. О методике разведки газоконденсатных месторождений . . . . .	190
<b>Г л а в а XI. Задачи и методика опытной и опытно-промышленной эксплуатации . . . . .</b>	200
<b>Г л а в а XII. Подсчет запасов газа, конденсата и нефти газоконденсатных месторождений . . . . .</b>	207
§ 1. Объемный метод подсчета запасов . . . . .	208
§ 2. Метод материального баланса . . . . .	213
<b>Г л а в а XIII. Перспективы открытия крупных газоконденсатных месторождений в СССР . . . . .</b>	220
§ 1. Размещение газоконденсатных месторождений по нефтегазоносным провинциям и областям СССР и их характеристика . . . . .	221
§ 2. О перспективах открытия новых газоконденсатных месторождений . . . . .	225

### Ч а с т ь ч е т в е р т ь я.

#### РАЗРАБОТКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

<b>Г л а в а XIV. Разработка газоконденсатных месторождений на режиме естественного истощения . . . . .</b>	235
§ 1. Начальное содержание конденсата и полнота его извлечения при разработке залежи на режиме истощения . . . . .	236
§ 2. Характеристика залежей, обуславливающая разработку газоконденсатных месторождений на режиме истощения . . . . .	244
§ 3. Опыт разработки газоконденсатных месторождений на режиме естественного истощения . . . . .	249
§ 4. Об изменении во времени коэффициента продуктивности газоконденсатных скважин . . . . .	260
<b>Г л а в а XV. Разработка газоконденсатных месторождений с применением сайдлинг-процесса . . . . .</b>	264
§ 1. Сущность сайдлинг-процесса и область применения . . . . .	264
§ 2. Опыт применения сайдлинг-процесса . . . . .	269
§ 3. Перспективы развития сайдлинг-процесса . . . . .	278

Г л а в а XVI. Разработка газоконденсатных месторождений с нагнетанием воды в пласт . . . . .	280
Г л а в а XVII. Разработка газоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой . . . . .	286
Г л а в а XVIII. Газо- и конденсатоотдача . . . . .	299
§ 1. Газоотдача газовых и газоконденсатных залежей . . . . .	300
§ 2. О коэффициентах конденсатоотдачи и конденсатоизвлечения . . . . .	308
Заключение . . . . .	319
Список литературы . . . . .	323

**ИБ № 1012**

**Ашот Григорьевич Дурмишьян**  
**ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Редактор издательства И. Л. Летова  
Переплет художника В. М. Лукьянова  
Художественный редактор В. Б. Шутько  
Технический редактор Е. С. Сычева  
Корректор И. Н. Таранева

Сдано в набор 13.10.78. Подписано в печать 03.04.79. Т-08203. Формат 60×90 $\frac{1}{16}$ . Бумага № 1. Лит. гарн. Печать высокая. Печ. л. 21,0. Уч.-изд. л. 23,13. Тираж 1300 экз. Заказ 424/6193-7. Цена 1 р. 60 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.  
Ленинградская типография № 8 ЛПО «Техническая книга» Союзполиграфпрома  
при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной  
торговли.  
190000, Ленинград, Прачечный пер., 6