

А.И. Гриценко
В.А. Николаев
Р.М. Тер-Саркисов

**КОМПОНЕНО-
ОТДАЧА
ПЛАСТА
ПРИ РАЗРАБОТКЕ
ГАЗО-
КОНДЕНСАТНЫХ
ЗАЛЕЖЕЙ**



МОСКВА "НЕДРА" 1995

ББК 33.362

Г 82

УДК [622.279+622.276].004.14

Гриценко А.И., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М.
Г 82 Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. М.: Недра, 1995. - 264 С.
ISBN 5-247-03514-3

Книга содержит методики экспериментального изучения физических процессов в газоконденсатном пласте, описание исследования фильтрации многокомпонентных углеводородных систем и физических основ повышения компонентоотдачи пласта, содержащего рассеянные жидкие углеводороды. Уделено внимание вопросам повышения компонентоотдачи и принципам доработки газоконденсатного месторождения в условиях аномально-низких пластовых давлений.

Для инженерно-технических работников, занимающихся разработкой газоконденсатных месторождений.

Г 2503010400-034 Без объявл.
043(01) - 95

ББК 33.362

© А.И. Гриценко, В.А. Николаев,
Р.М. Тер-Саркисов, 1995

ISBN 5-247-03514-3

Разработка отечественных газоконденсатных месторождений основана на эксплуатации природных запасов углеводородов методом использования естественной энергии пласта. Отбор углеводородов сопровождается снижением пластового давления, вследствие чего большая часть извлекаемых запасов добывается в период, когда пластовое давление ниже давления начала конденсации углеводородной смеси, а состав продукции определяется составом подвижной пластовой газовой фазы при неподвижной жидкой. В результате конденсатоотдача пласта оказывается существенно меньшей, нежели газоотдача, что определяет в целом недостаточно высокую компонентоотдачу газоконденсатной залежи.

Выполненные авторами экспериментальные и аналитические исследования показывают, что на межфазное распределение углеводородных компонентов и компонентоотдачу пласта влияют не только текущие термобарические условия и состав пластовой смеси, но также коллекторские свойства, наличие в пласте рассеянных жидких углеводородов, водонасыщенность пласта. Управление процессом разработки залежи с учетом этих конкретных особенностей пластовой системы, очевидно, позволит увеличить коэффициенты газо- и конденсатоотдачи и повысить эффективность процесса.

Проблема компонентоотдачи пласта этим не исчерпывается. В книге подробно рассмотрены предложенные авторами методы активного воздействия на газоконденсатный пласт, обеспечивающие вовлечение в разработку выпавшего в пласте углеводородного конденсата и увеличение углеводородоотдачи пласта. При этом повышение полноты отбора углеводородов обусловливается избирательностью вовлечения в процесс фильтрации и отбора из пласта углеводородных компонентов.

Технологические процессы извлечения остаточных запасов углеводородов, основанные на предложенных авторами методах воздействия на пласт, реализованы в опытном и опытно-промышленном масштабе на ряде отечественных газоконденсатных месторождений. Результаты исследований газоконденсатных систем и промышленного внедрения технологических процессов с целью повышения углеводородоотдачи пласта позволили авторам сформулировать концепцию доразработки остаточных запасов углеводородов истощенного газоконденсатного месторождения, характеризующегося аномально-низким пластовым давлением.

Большой вклад в проведение аналитических и экспериментальных исследований внесли наши коллеги, сотрудники отдела методов повышения конденсатоотдачи пласта ВНИИГАЗА, Б.В. Макеев, М.А. Пешкин, А.В. Николаевский, С.Г. Рассохин, М.И. Фадеев и другие. Промысловые работы и внедрение предложенных авторами технологий осуществлены при активной

помощи и личном участии специалистов предприятия Севергазпром и СеверНИПИгаза В.Г. Подюка, В.Р. Родыгина, А.А. Захарова, С.В. Шелемея, Е.М. Гурленова, Н.Н. Гурленова, Н.Н. Трегуб, Н.В. Долгушина.

Всем им авторы весьма признательны.

Критические замечания к книге будут восприняты с должным вниманием и учтены авторами в дальнейшей работе.

ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЯХ

1.1. ВЛИЯНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ НА КОМПОНЕНТООТДАЧУ ПЛАСТА

Отечественные и зарубежные исследователи показали [3, 4, 7, 11, 38], что на компонентоотдачу газоконденсатного пласта в процессе разработки влияют, иногда решающим образом, такие факторы, как фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) породы-коллектора, микро- и макронеоднородность пласта, компонентный и групповой состав пластовой углеводородной смеси, начальные и текущие термобарические условия пласта, наличие в газонасыщенной зоне пласта рассеянных жидких углеводородов, темп отбора углеводородов и некоторые другие особенности пластовой системы и режима ее разработки.

Поскольку еще на стадии формирования залежи углеводородов массоперенос компонентов, образовавших пластовую смесь, определяется практически теми же физическими, физико-химическими и физико-геологическими процессами и явлениями, что и фильтрация пластовой смеси на стадии разработки залежи, то целесообразно кратко рассмотреть особенности механизма этого массопереноса.

Миграция углеводородов в толще горных пород на стадии формирования месторождения сопровождается сложными массообменными процессами. Массоперенос углеводородов осуществляется при этом либо в жидкой (водной, углеводородной), либо в газообразной (сжатый газ) фазе. Изучение соответствующих процессов в природных условиях, а также физическое и математическое моделирование показывают, что основными процессами механизма миграции являются многократные испарение и конденсация смеси углеводородов, фильтрация ее по системе капилляров и трещин, а также сопровождающие фильтрацию сорбция, капиллярная конденсация и хроматографическая дифференциация смеси. Всеми этими процессами характеризуется и механизм углеводородоотдачи разрабатываемого пласта; вклад каждого из процессов в общий механизм определяется при этом режимом разработки месторождения.

Интенсивность массопереноса углеводородов в пористой среде зависит от свойств породы - коллектора, а также свойств основного агента, являющегося растворителем углеводородов и фильтрующегося при наличии перепада давления в область накопления (при формировании месторождения) или в зону отбора (при разработке месторождения). Согласно классификации М.К. Калинко (1981 г.), породы-фильтранты можно подразделить на семь классов по величине флюидо-

Группа	Класс		
	Номер	Наименование	Проницаемость, м ²
Природные коллекторы проницаемостью > 10 ⁻¹⁵ м ² .	I	Прекрасные	> 10 ⁻¹²
	II	Хорошие	5 · 10 ⁻¹³ - 10 ⁻¹²
	III	Средние	10 ⁻¹³ - 5 · 10 ⁻¹³
	IV	Неважные	10 ⁻¹⁴ - 10 ⁻¹³
	V	Плохие	10 ⁻¹⁵ - 10 ⁻¹⁴
Природные полуколлекторы проницаемостью 10 ⁻¹⁷ - 10 ⁻¹⁵ м ²	VI	Возможно продуктивные	10 ⁻¹⁶
	VII	Непродуктивные	10 ⁻¹⁷
Природные антиколлекторы проницаемостью < 10 ⁻¹⁷ м ² .	E	Плохие	10 ⁻¹⁸ - 10 ⁻¹⁷
	D	Неважные	10 ⁻¹⁹ - 10 ⁻¹⁸
	C	Средние	10 ⁻²⁰ - 10 ⁻¹⁹
	B	Хорошие	10 ⁻²¹ - 10 ⁻²⁰
	A	Прекрасные	< 10 ⁻²¹

проницаемости, которая составляет у отдельных классов от 10⁻¹⁷ до 10⁻¹² м². При меньшей проницаемости породы относятся к классам "антиколлекторов", образующих практически непроницаемые для флюидов прослой и покрывки (табл. 1). В породах с проницаемостью более 10⁻¹⁵ м² флюиды могут перемещаться под влиянием гравитационных сил и, следовательно, образовывать скопления нефти и газа - это "природные коллекторы". В породах с проницаемостью менее 10⁻¹⁷ м² для движения флюидов необходимо такое давление, которого в обычных условиях в недрах не бывает - это "антиколлекторы". В породах с проницаемостью от 10⁻¹⁷ до 10⁻¹⁵ м² в одних случаях возможна, а в других невозможна фильтрация - это "полуколлекторы". Фильтрация флюидов, в частности, углеводородов, через породы осуществляется по проточным порам одного из трех видов: изометрическим, вытянутым по одной оси (каналам) и вытянутым по двум осям (трещинам). В глинистых породах преобладают микропоры с размерами в 10⁻⁸ - 10⁻⁷ м. В горных породах достаточно широко распространены микротрещины, на флюидопроводящие свойства которых в сильной степени влияют изменения барических условий.

Как показали Т.П. Жузе, А.Г. Милешина, Г.И. Сафонова, благодаря этим особенностям микротрещин нефтегазопроводящими и нефтегазосодержащими могут быть почти все массивные горные породы, и залежи углеводородов могут формироваться на значительных расстояниях от очагов генерации. Так, в осадочных горных породах, в том числе в глинах, каждая плоскость наслонения - по сути микротрещина, представляющая

собой емкость или канал миграции углеводородов. Микротрещины под влиянием давления флюидов могут переходить в макротрещины и протягиваться на огромные расстояния. При наличии трещин, секущих слоистость, возможна миграция межрезервуарного масштаба.

При фильтрации смеси углеводородов через глинистые породы в экспериментах наблюдается сорбция асфальтосмолистых веществ (АСВ), а также ароматики. Фильтрат содержит повышенное количество парафинафтяных компонентов. Среднее число колец аренов и нафтяных уменьшается, в то же время возрастает средняя длина парафиновых молекул и содержание изопарафинов. Высокомолекулярные компоненты нефти вообще могут не фильтроваться через породу, представленную глиной. Легкие нефти фильтруются через глинистые породы приблизительно так же, как тяжелые через алевроитовые - сорбируются, в основном АСВ и ароматика (пропорционально исходному содержанию). С повышением температуры дифференциация нефти в глинах несколько уменьшается.

Через кварцевые песчаники нефть фильтруется почти без изменения состава. Фильтрация нефти в полимиктовых песчаниках протекает аналогично фильтрации в глинах и алевроитовых породах, особенно при значительном содержании глинистого цемента.

В пелитоморфных известняках фильтрация практически не идет, нефть проникает только в стилолитовые швы, которые, следовательно, могут быть путями миграции в природных условиях. Кристаллические известняки являются проницаемыми для нефти при больших перепадах давления (в экспериментах до 6 МПа на керне длиной 35 мм). В органогенно-обломочных известняках и доломитах при фильтрации нефти по мнению Л.М. Зорькина, Е.В. Стадника, И.С. Старобинца, по-видимому, развиваются химические процессы: состав фильтратов характеризуется повышенным содержанием АСВ и аренов, увеличением плотности и вязкости флюида [12]. Известняки сорбируют нефть, но в 3-4 раза меньше, чем глинисто-алевролитовые породы. При содержании до 20% (и выше) глинистого цемента карбонаты ведут себя по отношению к нефти как алевролитовые породы.

Свойства основного газообразного или жидкого в пластовых условиях агента, в свою очередь, определяются его составом и термобарическими условиями пласта. Если химическое сродство углеводородов и фильтрующегося агента недостаточное, плотность растворенного углеводородного вещества окажется небольшой, соответственно, и массоперенос углеводородов с единицей массы агента будет относительно ограниченным. В то же время при повышении давления и температуры будет расти растворяющая способность газообразного агента, а при снижении температуры (в определенных пределах) будет расти растворяющая способность жидкого агента.

Как показали Дж. Амикс, Д. Катц, Ал. А. Петров, М.С. Разамат, И.С. Старобинец, Г.С. Степанова, В.А. Чахмахчев и другие исследователи, природные смеси углеводородов [1, 13, 23, 24, 32] состоят из многих десятков и даже сотен индивидуальных углеводородов, различающихся физико-химическими свойствами и представляющих как газы, так и жидкости, причем в стандартных условиях многие из последних переходят в твердую фазу [9]. Естественно, что в массообменных процессах в значительной степени проявляет себя селективность, обусловленная сложным составом углеводородных смесей. Одним из следствий сложного многокомпонентного состава природных углеводородных смесей на стадии формирования месторождений газоконденсатного типа является гравитационное разделение углеводородов, особенно заметное при значительных толщинах продуктивных отложений. Так, например, в пределах продуктивного пласта Карадагского газоконденсатного месторождения начальное содержание фракции C_{5+} в пластовом газе изменялось от 145 г/м^3 в своде до 214 г/м^3 в приконтурных частях пласта. Аналогичным являлось начальное распределение углеводородов по толщине пласта и в других газоконденсатных месторождениях (Вуктыльском, Карачаганакском, Астраханском) [6, 8, 26].

Состав углеводородной смеси влияет на распределение компонентов не только в одной фазе вследствие наличия гравитационного поля, но и между фазами в двухфазной системе вследствие изменения давления схождения смеси. Обширные экспериментальные исследования по динамике констант фазового равновесия индивидуальных углеводородов выполнили Дж. Амикс, Д. Катц, Б. Сейдж, Г.С. Степанова [1, 13, 24, 32]. Так, чем больше высокомолекулярных компонентов содержится в системе, тем ниже константы фазового равновесия фракции C_{7+} , то есть тем меньше потенциальное содержание конденсата в пластовой газовой фазе. Согласно экспериментальным исследованиям Г.С. Степановой [24, 32] константы фазового равновесия углеводородных компонентов при прочих равных условиях зависят от характеристического фактора. Особенно значительна разница в константах равновесия между углеводородами метанового ряда с одной стороны и углеводородами нафтенового и ароматического ряда с другой стороны. В соответствии с результатами экспериментальных исследований, выполненных авторами [4, 15, 21], резкое повышение содержания в газоконденсатной системе промежуточных углеводородных компонентов метанового ряда (этана, пропана, бутанов) сверх равновесного для газовой фазы приводит к смещению фазового равновесия в пластовой системе в сторону жидкой фазы, что можно использовать для создания технологических процессов воздействия на пласт с целью повышения компонентоотдачи [16, 33, 36].

Аналогичный характер смещения равновесия в двухфазной углеводородной системе наблюдается и при увеличении со-

держания в системе такого неуглеводородного компонента, как азот, причем в широком диапазоне изменения давления и температур.

Известен также эффект высаждения фракции C_{2+} при вытеснении "жирного" газа чистым метаном в области давлений начинающая от давления максимальной конденсации пластовой смеси и выше, что также может быть использовано при создании технологических процессов повышения компонентоотдачи пласта.

В еще более значительной степени, чем при изменении состава системы, могут происходить массообменные процессы при изменении в пласте термобарических условий. Так, разработка газоконденсатного месторождения на режиме истощения сопровождается ретроградной конденсацией смеси вплоть до давления максимальной конденсации, причем по мере снижения давления уменьшается содержание в газовой фазе фракции C_{2+} , снижается ее молекулярная масса, плотность, изменяется групповой и компонентный состав и другие параметры [8, 13, 15, 27, 28, 34]. При давлении максимальной конденсации (5-15 МПа) в жидкой фазе находится преобладающая часть запасов углеводородов C_{2+} . Экспериментальные исследования Т.П. Жузе, С.Л. Закса, Г.С. Степановой, Д.С. Циклиса, других исследователей показали [9, 15, 32], что, напротив, увеличение давления в залежь выше давления максимальной конденсации вследствие нагнетания тех или иных агентов в пласт способствует переходу углеводородов в газовую фазу. При существенном повышении давления возможен, в принципе, перевод пластовой системы в однофазное газовое состояние. Как показали исследования В. Балинта, А. Бана, Ш. Долешала, Т.П. Жузе и других исследователей, практически не испаряются только высокомолекулярные АСВ и равновесная сорбированная породой часть углеводородной системы [9, 15, 20, 21]. В связи с этим повышение давления, поддержание его на определенном уровне или замедление темпа снижения давления путем нагнетания в залежь газа является широко распространенным процессом, на котором основаны многие из предложенных и внедряемых на практике методов повышения углеводородоотдачи пласта. Одним из методов, осуществляемых на практике в течение уже многих десятков лет, является сайклинг-процесс в разных его модификациях [7, 8, 21, 32]. Основная цель реализации этого процесса - поддержание давления в пласте на уровне, достаточном для предотвращения или замедления темпов ретроградной конденсации пластовой углеводородной смеси.

Вступление крупного Вуктыльского НКМ (нефтегазо-конденсатное месторождение) в завершающую стадию разработки поставило целый ряд вопросов, объединенных проблемой повышения углеводородоотдачи пласта на этой стадии и, в частности, на конечном этапе завершающей стадии. Приобрел практическое значение вопрос о возможности доизвлечения фракции C_{2+} за счет процесса прямого испарения при давлениях

ниже давления максимальной конденсации пластовой смеси. В связи с этим возникла необходимость более глубокого исследования процессов, происходящих в газоконденсатном пласте при низких давлениях. Авторами с сотрудниками были выполнены эксперименты в сосуде PVT-соотношений и на физической модели пласта, результаты которых позволили более четко представить физику массообменных процессов при низких давлениях в газоконденсатном пласте, разработка которого осуществляется как на режиме истощения, так и с прокачкой внешнего агента. Подробно изучена селективность процесса испарения в этой области давлений. Описываемые в книге эксперименты дали возможность предложить методы доработки газоконденсатного пласта на конечном этапе завершающей стадии его эксплуатации и контроля за полнотой вытеснения пластовой газовой фазы сухим газом.

Предложения о разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления были выдвинуты многими исследователями практически сразу после того, как стала ясна сущность ретроградной конденсации углеводородной смеси при снижении давления. Однако, широкому внедрению в газопромысловую практику сайклинг-процесса способствовала конъюнктура, сложившаяся в промышленности США и Канады в годы второй мировой войны, когда резко возросла потребность в жидких углеводородах при снижении потребности в природном газе. Обратная закачка "отбензиненного" газа применялась в тот период времени даже на таких ГKM (газоконденсатное месторождение), начальное содержание конденсата в газе которых составляло всего 150-180 г/м³ [8, 26].

Число месторождений США и Канады, на которых производилась обратная закачка сухого газа, достигало в отдельные годы многих десятков. Сразу появилась необходимость варьировать процесс в зависимости от конкретной ситуации, нагнетая либо весь отбензиненный газ, либо определенную его часть, либо используя в качестве закачиваемого агента "внешний" углеводородный, и даже неуглеводородный, газы (или их смеси).

По окончании войны вследствие заметного изменения структуры потребления углеводородов объем обратного нагнетаемого в пласт газа резко снизился. Удовлетворительные технико-экономические показатели при реализации сайклинг-процесса стали получать только на ГKM с начальным содержанием конденсата в газе не ниже 250-300 г/м³. Одновременно значительно увеличались объемы нагнетания неуглеводородных газов. В целом, однако, число объектов, где осуществлялся сайклинг-процесс, очень сильно уменьшилось. Тем не менее, часть ГKM США, Канады, некоторых других стран разрабатывались и продолжают разрабатываться в режиме сайклинг-процесса.

В связи с этим следует подчеркнуть значение впервые осуществленного в странах СНГ промышленного сайклинг-процесса на Новотроицком ГКМ (Украина).

Новотроицкое месторождение с запасами газа 11,6 млрд. м³ было введено в разработку в 1974 г. После снижения пластового давления с начального 35,6 МПа до 27 МПа содержание конденсата в газе уменьшилось с начального 427 г/м³ до 270 г/м³. В этот период (1981 г.) на месторождении начали обратную закачку сухого газа.

Геологическое строение месторождения оказалось существенно более сложным, чем представлялось при проектировании сайклинг-процесса в 1975 г. Обнаружилось быстрое продвижение законтурной воды. За 7 лет с начала процесса подъем газовой контактной ГВК) составлял примерно 30 м. С 1985 г. начал прогрессировать прорыв сухого газа к забоям эксплуатационных скважин.

Опыт разработки Новотроицкого ГКМ в режиме сайклинг-процесса важен для отрасли не только сам по себе, но, главным образом, в связи с предполагаемой реализацией такого процесса на других месторождениях Содружества. Было показано, что задержка во времени с поддержанием пластового давления при разработке ГКМ такого типа отрицательно влияет на эффективность воздействия. В частности, экономический эффект от внедрения сайклинг-процесса в осуществленном на Новотроицком месторождении варианте мог бы быть положительным только при оптовых ценах на конденсат не ниже определенного уровня (80 руб/т в ценах 1980-х годов).

Еще на стадии предварительного рассмотрения материалов при предпроектном анализе ожидаемых показателей сайклинг-процесса на Новотроицком месторождении С.Н. Бузиновым и авторами при участии других специалистов был предложен вариант воздействия, предусматривающий повышение степени отбора жидких углеводородов из газоконденсатного пласта, эксплуатируемого в режиме частичного сайклинг-процесса. Предложенный вариант воздействия основан на том, что на первом этапе обратного нагнетания в пласт используются легкие жидкие углеводороды (фракция C₂ - C₄), которые при последующем возврате сухого газа образуют оторочку. Экспериментальные исследования и расчеты показывают, что оторочка легких углеводородных растворителей эффективно вытесняет выпавший в пористой среде конденсат в широком диапазоне давлений и температур, в том числе при низких пластовых давлениях порядка 5-10 МПа. Такое воздействие обеспечивает определенное выравнивание отборов из пласта жидких пластовых углеводородов сначала, при давлениях выше 10 МПа, за счет частичного поддержания давления, а затем - за счет смешивающегося или близкого к смешивающемуся вытеснения. В целом следует указать, что при реализации

сайклинг-процесса необходимы во многих случаях дополнительные научно-технические мероприятия для получения эффекта от воздействия. Нередко только комбинированное воздействие на газоконденсатное месторождение дает возможность существенно повысить компонентоотдачу пласта.

В зависимости от условий преобразования в осадочной толще пород органических веществ каждая конкретная залежь углеводородов, в частности, газоконденсатная, характеризуется определенным набором индивидуальных углеводородов в составе пластовой смеси. Соотношения между некоторыми из углеводородов, в первую очередь реликтивными [5, 23], достаточно четко определяют генезис образующей залежь углеводородной массы, что используется как при классификации открытых запасов, так и при поисках новых залежей газа, конденсата и нефти [12, 18, 23, 24]. Так, например, широко используются в геолого-промысловых и геохимических исследованиях соотношения алканов: C_{2+}/C_1 ("коэффициент жирности газов"); C_3/C_2 ; C_4/C_3 ; C_4/C_2 ; iC_4/nC_4 ; $(iC_{19} + iC_{20})/(nC_{17} + nC_{18})$ ("фактор старения нефти"); iC_{19}/iC_{20} ; $(nC_{15} + nC_{17})/2nC_{16}$ и другие. В разработке газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений также используются некоторые соотношения неуглеводородных и углеводородных компонентов (работы К.С. Басниева; Ю.А. Журова, Р.К. Галеевой, Д.М. Шейх-Али, Э.М. Халимова). Использование соотношений с привлечением углеводородов не только алкановой, но и ареновой и нафтеновой групп, а также неуглеводородных компонентов дает наиболее полный объем информации. Однако, многие надежные экспресс-методы различного рода прогнозов происхождения и фазового состояния залежи базируются на соотношениях только алкановых углеводородов. Это обеспечивает простоту и доступность получения исходных данных, поскольку для определения состава алкановой части массы углеводородов нет необходимости осуществлять трудоемкие операции по фракционированию углеводородной смеси. Метод газожидкостной хроматографии (ГЖХ-анализ) может дать необходимые результаты по исходной пробе флюида.

И.В. Высоцкий, В.И. Высоцкий, А.С. Гаджи-Касумов, Н.Д. Гуляева, Л.М. Зорькин, А.А. Карцев, Н.Г. Куликова, Е.В. Стадник, И.С. Старобинец показали, что геохимические исследования на нефтяных и газоконденсатных месторождениях являются одним из современных перспективных направлений оценки запасов углеводородов и их распределения по пласту [5, 6, 12].

Поскольку газоконденсатная система до начала отбора углеводородов из пласта уже содержит две фазы (сорбционную часть запасов и равновесный пластовый газ), то с самого начала разработки месторождения, то есть при изменении термобарических условий, в поровом пространстве пласта - коллектора происходят сложные массообменные процессы.

Динамика сорбционного равновесия и ретроградная конденсация смеси предопределяют непрерывное изменение количества индивидуальных компонентов и их соотношений в фильтрующемся флюиде. Так, если после снижения давления в пласте ниже давления начала конденсации содержание метана и азота в продукции скважин возрастает, то содержание углеводородов фракции C_2+ закономерно уменьшается вплоть до давления максимальной конденсации. Закономерные изменения претерпевает соотношение таких промежуточных углеводородов, как изобутан и нормальный бутан. Т.П. Жузе, И.С. Старобинец, В.А. Чахмахчев показали, что это вызывается разной сорбируемостью этих углеводородов и некоторыми отличиями в растворимости их в сжатом газе [9, 12, 35].

Для изучения динамики компонентных соотношений при разработке ГKM на режиме истощения авторами выполнены эксперименты на физических моделях пласта и в сосуде PVT-соотношений. В качестве газоконденсатной смеси использовалась смесь алканов состава (% мольные): C_1 - 79,10; C_2 - 8,80; C_3 - 3,90; iC_4 - 0,60; nC_4 - 1,20; C_{5+} - 1,64. Давление начала конденсации смеси при $62^\circ C$ было равно 30,3 МПа. Процесс истощения выполняли, выдерживая темп снижения давления не выше $2 \cdot 10^{-4}$ МПа·с, при котором не нарушалось равновесие массообменных процессов [15]. В течение эксперимента с помощью блока отбора и анализа (БОТана) [35] осуществляли анализы текущего состава продукции истощаемой системы (физической модели пласта или сосуда PVT-соотношений).

Рассчитанные по результатам одного из экспериментов на модели пласта длиной 5 м с проницаемостью $1,4 \cdot 10^{-14}$ м² некоторые соотношения приведены на рис. 1, а, б. На этих же рисунках даются аналогичные результаты эксперимента в сосуде PVT-соотношений. Обращает на себя внимание характерный вид графиков зависимости выбранных отношений от текущего давления в системе. Наличие сорбированной фазы в пористой среде, очевидно, стабилизирующим образом влияет на динамику соотношений на первом этапе процесса истощения (давление 25-30 МПа). В то же время в пористой среде диапазон изменения параметров при снижении давления от $P \approx P_{жк}$ до давления забрасывания существенно шире, чем в сосуде PVT-соотношений. Так, отношение C_1/C_2 уменьшается для модели пласта от начального значения около 11 до 6, то есть приблизительно вдвое, для сосуда PVT-соотношений - лишь от 7 до 6. Отношение изобутана и нормального бутана, напротив, для модели пласта монотонно увеличивается от 0,50 до 0,58, а для сосуда PVT-соотношений вначале снижается, а начиная с давления около 25 МПа также монотонно возрастает приблизительно аналогично процессу на модели. Вдвое уменьшается за время истощения модели пласта комплексное соотношение

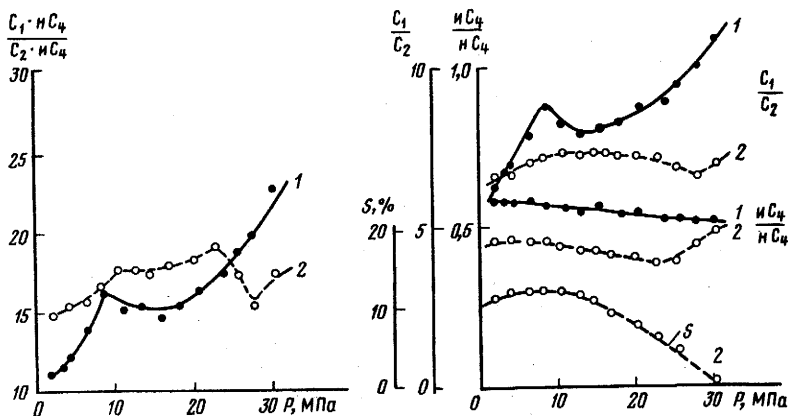


Рис. 1. Динамика изменения соотношений индивидуальных углеводородов и насыщенности S системы жидкой фазой при истощении ($P_{НК} = 30,3$ МПа, $T = 62$ С);

1 - модель пласта, $L = 5$ м, $K = 1,4 \cdot 10^{-14}$ м²; 2 - сосуд PVT-соотношений

$C_1 \cdot nC_4 / C_2 \cdot nC_4$, хотя для сосуда PVT-соотношений этот параметр изменяется в целом незначительно, уменьшаясь от давления порядка 25 МПа до давления забрасывания приблизительно на 20%.

Результаты геохимических исследований низкомолекулярной части продукции газоконденсатного пласта дают возможность с большей надежностью, чем просто по изменению состава продукции, прогнозировать переход системы от одного характерного этапа отбора углеводородов к другому. Так, отношения C_1/C_2 и $C_1 \cdot nC_4 / C_2 \cdot nC_4$ в начальной стадии разработки пласта довольно резко снижаются, а перед областью давлений максимальной конденсации этана и бутанов (начиная с давлений приблизительно 17-18 МПа) существует достаточно продолжительный период, в течение которого указанные параметры сохраняют практически постоянные значения. Далее, по мере приближения к давлению максимальной конденсации, начинается вновь увеличение этих отношений, а после снижения давлений ниже $P_{мк}$ наблюдается вторая область резкого уменьшения отношений.

В совокупности с данными по индивидуальному углеводородному составу газовой части продукции ($C_1 - C_4$) рассмотренные геохимические показатели обеспечивают возможность контроля компонентоотдачи газоконденсатного пласта, разработка которого ведется как на режиме истощения, так и с воздействием путем нагнетания в пласт газообразного вытесняющего агента. В последнем случае эффективность рассмотренного метода геохимического контроля особенно высока.

Как показывают выполненные авторами исследования, возможности геохимических методов контроля могут быть расширены и при наблюдениях за отбором жидких пластовых углеводородов. Исследовались пробы стабильного конденсата Вуктыльского, Западно-Соплесского, Канчуриноского, Уренгойского, Карадагского и других газоконденсатных месторождений. В качестве методов исследования применялись газожидкостная хроматография, криоскопия, пикнометрия, инфракрасная спектроскопия (совместно с Н.Д. Гуляевой). Наибольший объем информации получен для Вуктыльского месторождения. По содержанию высокомолекулярных алканов исследовавшиеся вуктыльский и новотроицкий конденсаты в стабильной своей части состоят в основном из алкановых углеводородов (рис. 2, а, б, в, г). Рассмотрим средний состав стабильного конденсата месторождений на начало разработки:

Месторождение	Вуктыльское	Новотроицкое
Продуктивные отложения	C ₁	C ₁
Год начала разработки	1968	1974
Массовая доля углеводородов, %:		
А (арены)	11,9	14
Н (нафтены)	17,1	29,6
М (алканы)	71,0	56,4
Всего	100	100

По соотношению таких параметров, как плотность и молярная масса, это типичные газовые углеводородные конденсаты (рис. 3, 4, 5). Так, для всей совокупности проб вуктыльского конденсата за 1985-1989 гг. выдерживается практически строгая усредненная зависимость между плотностью ρ и молярной массой M :

$$\bar{M} = 8,595 (\bar{\rho})^{11,32} + 0,57, \quad (1)$$

где $\bar{\rho} = \frac{\rho}{0,7359}$; $\bar{M} = \frac{M}{131,7}$;

$\rho = 0,7359$ г/см³ и $M = 131,7$ г/моль - плотность и молярная масса стабильного конденсата в начале разработки месторождения на опорной контрольной скважине 8.

Параметр $\Pi = \sqrt{\frac{M}{\rho}}$ [32] для фракций конденсата изменяется от 4,3 до 4,8.

Весьма информативными по данным авторов являются результаты газожидкостной хроматографии (ГЖХ) концентрированных проб конденсата по определению индивидуального состава алкановой части от C₁₇ до C₃₅.

Концентрированные пробы готовили фракционированием стабильного конденсата. Исследования показали, что ре-

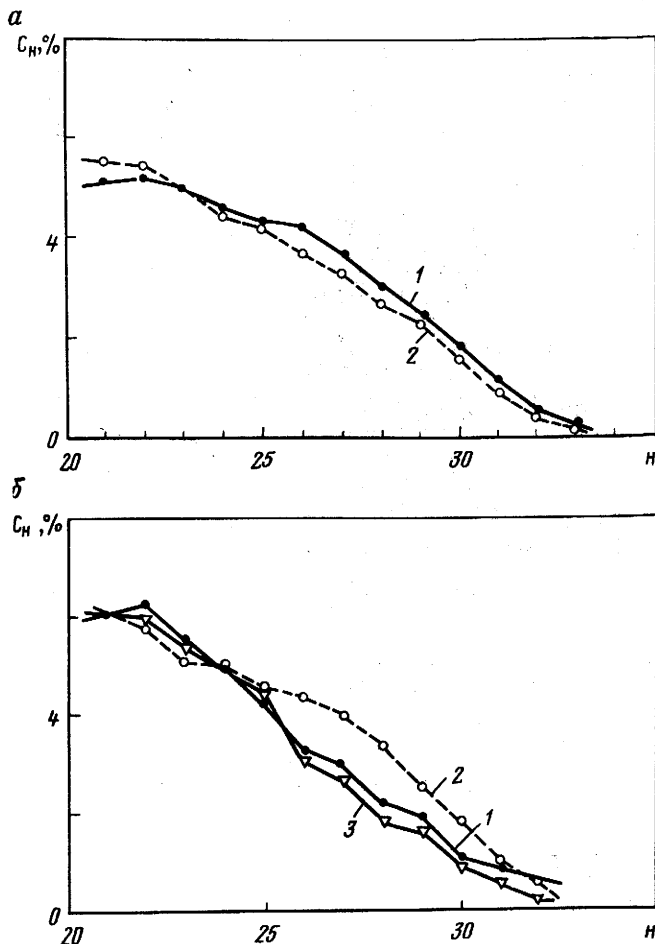
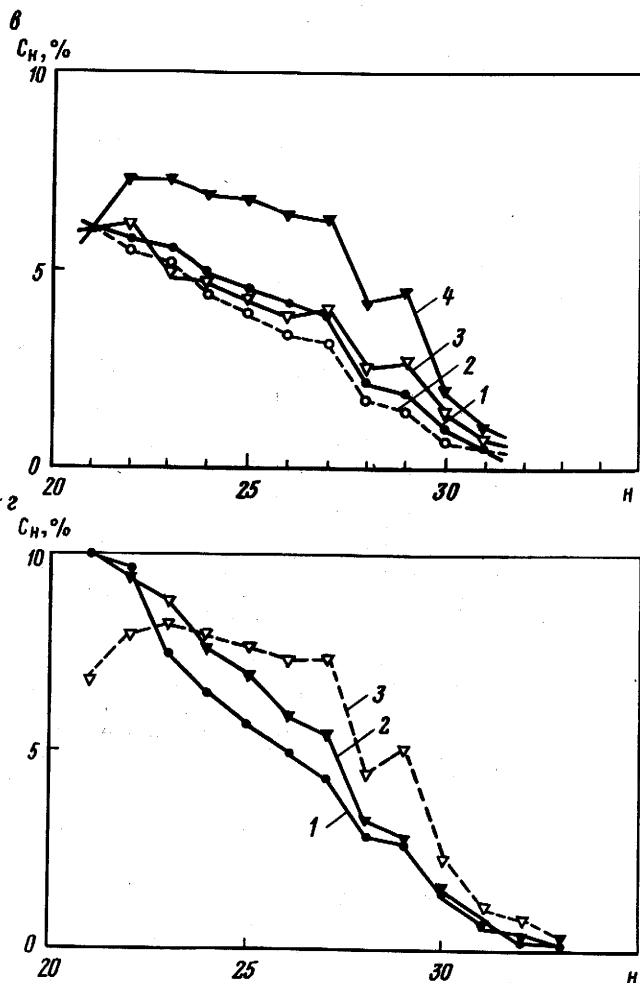


Рис. 2. Относительное содержание n -алканов (n - число атомов углерода в молекуле):

а - в пробах конденсата, отобранных на первом этапе разработки Вуктыльского месторождения в 1975 г. при среднем пластовом давлении 23 МПа (1 - скважина 26, 2 - скважина 36); *б* - в пробах конденсата и хлороформенных вытяжках (ХБА) керн продуктивного пласта Вуктыльского месторождения (1 - проба 1986 г., скважина 26; 2 - проба 1987 г., скважина 89; 3 - ХБА, скважина 233, интервал 3013-3018 м); *в* - в ХБА-вытяжках керн из скважины 30 Новотроицкого газоконденсатного месторождения (1 - интервал 3145-3153 м, песчаник; 2 - 3153-3162 м, песчаник; 3 - 3162-3170 м, аргиллит; 4 - 3170-3181 м, аргиллит); *г* - алканы C_{21+} в ХБА кернов продуктивных отложений Вуктыльского и Новотроицкого ГКМ (1 - Вуктыльское месторождение, скважина 233, интервал 3013-3018 м, доломитизированный известняк; 2 - Новотроицкое месторождение, скважина 30, интервал 3153-3162 м, песчаник; 3 - то же, интервал 3170-3181 м, аргиллит)



зультаты анализов фракции C_{17+} , не зависят от методики подготовки концентрированных проб, будь то фракционирование на стандартной аппаратуре (например, типа АРН-2), или же обычное отпаривание легкой части стабильного конденсата приблизительно до C_{10} . ГЖХ-исследования фракции C_{17+} имеют научный и практический интерес вследствие того, что в этой части конденсата сконцентрированы важнейшие геохимические реперы - изопреноидные углеводороды от iC_{19} до iC_{25} . Однако, сравнительный анализ молярной массы возрастающих по плотности частей фракции C_{17+} , как показали исследования, также весьма информативен.

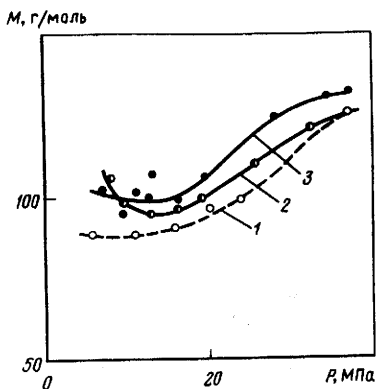


Рис. 3. Динамика изменения молярной массы конденсата, добываемого при разработке Вуктыльского ГКМ: 1 - расчетная кривая для C_{5+} ; 2 - промысловые данные (усредненная кривая); 3 - промысловые данные по скважине 8

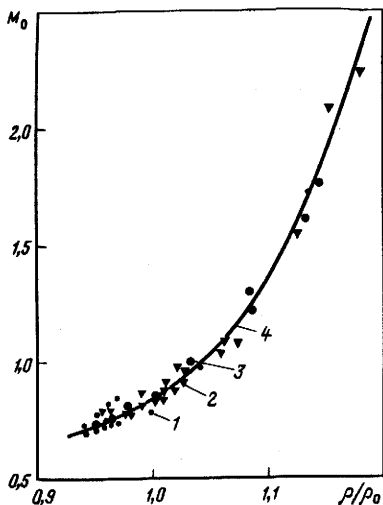


Рис. 4. Зависимость между относительной молекулярной массой и относительной плотностью стабильного конденсата Вуктыльского ГКМ ($M_0 = 131,7 \text{ г/моль}$; $\rho_0 = 0,7359 \text{ г/см}^3$): 1, 2, 3 - пробы конденсата 1985; 1986; 1987-1989 гг.; 4 - усредненная зависимость

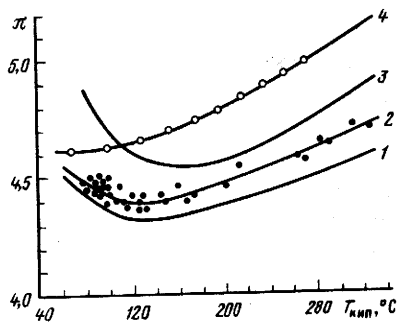


Рис. 5. Зависимость критерия $\pi = -(M/\rho)^{0,25}$ от средней температуры кипения $T_{\text{кип}}$ фракций углеводородов: 1 - конденсаты месторождений Азербайджана; 2 - конденсаты Вуктыльского месторождения (наши данные 1985-1989 гг.); 3 - конденсат месторождения Русский Хутор (северная часть); 4 - алкановые индивидуальные углеводороды

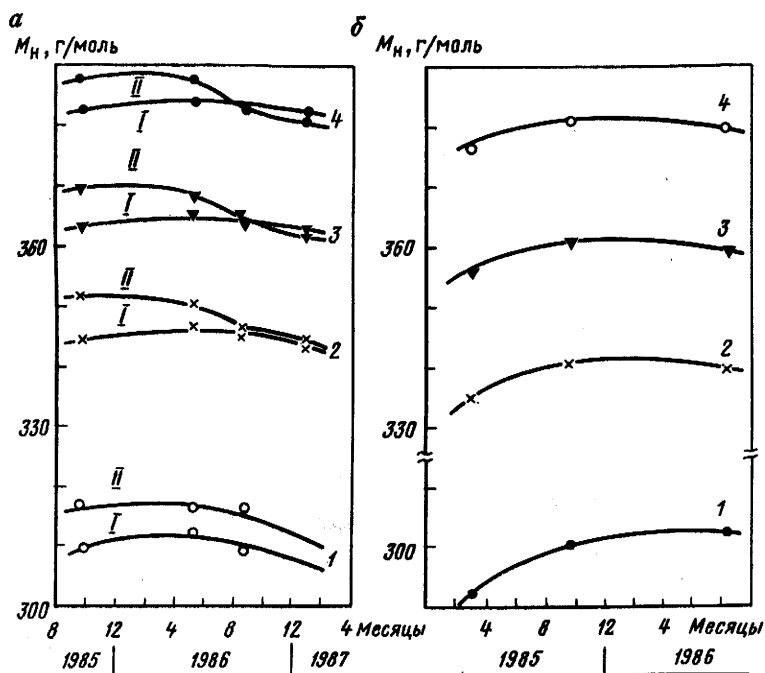


Рис. 6. Динамика изменения молярной массы фракций n -алканов $C_{17+} - C_{25+}$ конденсата, отобранного на скважинах номер 44 (I) и 98 (II) (а) и номер 26 (б) Вуктыльского ГКМ:

1 - C_{17+} ; 2 - C_{21+} ; 3 - C_{23+} ; 4 - C_{25+}

На рис. 6, а, б, 7, а, б, в и 8 приводятся результаты определения молярной массы фракций C_{17+} , C_{21+} , C_{23+} , C_{25+} концентрированных проб конденсата Вуктыльского и Новотроицкого месторождений по данным исследований, выполнявшихся с 1985 г. Молекулярные массы рассчитывались для алкановой части проб после ГЖХ-анализов. Было обнаружено, что эти характеристики отбираемого из скважин конденсата изменяются как во времени - в процессе отработки пласта - так и по площади продуктивной структуры. Этот факт весьма примечателен, поскольку при значительной толщине продуктивных отложений Вуктыльского месторождения можно было ожидать усреднения состава и свойств конденсата. По-видимому, на свойства отбираемого скважиной в определенный момент времени конденсата влияет неравномерность дренирования запасов углеводородов пласта - коллектора. Это обстоятельство целесообразно использовать как средство контроля за полнотой отбора конденсата из разрабатываемого

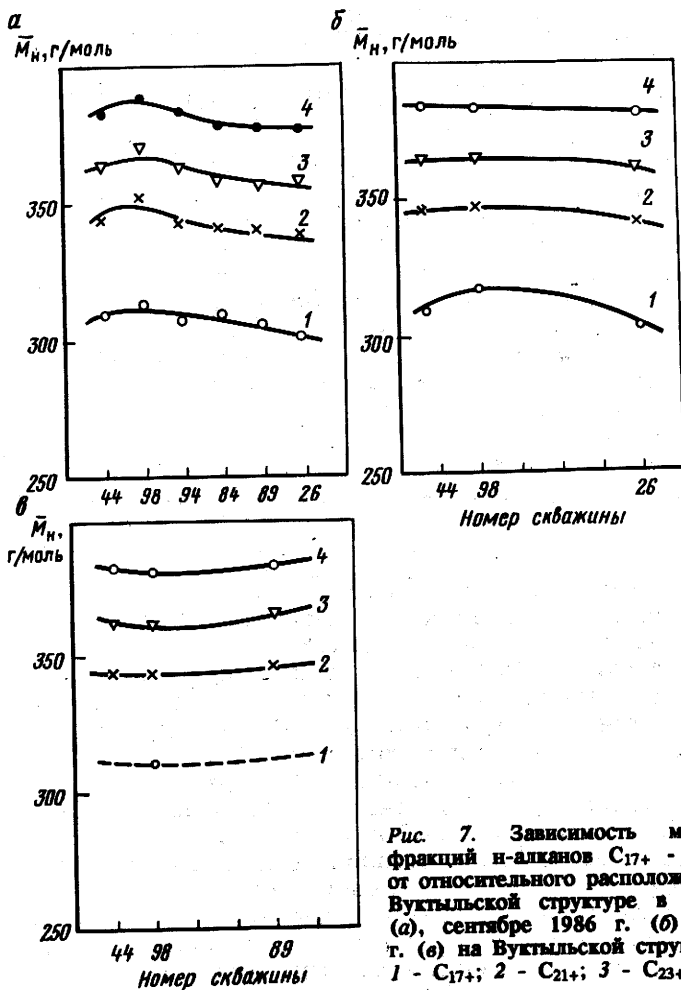
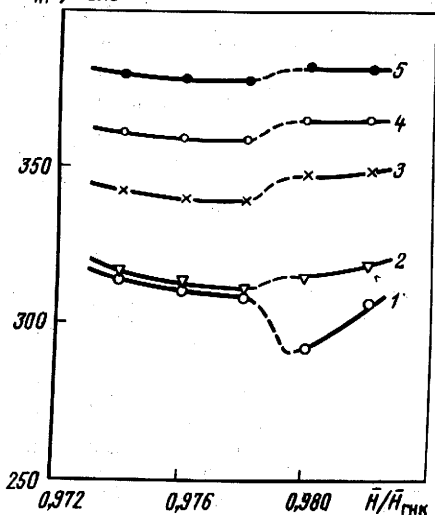


Рис. 7. Зависимость молярной массы фракций n -алканов $C_{17+} - C_{25}$ конденсата от относительного расположения скважин на Вуктыльской структуре в октябре 1985 г. (а), сентябре 1986 г. (б) и январе 1987 г. (в) на Вуктыльской структуре: 1 - C_{17+} ; 2 - C_{21+} ; 3 - C_{23+} ; 4 - C_{25+} .

пласта. Разумеется, организация такого контроля требует наличия информации по исходному распределению запасов углеводородов в пласте с детализацией до отдельных индивидуальных углеводородов. Отметим, что определенная закономерность в изменениях рассматриваемых параметров конденсата наблюдается на скважинах (скважины 26, 98), которые были обработаны растворителями по технологии, предложенной авторами с целью повышения продуктивности (см. рис. 6, а, б). Сначала, вскоре после обработки скважины, отмечается рост величин молярной массы "тяжелых" фракций

Рис. 8. Зависимость молярной массы M_n , г/моль фракций n -алканов ХБА ядра продуктивной части разреза скважины 30 Новотроицкого ГКМ от глубины H отбора образца. Слева (три точки) - песчаники, справа (две точки) - аргиллиты:
 1 - ХБА в целом; 2 - C_{17+} ; 3 - C_{21+} ; 4 - C_{23+} ; 5 - C_{25+} .



конденсата, а затем, через несколько месяцев, величины этих параметров начинают закономерно уменьшаться. Интересно отметить, что аналогичная закономерность, но с меньшими по диапазону изменениями, наблюдается для продукции скважин, дренирующих в какой-то степени нефтяную оторочку залежи, например, скважина 44 (см. рис. 6, а). По-видимому, это объясняется постепенным разгазированием нефти в пласте и перераспределением поля подвижности жидкого пластового флюида. Для скважин, приуроченных к купольным частям структуры, обычно можно наблюдать монотонное повышение величин молярной массы рассматриваемых фракций конденсата. В настоящее время, по мере вступления залежи в фазу разработки, соответствующую области нормального испарения, вследствие перераспределения поля подвижности флюидов возможно изменение динамики данных параметров конденсата.

Авторами при участии Н.Д. Гуляевой и З.И. Козловцевой выполнены также исследования по изучению динамики относительного содержания изопреноидных алканов в анализированных ГЖХ-методом пробах конденсата, и толуольных, ксилольных, спиртобензольных, хлороформенных вытяжках из ядер продуктивных отложений различных месторождений (Вуктыльского, Новотроицкого, Карадагского и др.).

Исследования показали, что характер относительного распределения изопреноидных алканов меняется не только при переходе от одного месторождения к другому (рис. 9), но и от одного интервала продуктивного разреза залежи к другому (рис. 10, 11), а также по площади месторождения (рис. 12,

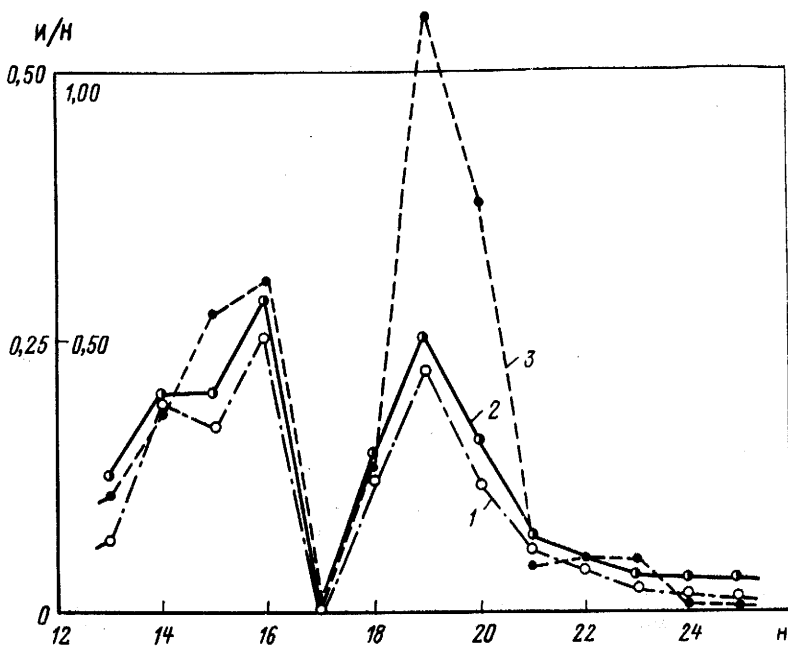


Рис. 9. Зависимость относительного содержания изопреноидных алканов от порядкового номера углеводорода:
 1 - Вуктыльское НГКМ, жидкая углеводородная фаза продукции скважина 44 (дата отбора пробы - 16.09.86); 2 - Новотроицкое ГКМ, ХБА-вытяжка из керна продуктивной части разреза скважины 30 (время отбора керна - март 1980 г.); 3 - Карадагское ГКМ, нефть оторочки из скважины 451, интервал перфорации 3704-3723 м (дата отбора пробы - 4.11.86 г.)

13). Это дает возможность использовать данные по относительному содержанию изопреноидных алканов для изучения залежи углеводородов как геологического объекта в начальном (до разработки) состоянии, так и в динамике, как геолого-промышленного объекта. Для проверки правильности этого предположения авторами при участии Н.Д. Гуляевой и Н.И. Голландских были исследованы в 1985-1989 гг. пробы конденсата, отбиравшегося из эксплуатационных скважин Вуктыльского месторождения, расположенных в различных частях структуры. Результаты исследований полностью подтвердили возможность использования данной геохимической информации в целях контроля за отработкой запасов жидких углеводородов газоконденсатного пласта. На рис. 14, 15, 16, 17 дается в принятой форме информация по составу отбираемого из скважин конденсата. На рис. 18, а, б, в представлена информация в

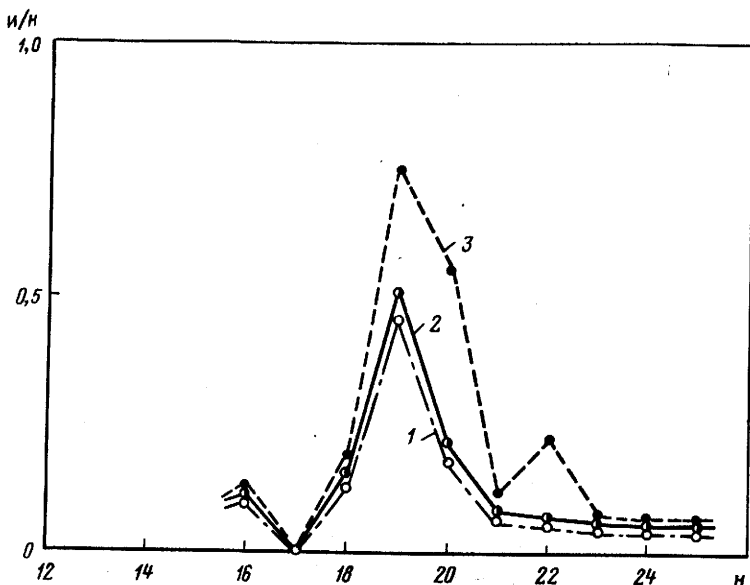


Рис. 10. Новотроицкое ГКМ. Распределение изопrenoидных алканов в ХБА-вытяжках из ядра продуктивной части разреза скважины 30 (время отбора ядра - март 1980 г.):
 1 - интервал 3145-3153 м (песчаник); 2 - интервал 3153-3162 м (песчаник);
 3 - интервал 3170-3181 м (аргиллит)

предлагаемом дополнительном виде, благодаря чему можно судить об изменениях относительного содержания изопrenoидных алканов iC_{13+} . Наиболее информативными, как показали исследования, являются соотношения iC_{19}/nC_{19} , iC_{20}/nC_{20} и iC_{21}/nC_{21} . Для вуктыльского, новотроицкого, оренбургского конденсатов характерны повышенные величины отношения iC_{19}/nC_{19} . Именно это соотношение может быть взято за основу при использовании геохимических методов изучения динамики отбора запасов жидких углеводородов подобного типа месторождений. Так, в процессе отработки скважины 26 Вуктыльского ГКМ в течение нескольких лет после воздействия в 1983 г. растворителем [19, 34] наблюдается значительное увеличение соотношения iC_{19}/nC_{19} (см. рис. 18, а). На скважине 44, продуцирующей газоконденсатной смесью с примесью нефти, в течение ряда лет наблюдается, напротив, уменьшение данного соотношения (см. рис. 18, б). На скважине 98, обработанной в 1985 г. обогащенным газом, где эффективность воздействия оказалась меньшей, чем на скважине 26, соотношение iC_{19}/nC_{19} в первый период после обработки увеличивается, а затем

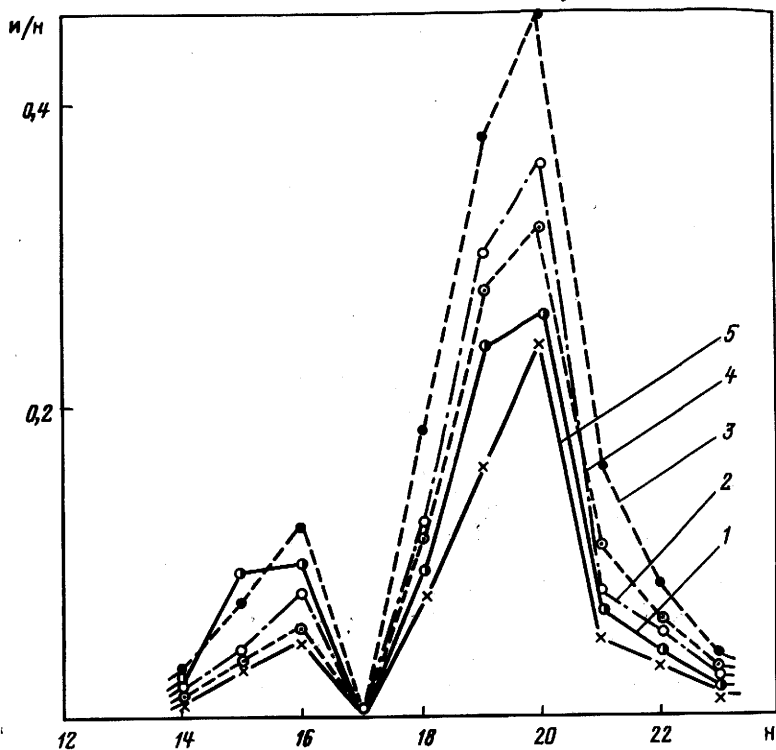


Рис. 11. Зависимость относительного содержания изопреноидных алканов от порядкового номера углеводорода в вытяжках из керна скважины 362 Оренбургского ГКМ (время анализов - июнь 1987 г.):

1 - интервал 1620,5-1624,9 м; 2 - интервал 1635,6-1637,0 м (верх); 3 - интервал 1635,6-1637,0 м (середина); 4 - интервал 1662,7-1667,0 м (низ); 5 - интервал 1671,2-1675,2 м (середина)

начинает снижаться (см. рис. 18, в). Аналогичные результаты, характеризующие определенную динамику в составе конденсата, получены при исследовании проб и других скважин Вуктыльского месторождения.

Выполненные дополнительно совместно с Н.Д. Гуляевой исследования по инфракрасной спектроскопии проб конденсатов и вытяжек Вуктыльского и Новотроицкого ГКМ в тонком слое между пластинками КВг без разбавителя (на приборе Sp-75) показали, что получаемую при этом информацию целесообразно использовать для уточнения локализации запасов углеводородов, выделения продуктивных и непродуктивных частей разреза и зон пласта. В табл. 2 приведены некоторые из

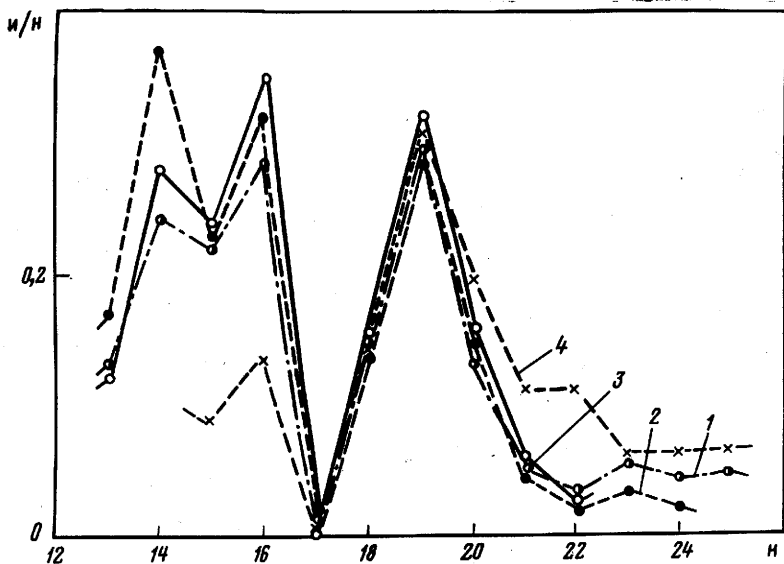


Рис. 12. Зависимость относительного содержания изопреноидных алканов от порядкового номера в пробах конденсата Вуктыльского ГКМ;

1 - скважина 44 (проба от 22.10.85); 2 - скважина 98 (проба от 15.10.85); 3 - скважина 94 (проба от 15.10.85); 4 - ХБА ядра скважины 233 (интервал 3013-3018 м)

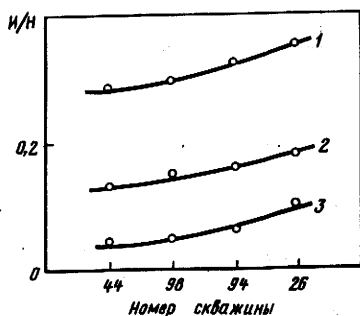


Рис. 13. Зависимость относительного содержания изопреноидных алканов в пробах конденсата Вуктыльского ГКМ (октябрь 1985 г.) от расположения скважин на структуре:

1 - iC_{19}/nC_{19} ; 2 - iC_{20}/nC_{20} ; 3 - iC_{21}/nC_{21}

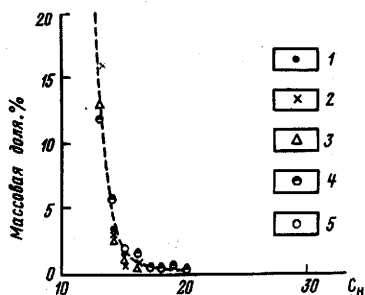
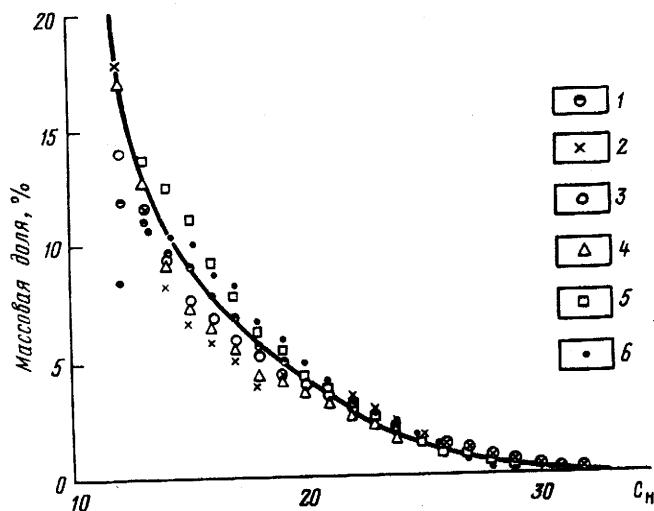


Рис. 14. Распределение n-алканов в пробах конденсата из Вуктыльского газоконденсатного месторождения (пробы 1985-1986 гг.) по скважинам, номер:

1 - 21 (14.05.85 г.); 2 - 89 (15.10.85 г.); 3 - 90 (19.05.86 г.); 4 - 102 (11.06.86 г.); 5 - 88 (11.06.86 г.)



- Рис. 15. Распределение n-алканов в пробах конденсата из скважин Вуктыльского газоконденсатного месторождения (пробы 1985 - 1986 гг.) по скважинам, номер:
- 1
 - × 2
 - 3
 - △ 4
 - 5
 - 6
- 1 - 26 (27. 03. 86 г.); 2 - 98 (15. 10. 85 г.); 3 - 94 (15. 10. 85 г.); 4 - 84 (15. 10. 85 г.); 5 - 92 (19. 05. 86 г.); 6 - 44 (11. 06. 86 г.)

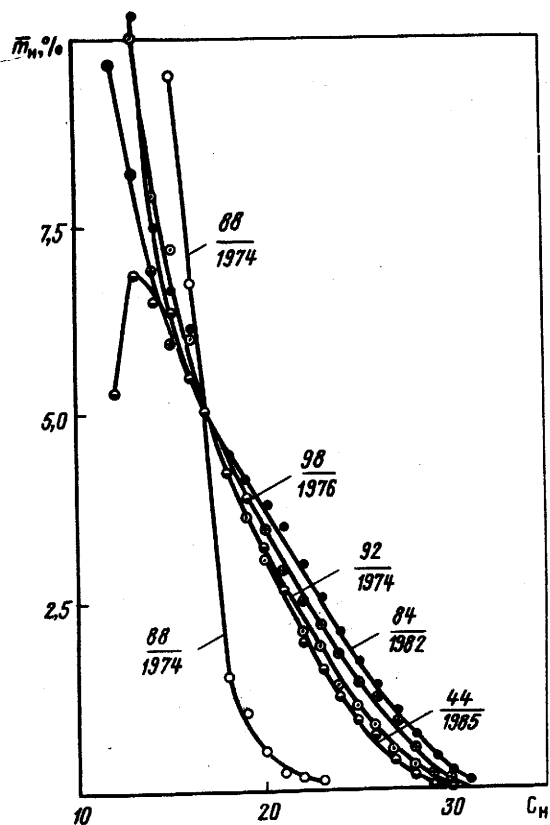


Рис. 16. Распределение n-алканов в конденсате Вуктыльского газоконденсатного месторождения (пробы 11.06.86 г.):

$\bar{m}_{17} = 5\%$; $\bar{m}_n = \frac{m_n}{m_{17}} 5$;
 88/1974 - номер скважины / год вступления в эксплуатацию

Результаты ИК-спектроскопии вытяжек из дезагрегированных образцов зерна продуктивных отложений

Т а б л и ц а 2

Номер скважины	Интервал отбора кер-на, стратиграфия	Выход ХБА, % на поро-ду	Выход углево-доро-дов, % на ХБА	Выход углево-доро-дов, % на поро-ду	$K_{окис}$	$K_{ар}$	Проница-емость породы, 10^{-15} м^2	Порис-тость по-роды, %	Содержание связан-ной воды, % объема пор
<i>Новотроицкое месторождение (ДДВ)</i>									
30	3265-3273 м, нижний карбон, турнейский ярус, песчаник	1,34	65,81	0,72	0,09	0,04	25	17	13,9
30	3273-3282 м, нижний карбон, турнейский ярус, песчаник.	0,74	68,56	0,45	0,05	0,03	127	23	9,8
30	3282-3290 м, нижний карбон, турнейский ярус, аргиллит,	0,02	-	-	0,59	0,23	1,0	1,4	Не определено
30	3290-3301 м, нижний карбон, турнейский ярус, аргиллит	0,008	-	-	0,60	0,09	0,8	1,1	Не определено
<i>Вуктыльское месторождение (Тимано-Печорская провинция)</i>									
233	3012-3018 м, средний карбон, московск. ярус, доломитизирован-ный известняк	0,02	-	-	1,00	0,03	1,1	0,5	Не определено

Рис. 17. Усредненные кривые распределения n-алканов (сплошные линии) и изоалканов (пунктирные линии) в "легких" (1; скважины 21, 88, 89, 90, 102) и "тяжелых" (2; скважины 26, 44, 84, 92, 94, 89) конденсатах Вуктыльского газоконденсатного месторождения (пробы 1985-1986 гг.)

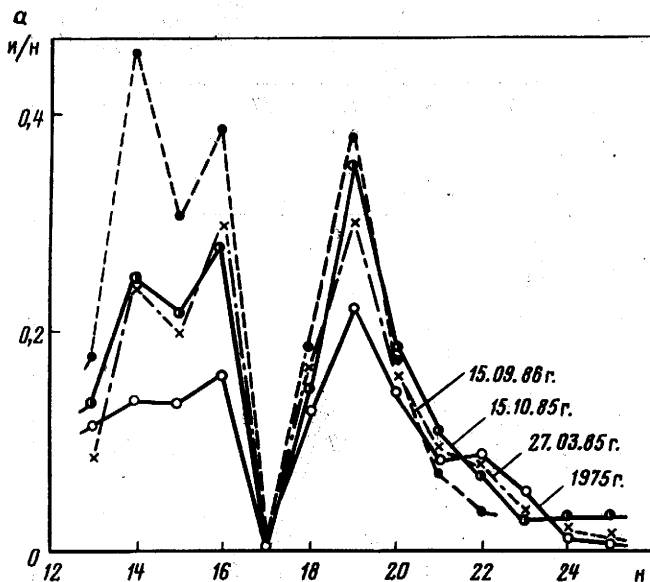
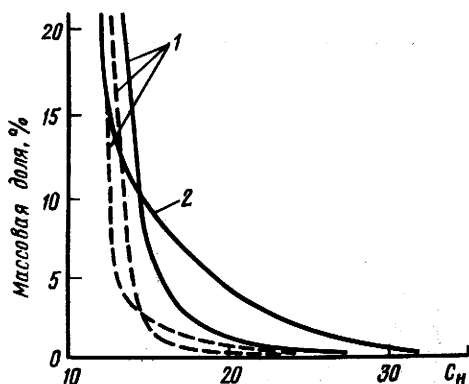
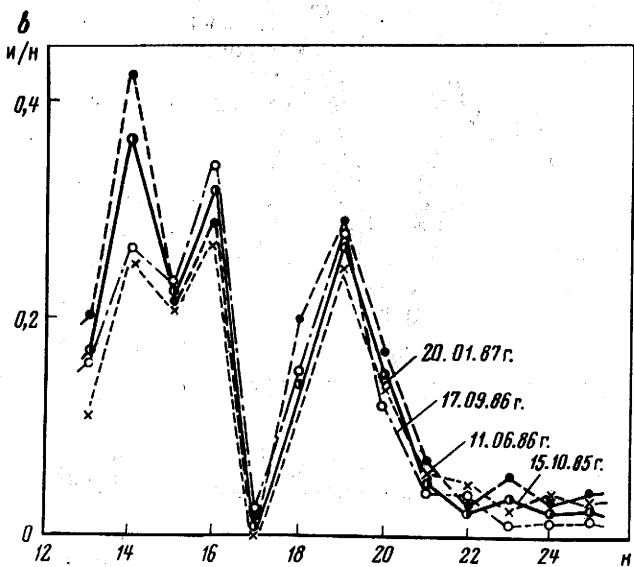
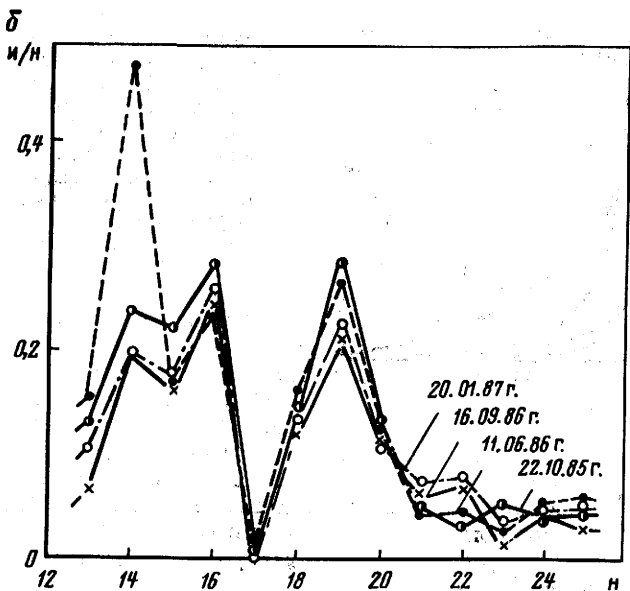


Рис. 18. Зависимость относительного содержания изопреноидных алканов от порядкового номера в пробах конденсата скважины 26 (а), 44 (б), 98 (в) Вуктыльского ГКМ



результатов, полученных при исследовании вытяжек из кернов Вуктыльского и Новотроицкого месторождений. Результаты ИК-спектрофотометрического изучения проб жидкой углеводородной фазы продукции многих скважин Вуктыльского месторождения свидетельствуют о вовлечении в процесс фильтрации остаточной нефти на завершающей стадии разработки. Анализ полученных ИК-спектров показал, что в исследованных образцах содержатся: ароматические кольца (полосы поглощения 1600 см^{-1} - скелетные колебания ароматического кольца, поглощение в области $3030\text{-}3040\text{ см}^{-1}$ - валентные колебания ароматических С-Н-связей и полосы поглощения в области $690\text{-}900\text{ см}^{-1}$, обусловленные деформационными колебаниями ароматических С-Н-связей); алифатические цепочки (полосы поглощения в области $2830\text{-}2910\text{ см}^{-1}$, связанные с валентными колебаниями алифатических С-Н-связей, поглощение в области $1380\text{-}1480\text{ см}^{-1}$ - деформационные колебания алифатических связей). Кроме того, следует отметить, что в ИК-спектрах проб УВ-жидкости из скважин 141, 155, 163 отмечается достаточно интенсивная полоса поглощения в области 815 см^{-1} , которая характерна для ИК-спектров бициклических ароматических структур. Эти структуры, как известно, в достаточно больших концентрациях содержатся в нефтях; с ростом доли нефти в жидкой части продукции ряда скважин в ИК-спектрах проб наблюдается увеличение интенсивности полосы поглощения в области 720 см^{-1} . Результаты ИК-спектроскопического исследования проб УВ-жидкости, отбираемой из различных по вертикальному разрезу участков продуктивной части пласта, свидетельствуют о достаточно заметных процессах окисления нефти в зонах, непосредственно примыкающих к ВНК (полоса поглощения в области 1710 см^{-1}).

1.2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Исследования в сосуде РУТ-соотношений модельных газоконденсатных систем и рекомбинированных проб пластовых флюидов газоконденсатных месторождений показывают, что наиболее характерным свойством таких смесей является способность к ретроградной конденсации при снижении давления ниже давления начала конденсации, вплоть до давления максимальной конденсации, и к нормальному испарению при дальнейшем снижении давления. Именно этой особенностью газоконденсатной системы обуславливается величина компонентоотдачи пласта, разрабатываемого без поддержания пластового давления. Чем выше доля в пластовой углеводородной смеси начального состава высокомолекулярных компонентов (C_{5+} , C_{7+}) и чем больше средняя молекулярная

масса C_{5+} (C_{7+}), тем сильнее выражена зависимость количества сконденсировавшейся части смеси от текущего давления в залежи. Особенно резкой оказывается эта зависимость у смесей, содержащих относительно небольшое количество промежуточных углеводородов, а также повышенное количество азота. Выпадение конденсата при снижении давления нередко столь обильно, что в пластах - коллекторах с проницаемостью порядка 10^{-14} м² и ниже происходит закупорка фильтрационных каналов и быстрое уменьшение проницаемости для пластовой смеси. Именно это обстоятельство принуждало газовиков США и Канады в ряде случаев переходить к разработке объекта с поддержанием пластового давления - это была единственная возможность извлечь из недр такого пласта не только конденсат, но и газ [8].

Большинство ГКМ, однако, разрабатывается на режиме истощения в силу того, что это позволяет извлекать углеводороды из недр либо с лучшими технико-экономическими показателями, либо просто с меньшими затратами, хотя и с менее благоприятными удельными показателями. Естественно, что коэффициенты извлечения конденсата при реализации режима истощения в общем случае относительно невелики. Так, на отечественных месторождениях разработка на режиме истощения обеспечивает согласно усредненной оценке извлечение до 80-90% газа, но лишь 40-45% конденсата. К концу разработки крупного Вуктыльского месторождения конденсатоотдача составит немногим более 30% от начальных запасов фракции C_{5+} .

Влияние фильтрационно-емкостных свойств породы - коллектора на компонентоотдачу пласта при разработке на режиме истощения исследовали С.Н. Бузинов, Ч. Вейнауг и Дж. Корделл, Г.И. Задора, Б.В. Макеев, А.Ю. Намиот, В.А. Николаев, М.А. Пешкин, Р.М. Тер-Саркисов, А.И. Ширковский [3, 4, 15, 35].

Было показано, что пористая среда, особенно если порода включает глинистые минералы, сорбирует высокомолекулярные компоненты углеводородной смеси, и в этом смысле можно говорить о влиянии пористой среды на фазовые переходы системы при давлениях, близких к начальному пластовому. В то же время фазовое поведение равновесной газовой фазы в пористой среде и в пустотелом сосуде PVT-соотношений практически одинаково. Нет определенности относительно фазового поведения газоконденсатной смеси при давлениях ниже давления максимальной конденсации ($P \leq P_{\text{мк}}$), особенно в низкопроницаемых (с проницаемостью порядка 10^{-15} м²) пористых средах. Существование процесса нормального испарения ретроградного конденсата в этой области давлений в таких коллекторах подвергается сомнению.

Проблема повышения компонентоотдачи при разработке ГКМ на истощение является одной из сложнейших и, очевидно, наиболее актуальной из всех проблем разработки месторождения на этом

режиме. Необходимы дополнительные теоретические исследования, создание и опытно-промышленная апробация новых технологических процессов воздействия на пласт для более эффективной разработки ГKM на режиме истощения пластовой энергии.

На начальной стадии разработки на режиме истощения в случае "крутой" характеристики "содержание конденсата в газе - текущее давление" сразу возникает проблема текущих потерь в добыче конденсата. В большинстве случаев, однако, показатели начальной стадии разработки без поддержания давления мало отличаются от показателей самого распространенного варианта поддержания давления - сайклинг-процесса. Вследствие этого особую остроту проблема потерь в добыче конденсата приобретает на стадии, соответствующей области давлений максимальной конденсации пластовой смеси, это приблизительно от 15 до 5 МПа. К концу стадии подавляющая часть как фракции C_{3+} , так и фракции C_{2+} , переходит в пласте в жидкую фазу. Содержание этих фракций в равновесной газовой фазе, особенно фракции C_{3+} , резко снижается по сравнению с начальным содержанием. Положение усугубляется тем, что в условиях снижающегося пластового и устьевого давлений при низком содержании конденсата в продукции скважин серьезно усложняется технология сепарации конденсата из газа, возрастают расходы на подготовку газа и конденсата к транспорту.

Авторами обосновано перспективное направление повышения углеводородоотдачи пласта в области давлений максимальной конденсации, которое учитывает природное свойство фракции C_{2+} газоконденсатной системы переходить в этой области давлений в основной своей массе в жидкую фазу. Применение легких углеводородных растворителей позволяет использовать природу массообменных процессов газоконденсатных систем в рассматриваемой области давлений для возбуждения пластовой жидкой углеводородной фазы, вовлечения тем самым выпавшего конденсата в разработку и повышения компонентоотдачи пласта.

Авторами осуществлено экспериментальное обоснование применения такого рода газообразных агентов, которые являются худшими, чем метан, растворителями пластовых углеводородов фракции C_{2+} , также для принудительного смещения равновесия в двухфазной газоконденсатной системе в сторону жидкой фазы. Нагнетание агента в газоконденсатный пласт при давлениях максимальной конденсации пластовой смеси аналогично легким углеводородным растворителям интенсифицирует конденсацию еще находящихся в пластовой газовой фазе компонентов C_{2+} и дает возможность повысить насыщенность обработанной зоны пласта жидкой фазой. Если исходная (до нагнетания агента) насыщенность конденсатом достаточно высока, близка к "пороговой" (что, как показано в следующем

разделе, не столь редкое исключение), то применение подобного агента позволит вовлечь жидкую фазу в фильтрацию, частично извлечь ее из пласта и тем самым повысить компонентоотдачу при разработке объекта.

Область давлений максимальной конденсации природных газоконденсатных смесей соответствует достаточно широкому интервалу давлений, приблизительно от 15 до 5 МПа, поскольку компоненты смесей отличаются между собой величинами максимальной конденсации. Отсюда следует, что основной (обычно) компонент смесей - метан характеризуется худшими растворяющими способностями по отношению к C_2 , C_3 , C_4 , C_5 и т.д. при разных уровнях пластового давления. Эту особенность пластовой системы, как показали выполненные исследования, можно использовать для создания технологии воздействия на пласт с целью повышения его компонентоотдачи.

Завершающая стадия разработки газоконденсатных месторождений на режиме истощения характеризуется значительным снижением энергетических возможностей продуктивного пласта. Так, если принять в первом приближении, что удельная энергия кубометра сжатого пластового газа пропорциональна давлению, то ко времени вступления Вуктыльского ГКМ в завершающую стадию разработки (условно - когда пластовое давление снизилось до 10 МПа) эта энергия составляла всего около 27% от начальной. В таких условиях резко усугубляются все недостатки режима эксплуатации залежи на истощение:

возрастает доля затрат энергии в депрессионной воронке, соответственно снижается забойное давление "средней" скважины;

вследствие этого ухудшаются условия отбора из скважины двухфазной углеводородной смеси;

осложняется технология сепарации продукции и подготовка газа и конденсата к транспорту, и т.д.

В то же время коэффициенты извлечения газа и конденсата из пласта еще недостаточны для того, чтобы вести речь о консервации объекта. Таким образом, решение проблемы повышения компонентоотдачи пласта на завершающей стадии отбора запасов в значительно большей степени, чем на предыдущих стадиях эксплуатации, связано с решением задач энергетических. В первую очередь необходимо разработать и внедрить комплекс мероприятий, обеспечивающих экономное расходование остаточной энергии пласта при отборе запасов углеводородов. Во вторую очередь следует рассмотреть вопрос о целесообразности использования внешних источников энергии.

К мероприятиям первого ряда относятся все мероприятия, которые дают возможность:

снижать потери давления в депрессионной воронке и обеспечивать сохранение достаточно высоких дебитов скважин;

перераспределять энергию (давление) наиболее мощных или

высоконапорных скважин для нормальной эксплуатации скважин с большим содержанием жидкости в продукции (газлифт), для улучшения условий сепарации газа и конденсата на головных сооружениях промысла, для нагнетания в скважины и в пласт с целью повышения компонентоотдачи объекта.

К мероприятиям второго рода относится подача внешнего газа или других флюидов для решения тех же задач. В этом случае масштабы внедрения мероприятий, в частности, с целью воздействия на пласт, могут быть существенно расширены.

На ГКМ с высоким начальным содержанием фракции C_{5+} в пластовом газе (свыше $300-350 \text{ г/м}^3$) на завершающей стадии эксплуатации скважин наблюдается снижение их продуктивности, обусловленное выпадением большого количества углеводородного конденсата с относительно высокой средней молекулярной массой. Поэтому возникает необходимость повышения продуктивности скважин и тем самым компонентоотдачи пласта, что можно осуществить путем воздействия с целью направленного регулирования фазовых проницаемостей призабойной зоны.

Особенности завершающей стадии разработки нефтегазоконденсатных месторождений на режиме истощения изучали С.Н. Бузинов, Г.А. Зотов, И.А. Леонтьев, В.И. Петренко, Г.В. Рассохин, Р.М. Тер-Саркисов и другие исследователи. Показано, что проблема повышения компонентоотдачи пласта приобретает особую остроту именно в этот период разработки месторождения.

При воздействии на газоконденсатный пласт (участок пласта) для повышения компонентоотдачи одним из перспективных направлений является нагнетание легких углеводородных растворителей для формирования оторочки, которая затем проталкивается сухим газом. Авторами при участии Б.В. Макеева и других специалистов был предложен методический подход для создания комплекса научно-технических решений при воздействии на газоконденсатный пласт, находящийся на завершающей стадии разработки, путем нагнетания растворителей. С целью экономии энергии на транспорт углеводородного сырья при функционировании промысла, где предполагается воздействие на пласт, этой группой специалистов совместно с Б.Г. Берго обоснована технология получения легких углеводородных растворителей непосредственно на головных сооружениях промысла. В связи с рассмотрением проблемы повышения компонентоотдачи газоконденсатного пласта актуальным является поиск и создание соответствующих научно-технических решений для получения растворителей необходимого состава в промысловых условиях.

Конечным этапом завершающей стадии разработки ГКМ естественно считать период разработки при пластовых давлениях ниже давлений максимальной конденсации, когда характерным для углеводородной системы является процесс нормального испарения ранее выпавшего конденсата. Энергетическое со-

стояние пласта как объекта добычи запасов углеводородов еще более сложное в этот период разработки, чем на предыдущих этапах завершающей стадии. Практически невозможны какие-либо мероприятия по воздействию на скважину и пласт без компримирования газа или без внешних его источников. Насущно необходимой является потребность в газлифтном или другом аналогичном способе эксплуатации скважин, содержащих в продукции значительное количество жидкости. Возникают серьезные проблемы с обводнением скважин, нередко даже в случаях, когда законтурная вода на предыдущих стадиях эксплуатации месторождения не проявляла заметной активности.

На конечном этапе завершающей стадии разработки газоконденсатного месторождения энергетические возможности пласта весьма ограничены. Так, на Вуктыльском ГКМ на начало 1990 г. удельная энергия кубометра сжатого газа при среднем пластовом давлении около 5 МПа уменьшилась приблизительно до 13% от начальной величины. В этих условиях целесообразно рассмотреть возможность такого рода воздействия на пласт с целью повышения компонентоотдачи, которое бы предусматривало наиболее рациональное расходование остаточной пластовой энергии. Примером такого воздействия могла бы быть обработка жидкости на поверхность, а с проталкиванием ее в глубь пласта за пределы призабойной зоны. Оценка показывает, что в данных условиях целесообразнее пренебречь относительно небольшими запасами выпавшего конденсата в непосредственно примыкающей к скважине части призабойной зоны (вносящей основной вклад в сопротивление фильтрации), нежели затрачивать время и пластовую энергию на длительную отработку скважины, причем без гарантии на успешное завершение операции из-за весьма низких пластового и забойного давлений. Продавливание жидкости из призабойной зоны вглубь пласта может быть осуществлено в сжатые сроки, если прибегнуть к компримированию газа или использовать внешний источник газа. Повышение продуктивности скважины и соответственно дебитов газа и конденсата при успешном воздействии за непродолжительное время компенсирует "потери" конденсата, продавленного вглубь пласта, и позволит эксплуатировать затем скважину с повышенными дебитами достаточно длительное время, причем в устойчивом режиме, благодаря отсутствию избытка жидкости на забое. Достаточно широкие масштабы реализации воздействия с охватом значительной части фонда эксплуатационных скважин могут существенно повышать текущие и конечные коэффициенты извлечения как газа, так и конденсата.

Поскольку газлифтная эксплуатация скважин при низких пластовых и забойных давлениях не всегда возможна, то обработка призабойных зон скважин с продавливанием жидкости вглубь пласта может быть эффективным средством обеспечения устойчивой работы обработанных скважин. Исследование воз-

возможностей описываемого метода воздействия на конечном этапе завершающей стадии эксплуатации ГKM представляет в связи со всем изложенным ранее важную научную и практическую задачу.

В области пластовых давлений ниже давлений максимальной конденсации углеводородной смеси вклад процесса нормального испарения фракции C_{2+} в компонентоотдачу пласта будет зависеть от состава смеси, конкретных термобарических условий пласта и его коллекторских свойств. При достаточно активном испарении ранее выпавшего конденсата целесообразно исследовать возможность прокачки через пласт газообразного агента (например, сухого газа - в основном метана) для доизвлечения остаточных запасов конденсата. Научный и практический интерес представляет изучение характера селективности процесса испарения конденсата, степени вовлечения в массообмен отдельных фракций и компонентов углеводородного конденсата. При значительных запасах в составе ранее выпавшего конденсата фракции $C_2 - C_8$ и, в частности, фракции $C_2 - C_4$, заслуживает внимания задача доизвлечения данных фракций с сохранением на базе этого ценного углеводородного сырья существенных объемов газохимического производства в течение значительного периода времени [36].

1.3. ИЗВЛЕЧЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ПЛАСТА, СОДЕРЖАЩЕГО РАССЕЯННЫЕ ЖИДКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ

Результаты газоконденсатных исследований скважин, проб пластовых флюидов, изучение kernового материала, экспериментальные исследования нефтегазоконденсатных систем, а также практика разработки газоконденсатных месторождений, свидетельствуют о наличии в газонасыщенной зоне продуктивных пластов жидкой углеводородной фазы еще до начала разработки месторождений.

Так, при выполнении одновременно газоконденсатных исследований и исследований проб пластовых флюидов в ряде случаев на форсированных режимах работы скважин отбор жидкофазных углеводородов превышает равновесное для двухфазной смеси количество, а молекулярная масса и плотность этих углеводородов указывают, что в составе продукции присутствует не просто выпавший газовый конденсат, а именно рассеянные жидкие углеводороды - РЖУ; разумеется, такой вывод делается после исключения других вероятных путей объяснения данного факта, например, за счет выноса свободной жидкости, находящейся на забое скважины. Далее, при физико-химических исследованиях образцов кернa, отобранных в

процессе бурения из продуктивной части разреза, обнаруживается, что экстракт представляет собой высокомолекулярную жидкость нефтяного типа, которая не может являться газовым конденсатом. Результаты экспериментов, выполняемых с целью изучения фазовых и термодинамических особенностей нефтегазоконденсатных смесей, свидетельствуют также о том, что поведение типичной для месторождений смеси при фазовых превращениях может быть объяснено только присутствием в системе свободной жидкой фазы при условиях, соответствующих типичным начальным условиям нефтегазоконденсатных систем [32]. Наконец, широко известны результаты разработки нефтегазоконденсатных месторождений, когда поступление в составе продукции скважин высокомолекулярной темной жидкости доказывает вовлечение в пласте в процесс фильтрации углеводородной фазы типа РЖУ, что обусловлено либо относительно высокой насыщенностью пласта РЖУ, либо преодолением порога гидродинамической подвижности жидкой углеводородной фазой благодаря суммированию насыщенностей РЖУ и выпавшего конденсата, либо, наконец, вымыванием РЖУ законтурной водой при внедрении последней в залежь [26].

Одним из первых промысловых свидетельств наличия в газонасыщенной зоне пласта РЖУ являются данные А.Г. Дурмишьяна об опережающем снижении дебитов газа по сравнению с дебитами углеводородной жидкости (нефти) при эксплуатации в 60-е годы VI₃ горизонта Карадагского ГКМ. Автор [8] объясняет это двухфазным состоянием пластовой углеводородной системы с самого начала разработки, оценивая по керновым данным начальное содержание РЖУ в коллекторах VI-VIII горизонтов месторождения в 30-70% объема пор. Интересные данные о естественном вовлечении в разработку совместно с выпавшим конденсатом также и РЖУ содержатся в работах И.А. Леонтьева, В.И. Петренко, Г.В. Рассохина, посвященных анализу эксплуатации ГКМ Северного Кавказа и других газодобывающих регионов. Авторами показано, что отбор части РЖУ происходил, например, на начальной стадии эксплуатации Ленинградского, Степновского, Восточно-Камышанского, Оренбургского месторождений, и на завершающей стадии эксплуатации Березанского, Мирненского и других ГКМ. Однако, лишь по некоторым месторождениям Краснодарского края объемы добычи РЖУ имели промышленное значение. Так, на Староминском ГКМ в 1960-1974 гг. дополнительная добыча углеводородов благодаря поступлению части РЖУ в скважины составила 134 тыс. м³.

Но следует отметить, что в большинстве случаев РЖУ извлекаются только как незначительная по содержанию примесь в составе пластового газового конденсата.

Физико-химические особенности газоконденсатных систем, содержащих до начала разработки жидкую углеводородную фазу,

впервые исследовали К.В. Покровский и его сотрудники. Например, этими исследователями было установлено, что в залежах VII и VIII горизонтов Карадагского ГКМ давление начала конденсации пластовой смеси точно равно начальному пластовому давлению. Факт равенства давлений свидетельствовал о наличии в пласте жидкой углеводородной фазы, что подтверждалось обнаружением РЖУ в кернах из газонасыщенных зон пластов и открытием нефтяной оторочки; наличие РЖУ в системе, в свою очередь, свидетельствовало о повышении давления начала конденсации системы при наличии жидкой углеводородной фазы. Изучение рекомбинированных проб пластовой газоконденсатной смеси залежи VII горизонтов Карадагского ГКМ в сосуде PVT-соотношений показало, что в присутствии РЖУ нефтяного типа процесс истощения системы сопровождается вдвое более интенсивной конденсацией углеводородов, нежели в отсутствие нефти; несколько интенсифицируется относительная конденсация наиболее тяжелых компонентов фракции C_{5+} (относительная молекулярная масса C_{5+} в газовой фазе при наличии 18,5% по объему нефти в системе на 2,5-5% меньше, чем в отсутствие нефти).

Особенности фазового поведения и углеводородоотдачи газоконденсатных пластов, содержащих рассеянные жидкие углеводороды (РЖУ), изучали М.Т. Абасов, А.Г. Дурмишьян, А.Г. Ковалев, Н.Г. Куликова, Р.М. Кондрат, И.А. Леонтьев, Ф.Г. Оруджалиев, В.И. Петренко, Г.В. Рассохин, К.В. Покровский, М.С. Разамат, Э.С. Садых-Заде и другие исследователи. Установлено, что при наличии РЖУ компонентоотдача пласта на начальных стадиях разработки понижена по сравнению с пластом, лишенным РЖУ. На более поздних стадиях разработки текущая компонентоотдача определяется близостью насыщенности пласта РЖУ к порогу гидродинамической подвижности. При значительном содержании РЖУ возможно возникновение двухфазной фильтрации благодаря суммированию насыщенностей РЖУ и ретроградного конденсата. В этом случае в фильтрацию вовлекается часть ранее не двигавшейся углеводородной жидкости, и углеводородоотдача пласта может возрасти. В общем случае, однако, практически всегда существует проблема вовлечения РЖУ в фильтрацию и повышения компонентоотдачи пласта, содержащего такие углеводороды.

Результаты исследований А.И. Гриценко свидетельствуют о том, что к заметному повышению давления начала конденсации системы (на 0,5-1 МПа для исследованных челбасской и майкопской ГКС) ведет и присутствие в газоконденсатном пласте воды. Эти результаты подтверждают также факт существования двойной обратной конденсации в системах, в которых один из компонентов представляет собой полярное вещество. Явление двойной обратной конденсации наблюдал один из авторов в совместных с М.А. Оприц исследованиях на установке УФР-1

фазового поведения рекомбинированных проб глубокозалегающего ГКПМ Булла-Море (VII-е горизонты) - в этом случае в качестве полярного компонента выступали асфальтово-смолистые вещества (АСВ), причем, ввиду слабой растворимости АСВ в углеводородной смеси часть жидкой фазы наблюдалась как отдельная более темная и более тяжелая масса даже при давлениях свыше 70 МПа и температурах порядка 100 °С (начальное пластовое давление в залежи составляло от 45 до 55 МПа).

Этот факт свидетельствует о том, что до начала разработки ГКМ содержащиеся в нем РЖУ могут представлять сложную систему с гравитационным расслоением в соответствии с явлением двойной обратной конденсации.

Обеспечение достаточно высоких коэффициентов углеводородоотдачи продуктивного пласта является одной из наиболее сложных проблем разработки газоконденсатных месторождений. С современных позиций конденсатоотдача порядка 40-50% от начальных (геологических) запасов газового конденсата, которая достигается к концу многолетнего периода разработки месторождения на режиме истощения, представляется недопустимо низкой. Еще более скромными оказываются результаты эксплуатации запасов углеводородов газоконденсатных залежей, содержащих до начала разработки значительное количество (свыше 10-15% объема пор) рассеянных жидких углеводородов. Такие залежи, как правило, характеризуются наличием нефтяных оторочек в приконтурных и подошвенных областях продуктивной части. Газонефтепромысловая практика показала, что полная отбора жидких углеводородов газонасыщенной зоны этих залежей в среднем не превышает 20-30%, а зоны нефтяной оторочки - 10-12%. Вклад РЖУ в суммарный отбор УВ газонасыщенной зоны незначителен: при коэффициентах углеводородоотдачи до 30% в среднем для всех жидких углеводородов газонасыщенной зоны отбор РЖУ составляет лишь единицы процентов от запасов, оцененных на начало разработки. Это обусловлено низкой фазовой насыщенностью порового пространства газонасыщенной зоны РЖУ (не превышающей обычно 30-40%, то есть порога гидродинамической подвижности), вследствие чего заметную долю в продукции скважин РЖУ составляют лишь после выпадения в пласте газового конденсата к концу истощения залежи и преодоления совокупной жидкой углеводородной фазой порога подвижности.

Следует отметить физико-химическое сходство в конце разработки залежи на режиме истощения таких флюидов, как смесь РЖУ с выпавшим конденсатом газонасыщенной зоны и дегазированная до давления забрасывания нефть зоны нефтяной оторочки: оба флюида имеют близкую или равную критической насыщенность, близкий химический и групповой составы, хотя нефть оторочки обладает несколько более высокими средней молекулярной массой, плотностью и содержанием асфальтовосмолистых веществ.

Если сравнивать доли отдельных категорий флюидов газоконденсатной (газоконденсатнонефтяной) залежи в ее суммарной продукции при разработке на режиме истощения, то можно составить следующее неравенство:

Флюиды Газ	>	Газовый конденсат	>	Нефть оторочки	>	РЖУ газонасыщенной зоны
Максимальная полнота отбора на режиме истощения, % 80-95(98)		40-50(70)		10-12(20)		1-3(5)

Проблемы, связанные с присутствием в газоконденсатной залежи РЖУ, требуют рассмотрения, в основном, в одном из трех аспектов:

влияние эффекта заполнения части порового пространства газонасыщенной зоны пласта РЖУ на оценку общих и извлекаемых запасов углеводородов залежи;

влияние РЖУ на динамику и полноту извлечения пластового газа и отдельных его компонентов;

РЖУ как объект добычи.

На современном этапе развития газонефтедобывающей отрасли в силу всего вышесказанного приобрела актуальность задача создания научно-методических основ повышения компонентоотдачи газоконденсатного пласта, содержащего рассеянные жидкие углеводороды. Требуется уточнения и систематизации соответствующая терминология. Необходимо создать новые и усовершенствовать существующие методы отбора представительных проб пластовых флюидов и методы исследования этих проб. Требуется создать новые или усовершенствовать существующие методы воздействия на пласт с целью повышения компонентоотдачи, которые учитывали бы наличие РЖУ в продуктивных отложениях.

**МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ИЗУЧЕНИЯ
ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО ПЛАСТА****2.1. СХЕМА ФИЛЬТРАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ**

Для выполнения экспериментальных исследований была создана фильтрационная установка. На схеме опущены элементы, относящиеся к системе термостатирования установки, и ряд других элементов (рис. 19). Основные элементы установки - модели пласта, сосуд фазовых равновесий, сепаратор, блок отбора и анализа проб. Набор моделей пласта, из которого в каждом конкретном эксперименте используется обычно одна модель с определенными параметрами, позволяет оперативно переходить от одной серии исследований к другой. Схема дает возможность, если это необходимо, работать только с сосудом фазовых равновесий, не подключая модели пласта с пористой средой.

Установка предназначена для выполнения исследований при давлениях до 80 МПа и температурах до 120°С. Объем порового пространства моделей варьирует от 300 до 3400 см³, максимальный рабочий объем сосуда фазовых равновесий составляет 600 см³. Такой элемент установки, как сепаратор, также является сменным, и в зависимости от конкретной методики в эксперименте используется либо сепаратор высокого давления, рассчитанный на рабочие давления до 50 МПа, либо сепаратор низкого давления, предназначенный для исследований процесса разделения продукции модели пласта при низких давлениях, вплоть до атмосферного.

Важным элементом установки является блок отбора и анализа проб (БОТАН), включающий стандартный хроматограф лабораторного класса и ряд дополнительных узлов [35]. Блок дает возможность выполнять хроматографические анализы проб продукции модели пласта без разделения на газовую и жидкую фазы (рис. 20). При исследовании натуральных газоконденсатных смесей не всегда можно обеспечить четкое разделение сложной по составу смеси на компоненты. Однако, это не препятствует, например, определению давлений начала конденсации и максимальной конденсации смеси, поскольку, как правило, во всех анализах прослеживаются четко обособленные комплексы газообразных в нормальных условиях и жидких в нормальных условиях компонентов (хотя бы по одному комплексу в каждой группе при многогрупповом составе смеси). Характерное давление фиксируют по перегибу на графике функции

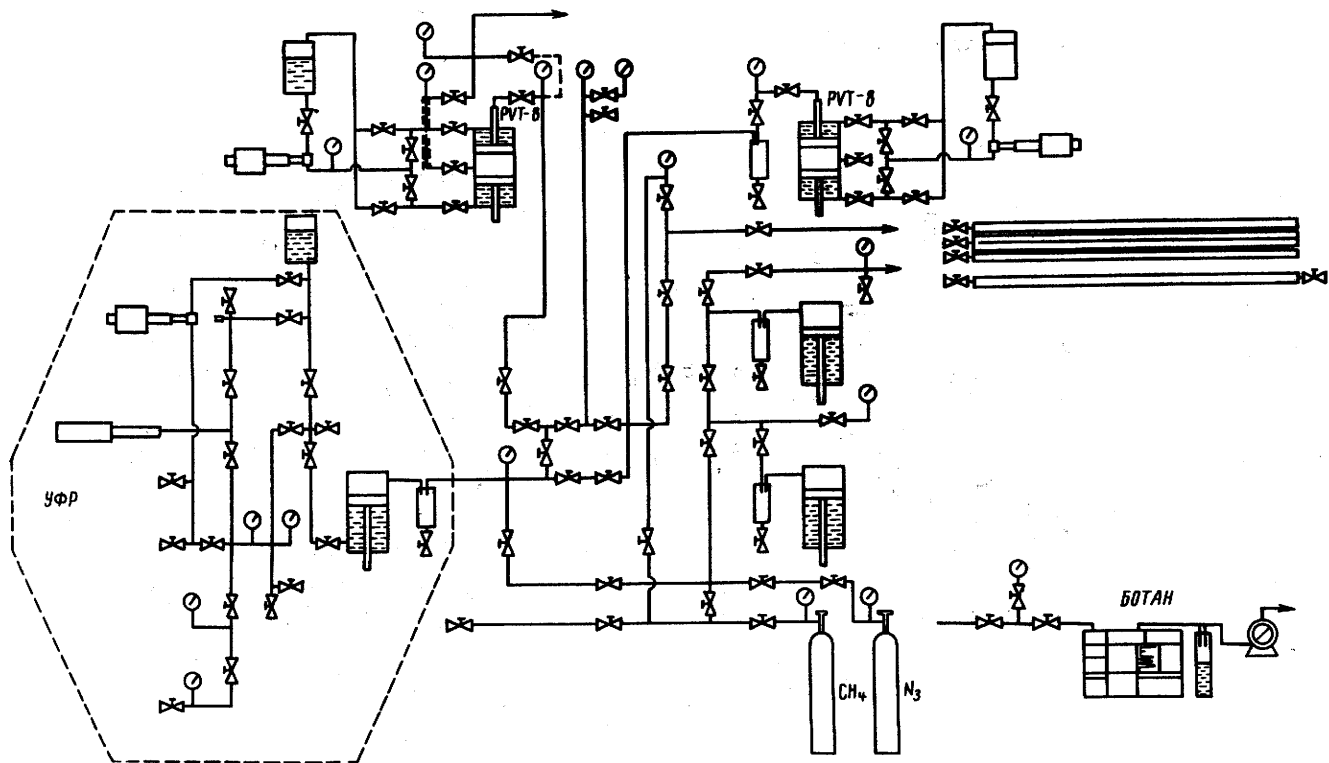


Рис. 19. Технологическая схема экспериментальной установки для исследования фильтрации газоконденсатных смесей и газов

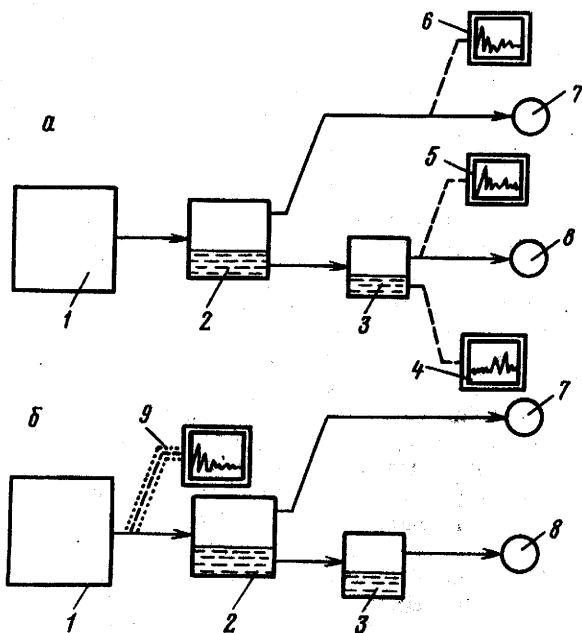


Рис. 20. Схема хроматографического исследования традиционным способом (а) и с помощью БОТАНа (б):

1 - исследуемая газоконденсатная смесь (ГКС); 2 - сепаратор; 3 - стабилизатор; 4 - проба стабильного конденсата; 5 - проба газа стабилизации; 6 - проба газа сепарации; 7, 8 - измерители расхода газа (дебитомеры); 9 - проба ГКС (пунктиром обозначена зона высокотемпературного термостатирования $\sim 300-400^\circ\text{C}$)

$$\Gamma^i = \frac{\Gamma_{\text{г}}^i}{\Gamma_{\text{ж}}^i} (P_{\text{пл}}^i), \quad (2)$$

где $\Gamma_{\text{г}}^i$ и $\Gamma_{\text{ж}}^i$ - соответственно суммарные площади комплексов газообразных и жидких компонентов на i -ой хроматограмме; $P_{\text{пл}}$ - текущее давление в модели пласта, на которой исследуется процесс истощения запасов газоконденсатной смеси.

При хорошем разделении компонентов, например, в случае искусственных газоконденсатных смесей, можно определять характерные давления, проследивая динамику соотношения площадей всего двух компонентов - одного "жидкого" и одного "газообразного". Анализ результатов, получаемых на БОТАНе, показал, что точность определения характерных давлений газоконденсатных смесей описанным способом практически не

уступает точности контактного способа. Возможность получения результатов для проб, заключенных в любых сосудах, не оборудованных смотровыми окнами, делает данный способ незаменимым при экспериментальных исследованиях газоконденсатной смеси, насыщающей физическую модель пласта.

2.2. МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТОНЕФТЯНЫХ СМЕСЕЙ

При изучении вторичных методов извлечения жидких углеводородов, связанных с закачкой в истощенную (или частично истощенную) газоконденсатную залежь "сухого" природного газа или другого агнета, необходимо надежно моделировать пластовую систему и условия, имеющие место в газоконденсатной залежи к началу процесса воздействия на пласт, то есть текущие пластовое давление, пластовую температуру и углеводородный состав сосуществующих фаз в пласте. В качестве исходной рабочей смеси лучше всего использовать пластовый газ начального состава исследуемого газоконденсатного месторождения. По объективным причинам для многих ГКМ такой возможности нет, так как эти месторождения находятся в процессе разработки на режиме истощения. Поэтому реальную газоконденсатную смесь чаще всего моделируют искусственной углеводородной смесью, состоящей из индивидуальных углеводородов (метана, этана, пропана, бутанов) и гипотетических углеводородов, представляющих собой углеводородные фракции. Эти фракции могут быть получены при разгонке углеводородных пластовых жидкостей, отобранных на месторождении при текущем пластовом давлении.

Опишем процедуру моделирования начального состава и термодинамического поведения газоконденсатной системы применительно к Западно-Соплесскому ГКМ. Использовались две пробы жидких углеводородов. Первая проба представляла собой газовый конденсат, который выделялся из пластового газа скважины № 73 (объект 1) при его сепарации. Вторая проба состояла из выпавшего в пласте конденсата и пластовых жидких углеводородов (нефти). Эту углеводородную смесь отобрали из скважины № 6 с помощью газлифта (объект 2). Пластовый газ из газоконденсатной зоны отбирался при пластовом давлении $p_{пл} = 10,5$ МПа, углеводородная жидкость из скважины № 6 отбиралась при пластовом давлении примерно равном 17 МПа. Фракции газового конденсата и пластовых жидких углеводородов получали при разгонке при атмосферном давлении и под вакуумом (табл. 3). Молекулярную массу фракций определяли криоскопическим методом, причем, для каждой фракции проводилось не менее трех замеров. Плотность фракции определялась (не менее трех замеров) при температуре 20°C с помощью пикнометров объемом 2 см^3 . Результаты измерения

Номер фракции	Пределы кипения, С	Выход фракции, % массы	Плотность фракции, кг/м ³	Молярная масса фракции, г/моль
-	Начало кипения	-	-	-
-	- 50	-	-	-
Ф ₁	50-70	5,42	620,7	66,8
Ф ₂	70-90	29,28	674,2	82,6
Ф ₃	90-110	27,17	721,6	95,8
Ф ₄	110-130	19,14	743,2	114,4
Ф ₅	130-150	9,75	757,8	124,1
Ф ₆	150-170	3,53	771,6	131,0
Ф ₇	170-190	2,13	776,0	140,5
Ф ₈	190-230	1,82	780,0	152,7
Ф ₉	230-265	1,68	786,6	162,5
Ф ₁₀	Свыше 265	0,07	-	-

параметров фракций приведены на рис. 21, а, б. На этих рисунках приводятся зависимости молярной массы и плотности фракций от их температуры кипения. Как видно из приведенных кривых, значения плотности и молекулярной массы измерены с достаточной точностью и соответствуют температурам кипения фракций.

При выборе начального состава газоконденсатной смеси исходили из условия равновесия в пласте газовой и жидкой фаз к началу разработки месторождения. Из этого условия следует, что полученные в результате разгонки фракции (табл. 3, 4) должны присутствовать как в пластовом газе (объект 1), так и в пластовых жидких углеводородах - нефти (объект 2). На рис. 22 приведено массовое распределение углеводородных фракций по температурам кипения, полученное по данным разгонки при атмосферном давлении и под вакуумом пробы, отобранной из скважины № 6 при $P \approx 17$ МПа. На основе результатов разгонки получено мольное распределение фракций, которое в дальнейшем использовалось при выборе начального состава жидких углеводородов (нефти). Мольные концентрации углеводородов C_5+ газоконденсатной смеси определялись по данным разгонки (по Энглеру) пробы конденсата скважины № 74, отобранной при $P_{пл.} = 44,5$ МПа. С этой целью строилось дифференциальное распределение фракций по температурам кипения этой пробы, которое приводится на рис. 23. Используя плотности фракций, через объемные (рис. 24) находились массовые доли фракций (%), распределение которых по температурам кипения приводится на рис. 25. Пересчет массовых долей фракций в мольные производился с использованием молярных

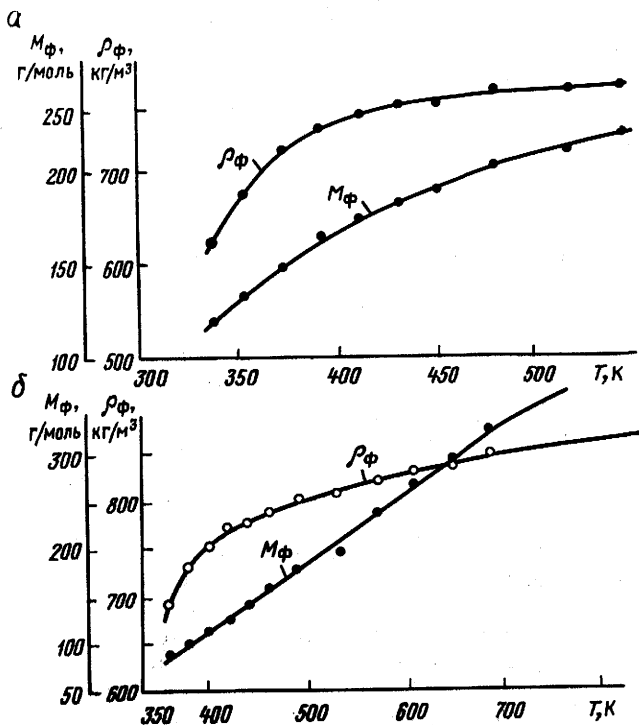


Рис. 21. Зависимости плотности (ρ_ϕ) и молярной массы (M_ϕ):
 а - фракций газового конденсата от температуры разгонки скважины 13; б - смеси выпавшего конденсата и нефти от температуры кипения скважины 6.

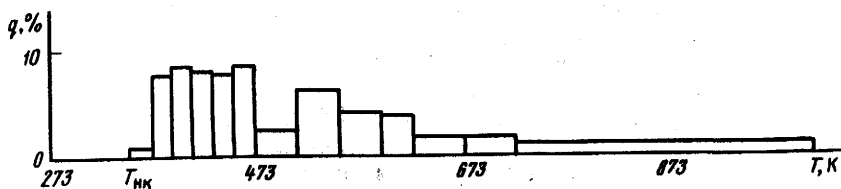


Рис. 22. Массовое распределение по температурам кипения фракций углеводородов выпавшего конденсата и нефти скважины 6

Показатели разгонки при атмосферном давлении и под вакуумом смеси выпавшего конденсата с жидкими углеводородами (нефтью) скважины № 6 Западно-Сошлесского месторождения

Т а б л и ц а 4

Номер фракции	Пределы кипения, °С	Выход фракции, % мас-сы	Плотность фракции, кг/м ³	Молярная масса фракции, г/моль
	Начало кипения			
	- 80	-	-	-
Ф ₁	80-100	0,89	689,6	87,9
Ф ₂	100-120	7,67	729,1	98,1
Ф ₃	120-140	8,36	752,2	108,1
Ф ₄	140-160	8,03	770,7	122,7
Ф ₅	160-180	7,92	775,9	140,7
Ф ₆	180-200	8,47	787,1	157,1
Ф ₇	200-240	4,71	801,6	177,4
Ф ₈	240-280	12,44	805,9	195,2
Ф ₉	280-320	10,12	818,5	236,4
Ф ₁₀	320-350	5,79	827,8	263,2
Ф ₁₁	350-400	4,45	837,9	292,7
Ф ₁₂	400-450	4,52	849,0	327,2
Ф ₁₃	Свыше 450	16,60	873,2	423,0

масс фракций, приведенных на рис. 21, а, б. Концентрации компонентов моделируемой газоконденсатной смеси начального состава выбирались из условия, что давление близко или равно давлению начала конденсации.

Для восстановления молярного состава газоконденсатной системы применялось математическое моделирование термо-

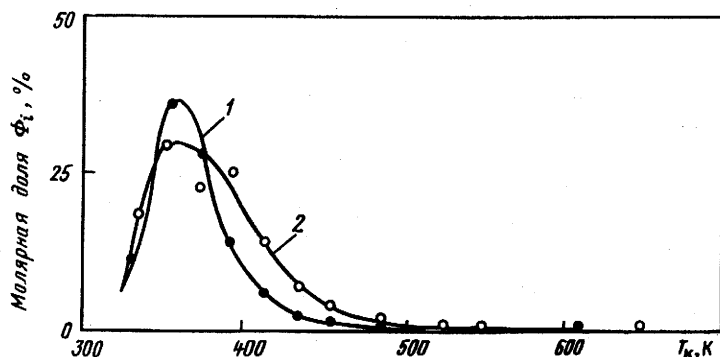


Рис. 23. Молярное распределение по температурам кипения фракций углеводородов C₅₊, растворенных в отбираемом газе при P_{пл} = 10,5 МПа и T_{пл} = 90 °С:

1 - разгонка конденсата (скважина 13); 2 - расчетные данные

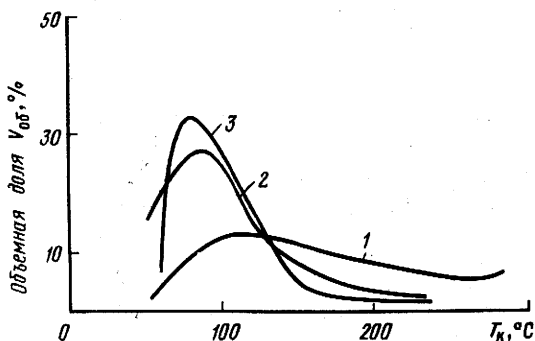


Рис. 24. Объемное распределение по температурам кипения углеводородных фракций конденсата Западно-Соплесского НГКМ: 1 - $P_{пл} = 44,15$ МПа (скважина 74); 2 - $P_{пл} = 10,5$ МПа (скважина 13); 3 - расчетные данные

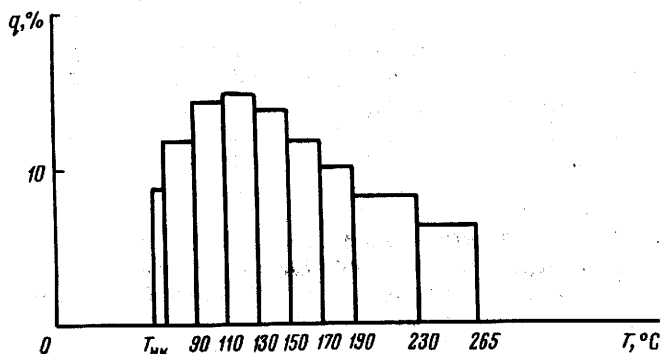


Рис. 25. Массовое распределение углеводородных фракций по температурам кипения стабильного конденсата (скважина 74, $P_{пл} = 44,2$ МПа)

динамического поведения смеси. Критерием правильного выбора состава смеси служило совпадение результатов математического и натурального процессов истощения системы.

При математическом моделировании термодинамического поведения природной углеводородной системы в ходе разработки газоконденсатной части залежи на режиме истощения использовалось уравнение состояния Пенга-Робинсона. Уравнение состояния имеет вид:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a(T)}{v(v+b)+b(v-b)}, \quad (3)$$

где v - молярный объем; P - давление; T - температура. Коэффициенты a и b уравнения состояния определяются через критические параметры по соотношениям:

$$b = 0,077796 \frac{RT_c}{P_c}; \quad (4)$$

$$a(T) = a_c [1 + m(1 - \sqrt{T/T_c})]^2, \quad (5)$$

где $a_c = 0,457235 \frac{R^2 T_c^2}{P_c}$; $m = 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2$; ω - ацентрический фактор; T_c - критическая температура; P_c - критическое давление.

Условия термодинамического равновесия совместно с балансовыми соотношениями и условиями нормировки приводят к следующей системе уравнений, определяющей равновесное состояние двухфазной многокомпонентной смеси при заданных давлении, температуре и составе системы:

$$P(v_r, T, Y_1, \dots, Y_L) = P(v_{ж}, T, X_1, \dots, X_L); \quad (6)$$

$$f_i(v_r, T, Y_1, \dots, Y_L) = f_i(v_{ж}, T, X_1, \dots, X_L), \quad (7)$$

$$(i = 1, \dots, L);$$

$$\eta_i = VY_i + (1 - V)X_i, \quad (i = 1, \dots, L), \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^L X_i = 1, \quad (9)$$

где η_i , X_i , Y_i - мольные концентрации смеси, жидкой и газовой фаз соответственно; v_r и $v_{ж}$ - молярные объемы фаз; V - мольная доля газовой фазы в смеси; f_i - летучесть i -го компонента газовой и жидкой фаз.

Таким образом расчет параметров равновесного состояния двухфазной L -компонентной смеси сводится к решению системы $2L + 3$ уравнений относительно неизвестных: v_r ; $v_{ж}$; V ; X_1, \dots, X_L ; Y_1, \dots, Y_L .

Вследствие нелинейности уравнений (6) и (7) система уравнений равновесия не имеет общего аналитического решения и решается численным итерационным методом.

При моделировании поведения пластовых систем в процессе разработки месторождений как при истощении, так и с использованием методов активного воздействия на пласт представляет интерес исследование процессов с непрерывным изменением давления и состава системы фиксированного объема за счет подачи в нее агента заданного состава и отбора одной

или обеих пластовых фаз. Подобные расчеты необходимы при изучении дифференциальных процессов и при оценке эффективности воздействия растворителей на пластовую систему.

В математической формулировке дифференциальных процессов с непрерывным изменением давления и состава системы при постоянном объеме система уравнений (6) - (9) дополняется условием неизменности объема:

$$v(N, P, T, \eta_1, \dots, \eta_L) = N(V - v_r) + (1 - V)v_{ж} = v_0 = \text{const}, \quad (10)$$

где N - текущее число молей в системе, и дифференциальными уравнениями изменения состава системы:

$$\frac{d}{d\tau}(N\eta_i) = q_3\xi_i - q_{от}[\lambda Y_i + (1 - \lambda)X_i], \quad (i = 1, \dots, L), \quad (11)$$

где τ - параметр протяженности процесса; $q_3, q_{от}$ - заданные скорости закачки и отбора; ξ_i - состав закачиваемой смеси.

Параметр λ определяет соотношение отборов газовой и жидкой фаз и может задаваться в виде функции от относительного объема фаз.

Уравнения (6) - (11), дополненные условием нормировки состава $\sum_{i=1}^L \eta_i = 1$ представляют систему $2L + 5$ алгебраических и дифференциальных уравнений.

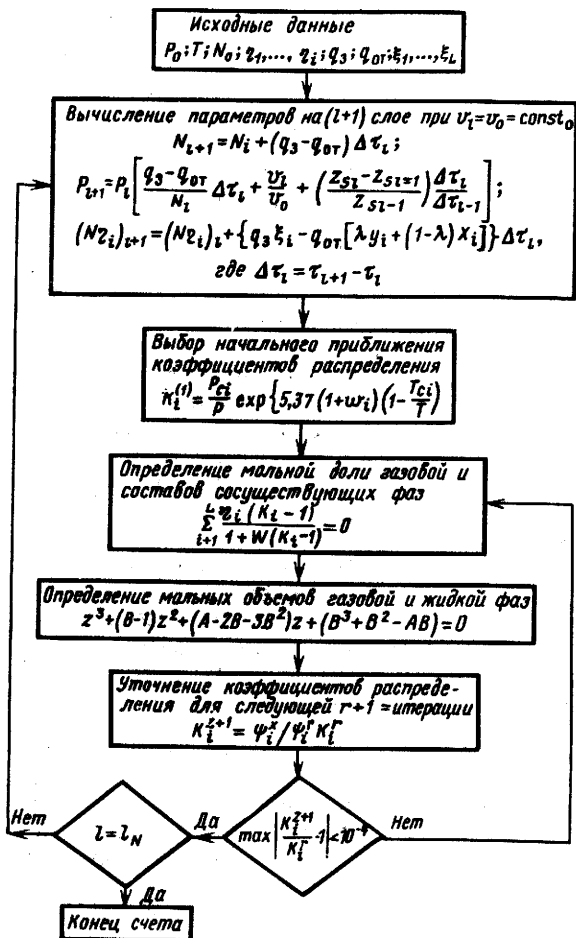
Решение дифференциальных уравнений проводится по явной схеме первого порядка точности. Выбор шага интегрирования $\Delta\tau$ осуществляется из условия соблюдения неравенства:

$$\left| \frac{v_i - v_0}{v_0} \right| < \varepsilon, \quad (12)$$

где ε - заданная точность.

Алгоритм расчета физико-химических параметров парожидкостного равновесия углеводородных систем приведен на рис. 26. Для применения уравнения состояния Пенга-Робинсона к моделированию фазового поведения природной газоконденсатной системы или нефтяной необходимо представить ее в виде набора индивидуальных компонентов. На основании данных по разгонке дебутанизованного конденсата при атмосферном давлении и под вакуумом (см. рис. 23), а также используя средние данные по компонентному составу газоконденсатной

Рис. 26. Алгоритм расчета параметров парожидкостного равновесия газонефтяных систем



системы, определили мольное содержание фракций, их свойства и начальную концентрацию углеводородов до группы C₅₊ и выше.

Условные обозначения (рис. 26):

P_l - текущее давление; P_0 - давление (начальное); T - заданная температура; N_0 - начальное число молей в системе; $q_{от}$, q_3 - заданные скорости в моделях отбора и закачки; τ - параметр протяженности процесса (приведенное время); η_i - текущий состав системы (мольные доли); ξ_i - состав закачиваемой смеси (мольные доли); λ - параметр, определяющий соотношение отборов газовой и жидкой фаз; N_l - текущее число молей в системе; z_s - коэффициент сверх-

сжимаемости смеси; $Y_i X_i$ - состав газовой и жидкой фаз (мольные доли); K_i - коэффициенты распределения; P_{ci} - критические давления индивидуальных компонентов; T_{ci} - критические температуры индивидуальных компонентов; ω_i - ацентрический фактор i -го компонента; ψ_i^m - летучесть i -го компонента жидкой фазы; ψ_i^g - летучесть i -го компонента газовой фазы; W - мольная доля газовой фазы; l_N - заданное число шагов интегрирования; A, B - коэффициенты уравнения состояния Пенга-Робинсона.

Используя методику расчета параметров фазового поведения природных углеводородных систем [16], варьируя концентрациями тяжелых компонентов в смеси, подбирали начальный состав газоконденсатной системы, близкий к параметрам газоконденсатной характеристики, полученной в результате промысловых и экспериментальных исследований, проведенных в СеверНИПИгазе.

На рис. 27 приведены расчетные и промысловые данные исследований содержания углеводородов C_{5+} выше в пластовом газе в процессе дифференциальной конденсации пластовой системы Западно-Соплесского месторождения.

Небольшое отклонение расчетных значений от экспериментальных и промысловых данных свидетельствует о хорошей сходимости полученных результатов. Отклонение приведенных характеристик газоконденсатной системы от расчетных значений наблюдается в области прямого испарения (ниже давления 10 МПа); начальное содержание тяжелых углеводородов, растворенных в пластовом газе, получилось равным 345 г/м^3 при давлении начала конденсации 42 МПа. Молярная масса компонентов C_{5+} выше при начальных пластовых условиях получилась равной 138 г/моль , при этом мольные доли этих углеводородов в системе приняты равными 6,5%.

Для уточнения принятого начального состава углеводородной системы проводили сравнение мольного распределения компонентов по температурам кипения, полученного по результатам разгонки текущего состава газоконденсатной системы (отобранной при пластовом давлении 10,5 МПа скважины № 13) и распределения компонентов высококипящей части, полученного для тех же пластовых условий расчетным путем в процессе дифференциальной конденсации системы, моделирующей начальный состав.

Экспериментальные и расчетные мольные распределения по температурам кипения фракций высококипящих углеводородов, растворенных в отбираемом газе при давлении 10,5 МПа, приведены на рис. 22.

Можно отметить совпадение максимальных значений и ха-

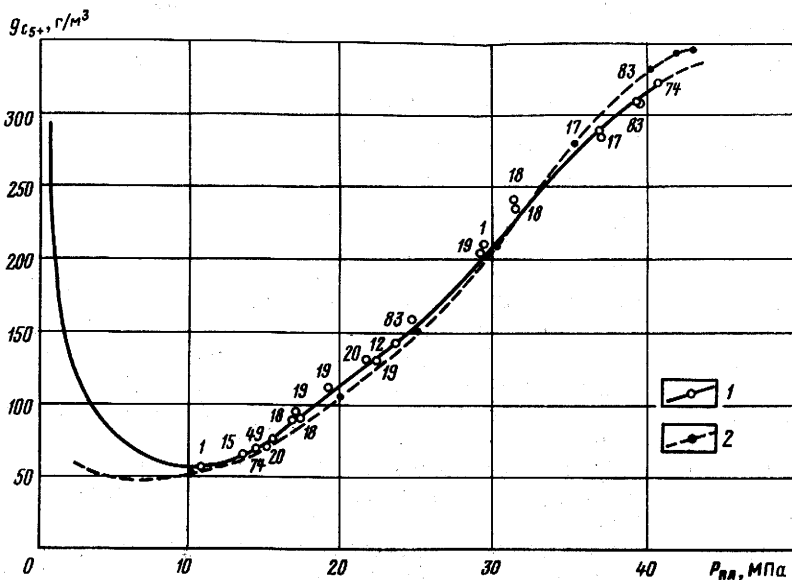


Рис. 27. Содержание углеводородов C_{5+} в пластовом газе Западно-Соплесского НГКМ:
 1 - промысловые данные, номер скважины; 2 - расчетные данные

рактера приведенных распределений фракций. С учетом средней молярной массы и плотности фракций получено объемное распределение высококипящих углеводородов конденсата по температурам кипения, которое приводится на рис. 23. Совпадение расчетного и экспериментального вариантов приведенных кривых подтверждает корректность выбора смеси, моделирующей газоконденсатную систему начального состава. Углеводородный состав, принятый для технологических расчетов, и параметры фракций газоконденсатной системы Западно-Соплесского месторождения приведены в табл. 5.

Остановимся далее на процедуре анализа фазового состояния и восстановления начального состава углеводородов жидкой зоны расчетным методом.

Как отмечалось выше, при моделировании начального состава пластовых нефти и газа предполагается, что сосуществующие фазы находятся в термодинамическом равновесии при начальных пластовых давлении и температуре. Дополнительным условием является равенство давления насыщения пластовых жидких углеводородов (нефти) начальному пластовому давлению. Из первого условия следует, что углеводороды, присутствующие в пластовом газе (газоконденсатной смеси), присутствуют также в пластовых жидких углеводородах (нефти). С учетом данных

Компонент, фракция	Молярная доля, %	Температура кипения, °С	Молярная масса, г/моль	Плотность (P = 0,1 МПа, t = 20 °С), г/см ³
N ₂	1,25	77,4	28,0	-
C ₁	78,89	111,7	16,0	-
C ₂	7,96	184,5	30,1	-
C ₃	2,97	231,1	44,1	-
-C ₄	1,46	261,3	58,1	-
CO ₂	0,98	194,7	44	-
Ф ₁	0,393	338	68	0,625
Ф ₂	0,645	353	82,6	0,674
Ф ₃	0,768	373	95,8	0,722
Ф ₄	1,163	393	114,4	0,743
Ф ₅	0,910	413	124,1	0,758
Ф ₆	0,640	433	131	0,772
Ф ₇	0,466	453	140,5	0,776
Ф ₈	0,392	483	152,7	0,784
Ф ₉	0,327	521	162,5	0,787
Ф ₁₀	0,262	548	172,5	0,792
Ф ₁₁	0,215	608	263	0,828
Ф ₁₂	0,151	648	293	0,837
Ф ₁₃	0,094	698	316	0,849
Ф ₁₄	0,076	845	427	0,873

Примечания: C₅₊ - 6,5% мольный; g_{C₅₊} - 345 г/м³; M_{C₅₊} - 138 г/моль; P_{нк} - 42 МПа.

разгонки газового конденсата скважины № 13 Западно-Соплесского ГКМ и смеси выпавшего конденсата с пластовыми жидкими углеводородами (нефтью) скважины № 6 (см. табл. 3, 4), подбирался состав жидких углеводородов (нефти). При этом молекулярная масса модельной смеси выбиралась равной 200-220 г/моль.

Состав растворенного в жидких углеводородах газа выбирался на основании экспериментальных данных, полученных СеверНИПИГазом при исследовании проб, отобранных из жидкостной зоны месторождения.

Смешивая в разных пропорциях высококипящие углеводороды жидкостной зоны состава, полученного в результате разгонки состава проб, отобранных из скважин № 13 и № 6, и растворенный газ принятого состава, расчетным путем определяли давление насыщения образованных однофазных жидкостных систем. Исходя из предпосылки равенства давления насыщения и начального пластового давления выбирали состав жидкой углеводородной смеси с давлением насыщения, близким к на-

чальному пластовому, который в дальнейшем принимался за первое приближение искомого состава равновесной с газоконденсатной системой жидкой фазы (нефти). Подбор состава жидкой фазы, равновесной с газоконденсатной системой, находящейся при начальных пластовых условиях в однородном газообразном состоянии, производился с помощью итерационного процесса путем последовательного смещения составов жидких углеводородов с газоконденсатной смесью. Итерационный процесс считали законченным, если расчетный состав равновесной с жидкой системой газовой фазы практически соответствовал составу газоконденсатной смеси. Исходя из того об-

Рис. 28. Мольное распределение фракций C_{5+} по температурам кипения жидких углеводородов (нефти) при $P = 45$ МПа и $T = 90$ С

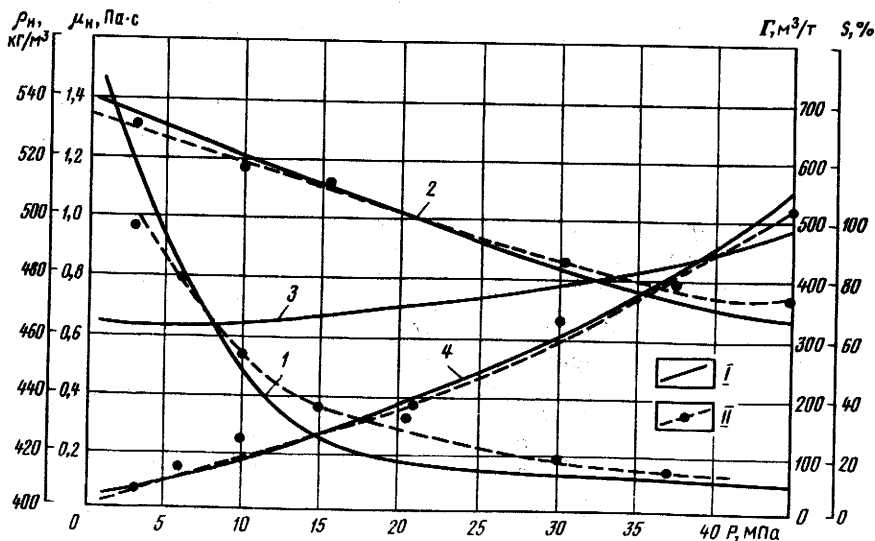
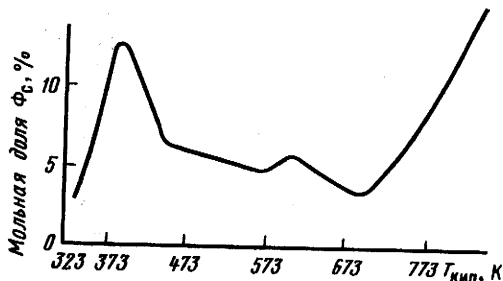


Рис. 29. Изменение параметров в процессе дифференциального разгазирования пластовой нефти Западно-Соплесского НГКМ:
 I - вязкость (μ_n); 2 - плотность (ρ_n); 3 - нефтенасыщенность (S); 4 - газонефтяной фактор (Γ); I - расчетные данные; II - экспериментальные данные

Компонент, фракция	Компонентный состав (молярные доли), %	Температура кипения, °С	Молярная масса, г/моль	Плотность (P = 0,1 МПа, t = 20 °С), г/см ³
N ₂	0,93	77,4	28	-
C ₁	66	111,7	16	-
C ₂	8,16	184,5	30,1	-
C ₃	3,46	231,1	44,1	-
n-C ₄	1,91	261,3	58,1	-
CO ₂	0,96	194,7	44	-
Ф ₁	0,61	338	68	0,625
Ф ₂	1,09	353	82,6	0,674
Ф ₃	1,41	373	95,8	0,722
Ф ₄	2,32	393	114,4	0,743
Ф ₅	1,97	413	124,1	0,758
Ф ₆	1,51	433	131	0,772
Ф ₇	1,18	453	140,5	0,776
Ф ₈	1,13	483	152,7	0,784
Ф ₉	1,08	521	162,5	0,787
Ф ₁₀	0,96	548	172,5	0,792
Ф ₁₁	1,04	608	263	0,828
Ф ₁₂	0,85	648	293	0,837
Ф ₁₃	0,65	698	316	0,849
Ф ₁₄	2,78	845	427	0,873

Примечания: Г = 560 м³/т; ρ_n²⁰ = 816 кг/м³; M_{C₅₊} = 200 г/моль;
P_{нас} = 45 МПа.

стоятельности, что для равновесной системы при заданных термобарических условиях существуют единственные равновесные составы газовой и жидкой фаз, полученный в результате расчетов состав жидкой фазы был принят за искомый состав жидких углеводородов (нефти).

На рис. 28 приведено мольное распределение фракций высококипящих углеводородов этого состава по температурам кипения для начальных условий. Как видно из рисунка, распределение имеет два максимума в районе температур 393 и 603 К. Кроме этого, до 15% мольной доли смеси содержится в фракции с температурой кипения 843 К. Подобное распределение характерно для нефтяных систем, что подтверждает предположение о существовании в залежи нефтяной оторочки, находящейся в термодинамическом равновесии с газоконденсатной частью при начальных пластовых условиях.

По результатам расчетов дифференциального разгазирования пластовой нефти Западно-Соплесского месторождения построены зависимости плотности, динамической вязкости нефти, от-

носительного объема жидкой фазы и газонефтяного фактора от изменения давления в системе, которые приведены на рис. 29. Давление насыщения для исследуемой системы получилось равным 45 МПа. Плотность системы при начальных пластовых условиях получилась равной 466 кг/м³, а газонефтяной фактор составил 560 м³/т.

Углеродородный состав и параметры фракций жидких углеводородов (нефти) Западно-Соплесского ГКМ приведены в табл. 6.

Далее проводилась экспериментальная оценка параметров газоконденсатной и нефтяной систем расчетного состава путем термодинамических исследований в сосуде фазовых равновесий.

Выполненные исследования по математическому и физическому моделированию фазового состояния с целью восстановления начального состава пластовых углеводородных систем показали достаточно высокую сходимость результатов расчета и эксперимента. Отклонение экспериментальных данных от расчетных не превысило 5%.

Таким образом был установлен начальный состав пластовых жидких углеводородов объекта 2, которые по всем рассмотренным параметрам можно характеризовать как легкую нефть, находящуюся к началу разработки месторождения в термодинамическом равновесии с газоконденсатной смесью объекта 1.

2.3. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

При экспериментальном изучении процессов, протекающих в истощаемом газоконденсатном пласте, возникают проблемы моделирования этих процессов, главным образом, в одном из трех аспектов: термодинамическом, физико-химическом, гидродинамическом.

Соответствие термодинамических параметров модельного процесса истощения натуре может быть обеспечено путем поддержания в экспериментах темпа отбора "продукции", при котором соблюдается межфазное равновесие в газоконденсатной системе, поскольку натуральный процесс разработки практически всегда протекает в равновесных, с точки зрения межфазного массообмена, условиях (если не считать узкую призабойную зону добывающей скважины). В этом смысле можно говорить об автономности термодинамических параметров процесса.

Физико-химические параметры процесса истощения являются весьма существенной его характеристикой, поскольку от них зависит межфазный массообмен, гидродинамика фильтрации газоконденсатной смеси и, в конечном счете, они в значительной степени определяют технологические показатели разработки газоконденсатного пласта. Физико-химические

параметры газоконденсатной смеси охватывают сорбционные и межфазные поверхностные явления, направленность и активность которых при данных термобарических условиях являются функцией группового и компонентного состава смеси и связаны с физико-химическими свойствами вмещающей смесь пористой среды.

Гидродинамические параметры процесса истощения могут быть автомодельными при достаточно больших размерах физической модели пласта, однако, практически этот вариант является редким исключением, и для моделирования, как правило, возникает необходимость выдерживать величины ряда безразмерных или размерных комплексов. Гидродинамические параметры не в меньшей, если не в большей, степени определяют результаты разработки газоконденсатного пласта. Однако, в силу сложности выдерживания в лабораторных условиях величин некоторых комплексов возможно лишь приближенное моделирование процесса истощения, как и любого из природных процессов разработки углеводородосодержащего пласта [2, 10, 30].

При разработке на режиме истощения газоконденсатных месторождений темп снижения пластового давления составляет 10^{-6} - 10^{-10} МПа·с⁻¹. Согласно результатам исследований, выполненных авторами при лабораторном изучении процесса истощения типичных газоконденсатных систем, границей сохранения условий равновесного массообмена в сосуде PVT-соотношений является темп снижения давления 10^{-3} - 10^{-4} МПа·с⁻¹. Таким образом, в соответствии с этим при моделировании процесса фазовых превращений газоконденсатной смеси в сосуде PVT-соотношений необходимо выдерживать достаточно низкий темп снижения давления.

Процесс компонентоотдачи газоконденсатного пласта включает следующие "элементарные" процессы (как объект моделирования):

1. Сорбция и капиллярная конденсация углеводородов в содержащем газоконденсатную смесь пористом пласте при давлении P выше давления $P_{нк}$ начала конденсации;

2. Ретроградная конденсация при $P_{нк} > P > P_{мк}$, где $P_{мк}$ - давление максимальной конденсации;

3. Нормальное испарение при $P < P_{мк}$;

4. Фильтрация равновесной газовой фазы на всех стадиях истощения системы, сначала при неподвижной сорбированной фазе ($P > P_{нк}$), затем при неподвижной ретроградной жидкой фазе ($P \leq P_{мк}$).

Механизм отбора углеводородной смеси из пределов призабойной зоны имеет свою специфику, и мы его здесь рассматривать не будем (кстати, суммарные запасы углеводородов в призабойных зонах всего фонда эксплуатационных скважин на любой из стадий разработки пласта не превышают 1-2% от запасов всего продуктивного пласта).

Моделирование разработки газоконденсатного пласта, начинающейся при давлениях $P > P_{ик}$, в связи с изложенным выше требует рассмотрения и учета таких характеристик пластовой системы, как: сорбционные свойства поверхности порового пространства породы - коллектора по отношению к конкретной газоконденсатной смеси при давлениях $P > P_{ик}$; ретроградная конденсация пластовой углеводородной смеси при давлениях $P_{ик} \geq P \geq P_{ик}$ и нормальное испарение ранее сконденсировавшихся углеводородов при $P < P_{ик}$; фильтрационная характеристика системы, имеющая свои особенности на этапах $P > P_{ик}$, $P_{ик} < P \leq P_{ик}$ и $P < P_{ик}$. В области давлений $P > P_{ик}$ производная $\partial A / \partial P$, характеризующая изменение количества A сорбированного вещества с изменением давления P , весьма мала [35]. Принимая во внимание это обстоятельство, а также несущественный относительный объем сорбированной фазы, остающейся неподвижной при фильтрации газоконденсатного газа, можно сделать вывод, что в модельной системе требуется обеспечить идентичность натуре лишь фильтрующейся фазы. Для этого требуется, как указывалось выше, профильтровать через модель пласта не менее 10-12 объемов пор углеводородной смеси, по термодинамическим и физикохимическим свойствам максимально близкой к пластовому газу исходного состава натурального месторождения. Использование такой смеси обеспечит также идентичность модельного и натурального процессов ретроградной конденсации. В то же время идентичность модельного и натурального процессов нормального испарения требует дополнительного обоснования с точки зрения влияния на этот процесс характеристики пористой среды. Исследования С.Н. Бузинова, Б.В. Макеева, В.А. Николаева, Р.М. Тер-Саркисова, Ю.С. Намиота [35], Ч. Вейнауга и Дж. Корделла [1] свидетельствуют о наличии области нормального испарения ретроградного конденсата при снижении давления в газоконденсатной системе до определенного уровня. Поскольку вопрос о влиянии характеристик пористой среды (в первую очередь проницаемости) на нормальное испарение ретроградного конденсата остается открытым, при моделировании истощения необходимо особое внимание уделить этой области давлений.

Принципы моделирования фильтрационных процессов с массообменом, происходящих в нефтяных, газовых и газоконденсатных пластах при их разработке, созданы Я.М. Брайнесом, Ш.К. Гиматулиновым, А.Ю. Намиотом, В.Н. Николаевским, В.П. Оноприенко, Л.И. Седовым, Г.С. Степановой, А.Л. Хейном, Д.А. Эфросом и некоторыми другими исследователями [10, 17, 22, 27, 30, 35, 36, 37].

Условия фильтрации равновесной газовой фазы в модельном процессе должны удовлетворять следующим требованиям. Во-первых, темп снижения давления в системе необходимо поддерживать таким, чтобы сохранялось равновесие при межфазном

массообмене. Во-вторых, необходимо, чтобы соответствующая темпу снижения давления P скорость фильтрации не выходила за границы, задаваемые комплексами:

$$\pi_v = \left| \frac{w \mu L}{kP} \right|_{\text{нат.}} = \left| \frac{w \mu L}{kP^2} \right|_{\text{мод.}}; \quad (13)$$

$$\pi_t = \left| \frac{L}{tw} \right|_{\text{нат.}} = \left| \frac{L}{tw} \right|_{\text{мод.}}; \quad (14)$$

$$\pi_D = \left| \frac{tD_0}{L^2} \right|_{\text{нат.}} = \left| \frac{tD_0}{L^2} \right|_{\text{мод.}}, \quad (15)$$

где μ - вязкость фильтрующегося флюида (равновесной газовой фазы); L - длина моделируемого участка пласта или лабораторной модели; k - проницаемость пористой среды; t - время; D_0 - коэффициент молекулярной диффузии.

В-третьих, должны удовлетворяться другие безразмерные комплексы, обеспечивающие подобие модельного процесса натурному при двухфазном агрегатном состоянии системы.

В настоящей работе не ставилась задача моделирования процесса истощения конкретного природного объекта. Поэтому модельные процессы осуществляли, рассматривая в качестве прототипа типичную газоконденсатную залежь.

При исследовании массообменных процессов в конкретном газоконденсатном пласте, углеводородная смесь которого представлена компонентами всех трех групп (алканы, арены, нафтены), необходимо использовать соответствующие сложные искусственные смеси или же рекомбинированные пробы продукции ГКМ. В то же время во многих случаях пластовые газоконденсатные смеси образованы, в основном, компонентами двух, а иногда и одной группы углеводородов. Это дает возможность упростить моделирование состава смесей и физико-химических параметров. Естественно, что для обоснования принципов предлагаемых технологических показателей воздействия на пласт с целью повышения компонентоотдачи также нет необходимости использовать искусственные смеси сложного трехгруппового состава. Целесообразность исследования влияния группового состава на количественные характеристики технологического процесса возникает только на стадии конкретного проектирования.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ ПЛАСТОВОГО ГАЗА СУХИМ

Конечный этап завершающей стадии разработки газоконденсатного месторождения на режиме истощения при давлениях ниже давления $P_{\text{нк}}$ максимальной конденсации пластовой смеси характеризуется резким ухудшением энергетических возможностей пласта. Особенности месторождения, находящегося на этой стадии разработки, как объекта добычи газообразных и жидких углеводородов, подробно изучены М.Т. Абасовым, К.С. Басниевым, С.Н. Бузиновым, Ю.В. Зайцевым, Г.А. Зотовым, Г.В. Рассохиным, Г.С. Степановой, Р.М. Тер-Саркисовым, О.Ф. Худяковым, П.Т. Шмыглей и другими исследователями [3, 15, 17, 25, 28, 29, 32].

Для повышения эффективности разработки месторождения в этих условиях необходимо внедрять методы воздействия, которые учитывают конкретные геолого-промысловые особенности истощенного пласта. Обоснованию методов повышения углеводородоотдачи нефтегазоконденсатных пластов на завершающей стадии, и, в частности, на конечном этапе завершающей стадии разработки посвящены работы К.С. Басниева, С.Н. Бузинова, А.И. Гриценко, С.Н. Закирова, Г.А. Зотова, Р.М. Тер-Саркисова, Т.П. Шмыгли, Дж. Аронофски, У. Блекли и других исследователей [2, 3 10, 11, 15, 21, 25, 27, 33, 37].

Методы воздействия на пласт, вне зависимости от этапа разработки месторождения, можно подразделить на две большие группы:

методы локального воздействия, включающие методы интенсификации притока пластовых углеводородов к скважине, методы очистки призабойной зоны, методы изоляции притока пластовых вод и т.п.;

методы площадного воздействия, основанные на нагнетании в пласт различного рода внешних газообразных и жидких агентов.

К методам первой группы относятся создание на забое добывающей скважины предельно низких давлений, вплоть до вакуума, различной мощности взрывы, методы теплового воздействия на забой скважины и т.п. К методам второй группы можно отнести нагнетание воды [11] и газа [15, 16], в том числе при доразработке остаточны запасов жидких углеводородов пласта после перевода месторождения в режим ПХГ [17].

Несмотря на значительное количество предложенных и реализуемых методов воздействия на газоконденсатный пласт, подавляющее большинство из них предназначено для ис-

пользования в условиях, когда пласт еще обладает существенными энергетическими возможностями.

Авторами теоретически и экспериментально обоснованы методы локального и площадного воздействия на пласт, объектом внедрения для которых являются газоконденсатные месторождения на конечном этапе завершающей стадии разработки, с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) $P \leq P_{\text{мк}}$. Далее описывается метод нагнетания недонасыщенного газа, обеспечивающий повышение компонентоотдачи пласта в условиях АНПД.

В нефте- и газопромысловой практике широко применяются методы повышения углеводородоотдачи пласта, основанные на вытеснении пластового флюида газообразными и жидкими агентами. Обоснованию этих методов посвящены работы К.С. Басниева, С.Н. Бузинова, А.И. Гриценко, Т.П. Жузе, С.Н. Закирова, Р.М. Кондрата, И.А. Леонтьева, А.Х. Мирзаджанзаде, В.Н. Николаевского, Г.С. Степановой, Р.М. Тер-Саркисова, П.Т. Шмыгли, П. Мозеса и других исследователей. Истощенный до уровня давлений $P_{\text{мк}}$ газоконденсатный пласт как объект разработки углеводородов обладает такими особенностями, как низкое пластовое давление и двухфазное состояние углеводородной смеси с низкой насыщенностью жидкой фазой ниже уровня гидродинамической подвижности при небольшом содержании жидких углеводородов в газовой фазе, а эксплуатационные скважины такого пласта при значительной их глубине имеют крайне малые забойные давления. Вследствие этого применение конденсированных агентов (жидкостей), обладающих большой массовой плотностью, для вытеснения остаточных углеводородов на истощенных газоконденсатных месторождениях возможно только одновременно с внедрением способа эксплуатации скважин, обеспечивающего их нормальную работу при высоком содержании жидкости в продукции пласта. В то же время применение газообразного агента с той же целью должно быть направлено не просто на вытеснение газовой фазы, а на вовлечение в процесс фильтрации и извлечение из пласта части жидкой углеводородной фазы. В этом случае очевидны преимущества газообразного агента. В качестве нагнетаемого агента можно использовать такие доступные в промысловых условиях газы, как метан (газ сепарации конденсата), азот, двуокись углерода, сероводород. Если сопоставить чистые газы по константам фазового равновесия в рассматриваемых термобарических условиях, то предпочтение следует отдать метану. В табл. 7 приведены значения констант фазового равновесия газов в диапазоне давлений схождения систем от 14 до 70 МПа. Наиболее подходящими для испарения в них конденсата являются такие газы, как метан и двуокись углерода. Азот (рис. 30) имеет неприемлемо высокие (слабое испарение жидкости), а сероводород неприемлемо низкие (сильная растворимость газа

Константы фазового равновесия газов в условиях истощенного газоконденсатного пласта

Таблица 7

Давление, МПа	Температура, °С	Давление схождения, МПа				
		13,7	20,6	27,5	34,3	68,8

Азот

3,4	37,8	25	26,9	-	24	27
4,1	37,8	18	-	16	22	-
4,8	37,8	-	-	-	18	-
5,5	37,8	-	17,8	-	15	17,5
5,5	60	15	16,3	13,2	19	18,8

Метан

3,4	37,8	5,4	6	-	5,6	6,9
4,1	37,8	-	-	4,8	5,4	-
4,8	37,8	4	-	-	4,5	-
5,5	37,8	-	4	-	4,2	5,0
5,5	60	3,7	4,4	4,5	4,4	5,5

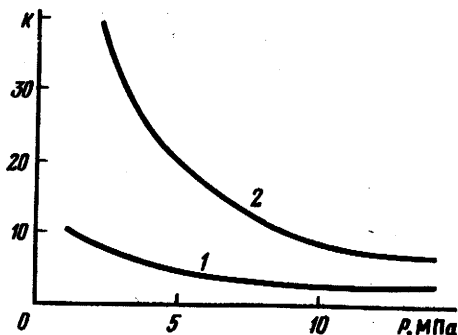
Двуокись углерода

3,4	37,8	-	-	3,4	-	-
4,1	37,8	-	-	2,8	-	-
4,8	37,8	-	-	2,4	-	-
5,5	37,8	-	-	2,2	-	-
5,5	60	-	-	2,7	-	-

Сероводород

3,4	37,8	-	-	1,1	-	-
4,1	37,8	-	-	0,95	-	-
4,8	37,8	-	-	0,84	-	-
5,5	37,8	-	-	0,82	-	-
5,5	60	-	-	1,1	-	-

Рис. 30. Зависимость констант фазового равновесия метана (1) и азота (2) от давления для газоконденсатных смесей с давлением схождения 34,3 МПа при температуре 62 °С



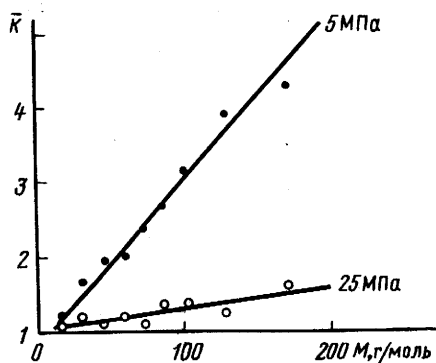


Рис. 31. Отношение \bar{K} констант фазового равновесия алканов при 62 °С и 20 °С в пласте с давлениями 5 и 25 МПа как функция молярной массы M для газоконденсатных смесей с давлением схождения 34,3 МПа

в жидкости) величины констант фазового равновесия. Поскольку использование двуокиси углерода в качестве нагнетаемого в пласт агента сопряжено с необходимостью осуществления дорогостоящих мероприятий по защите оборудования от коррозии, то в общем случае более предпочтительно, очевидно, воздействие с использованием метана.

Использование сухого углеводородного газа, например, перекачиваемого по магистральному газопроводу "Сияние Севера" тюменского газа, имеющего следующий состав на апрель 1988 г.:

Компоненты. . . .	Азот	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	C ₅	C ₆	Сумма
Содержание (доли), %									
молярные	3,483	86,813	6,409	2,208	0,298	0,527	0,261	0	100
массовые	5,256	75,057	10,483	5,431	0,967	1,721	1,085	0	100,

в качестве нагнетаемого агента с целью испарения в него пластовых жидких углеводородов и последующего извлечения из пласта, очевидно, даст несколько худшие результаты, нежели чистый метан. Однако, по совокупности преимуществ (невысокая стоимость, отсутствие необходимости организации производства по выделению чистого метана) этому газу во многих случаях можно отдать предпочтение. Следует отметить, что при типичных температурах газоконденсатных пластов, порядка 60-100 °С, испаряемость фракции C₂₊ в газовую фазу будет существенно более значительной, чем при стандартной температуре 20 °С (рис. 31). Особенности процесса нормального испарения жидкой углеводородной фазы в условиях истощенного газоконденсатного пласта требуют экспериментального и аналитического исследования, в частности, такая сторона про-

цесса, как селективность при вытеснении равновесной пластовой газовой фазы нагнетаемым газообразным агентом. Представляет научный и практический интерес установление зависимости между объемами закачанного агента и интенсивностью испарения конденсата и образующих его компонентов, чем определяется компонентоотдача пласта при воздействии на него.

3.1. ИССЛЕДОВАНИЕ КОМПОНЕНТООТДАЧИ ПЛАСТА

При исследовании процесса вытеснения равновесной пластовой газовой фазы сухим газом в качестве модели газоконденсатной смеси использовали многокомпонентную смесь алкановых углеводородов (табл. 8), близкую по своим термодинамическим и физико-химическим параметрам к пластовой смеси исходного состава Вуктыльского НГКМ, а также аналогичные смеси, моделирующие газоконденсатные системы других месторождений.

Эксперименты выполняли в сосудах PVT-соотношений и на физических моделях пласта. Максимальный рабочий объем сосуда 600 см^3 , параметры использовавшихся моделей пласта приведены в табл. 9.

Принципиальная схема экспериментальной установки представлена на рис. 32. Коммуникация запорной арматуры позволяет, используя принципиальную схему, видоизменять эту схему в зависимости от конкретных задач эксперимента: можно эксплуатировать только какую-либо одну модель пласта из имеющегося набора, заменять основные модели на другие с необходимыми параметрами, или же отключать все модели пласта для проведения эксперимента с использованием сосуда PVT-соотношений. Важнейшим элементом схемы экспериментальной установки является БОТАН [35], обеспечивающий возможность оперативного контроля состава углеводородной продукции модели пласта или сосуда PVT-соотношений.

В ходе подготовки и проведения эксперимента с газоконденсатной смесью применялись разработанные авторами оригинальные элементы методики, повышающие точность исследований, например:

калибровка загрузочного пресса ИП-6 с оценкой периода релаксации упругих деталей узла;

поправка на испаряемость индивидуальных углеводородов в соответствии с их молекулярной массой в процессе приготовления фракции C_{5+} весовым способом;

выполнение загрузки газообразных углеводородов (метана) с буферным давлением (42 МПа), при котором температура газа не оказывает влияния на коэффициент сжимаемости и т.д.

В исследованиях использовались как газоконденсатные смеси

Состав модели пластового газа (мольные доли, %) исходного состава и равновесных фаз при истощении системы

Т а б л и ц а 8

Компоненты, параметры	Давление, МПа				
	35	5,0		3,5	2,0
		газовая фаза	жидкая фаза	газовая фаза	газовая фаза
C ₁	79,10	83,18	16,23	81,57	78,85
C ₂	8,80	9,56	6,45	10,06	10,73
C ₃	3,90	4,06	6,85	4,61	5,49
иC ₄	0,60	0,48	1,96	0,68	0,80
нC ₄	1,20	1,10	4,35	1,21	1,66
C ₅	1,05	0,63	5,92	0,77	1,03
C ₆	1,26	0,50	10,32	0,58	0,78
C ₇	1,84	0,40	18,07	0,45	0,57
C ₉	1,15	0,07	14,01	0,07	0,08
C ₁₂	0,64	0,0052	8,90	0,0044	0,0046
C ₁₇	0,46	0,0001	6,94	0,0001	0,0001
∑	100	100	100	100	100
C ₅₊	6,4	1,6	64,16	1,86	2,46
M _{C₅₊} г/моль	115	86,6	-	85,5	85,2
КГФ, г/м ³	327	58,5	-	67,5	89,4
P*, МПа	30,3	-	-	-	-
S ^ж , %	0		11,4	11	10,5

*При температуре 62°С

**Насыщенность системы жидкой фазы (выпавшим конденсатом).

Параметры основных моделей пласта

Т а б л и ц а 9

Параметр	Модель		
	КД-2	КД-5	КД-20
Длина рабочая, см	98,3	500	2000
Диаметр рабочий, см	4,42	2,60	2,85
Объем пор, см ³	390	590	3400
Пористость	0,284	0,222	0,260
Проницаемость, 10 ⁻¹⁵ м ²	10	14,0	30,6
Максимальное рабочее давление, МПа	45	50	50
Максимальная рабочая температура, °С	90	90	90

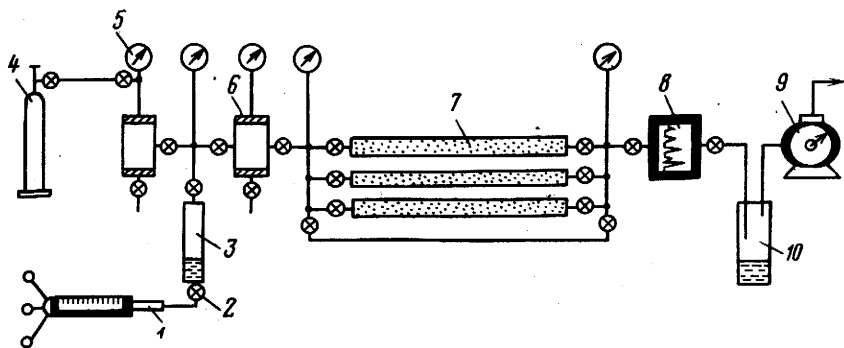


Рис. 32. Схема экспериментальной установки:

1 - пресс ИП-6; 2 - вентиль; 3 - пробоотборник; 4 - баллон с метаном; 5 - манометр образцовый; 6 - сосуд PVT-8; 7 - модели пласта; 8 - БОТАН; 9 - счетчик газовый; 10 - сепаратор

исходного состава - выше давления начала конденсации, так и равновесные газовые и жидкая фазы, состав которых соответствует условиям истощенной до определенной стадии системы. Приготовление смеси и равновесных фаз осуществлялось, как правило, в сосуде PVT-соотношений, причем параметры приготовленных углеводородных смесей контролировали путем определения давления начала конденсации, зависимости коэффициента сжимаемости и содержания жидкой фазы от давления, а также с помощью хроматографического анализа состава.

Подготовку модели пласта к эксперименту выполняли таким образом, чтобы в зависимости от поставленной задачи, в широком плане связанной с разработкой основ воздействия на газоконденсатный пласт для повышения компонентоотдачи, располагать моделью газового или газоконденсатного пласта с заданной насыщенностью жидкой углеводородной фазой при заданных составе газовой фазы и термобарических условиях системы. Специальные исследования, выполненные с методической целью, показали, что для получения практически равновесной системы "пористая среда - газоконденсатная смесь" необходимо при изотермобарическом замещении буферного газа (азота, метана) прокачать через модель не менее 10 - 12 объемов пор смеси заданного состава. Это требование соблюдали во всех соответствующих экспериментах.

Для исследования влияния содержания и типа жидкой углеводородной (в том числе сорбированной) фазы на массообменные процессы при вытеснении одного газа другим подготовку модели пористой среды осуществляли по соответствующей предварительно отработанной методике. В качестве натуральных прототипов рассматривались при этом зоны и участки

нефтегазоконденсатных, газоконденсатных и газовых пластов, содержащие различное количество углеводородной жидкости - от 50-60% (зоны вблизи ГНК) до 10-15% (купольные зоны), а также сорбированные углеводороды в количестве до нескольких процентов объема пор. Насыщенности порядка 50% объема пор создавали путем вытеснения из пористой среды равновесной жидкой фазы равновесной газовой фазой или метаном, насыщенности в 10-15% объема пор - путем истощения газоконденсатной системы с ретроградной конденсацией фракции C_{2+} . Сорбированную фазу формировали вытеснением чистого метана газообразной смесью соответствующего состава с контролем состава системы в пористой среде по балансу количеств поданной и вытесненной смеси, пользуясь данными изменения состава продукции. Для управления исходным объемом сорбированной фазы в каждом конкретном эксперименте пользовались зависимостью между объемом прокачанного сухого газа (метана) и компонентоотдачей образца пористой среды, с выделением расчетным путем вклада сорбированной фазы. Такого рода методика создания модели газового пласта с заданным количеством сорбированного вещества может успешно использоваться только при укомплектованности экспериментальной установки БОТАНом, позволяющим резко повысить точность хроматографического анализа состава многокомпонентных углеводородных семей.

Процессы фильтрации и взаимовытеснения флюидов на физических моделях пласта осуществляли с соблюдением принципов приближенного моделирования [10, 30]. Аналогично фильтрации взаиморастворимых жидкостей вытеснение газа газом включает следующие элементарные процессы:

фильтрационное движение вытесняемого (перед фронтом) и вытесняющего (за фронтом) газов с зоной смеси закономерно увеличивающегося размера;

истинное внутрипоровое течение;

действие капиллярных сил на границе раздела фильтрующихся газов и неподвижного выпавшего конденсата;

диффузия компонентов внутри жидкой фазы (конденсата), испарение компонентов в газовую фазу, диффузия испарившихся из жидкой фазы компонентов внутри газовой фазы.

Для подобного комплекса процессов, исходя из уравнений элементарных процессов и фигурирующих в них физических параметров, выведена система условий подобия модели и натуры [15, 16]:

$$\pi_{\gamma} = \left| \frac{w \mu L}{kP} \right|_{\text{МОД}} = \left| \frac{w \mu L}{kP} \right|_{\text{НАТ}} ; \quad (16)$$

$$\pi_t = \left| \frac{L}{tw} \right|_{\text{МОД}} = \left| \frac{L}{tw} \right|_{\text{НАТ}} ; \quad (17)$$

$$\pi_{\rho} = \left| \frac{P}{L\rho} \right|_{\text{мод}} = \left| \frac{P}{L\rho} \right|_{\text{нат}}; \quad (18)$$

$$\pi_{\beta} = |\beta^* P|_{\text{мод}} = |\beta^* P|_{\text{нат}}, \quad (19)$$

$$\pi_k = \left| \frac{L^2}{k} \right|_{\text{мод}} = \left| \frac{L^2}{k} \right|_{\text{нат}}; \quad (20)$$

$$\pi_{\sigma} = \left| \frac{\sigma}{P\sqrt{k}} \right|_{\text{мод}} = \left| \frac{\sigma}{P\sqrt{k}} \right|_{\text{нат}}; \quad (21)$$

$$\pi_D = \left| \frac{t D_0}{L^2} \right|_{\text{мод}} = \left| \frac{t D_0}{L^2} \right|_{\text{нат}}, \quad (22)$$

где w - скорость фильтрации; μ - вязкость газа; L - длина; k_* - проницаемость; P - давление; t - время; ρ - плотность; β^* - объемный коэффициент; σ - поверхностное натяжение; D_0 - коэффициент молекулярной диффузии.

Кроме того, при моделировании требуется соблюдение равенства ряда безразмерных характеристик:

$$|S_k(P)|_{\text{мод}} = |S_k(P)|_{\text{нат}}; \quad (23)$$

$$|D_{ог}(k)|_{\text{мод}} = |D_{ог}(k)|_{\text{нат}}; \quad (24)$$

$$|D_{ок}(S_k, k)|_{\text{мод}} = |D_{ок}(S_k, k)|_{\text{нат}}; \quad (25)$$

$$|z_{г}(P)|_{\text{мод}} = |z_{г}(P)|_{\text{нат}}; \quad (26)$$

$$|\mu_{г}/\mu_{к}|_{\text{мод}} = |\mu_{г}/\mu_{к}|_{\text{нат}}, \quad (27)$$

где S_k - насыщенность пористой среды конденсатом; $z_{г}$ - коэффициент сжимаемости газа.

Моделирование ограниченной по толщине части пласта - коллектора дает возможность опустить условие соблюдения параметра π_{ρ} . Близость свойств модельных и натуральных газоконденсатных смесей позволяет не включать в перечень рассчитываемых и параметр π_{β} .

В экспериментах, осуществляемых не с целью конкретного проектирования, а при разработке метода воздействия на пласт, нет необходимости строгого соблюдения условий подобия модели конкретной натурной залежи. Следует лишь обеспечить

такие величины основных из перечисленных критериев подобия, которые являются типичными для рассматриваемого класса природных объектов (газоконденсатных пластов). Это требование может быть выполнено, если использовать близкие по свойствам к натурным флюиды и физические модели пласта длиной в несколько десятков метров с возможно меньшей проницаемостью пористой среды. Отдельные "элементарные" процессы возможно исследовать на относительно небольших по длине моделях. Набор физических моделей пласта, которым располагали авторы, позволил провести экспериментальные исследования с моделированием, когда это требовалось, рассмотренных принципов моделирования. Например, удавалось обеспечить значения важнейшего параметра π_k порядка 10^{16} . Это означало, что моделируется участок пласта, например, Вуктыльского месторождения протяженностью 100 м, то есть заведомо представительный для объекта.

С целью получения исходных экспериментальных данных для разработки методов повышения компонентоотдачи путем прокачки недонасыщенного газа было осуществлено более двух десятков экспериментов, большинство из которых - на физических моделях пласта с различными характеристиками.

Серия предварительных экспериментов была проведена на модели истощенной газоконденсатной залежи без пористой среды - в сосуде PVT-соотношений. Исследовалась зависимость компонентоотдачи от давления истощения и объема прокачанного сухого газа при изобарическом вытеснении пластовой равновесной газовой фазы. В процессе каждого эксперимента производились последовательно изобарический выпуск части равновесной газовой фазы и ввод сухого газа в эквивалентном объеме с последующим тщательным перемешиванием содержимого сосуда PVT-соотношений и отстоем. В процессе выпуска делали анализы состава отбираемого газа. На рис. 33-39 даются основные результаты экспериментов этой серии.

Приведенные графики позволяют получить представление о динамике параметров продукции истощенной газоконденсатной залежи, разрабатываемой на режиме истощения до определенного давления, на которую затем осуществляют воздействие путем прокачки недонасыщенного (по отношению к фракции C_{2+}) газа. В области давлений максимальной конденсации пластовой смеси, при давлениях порядка 5-6 МПа, "продукция" сосуда PVT-соотношений содержит минимальное количество фракции C_{5+} , если сопоставить процессы при 5, 3,5 и 2 МПа (см. рис. 38). В то же время относительная испаряемость ранее выпавшего конденсата в прокачиваемый газ существенно более значительна, чем при меньших давлениях (см. рис.35). По мере уменьшения давления, при котором производится прокачка газа, содержание фракции C_{3+} (пропана, бутанов, C_{5+}) в продукции увеличивается, а метана и этана уменьшается (см. рис. 33,

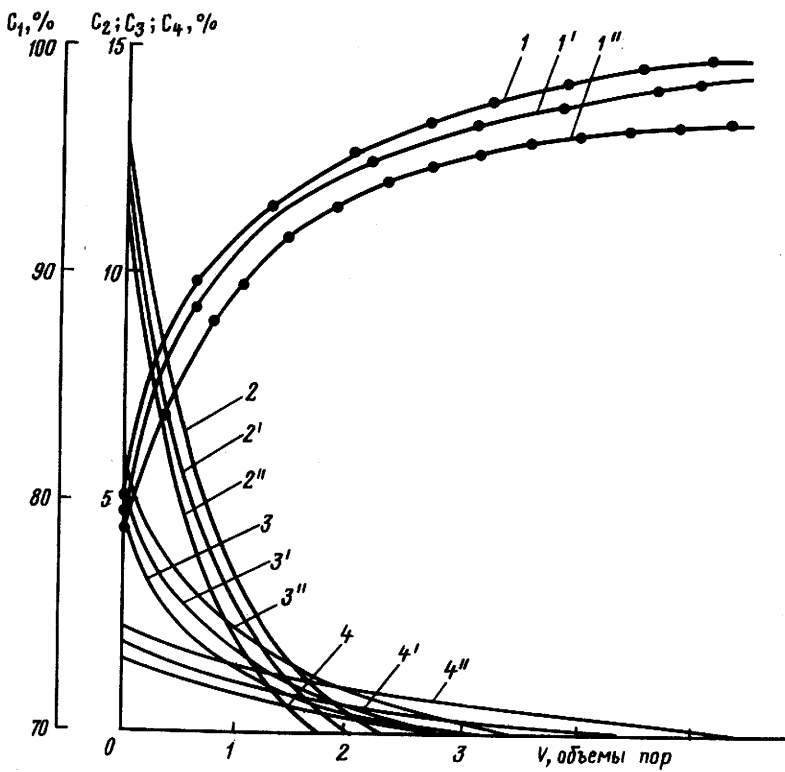


Рис. 33. Динамика содержания C_1 (1), C_2 (2), C_3 (3), C_4 (4) в равновесной газовой фазе при прокачке сухого газа (метана) через истощенный до давления P сосуд PVT-соотношений, $T = 62^\circ C$: 1, 2, 3, 4 - $P = 5$ МПа; 1', 2', 3', 4' - $P = 3,5$ МПа; 1'', 2'', 3'', 4'' - $P = 2$ МПа

38). Примечательно, что количество промежуточных компонентов, этана, пропана, бутанов, в совокупности не зависит практически от давления и определяется только объемами сухого газа, который прокачан через систему на данный момент времени (см. рис. 36). Слабее, чем для C_{5+} , зависит от давления и молекулярная масса извлекаемой фракции промежуточных углеводородов (см. рис. 37). Поскольку плотность извлекаемой из сосуда PVT-соотношений газовой смеси пропорциональна давлению, то удельный коэффициент извлечения жидкой фазы на один объем пор прокачанного газа при давлении 5 МПа существенно выше, чем при меньших давлениях (см. рис. 39).

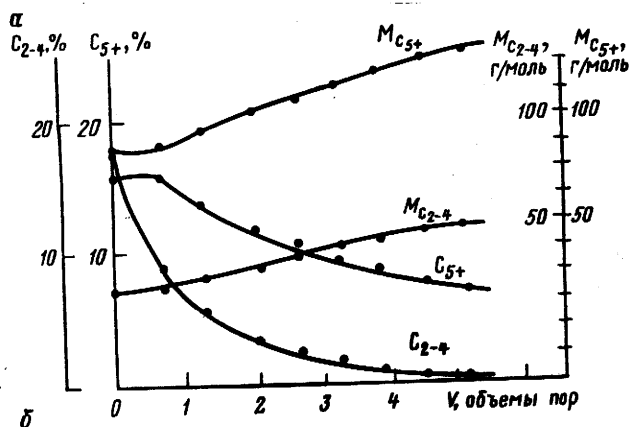
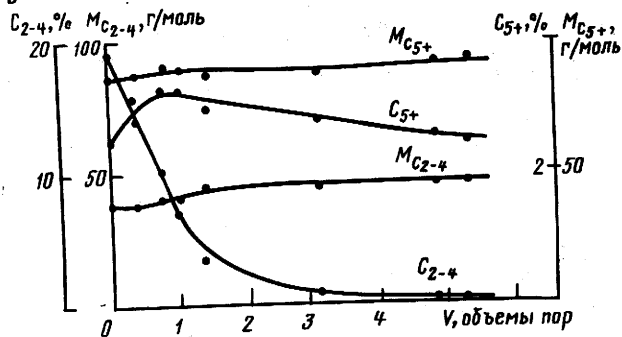
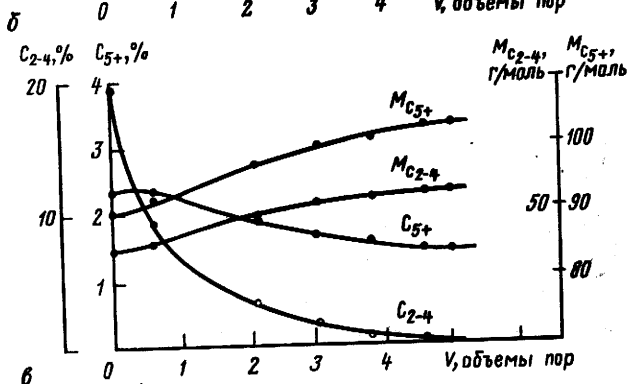


Рис. 34. Динамика извлечения фракций $C_2 - C_4$ при прокачке сухого газа (метана) при $T = 62^\circ C$ через вуктыльский пласт, истощенный до 5 МПа (а), 3,5 МПа (б) и 2 МПа (в)



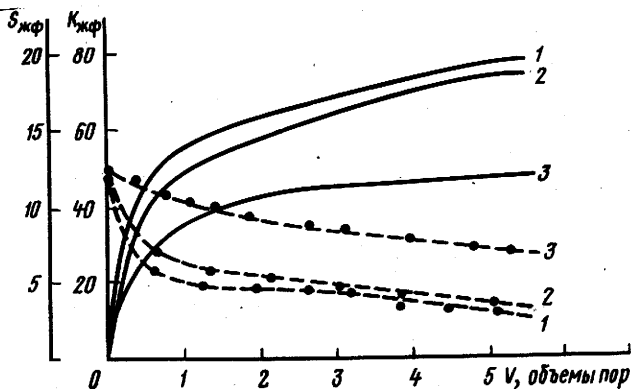


Рис. 35. Динамика извлечения жидкой (нестабильной) фазы при изобарической прокачке сухого газа (метана) через истощенный до давления P сосуд PVT-соотношений, $T = 62$ C:
 1 - $P = 5$ МПа; 2 - $P = 3,5$ МПа; 3 - $P = 2$ МПа; пунктиром обозначено содержание в системе жидкой фазы; сплошными линиями - коэффициент извлечения жидкой фазы за счет испарения

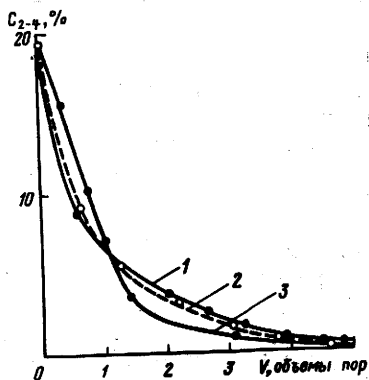


Рис. 36. Кривые выхода фракции C_{2-4} в составе газовой фазы при вытеснении сухим газом (метаном) равновесной пластовой газовой фазы истощенного до давления P вуктыльского пласта (эксперименты на сосуде PVT-соотношений, $T = 62$ C):
 1 - $P = 5$ МПа; 2 - $P = 3,5$ МПа; 3 - $P = 2$ МПа

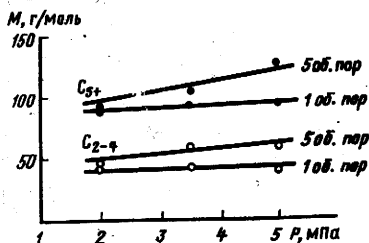


Рис. 37. График изменения молярной массы фракций C_{2-4} и C_{5+} при изобарической прокачке сухого газа через модель истощенной газоконденсатной залежи (сосуд PVT-соотношений, температура 62 C)

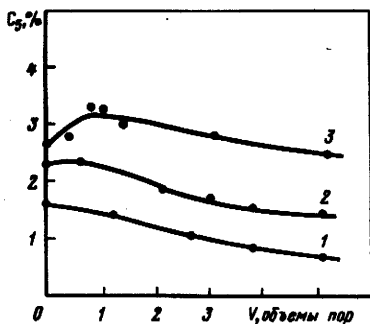


Рис. 38. Кривые выхода фракции C_{5+} в составе газовой фазы при прокачке сухого газа через истощенный пласт (сосуд PVT-соотношений, $T = 62^\circ\text{C}$): 1 - $P = 5$ МПа; 2 - $P = 3,5$ МПа; 3 - $P = 2$ МПа

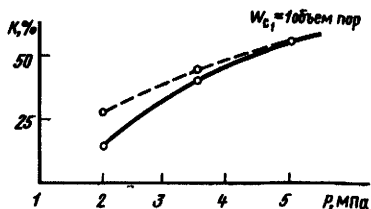


Рис. 39. Кривые коэффициента извлечения жидкой углеводородной фазы при изобарической прокачке сухого газа (метана) через истощенный до давления равного 5, 3,5 и 2 МПа сосуд PVT-соотношений, $T = 62^\circ\text{C}$ (штриховой линией дан K в пересчете на 1 объем пор при $P = 5$ МПа)

Полученные в ходе экспериментов на сосуде PVT-соотношений результаты послужили основой для составления программы соответствующих экспериментальных исследований с использованием физических моделей пласта, содержащих пористую среду. Предусматривалось изучить особенности процесса компонентоотдачи газоконденсатного пласта, истощенного до давлений, соответствующих области максимальной конденсации смеси и нормального испарения жидкой углеводородной фазы, при изобарическом вытеснении равновесной газовой фазы недонасыщенными компонентами C_{2+} газом. С целью изучения влияния количества жидкой углеводородной фазы на выход индивидуальных углеводородов программа исследований включала эксперименты на моделях пласта, различающихся содержанием жидкости. Предусматривалось также исследовать влияние температуры на динамику извлечения компонентов пластовой смеси. Значительное внимание предполагалось уделить определению зависимости длины переходной зоны от пройденного расстояния при вытеснении равновесной газовой фазы сухим газом, что представляет практический интерес в связи с оценкой требуемого объема нагнетаемого в пласт газа и прогнозированием состава добываемой углеводородной смеси.

Подготовка моделей углеводородных смесей осуществлялась в сосуде PVT-соотношений. После загрузки всех индивидуальных компонентов C_{2+} из пробоотборников (с помощью пресса ИП-6), а метана из контейнера-поджимки в расчетных количествах

смесь перемешивали и определяли коэффициент сжимаемости смеси при комнатной температуре и заданной температуре эксперимента. Получаемый график зависимости коэффициента сжимаемости смеси от давления давал возможность производить балансовые расчеты при передавлении смеси в модель пласта и при проведении процессов вытеснения смеси из модели.

На физической модели пласта длиной 1 м был выполнен эксперимент при давлении 5 МПа и температуре 62° С по моделированию процесса воздействия сухим газом на газоконденсатный пласт, характеризующийся высокой насыщенностью пористой среды жидкой углеводородной фазой (около 50% объема пор). Проницаемость пористой среды модели была равна $1,4 \cdot 10^{-14}$ м², пористость - 0,222; подобные условия типичны для частично истощенного газоконденсатного пласта и области максимальной конденсации пластовой смеси.

Результаты этого эксперимента были использованы для отработки элементов методики исследований на моделях пласта длиной 5 и 20 м.

Методикой экспериментов на моделях пласта длиной 5 м предусматривалось на первом этапе создание истощенного до 5 МПа газоконденсатного "пласта" с заданной насыщенностью жидкой углеводородной фазой, которая составляла в отдельных экспериментах от 1,9 до 48% объема пор. Высокая (48%) исходная насыщенность жидкой фазой достигалась путем вытеснения равновесной "пластовой" жидкой углеводородной фазы равновесной "газовой" газовой фазой при давлении порядка 5 МПа. "Среднюю" (12,5% объема пор) насыщенность создавали, моделируя процесс дифференциальной конденсации пластовой газоконденсатной смеси исходного (до начала разработки) состава. Для оценки насыщенности пористой среды жидкой фазой при конечном давлении процесса конденсации (5 МПа) производился параллельный опыт на сосуде PVT-соотношений, а затем вводилась поправка на сорбцию углеводородов пористой средой по результатам ранее выполненных специальных исследований. Так, при температуре 62° С исследовавшаяся газоконденсатная смесь характеризовалась при давлении 5 МПа насыщенностью жидкой фазой в сосуде PVT-соотношений в 11,5% объема системы, а в модели пласта в - 12,5% объема пор.

Низкие исходные насыщенности (1,9-2% объема пор) пористой среды жидкой фазой при давлении 5 МПа создавали за счет сорбции углеводородов породой при прокачке "равновесной" газовой фазы исходного состава через модель пласта. Величину насыщенности пористой среды жидкой углеводородной фазой (ЖУФ) в этом случае оценивали по данным покомпонентного расчета материального баланса распределения углеводородного вещества между равновесной газовой фазой - "продукцией" модели пласта и сорбированной в модели пласта частью смеси.

Таким образом подготовленная к основному эксперименту модель пласта представляла истощенную газоконденсатную

систему, характеризовавшуюся заданным содержанием ЖУФ (1,9; 2,0; 12,5; 48% объема пор), давлением 5 МПа и температурой либо 20, либо 62 °С.

Основной этап эксперимента состоял в моделировании процесса вытеснения пластовой углеводородной смеси при заданном давлении (5 МПа) и температуре (20 или 62 °С) нагнетаемым агентом. В качестве нагнетаемого агента использовали сухой углеводородный газ - метан. Использование чистого по компонентному составу метана обеспечило в процессе эксперимента надежность хроматографического контроля динамики извлечения углеводородов, содержащихся в модели пласта до начала воздействия.

Некоторые результаты изучения углеводородоотдачи модели пласта в процессе воздействия путем изобарической прокачки сухого газа представлены на рис. 40, 41. На этих рисунках сгруппированы графики изменения некоторых параметров продукции на стадии истощения модели пласта (I) и на стадии прокачки газа (II). Естественно, что на стадии истощения средний конденсатогазовый фактор (КГФ) и молекулярные массы продукции в целом и фракции C_{5+} в том числе существенно выше, нежели на последующей стадии прокачки газа. Однако, большой интерес представляют результаты, характеризующие динамику извлечения этана, бутанов, фракции C_{2-4} и C_{5+} (см. рис. 40). Чем выше молекулярная масса извлекаемого компонента, тем большее количество газа требуется прокачать через модель пласта, чтобы прекратился процесс извлечения этого компонента. Так, содержание до 0,1% снижается для этана через 1,6 объема пор газа, а для нормального бутана - только после прокачки 2,5 объемов пор. В то же время содержание стабильной части углеводородной продукции - фракции C_{5+} - мало изменяется в течение длительного этапа процесса прокачки газа; даже после прокачки 5 поровых объемов нагнетаемого агента конденсатогазовый фактор продукции лишь на 25-30% ниже значения этого параметра в начале процесса воздействия. Постепенное возрастание молекулярной массы добываемой фракции C_{5+} в процессе прокачки газа (на 10% к моменту закачки 5 поровых объемов по сравнению с началом процесса) свидетельствует о том, что эта фракция за счет испарения в прокачиваемый газ не может быть в принципе полностью извлечена из пласта: наиболее высокомолекулярная часть фракции останется в виде неизвлекаемого остатка даже после бесконечно большого количества прокачанного через пласт газа. Оценка конденсатоотдачи (для фракции C_{5+}) показала, что к концу разработки модели пласта на режиме истощения (при давлении забрасывания 5 МПа) коэффициент извлечения составил 24% от начальных запасов фракции C_{5+} . При прокачке сухого газа коэффициент извлечения C_{5+} , практически линейно зависит от объема прокачанного газа:

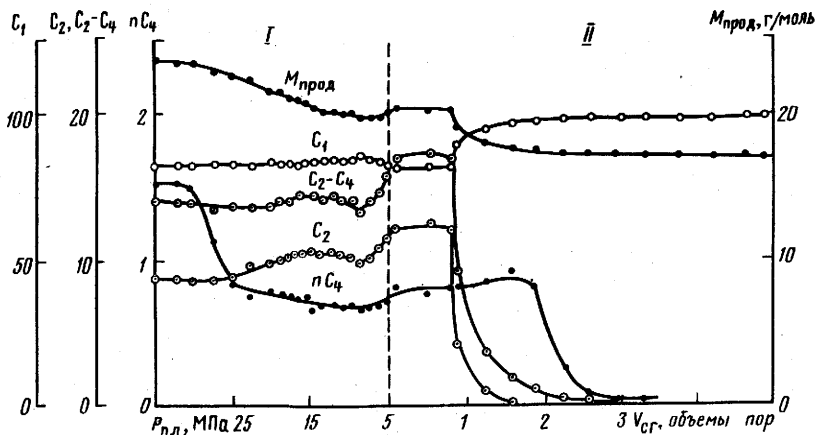


Рис. 40. График изменения мольной доли компонентов в продукции при истощении (I) и изобарическом вытеснении (II, $P_{пл} = 5$ МПа) пластовой углеводородной смеси сухим газом, модель пласта длиной 5 м

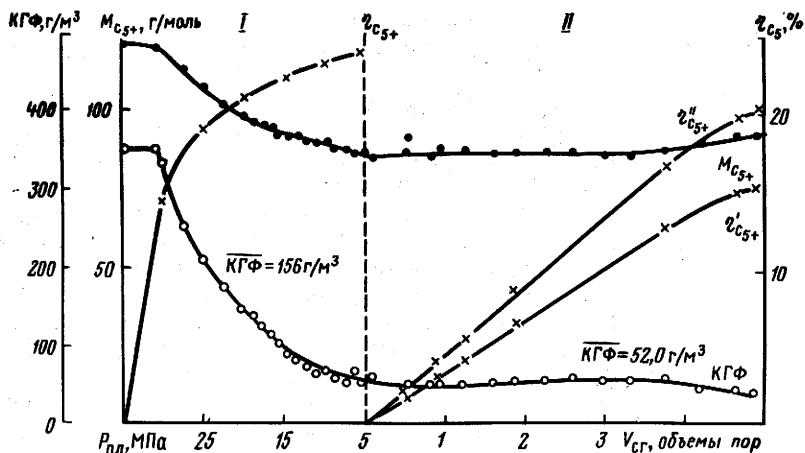


Рис. 41. Динамика истощения (I) модели пласта длиной 5 м компонентами C_{5+} и последующего вытеснения (II) компонентов сухим газом: $\eta'_{C_{5+}}$ (коэффициенты извлечения) даны в % от начальных, а $\eta''_{C_{5+}}$ - в % от остаточных ($P_{пл} = 5$ МПа) запасов C_{5+} ; $T = 62^\circ C$

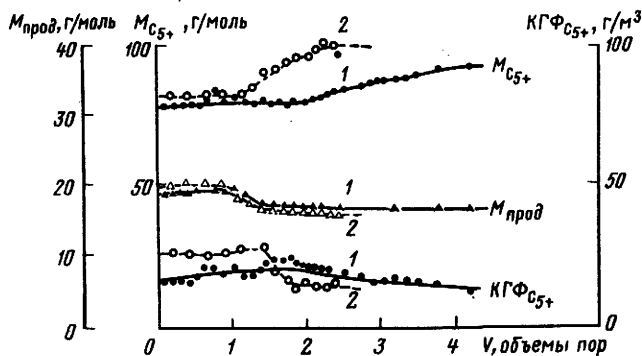


Рис. 42. Зависимость параметров продукции модели пласта длиной 5 м от объема прокачанного сухого газа при давлении 5 МПа:

1 - $T = 20^\circ\text{C}$, $S_{\text{ЖУФ}} = 2\%$ объема пор; 2 - $T = 62^\circ\text{C}$, $S_{\text{ЖУФ}} = 1,9\%$ объема пор

$$\eta_{C_{5+}} = 3,32V; \quad 0 < V \leq 4, \quad (28)$$

где V - объем прокачанного сухого газа в объемах пор; $\eta_{C_{5+}}$ - коэффициент извлечения фракции C_{5+} , в % от начальных запасов этой фракции; при $V > 4$ зависимость несколько изменяется, $\eta_{C_{5+}} < 3,32V$.

Для оценки влияния содержания ЖУФ в пористой среде на параметры углеводородоотдачи пласта при изобарической прокачке сухого газа была выполнена серия экспериментов на модели пласта длиной 5 м с исходной насыщенностью пористой среды жидкой фазой, существенно меньшей, чем равновесная насыщенность исследовавшейся газоконденсатной смеси выпавшим конденсатом (12,5% объема пор), порядка 2% объема пор. Методика создания такой насыщенности описана выше.

На рис. 42 представлены результаты двух соответствующих экспериментов по вытеснению равновесной газовой фазы модели пласта сухим газом (метаном) при температурах 20 и 62 °С. Сравнение рис. 42 с рис. 40, 41 свидетельствует о существенном различии величин всех параметров продукции в случаях вытеснения пластовой смеси сухим газом из пласта, содержащего 12,5% и 2% объема пор ЖУФ. В первом случае более высокими сохраняются в процессе допрорывного вытеснения конденсатогазовый фактор (50-60 г/м³ по сравнению с 20-25 г/м³), молярная масса продукции (20 г/моль по сравнению с 19 г/моль) и фракции C_{5+} (86-87 г/моль по сравнению с 85-86 г/моль). Если конденсатогазовый фактор и молярная масса продукции остаются в первом случае более высокими и после прорыва нагнетаемого сухого газа, то молярная масса фракции C_{5+} во втором случае начинает резко возрастать

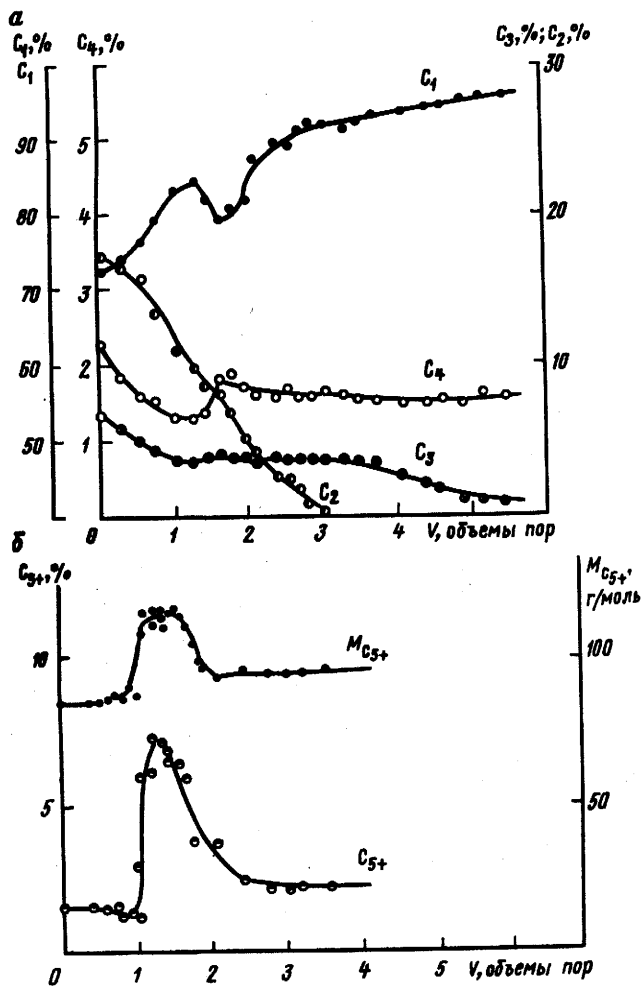


Рис. 43. График изменения содержания C_1, C_2, C_3, C_4 в равновесной газовой фазе (а), а также некоторых параметров продукции модели пласта (б) при прокачке сухого газа (метана) через модель истощенного до давления $P = 5$ МПа вуктыльского пласта; $T = 62$ С, исходная насыщенность ЖУФ равна 48% объема пор

после прорыва газа. Это объясняется быстрым истощением остаточных запасов легкой части фракции C_{5+} во втором случае. Таким образом, в газоконденсатных пластах с невысоким содержанием ЖУФ (порядка единиц процентов объема пор) прокачка газа, очевидно, нецелесообразна как метод повышения углеводородоотдачи пласта. В то же время в пластах типа продуктивного пласта - коллектора Вуктыльского ГKM с насыщенностью углеводородным конденсатом в 15-20% несомненна физическая целесообразность процесса доизвлечения выпавшего конденсата путем прокачки сухого газа при давлениях порядка 5 МПа.

Исследования показали, что температура оказывает определенное влияние на эффективность доизвлечения остаточных запасов углеводородов (см. рис. 42), однако, при значительных объемах прокачки газа влияние температуры уменьшается.

Представленные в графической форме зависимости компонентного состава продукции модели пласта от объема закачанного сухого газа (рис. 43-48) дают наглядное представление о процессе углеводородоотдачи пористой среды, содержащей двухфазную смесь. Особый интерес представляет процесс образования зоны интенсивной двухфазной фильтрации с извлечением значительного количества пластовой жидкой углеводородной фазы при прокачке сухого газа через пласт, содержащий такое количество жидкой углеводородной фазы, которое близко к критической насыщенности (см. рис. 43, 6; 44, 45). О вовлечении в фильтрацию пластовой жидкой углеводородной фазы свидетельствует динамика молярной массы фракции C_{5+} в ходе прокачки сухого газа, как это видно из приведенных рисунков. Максимальные значения величин молярной массы фракции C_{5+} достигают 115 г/моль после прокачки 1,5-2 объемов пор сухого газа.

Следует иметь в виду, что в условиях натурального пласта требуемые объемы нагнетаемого газа будут существенно меньшими вследствие степенной зависимости длины зоны перемешивания при взаимовытеснении флюидов от пройденного фронтом вытеснения расстояния. Однако, вследствие значительной неоднородности и трещиноватости натурального пласта - коллектора этот эффект будет в сильной степени ухудшен, так что в конечном счете реальная удельная потребность в нагнетаемом агенте будет близка к величинам, имеющим место при лабораторном моделировании процесса.

По результатам выполненных исследований можно сделать вывод о том, что при разработке ГKM в области максимальной конденсации пластовой смеси в качестве нагнетаемого газообразного агента, провоцирующего смещение равновесия в сторону жидкой фазы и позволяющего обеспечить двухфазную фильтрацию пластовой смеси, может быть использован пре-

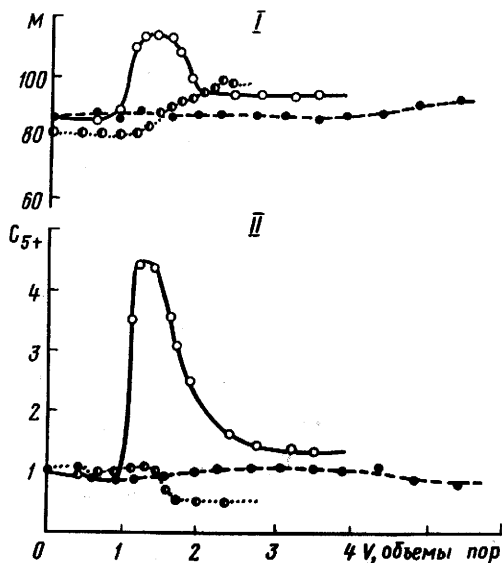


Рис. 44. Сравнительная динамика извлечения фракции C_{5+} при прокачке сухого газа (метана) через модель истощенного до давления $P = 5$ МПа вуктыльского пласта, $T = 62^\circ\text{C}$; исходное содержание ЖУФ равно 48% (сплошные линии), 12,5% (штрих) и 1,9% (пунктир) объема пор; I - молярная масса C_{5+} , в г/моль; II - относительное содержание фракции C_{5+} в продукции модели пласта

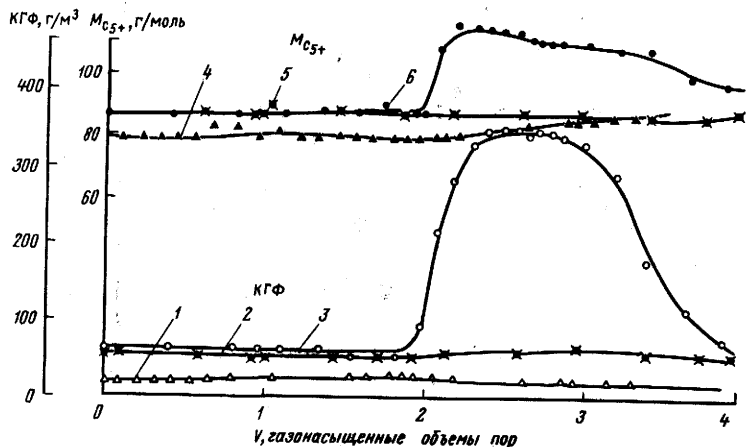


Рис. 45. Кривые изменения конденсатогазового фактора (КГФ) и молярной массы ($M_{C_{5+}}$) фракции C_{5+} продукции модели пласта при изобарическом вытеснении сухим газом (метаном): давление 5 МПа, длина модели 5 м: 1,4 - $S_{ЖУФ} = 2\%$ объема пор, $T = 20^\circ\text{C}$; 2,5 - $S_{ЖУФ} = 12,5\%$ объема пор, $T = 62^\circ\text{C}$; 3, 6 - $S_{ЖУФ} = 48\%$ объема пор, $T = 62^\circ\text{C}$

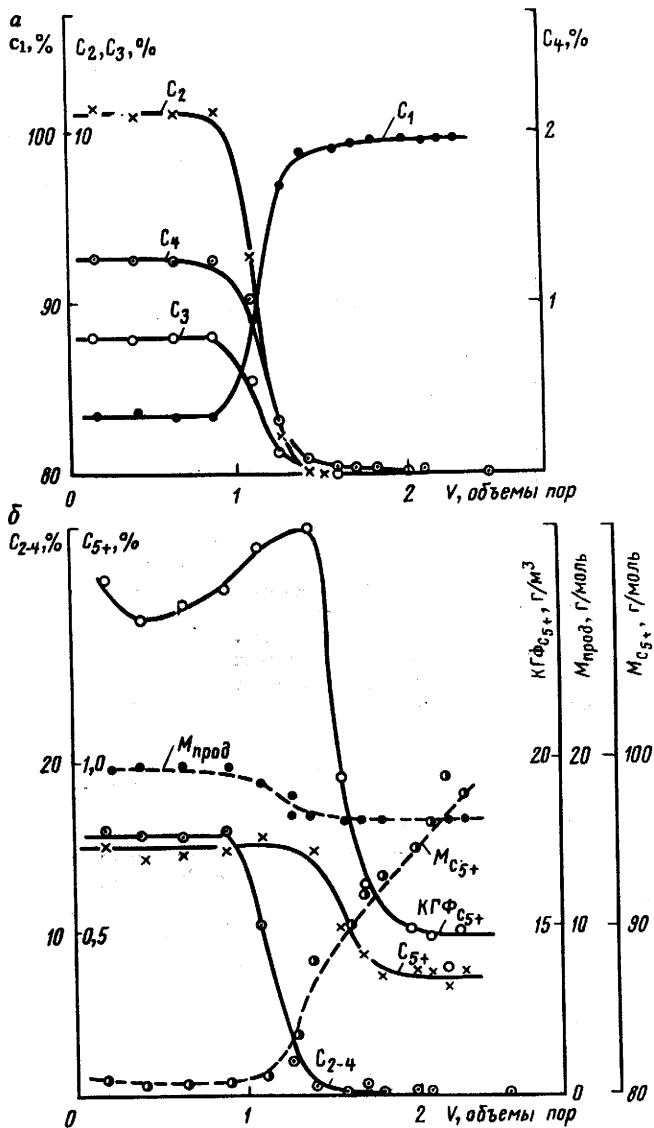
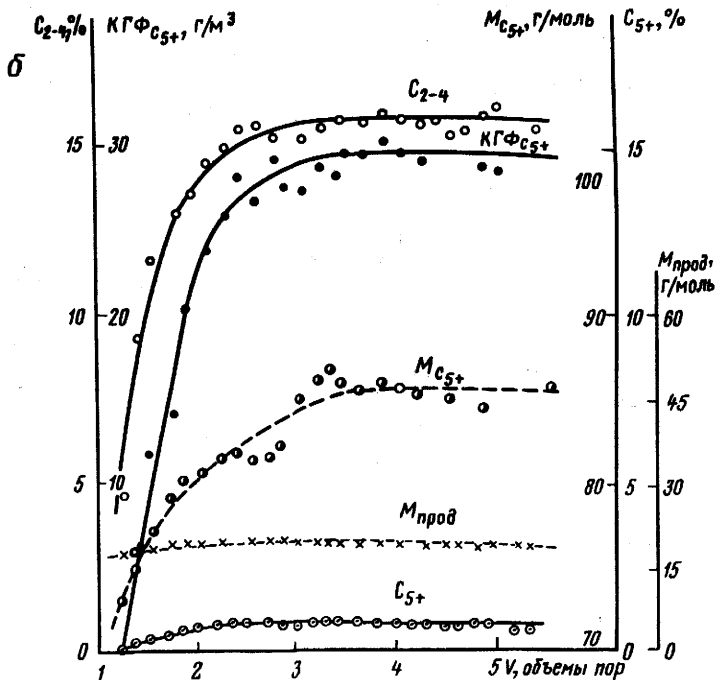
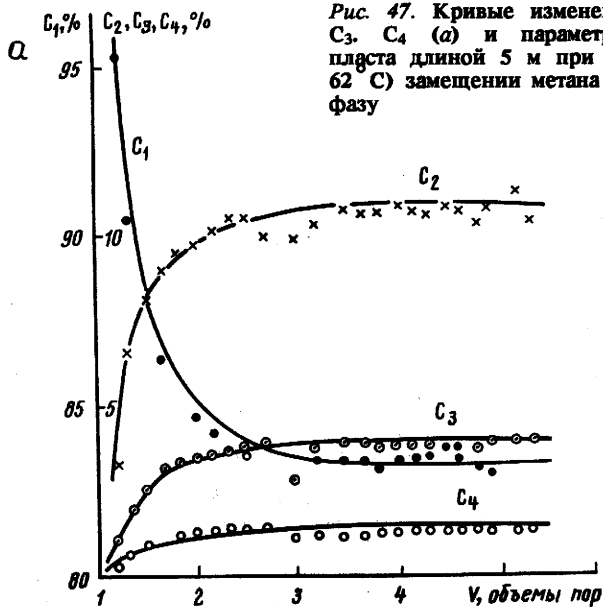


Рис. 46. Кривые изменения содержания C_1, C_2, C_3, C_4 (а) и параметров продукции модели пласта (б) длиной 5 м при изобарическом (5 МПа, 62 °С) замещении равновесной газовой фазы на метан; исходное содержание жидкой углеводородной фазы 1,9% объема пор

Рис. 47. Кривые изменения содержания C_1 , C_2 , C_3 , C_4 (а) и параметров продукции моды ч пласта длиной 5 м при изобарическом (5 МПа, 62 С) замещении метана на равновесную газовую фазу



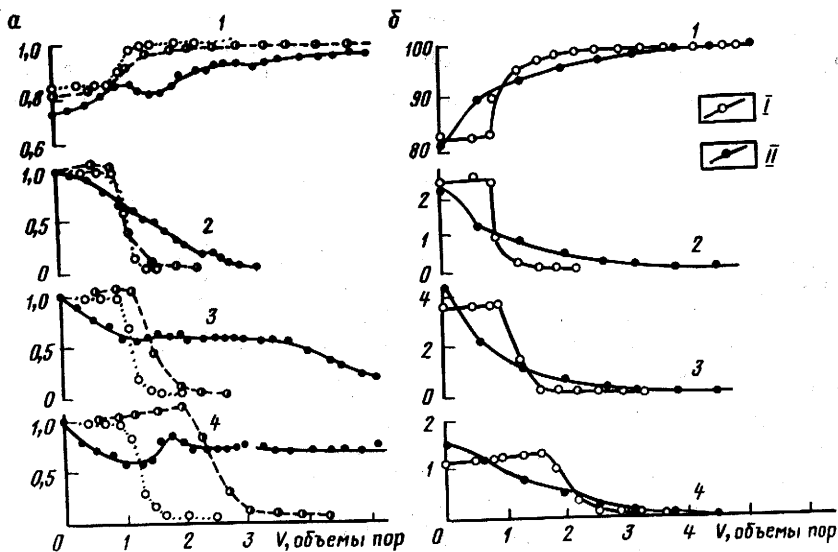


Рис. 48. Динамика относительного содержания C_1 , C_2 , C_3 , C_4 в равновесной газовой фазе при прокачке сухого газа (метана) через модель истощенного до 5 МПа вуглянского пласта; $T = 62$ С, исходная насыщенность ЖУФ равна 48% (сплошные линии), 12,5% (штрих), 1,9% (пунктир) объема пор (а) и 12,5% объема пор (б):
 1 - метан; 2 - этан; 3 - пропан; 4 - бутаны; I - модель пласта; II - сосуд PVT-соотношений

дельно осушенный природный газ (метан с минимальными примесями компонентов C_{2+}). Зонами типичного газоконденсатного пласта, наиболее подходящими для воздействия с интенсификацией двухфазной фильтрации, являются приконтурные, крыльевые участки пласта вблизи нефтяной оторочки месторождения.

Оценка показывает, что благодаря воздействию сухим газом имеется возможность дополнительно извлекать порядка 10% (от начальных запасов) жидких пластовых углеводородов зоны, в которой будет реализован процесс прокачки.

3.2. ИЗУЧЕНИЕ РАЗМЕРОВ ЗОНЫ СМЕСИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ ГАЗА ГАЗОМ

Процесс вытеснения одного газа другим в пористой среде сопровождается образованием зоны смеси этих газов. При реализации на газоконденсатном месторождении технологии воздействия на пласт путем нагнетания газа, отличающегося по

составу от равновесной в пластовых условиях газовой фазы, необходима предварительная оценка длины зоны смеси, а также получение аналитической зависимости длины зоны смеси от пройденного фронтом расстояния. Такого рода информация позволит рассчитать ожидаемые технико-экономические показатели при реализации технологии и определить эффективность процесса вытеснения пластовой газовой фазы нагнетаемым агентом.

Результаты экспериментального изучения закономерностей образования зоны смеси при взаимовытеснении смешивающихся флюидов, в частности, при вытеснении газа газом в пористой среде, представляют также теоретический интерес. Этой проблеме посвящены работы С.Н. Бузинова, Ю.П. Желтова, А.Е. Кондратьева, В.Н. Николаевского, М.А. Пешкина, Э.С. Садык-заде, Г.П. Цыбульского, Э. Маерса, К. Марле, Г. Спозито [10, 14, 17, 22, 35, 37], однако, ввиду сложности механизма переноса вещества в нерегулярных структурах вопрос о теоретическом определении коэффициентов дисперсии примеси до сих пор остается открытым. Даже в простейших случаях медленной фильтрации несжимаемых несорбируемых флюидов до конца не ясно как влияет сама пористая среда на эффективные коэффициенты диффузии. Считается, что коэффициент извилистости ξ порового пространства [10] достаточно точно связывает коэффициенты диффузии в объеме D_m и в пористой среде D_{ϕ} :

$$D_{\phi} = \frac{mD_m}{\xi}, \quad (29)$$

где m - пористость.

Однако, вычисление величины ξ как параметра реальной пористой среды на практике неосуществимо из-за крайней неупорядоченности структуры порового пространства.

Часто при обработке результатов экспериментов принимают значение $\xi \approx 1,7$, полученное теоретическим путем для упорядоченных структур (например, упаковок сферических твердых частиц). Эта величина получена из гидродинамической модели массопереноса вещества в пористой среде, но при малых скоростях фильтрации, соизмеримых со скоростями молекулярной диффузии (когда практически нет конвективного перемешивания), коэффициент извилистости ξ следует определять по формуле (29) из диффузионной модели.

В общем случае массоперенос вещества в реальных пористых средах определяется четырьмя основными процессами:

процесс фильтрации, характеризуемый скоростью фильтрации V ; его движущей силой является перепад давления;

молекулярная диффузия компонентов в поровом пространстве пласта - коллектора, характеризуемая коэффициентом диффузии D_m ; движущей силой процесса является разность концентраций; при рассмотрении потока вещества через элемент пористого

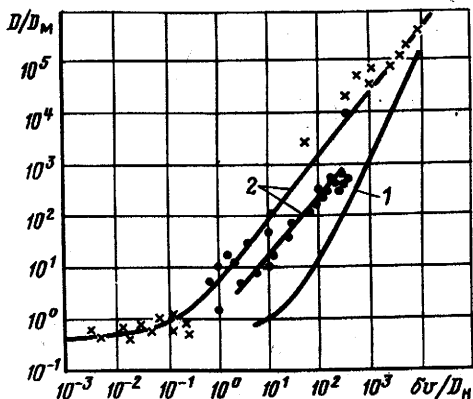


Рис. 49. Зависимость коэффициента перемешивания D от параметра $\frac{\delta v}{D_m}$ (по Блэкуэллу);

1 - теоретическая кривая; 2 - кривые, построенные по экспериментальным данным; δ - средний размер частиц пористой среды (м); v - средняя скорость фильтрации ($\text{м} \cdot \text{с}^{-1}$); D_m - коэффициент молекулярной диффузии ($\text{м}^2 \cdot \text{с}^{-1}$)

пласта при описании механизма молекулярной диффузии пользуются понятиями так называемой эффективной диффузии и коэффициента эффективной диффузии - ф-ла (29);

перемешивание вещества в движущемся потоке, или дисперсия; при достаточно высоких скоростях фильтрации по данным, например, Р. Блэкуэлла и В.Н. Николаевского коэффициент дисперсии зависит от величины скорости фильтрации v (рис. 49);

сорбция компонентов смеси, характеризуемая с одной стороны изотермой сорбции $a_i = f(C_i)$ (C_i - концентрация i -го компонента в газовой фазе, отнесенная к объему пористой среды, моль/м³; a_i - количество сорбированного вещества при концентрации C_i , отнесенное также к объему пористой среды, моль/м³) и с другой стороны - кинетическим соотношением, учитывающим скорость фазового перехода "адсорбтив-адсорбат" [35].

В условиях реального газоконденсатного пласта вдали от забоев скважин скорости фильтрации невелики и имеют порядок величин 10^{-6} м/с, а безразмерный параметр Блэкуэлла составляет при этом $\delta v/D_m < 10^{-1}$, то есть на практике можно не учитывать явления конвективного перемешивания (см. рис. 49) и кинетики сорбционных процессов на фронте вытеснения газа газом.

3.2.1. Методика исследований

Исследования выполнялись применительно к условиям опытного участка Вуктыльского НГКМ, истощенного до давлений порядка 5 МПа.

Схема экспериментальной установки представлена на рис. 50. Установка включает сменную модель пласта, а также оборудована отводом для отбора проб газа при анализе на "внешнем" хроматографе несорбирующихся компонентов (не разделяющихся на колонке хроматографа БОТАНА). Эксперименты по оценке длины зоны смеси газ - газ выполнялись с применением двух моделей пласта, имеющих параметры:

Номер модели	1	2
Длина, м	5	20
Пористость m , доли	0,222	0,260
Проницаемость $K \cdot 10^{-14}$, m^2	14	30,6
Размер частиц $\delta \cdot 10^{-5}$, м	1	1,5
Объем пор $V \cdot 10^{-3}$, m^3	0,59	3,40

Целью выполнения первой серии экспериментов было определение коэффициентов извилистости ξ пористых сред моделей пласта, на которых впоследствии предполагалось провести эксперименты по оценке длины зоны смеси углеводородный газ - метан. Для определения ξ использовались такие слабо сорбирующиеся при низком давлении (порядка 5 МПа) газы, как азот и двуокись углерода. Расчетное значение коэффициента взаимной диффузии этих веществ при давлении 5 МПа составляет $D_m = 3,0 \cdot 10^{-7}$ m^2/c [17]. Для исключения зависимости эффективной диффузии от скорости фильтрации v эксперименты проводили при низких (пластовых) величинах v , при которых выполнялось соотношение

$$\delta v / D_m < 10^{-1}. \quad (30)$$

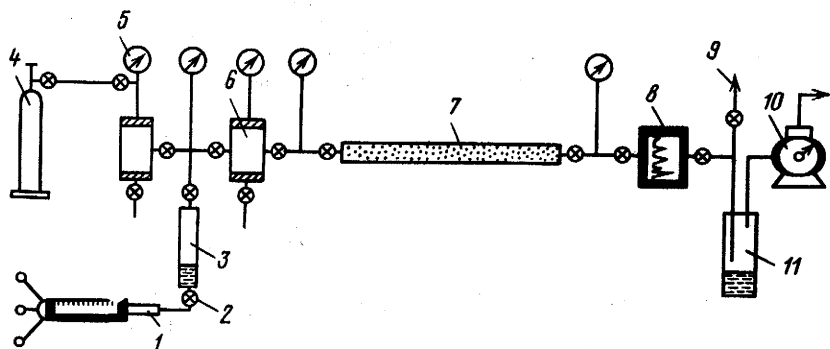


Рис. 50. Схема установки: 1 - пресс ИП-6; 2 - вентиль; 3 - пробоотборник; 4 - баллон с метаном; 5 - манометр образцовый; 6 - сосуд PVT; 7 - модель пласта; 8 - хроматограф БОТАН; 9 - отбор пробы газа при анализе несорбирующихся компонентов; 10 - счетчик газовый; 11 - сепаратор

Для определения коэффициентов эффективной диффузии по экспериментальным данным использовали известное решение в безразмерном виде:

$$\frac{\partial \tilde{C}_i}{\partial \tau} + \frac{\partial \tilde{C}_i}{\partial \tilde{x}} = \frac{D_i}{\nu L} \cdot \frac{\partial^2 \tilde{C}_i}{\partial \tilde{x}^2}, \quad (31)$$

где τ , \tilde{x} , \tilde{C}_i - безразмерные время, линейная координата и концентрация; L - длина модели пористой среды с граничными и начальными условиями, соответствующими условиям проведения опытов;

$$\tilde{C}_i(0, \tau) = 1; \quad \tilde{C}_i(\tilde{x}, 0) = 0,$$

приводящее к соотношению В.Н. Николаевского [22]:

$$D_{\text{эф}i} = \frac{\nu L}{16\pi \left(\frac{\partial \tilde{C}_i}{\partial \tau} \right)^2 \tilde{C}_i - 0,5}. \quad (32)$$

Это соотношение аналогично предложенному Дж. Арнофски [22]:

$$\gamma = \frac{1}{16\pi \left(\frac{\partial C}{\partial \tau} \right)^2},$$

где $\gamma = D/\nu l$; l - длина перемешивания.

Соотношение позволяет по углу наклона кривой изменения концентрации компонентов на выходе из модели пласта в зависимости от безразмерного времени определять коэффициенты эффективной диффузии компонентов смеси.

3.2.2. Результаты исследований

Серия экспериментов по вытеснению двуокиси углерода азотом, а также азота двуокисью углерода позволила определить величины коэффициентов извилистости ξ моделей пористых сред.

Вначале были найдены с использованием описанной выше методики (по углу наклона экспериментальных кривых изменения концентрации одного газа в смеси в процессе вытеснения его другим газом) значения коэффициентов эффективной диффузии. Затем по соотношению (29) с использованием известных величин взаимной молекулярной диффузии [17] несорбирующихся газов (азот - двуокись углерода) были получены коэффициенты извилистости ξ .

Результаты экспериментов по вытеснению двуокиси углерода азотом и азота двуокисью углерода при давлении 5 МПа представлены ниже.

Номер модели	1		2	
$v \cdot 10^{-6}$, м/с	10	5	10	5
$D \cdot 10^{-8}$, м ² /с	2,90	2,84	3,10	3,13
ξ	-	2,09	-	1,93

Эксперименты показали, что при вытеснении двуокиси углерода азотом и, наоборот, азота двуокисью углерода при одинаковых скоростях фильтрации $v \approx 10^5$ м/с получаются практически одинаковые (с точностью $\pm 5\%$) значения коэффициентов диффузии. Средние их значения равны для первой модели $D = 2,9 \cdot 10^{-8}$ м/с и для второй модели $D = 3,1 \cdot 10^{-8}$ м/с. При меньших скоростях фильтрации $v \approx 5 \times 10^{-6}$ м/с те же коэффициенты составляют $D = 2,84 \cdot 10^{-8}$ м²/с для первой и $D = 3,13 \cdot 10^{-8}$ м²/с для второй модели. Таким образом, результаты экспериментов подтверждают независимость коэффициентов эффективной диффузии от скорости фильтрации при выполнении соотношения (30).

Представляют интерес полученные с использованием диффузионной модели коэффициенты извилистости пористых сред. Вличины ξ оказались существенно большими, чем принимаются обычно, исходя из гидродинамической модели: $\xi = 2,09$ для первой модели пласта и $\xi = 1,93$ для второй модели пласта.

3.2.3. Экспериментальное изучение зависимости длины зоны смеси от пройденного расстояния при вытеснении углеводородной газообразной смеси сухим газом

При выполнении экспериментов по вытеснению углеводородной газообразной смеси сухим газом (метаном) использовались установка и методика, аналогичные описанным в разделе 3.2.1. Составы равновесных фаз вуктыльской пластовой углеводородной системы при давлении 5 МПа и исходный состав системы (при давлении 37 МПа) приведены в табл. 10. Поскольку в составе равновесной газовой фазы при данных условиях (5 МПа) преобладает метан, а содержание каждого из компонентов фракции C_{2+} в смеси не превышает 10% (этана - 9,56, пропана - 4,06% и т.д.), то влиянием компонентов друг на друга при рассмотрении диффузионных процессов (и использовании коэффициентов диффузии) можно пренебречь.

Как и в экспериментах с несорбирующимися газами вытеснение углеводородного газа сухим (метаном) проводили при скоростях фильтрации равных $5 \cdot 10^{-6}$ м/с. Таким образом, и в этом случае влияние кинетики сорбции на форму фронта практически исключалось.

Состав вуктыльского пластового газа (молярные доли, %) исходного состава и равновесных фаз системы, истощенной до давления 5 МПа

Т а б л и ц а 10

Углеводород, параметр	Давление, МПа		
	37	5	
	система	газовая фаза	жидкая фаза
Метан	79,10	83,19	16,23
Этан	8,80	9,56	6,45
Пропан	3,90	4,06	6,85
Изобутан	0,60	0,48	1,96
Бутан	1,20	1,10	4,35
Пентан	1,05	0,63	5,92
Гексан	1,26	0,50	10,32
Гептан	1,84	0,40	18,07
Нонан	1,15	0,07	14,01
Додекан	0,64	0,0052	8,90
Гептадекан	0,46	0,0001	6,94
Сумма	100	100	100

Пентаны плюс высшие	6,40	1,60	64,16
Молярная масса пентанов (г/моль)	115	86,6	126,4
КГФ (г/м ³)	327	58,5	-

Рассмотрим методику построения изотерм адсорбции из экспериментальных данных по вытеснению сухого газа газовой смесью. Предположим, компонент i смеси газов не сорбируется. Тогда, основываясь на дополнительной информации о коэффициенте молекулярной диффузии данного компонента в смеси и зная свойства пористой среды, можно вычислить величину коэффициента эффективной диффузии по соотношению (29).

Полученная величина $D_{эф, i}$ позволяет построить гипотетическую форму фронта вытеснения в случае несорбируемости компонента (рис. 51, кривая 1). В действительности, однако, компонент i сорбируется пористой средой, и поэтому фактически определенная из эксперимента кривая фронта вытеснения (кривая 2) будет смещена вправо и иметь более пологий наклон, зависящий от формы изотермы сорбции. Чтобы определить количество сорбированного вещества, например, при концентрации его в газе C'_i , достаточно определить заштрихованную площадь между двумя кривыми 1 и 2 (см. рис. 51).

Аналитическое выражение для величины заштрихованной площади имеет вид

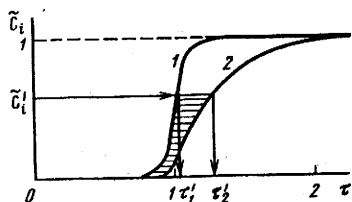


Рис. 51. Изменение концентрации c компонента i в выходящей из пористой среды смеси:
1 - компонент i не сорбируется; 2 - компонент i сорбируется пористой средой

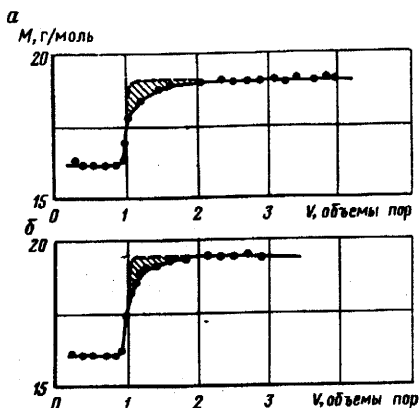


Рис. 52. Динамика молярной массы продукции при вытеснении метана газовой смесью из модели пласта длиной 5 м (а) и 20 м (б), $P = 5$ МПа, $T = 20$ С. Состав газовой смеси (молярные доли, %):
 $C_1 = 83,04$; $C_2 = 9,48$; $C_3 = 4,29$; $n_{C_4} = 0,48$; $n_{C_4} = 1,11$; $C_{5+} = 1,60$

$$S_i(\tilde{C}_i) = \tilde{C}_i(\tau_2' - \tau_1) + \int_0^{\tau_1'} \tilde{C}_{1i}(\tau) d\tau - \int_0^{\tau_2'} \tilde{C}_{2i}(\tau) d\tau, \quad (33)$$

где \tilde{C}_{1i} , \tilde{C}_{2i} - функции относительной концентрации компонента i на выходе из модели пласта для идеального (в отсутствие адсорбции) и реального случаев соответственно.

Отсюда величина адсорбции i -го компонента a_i (моль/м³), отнесенная к единице объема пористой среды, равна

$$a_i(C_i) = C_i(\tau_2' - \tau_1) + \int_0^{\tau_1'} \tilde{C}_{1i}(\tau) d\tau - \int_0^{\tau_2'} \tilde{C}_{2i}(\tau) d\tau, \quad (34)$$

где величины \tilde{C}_{1i} и \tilde{C}_{2i} имеют тот же смысл, что и в выражении (33), но выражены в "абсолютных" величинах (моль/м³).

Многочисленные эксперименты показывают, что форма фронта при малых и больших значениях \tilde{C} сильно деформирована. На рис. 51 изображен типичный для углеводородов случай, причем, с увеличением размера молекулы компонента смеси соответствующая кривая все заметнее отклоняется от симметричной S-образной кривой для гипотетического случая.

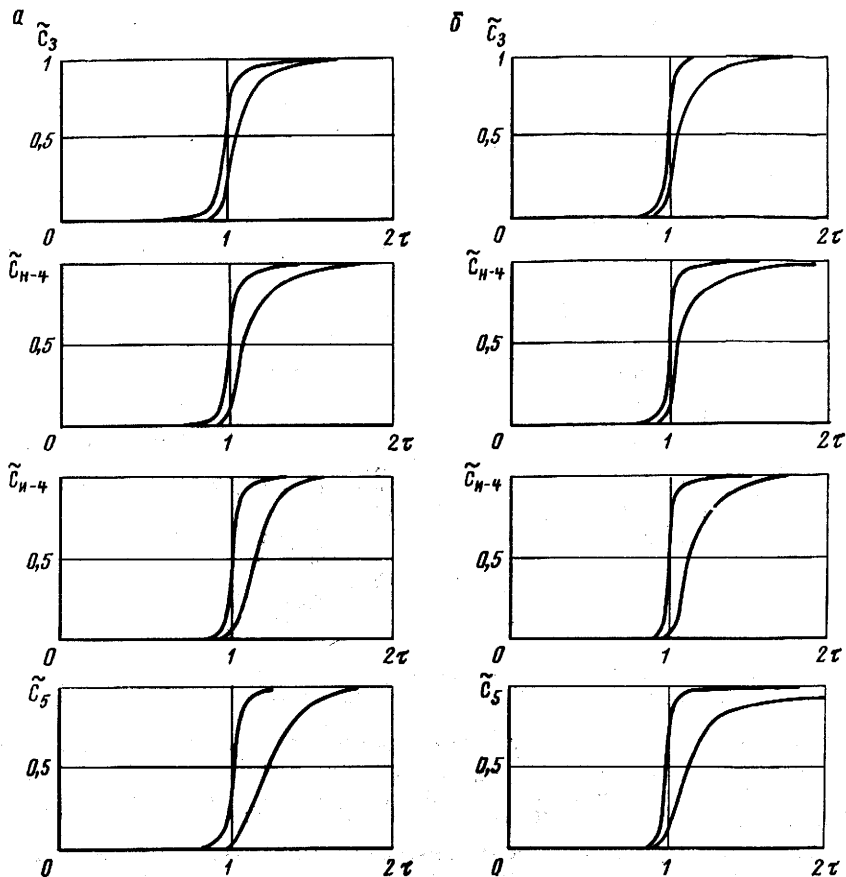


Рис. 53. Относительная длина зоны смеси для компонентов C_3 , C_4 , C_5 для модели пласта длиной 5 м (а) и 20 м (б). Экспериментальные точки на этом и последующих рисунках условно не показаны

Принципиально возможно изменение формы фронта вытеснения под влиянием кинетики фазового перехода "адсорбтив - адсорбат". Описанные опыты были повторены при других скоростях фильтрации, еще более низких ($\sim 10^{-6}$ м/с), и результаты обеих серий экспериментов совпадали; отсюда можно сделать вывод, что в условиях описанных экспериментов скорость установления адсорбционного равновесия компонентов достаточно велика.

На рис. 52, 53 представлены экспериментальные графики зон смеси для компонентов C_3 , iC_4 , nC_4 , C_5 по результатам опытов на моделях пласта номер 1 и 2. На рис. 54 представлены

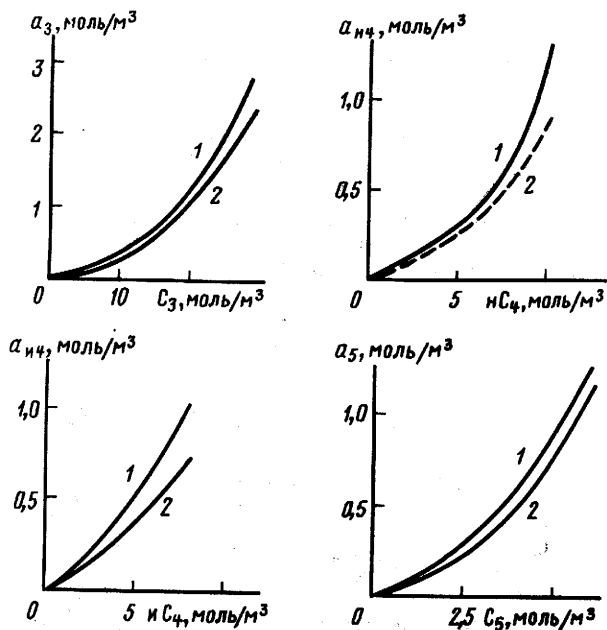


Рис. 54. Изотермы адсорбции компонентов углеводородной смеси: 1 - в модели пористой среды № 1; 2 - в модели пористой среды № 2

изотермы сорбции компонентов смеси следующего состава (в мольных %) в моделях пористых сред 1 и 2 (см. табл. 10): C_1 - 79,5; C_2 - 9,0; C_3 - 6,0; $иC_4$ - 2,2; $нC_4$ - 1,8; C_5 - 1,5.

Из рисунков видно, что изотермы сорбции, особенно наиболее тяжелых, компонентов, существенно нелинейны. Резкий подъем вверх изотерм с ростом величины C связан, по-видимому, с началом конденсации компонентов.

На рис. 55 изображены зависимости коэффициентов адсорбции

$$K_i = a_i(C_i)/C_i$$

От плотности вещества i в пористой среде (в моль/м³). Видно, что при низких плотностях коэффициент адсорбции не зависит от величины C_i и, следовательно, при этом вполне допустимо линейное приближение Генри. Значения $K_i^0 = K_i|_{C_i \rightarrow 0}$ коэф-

фициентов адсорбции при низких парциальных давлениях компонентов изображены на рис. 56,б в виде зависимости от размера молекулы углеводорода. Однако, с ростом плотности сорбируемого компонента величина K_i становится существенно

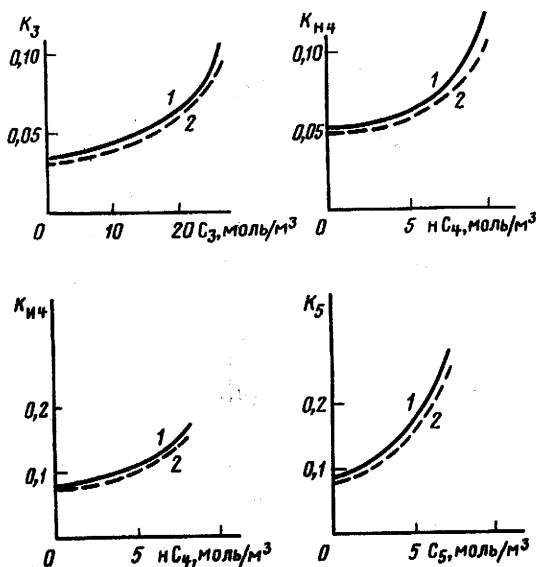


Рис. 55. Зависимость коэффициентов адсорбции от молярной концентрации компонентов углеводородной смеси: 1 - в модели пористой среды № 1; 2 - в модели пористой среды № 2

зависящей от величины C_i . Таким образом, соотношение Генри

$$a_i(C_i) = K_i C_i$$

далеко не всегда можно использовать в практических расчетах процессов вытеснения.

Как следует из изложенного, угол наклона кривой \tilde{C}_i (см. рис. 51) определяется диффузией компонента i и его свойством сорбироваться данной пористой средой. Ясно, что при достаточно больших коэффициентах Генри K_i и достаточно малых коэффициентах диффузии $D_{i\phi}$, ширина фронта вытеснения будет определяться в первую очередь сорбцией компонентов смеси. Интересно получить критерий подобия, позволяющий определять возможность пренебрежения диффузией компонентов при расчете ширины фронта вытеснения. Из выражения (32) следует, что ширина фронта в отсутствие сорбции близка к значению (в безразмерном виде)

$$\Delta \tau_g = 4\sqrt{\frac{\pi D}{vL}}$$

В том случае, если ширина фронта определяется только сорбцией (диффузия отсутствует), она равна для линейных изотерм $\Delta\tau_c = 2a_i/C_i = 2K_i$. Если изотерма нелинейна, в качестве K_i можно брать его среднее значение.

Искомый критерий имеет вид:

$$\Pi = \frac{\Delta\tau_c}{\Delta\tau_g} = \frac{K_i}{2} \sqrt{\frac{vL}{\pi D_i}} \quad (35)$$

Если $\Pi > 1$, то ширина переходной зоны определяется, в первую очередь, сорбцией и при ее оценках диффузией можно пренебречь. Если же $\Pi < 1$, то диффузия играет определяющую роль в формировании фронта вытеснения. Легко видеть, что выражение (35) определяет критическое расстояние L , после прохождения фронтом которого диффузия перестает влиять на его формирование. Это критическое расстояние равно

$$L_{кр} = \frac{D_i}{K_i^2} \frac{4\pi}{v} \quad (36)$$

Таким образом, на больших расстояниях ($L \gg L_{кр}$) ширину фронта можно оценить по выражению:

$$\Delta L_i = 2LK_i \quad (37)$$

Наибольшее значение ΔL_i , как и наибольшее критическое расстояние $L_{кр}$, имеют наиболее легкие компоненты. Из экспериментальных данных, приведенных в данном разделе, следует, что оценки критического расстояния (36) и ширины зоны смеси (37) для газоконденсатных систем наиболее целесообразно проводить по компонентам C_3 - C_4 . При этом в качестве K_i выбирается некоторое среднее значение, характерное для изотермы сорбции данного компонента.

Известно [22], что при отсутствии сорбции ширина зоны смеси пропорциональна $\sim L$ (это видно и из выражения для $\Delta\tau_g$). В случае сорбируемости примеси при $L \gg L_{кр}$ ширина зоны смеси пропорциональна L (см. 37). При $\Pi \approx 1$ показатель степени при L должен находиться в пределах $0,5 \leq n \leq 1$. Действительно, обработка результатов экспериментов для моделей пористых сред № 1 и № 2 (см. разд. 3.2.1) показала, что $n \approx 0,7$. При этом для модели № 1 ($L = 5$ м) $\Pi = 0,88$, для модели № 2 ($L = 20$ м) $\Pi = 1,76$, а $L_{кр} = 6,5$ м (расчеты проведены по пропану). При аналогичных условиях в пласте

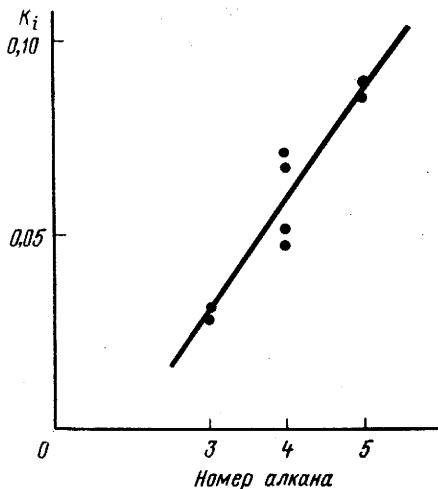


Рис. 56. Зависимость коэффициента адсорбции Генри при низкой концентрации компонентов УВ-смеси в пористой среде от порядкового номера алканового углеводорода ($K_i = 0,002 M_i - 0,0586$). Верхняя точка каждой пары относится к модели пласта № 1, нижняя - к модели пласта № 2. При $i = 4$ верхняя пара получена для iC_4 , нижняя - для nC_4

критерий будет принимать большие значения, так как характерные расстояния существенно превышают $L_{кр} = 6,5$ м.

Таким образом, формирование фронта вытеснения в газоконденсатонасыщенных пластах происходит под влиянием двух процессов: диффузии и сорбции. Сорбируемость компонентов пластовой смеси может привести к тому, что фактором, определяющим форму и ширину фронта вытеснения, является сорбция; в этом случае выполняется соотношение $\Pi \gg 1$. В то же время при $\Pi \sim 1$ ширина фронта зависит от пройденного расстояния как L^n , причем показатель степени n может варьировать в пределах $0,5 \leq n \leq 1$, что и подтверждают эксперименты.

Использование формулы (37) и данных рис. 56 позволяет оценить длины зон смеси как для отдельных компонентов вытесняемой пластовой равновесной газовой фазы, так и для этой фазы в целом. Например, для этана, пропана, бутанов, пентанов длины зон смеси составят соответственно: при пройденном фронтом вытеснения расстоянии 500 м около 1,5, 29,6, 57,6, 85,7 м; при пройденном расстоянии 1000 м около 3,1, 59,2, 115,2, 171,4 м. Для пластовой газовой фазы (по фракции C_{2+}) соответствующие длины зон смеси будут равны 24,4 и 48,7 м, то есть составят около 5% расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами.

Оценка длины зоны смеси по формуле (37) дает наименьшие значения этого параметра, которые следует использовать при определении момента начала контроля за прорывом нагнетаемого газа к добывающим скважинам. Учитывая результаты исследований по испаряемости компонентов C_{2+} в прокачиваемый газ, а также существенное отличие ожидаемого коэффициента

охвата пласта от единицы, при составлении, например, регламента на закачку сухого газа необходимо предусмотреть соответствующие мероприятия контроля на добывающих скважинах в расчетные периоды времени после начала закачки газа.

3.3. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ СУХИМ ГАЗОМ

Развитие методов численного моделирования и современной электронно-вычислительной техники позволяет эффективно решать реальные задачи многокомпонентной фильтрации.

Математическое описание процессов фильтрации пластовых флюидов сводится к решению краевых задач для системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных.

Точные или приближенные аналитические решения этих задач, пригодные для практического использования, можно получить для фильтрационных потоков простой геометрии и при использовании различных упрощающих предположений о механизме процесса. Однако, большинство реальных фильтрационных потоков имеют сложную форму и описываются системами нелинейных дифференциальных уравнений, получить аналитическое решение которых невозможно; эти уравнения решаются приближенными численными методами с использованием ЭВМ [16].

При построении численной модели и алгоритмов используется дискретное представление переменных и дифференциальных операторов уравнений, а также области течения.

Используя допущения о локальном термодинамическом равновесии фаз, справедливости обобщенного закона Дарси, пренебрегая малым влиянием капиллярных, диффузионных сил и гравитаций, изотермическую фильтрацию многокомпонентной смеси можно описать следующей системой дифференциальных уравнений:

$$\operatorname{div}(kh \beta_i \operatorname{grad} P) = \frac{\partial}{\partial t} (mhN z_i), \quad i = \overline{1, l},$$

$$\text{где } \beta_i = \left(\frac{f_r \rho_r y_i}{\mu_r M_r} + \frac{f_x \rho_x x_i}{\mu_x M_x} \right);$$

$$N = S \frac{\rho_x}{M_x} + (1 - S) \frac{\rho_r}{M_r}; \quad (38)$$

$$S = 1 - S_r.$$

Уравнения (38) являются уравнениями баланса количества каждого из компонентов в дифференциальной форме. Суммируя

уравнения для компонентов и заменив последнее уравнением баланса общего количества смеси в случае тонкого горизонтального пласта в пренебрежении вертикальным движением флюида, получаем эквивалентную систему:

$$\operatorname{div}(kh \beta_i \operatorname{grad} P) = mh \frac{\partial}{\partial t} (Nz_i), \quad i = \overline{1, l-1};$$

$$\operatorname{div}(kh \beta \operatorname{grad} P) = mh \frac{\partial N}{\partial t}, \quad (39)$$

$$\text{где } \beta = \sum_{i=1}^l \beta_i$$

Введенные величины связаны дополнительными соотношениями:

$$y_i = \frac{z_i K_i}{1 + \nu(K_i - 1)};$$

$$x_i = \frac{z_i}{1 + \nu(K_i - 1)};$$

$$S = \frac{(1 - \nu) \rho_r M_{\text{ж}}}{(1 - \nu) \rho_r M_{\text{ж}} + \nu \rho_{\text{ж}} M_r}, \quad (40)$$

$$\text{где } \nu - \text{корень уравнения } \sum_{i=1}^l \frac{(K_i - 1) z_i}{1 + (K_i - 1) \nu} = 0;$$

$$M_r = \sum_{i=1}^l y_i M_i; \quad M_{\text{ж}} = \sum_{i=1}^l x_i M_i; \quad K_i = \frac{y_i}{x_i},$$

и условиями нормировки состава

$$\sum_{i=1}^l z_i = \sum_{i=1}^l y_i = \sum_{i=1}^l x_i = 1.$$

Условные обозначения, используемые при описании модели: K_i - константа равновесия i -го компонента; z_i - мольная доля i -го

компонента в смеси; y_i, x_i - мольные доли i -го компонента в газовой и жидкой фазах; v - мольная доля газовой фазы; $\rho_{г}, \rho_{ж}$ - плотности газовой и жидкой фаз; $\mu_{г}, \mu_{ж}$ - вязкости газовой и жидкой фаз; k, m - абсолютная проницаемость и пористость пласта; $f_{г}, f_{ж}$ - относительные фазовые проницаемости газовой и жидкой фаз; h - эффективная мощность пласта; $M_{г}, M_{ж}$ - молярные массы газовой и жидкой фаз; M_i - молярная масса i -го компонента; S - насыщенность порового пространства жидкой фазой; N - число молей в единице объема смеси; P - давление; t - время; l - число компонентов в системе.

Мольная доля газовой фазы определяется следующим образом:

$$\text{если } \sum_{i=1}^l z_i K_i < 1, \text{ то } v = 0$$

(смесь в однофазном жидком состоянии);

$$\text{если } \sum_{i=1}^l z_i / K_i < 1, \text{ то } v = 1$$

(смесь в однофазном газовом состоянии);

если условия не выполняются, то v находится в интервале $[0 < v < 1]$ и является единственным корнем уравнения концентраций (40).

Искомыми функциями в рассматриваемой модели являются давление и мольные доли компонентов в смеси.

Для построения замкнутой системы уравнений многокомпонентной фильтрации необходимо задать соотношения для плотностей, вязкостей, констант равновесия компонентов и относительных фазовых проницаемостей. Значения $\rho_{г}, \rho_{ж}, \mu_{г}, \mu_{ж}$ вычисляются по формулам:

$$\rho_{г} = \rho_{г}^0 \left(\frac{P}{P^0} \right)^{\lambda_1} \left(\frac{M_{г}}{M_{г}^0} \right)^{\lambda_2}; \quad \rho_{ж} = \rho_{ж}^0 \left(\frac{P}{P^0} \right)^{\lambda_3} \left(\frac{M_{ж}}{M_{ж}^0} \right)^{\lambda_4};$$

$$\mu_{г} = \mu_{г}^0 \left(\frac{P}{P^0} \right)^{\lambda_5} \left(\frac{M_{г}}{M_{г}^0} \right)^{\lambda_6}; \quad \mu_{ж} = \mu_{ж}^0 \left(\frac{P}{P^0} \right)^{\lambda_7} \left(\frac{M_{ж}}{M_{ж}^0} \right)^{\lambda_8};$$

Здесь индекс "0" относится к исходному состоянию пластовой системы, $\lambda_1 - \lambda_8$ - постоянные.

Используя предложенные В.С. Митлиным и Г.П. Цыбульским математическую модель и программу [16], авторы совместно с Б.В. Макеевым и М.И. Фадеевым выполнили расчеты процесса вытеснения двухфазной газоконденсатной смеси сухим газом, результаты которых были подтверждены описанными в работе экспериментами.

Особенность осуществляемых в соответствии с программой расчетов фазового равновесия состоит в том, что константы равновесия считаются зависящими от давления, температуры и одного параметра состава R , задаваемого в виде:

$$R = \frac{C_{\text{пром}}}{C_{\text{пром}} + C_{\text{тяж}} + d},$$

где $C_{\text{пром}}$ и $C_{\text{тяж}}$ - соответственно доли промежуточных и тяжелых компонентов в смеси; d - постоянная величина, определяемая из равенства параметров состава для газовой и жидкой фаз исходной пластовой системы.

Исходной информацией при построении интерполяционных полиномов для констант равновесия являются данные экспериментальных исследований на бомбе PVT-соотношений или результаты расчета парожидкостного равновесия свойств углеводородных многокомпонентных смесей с использованием уравнений состояния Пенга - Робинсона [16]. Рассчитанные значения констант равновесия, плотностей и вязкостей фаз служат основой построения интерполяционных полиномов для K_r ,

ρ_r , $\rho_{\text{ж}}$, μ_r , $\mu_{\text{ж}}$.

Функции фазовых проницаемостей задаются в двух формах. В первой форме f_r и $f_{\text{ж}}$ задаются зависящими только от насыщенностей. Во второй - фазовые проницаемости зависят и от состава пластовой смеси.

Функции фазовых проницаемостей выбирались в виде:

$$f_{\text{ж}} = \begin{cases} \left(\frac{S - S^*}{1 - S^*} \right)^\gamma, & S \geq S^* \\ 0, & S < S^* \end{cases};$$

$$f_r = \begin{cases} \left(\frac{S_r - S_r^*}{1 - S_r^*} \right)^\gamma, & S_r \geq S_r^* \\ 0, & S_r < S_r^* \end{cases},$$

где S^* и S_r^* - пороги гидродинамической подвижности жидкой и газовой фаз.

В первом случае величины S^* и S_r^* постоянны. Во втором - зависимость фазовых проницаемостей от состава учитывается через коэффициент межфазного поверхностного натяжения σ , определяемый по формуле:

$$\sigma^{1/4} = \sum_{i=1}^l (P_{ch})_i \left(x_i \frac{\rho_{ж}}{M_{ж}} y_i \frac{\rho_{г}}{M_{г}} \right),$$

где $(P_{ch})_i$ - парахор i -го компонента.

Пороги подвижности фаз определялись так, чтобы при $\sigma \rightarrow 0$ фазовые проницаемости переходили в прямые:

$$S^* = \frac{\alpha_1 \sigma}{\alpha_2 + \sigma};$$

$$S_r^* = S^*/3;$$

$$\gamma = \alpha_1 + \alpha_2 S^*.$$

Коэффициенты α_1 и α_2 в выражении для S^* определяются из экспериментальных исследований по фильтрации углеводородных смесей различного состава.

При решении уравнений фильтрации для пласта, дренируемого системой эксплуатационных и нагнетательных скважин, необходимо систему уравнений (39) переписать с учетом членов источников и стоков, которые заменяют граничные условия на скважинах.

Суммарный дебит или приемистость скважин при отборе или закачке (в k -м уравнении) в единицах массы определяется выражением:

$$\text{для эксплуатационных скважин } Q_k^* = \frac{Q}{\sum_{k=1}^n M_k} \frac{\epsilon_k}{\epsilon_k}, \quad (41)$$

где $\epsilon_k = \beta_k / \beta$.

Для нагнетательных скважин Q_k^* - заданная величина, где ϵ_k - мольная доля k -го компонента в потоке.

С учетом формулы (41) система (39) переписывается в виде:

$$\operatorname{div}(kh \beta_k \operatorname{grad} P) + \sum_{j=1}^{w_0} Q_{i,k}^* \delta(x-x_j^*, y-y_j^*) +$$

$$+ \sum_{j=1}^{w_n} Q_{j,k}^n \delta(x-x_j^n, y-y_j^n) = \frac{\partial(Nz_k)}{\partial t} mh, \quad (42)$$

$$k = \overline{1, l};$$

$$\operatorname{div}(kh \beta \operatorname{grad} P) + \sum_{j=1}^{w_0} Q_j^0 \delta(x-x_j^0, y-y_j^0) +$$

$$+ \sum_{j=1}^{w_n} Q_j^n \delta(x-x_j^n, y-y_j^n) = \frac{\partial N}{\partial t} mh, \quad (43)$$

где w_0 и w_n - число эксплуатационных и нагнетательных скважин; x_j^n, y_j^n - координаты нагнетательных скважин; x_j^0, y_j^0 - координаты эксплуатационных скважин; $\delta(x, y)$ - дельта-функция Дирака.

Система (42-43) в отличие от системы (39) содержит $(l + 1)$ уравнение, а (43) получено с использованием условия нормировки состава смеси $\sum_{k=1} z_k = 1$ в дальнейшем заменяется

это условие.

Аппроксимируя систему (42), (43) в узлах прямоугольной равномерной по каждой из координат сетке системой конечно-разностных уравнений, получим:

$$k_{i+1/2,j} h_{i+1/2,j} \beta_{i+1/2,j,k}^n \frac{P_{i,j}^{n+1} - P_{i,j}^{n+1}}{(\Delta x)^2} +$$

$$+ k_{i-1/2,j} h_{i-1/2,j} \beta_{i-1/2,k}^n \frac{P_{i-1,j}^{n+1} - P_{i,j}^{n+1}}{(\Delta x)^2} + \quad (44)$$

$$+ k_{i,j+1/2} h_{i,j+1/2} \beta_{i,j+1/2,k}^n \frac{P_{i,j+1}^{n+1} - P_{i,j}^{n+1}}{(\Delta y)^2} +$$

$$+ k_{i,j-1/2} h_{i,j-1/2} \beta_{i,j-1/2,k}^n \frac{P_{i,j-1}^{n+1} - P_{i,j}^{n+1}}{(\Delta y)^2} +$$

$$+ Q_{i,j,k}^n = m_{i,j} h_{i,j} \left[\left(\frac{N}{P} \right)_{i,j}^{n,\alpha_1} P_{i,j}^{n+1} z_{i,j,k}^{n+1} - \right.$$

$$- \left[\left(\frac{N}{P} \right)_{i,j}^{n,\alpha_1} P_{i,j}^n z_{i,j,k}^n \right] / \Delta t, \quad k = \overline{1, l};$$

$$k_{i+1/2,j} h_{i+1/2,j} \beta_{i+1/2,j}^n \frac{P_{i+1,j}^{n+1/2} - P_{i,j}^{n+1/2}}{(\Delta x)^2} +$$

$$k_{i-1/2,j} h_{i-1/2,j} \beta_{i-1/2,j}^n \frac{P_{i-1,j}^{n+1/2} - P_{i,j}^{n+1/2}}{(\Delta x)^2} +$$

$$k_{i,j+1/2} h_{i,j+1/2} \beta_{i,j+1/2}^n \frac{P_{i,j+1}^n - P_{i,j}^n}{(\Delta y)^2} +$$

(45)

$$k_{i,j-1/2} h_{i,j-1/2} \beta_{i,j-1/2}^n \frac{P_{i,j-1}^n - P_{i,j}^n}{(\Delta y)^2} + Q_{i,j}^n =$$

$$= 2m_{i,j} h_{i,j} \left[\left(\frac{N}{P} \right)_{i,j}^{n,\alpha_2} P_{i,j}^{n+1/2} - \left(\frac{N}{P} \right)_{i,j}^{n,\alpha_1} P_{i,j}^n \right] / \Delta t;$$

$$k_{i+1/2,j} h_{i+1/2,j} \beta_{i+1/2,j}^n \frac{P_{i+1,j}^{n+1/2} - P_{i,j}^{n+1/2}}{(\Delta x)^2} +$$

$$k_{i-1/2,j} h_{i-1/2,j} \beta_{i-1/2,j}^n \frac{P_{i-1,j}^{n+1/2} - P_{i,j}^{n+1/2}}{(\Delta x)^2} +$$

(46)

$$k_{i,j+1/2} h_{i,j+1/2} \beta_{i,j+1/2}^n \frac{P_{i,j+1}^{n+1} - P_{i,j}^{n+1}}{(\Delta y)^2} +$$

$$k_{i,j-1/2} h_{i,j-1/2} \beta_{i,j-1/2}^n \frac{P_{i,j-1}^{n+1} - P_{i,j}^{n+1}}{(\Delta y)^2} + Q_{i,j}^n =$$

$$= 2m_{i,j} h_{i,j} \left[\left(\frac{N}{P} \right)_{i,j}^{n+\alpha_3} P_{i,j}^{n+1} - \left(\frac{N}{P} \right)_{i,j}^{n+\alpha_2} P_{i,j}^{n+1/2} \right] / \Delta t.$$

Здесь i, j - нумерация узлов по координатам x и y ; k - номер компонента; n - нумерация шагов по времени; $\Delta x, \Delta y, \Delta t$ - шаги по пространству и по времени; $Q_{i,j,k}^n$ - дебит закачки (отбора) для k -го компонента в данном узле; $Q_{i,j}^n$ - суммарный дебит закачки (отбора) в данном узле; $\alpha_2 - \alpha_1 = \alpha_3 - \alpha_2 = 1/2$.

Алгоритм решения системы уравнений (44) - (46) представлен на рис. 57 и состоит в следующем. Поле давлений находится из уравнений (45), (46) методом переменных направлений типа Писмена-Рэчфорда. Для решения возникающих при этом систем линейных уравнений с трехдиагональной матрицей применяется метод прогонки.

Далее явным образом находятся поля концентраций из уравнения (44) для компонентов. При расчете фазового равновесия уравнение для определения мольной доли газовой фазы v решается методом Ньютона. Коэффициенты проводимостей в половинных узлах вычисляются на старом временном слое по правилу "против тока" [16].

Аппроксимация по времени имеет первый порядок точности по Δt , при этом величина $\left(\frac{N}{P} \right)^{n+1/2}$ определялась при помощи аппроксимации вида:

$$\left(\frac{N}{P} \right)^{n+1/2} = 1,5 \left(\frac{N}{P} \right) - 0,5 \left(\frac{N}{P} \right)^{n-1}.$$

Предложенная разностная схема является трехслойной, поэтому для вычислений на первом шаге необходимо применять итерационный алгоритм, либо проводить расчеты на первых шагах с постепенным увеличением дебитов скважин.

Производные по времени на первом шаге аппроксимируются выражениями нулевого порядка точности:

$$\frac{\partial N}{\partial t} = \left(\frac{N}{P} \right)^0 \frac{P^1 - P^0}{\Delta t} + 0(1);$$

$$\frac{\partial N z_k}{\partial t} = \left(\frac{N}{P} \right)^0 \frac{P^1 z_k^1 - P^0 z_k^0}{\Delta t} + 0(1),$$

погрешности аппроксимации малы, поскольку малы возмущения начального распределения P и z_k . Данный трехслойный метод первого порядка точности является неявным по давлению и явным по концентрациям, т.е. он условно устойчив по z_k , что накладывает определенные ограничения на шаг по времени и характерную величину градиента давления.

Контроль за счетом осуществляется путем проверки условий полного и покомпонентного баланса, а также проверки условия консервативности в каждом узле разностной сетки.

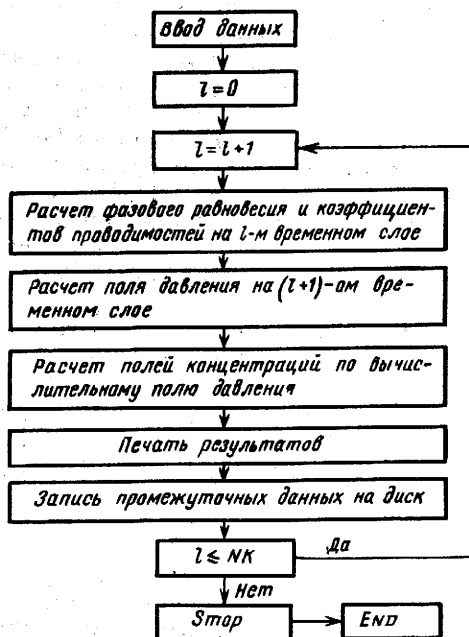


Рис. 57. Алгоритм расчета процесса вытеснения пластовых флюидов

Использование трехслойной разностной схемы позволяет избежать итерационных процессов, что в значительной мере сокращает затраты машинного времени при численном моделировании процессов многокомпонентной фильтрации.

Рассмотрим постановку задачи применительно к условиям конкретного газодобывающего объекта.

С целью доизвлечения углеводородного сырья на текущей стадии разработки Вуктыльского ГКМ было предложено реализовать на опытном участке в районе скважин № 129-195 (зона УКПГ-8) один из методов активного воздействия на газоконденсатный пласт путем закачки недонасыщенной газовой фазы (сухого газа) в условиях аномально низких пластовых давлений. В такой постановке задача предложена впервые ВНИИГАЗом совместно с СеверНИПИгазом. При этом преследуются две цели. Во-первых, заменить равновесную пластовую газовую фазу, богатую промежуточными компонентами $C_2 - C_4$, сухим газом (тюменский газ), практически состоящим из метана (см. табл. 8). Во-вторых, вовлечь в процесс разработки пластовую жидкую фазу путем испарения находящихся в жидкой фазе углеводородов в прокачиваемую через пласт недонасыщенную газовую фазу, поддерживая при этом энергетическое состояние объекта. В связи с этим во ВНИИГАЗе под руководством авторов выполнен комплекс теоретических и экспериментальных исследований по отработке технологических процессов воздействия на пласт Вуктыльского ГКМ в условиях аномально низких пластовых давлений (ниже давления максимальной конденсации пластовых углеводородов).

Фазовая характеристика вуктыльской пластовой смеси на текущий момент разработки месторождения близка к характеристике этой смеси при давлении максимальной конденсации: относительный объем равновесной жидкой фазы составляет 10-15% от объема порового пространства, содержание компонентов C_5+ в равновесной газовой фазе не превышает 50 г/м³.

При аналитическом исследовании процесса прокачки сухого газа вуктыльскую пластовую систему, истощенную до 5 МПа, моделировали многокомпонентной смесью углеводородов с параметрами, близкими к параметрам реальной системы.

Состав сухого газа (вытесняющего агента) в исследованиях принимали соответствующим составу тюменского газа. Составы используемых в расчетах смесей, в мольных долях, %:

Компонент	N_2	C_1	C_2	C_3	iC_4	nC_4	Φ_1	Φ_2	Φ_3	Сумма
Система:										
пластовая тюменский газ (газ закачки)	3,150	59,16	8,6	4,91	0,93	2,0	4,39	12,46	4,40	100
	0,49	98,89	0,35	0,19	0,03	0,05	-	-	-	100

В расчетах процесса вытеснения пластовых углеводородов сухим газом рассматривались два варианта размещения скважин

на опытном участке. В первом варианте предусматривалось бурение трех нагнетательных скважин между двумя галереями действующих эксплуатационных скважин (скважины номер 127, 158, 195, 151, 150 и номер 7, 129, 130, 133), расстояние между которыми 700-1000 м. Суммарный дебит нагнетательных скважин в расчетах был принят равным 600 тыс. м³/сут. Расстояние между нагнетательными и эксплуатационными скважинами 450-1000 м. В расчетах было принято, что опытный участок имеет прямоугольную форму и характеризуется длиной 3800 м при ширине 1800 м.

Во втором варианте предусматривалась закачка сухого газа производить через скважины номер 158, 195, 151 с суммарным дебитом 1,5 млн. м³/сут.; в качестве добывающих могли быть использованы скважины действующего эксплуатационного фонда (номер 7, 129, 130, 133, 150, 127, 128). Таким образом, этот вариант не требует дополнительных капитальных вложений в бурение нагнетательных скважин.

Закачка сухого газа позволит замедлить темп снижения давления в зоне воздействия и обеспечит достаточно стабильные дебиты добывающих скважин. Значительные расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами позволят получить приемлемый коэффициент охвата пласта с практически полным вытеснением пластового газа сухим в охваченной вытеснением части пласта.

Для расчета вытеснения пластовой газовой фазы сухим газом использовалась математическая модель двумерной двухфазной многокомпонентной фильтрации, описание которой приведено выше.

Трециновато-пористый пласт - коллектор Вуктыльского месторождения отличается большими эффективными толщинами и высокой степенью неоднородности как по площади, так и по разрезу продуктивной толщи. В математической модели использовались осредненные данные геолого-промысловых исследований коллекторских свойств пластов опытного участка по закачке газа, представленные СеверНИПИгазом. В расчетах было принято, что пласт неоднороден по проницаемости $k = k(x, y)$ и пористости $m = m(z, y)$, причем, площадная неоднородность задавалась с учетом трециноватости коллектора. Эффективная мощность пласта выбиралась таким образом, чтобы произведение $h \cdot m$ соответствовало среднему значению этой величины, принятой при подсчете запасов газа рассматриваемого участка на основании проведенных СеверНИПИгазом геолого-промысловых исследований скважин. Величина эффективной мощности в расчетах принята постоянной и равной 190 м.

Область фильтрации имеет форму прямоугольника с числом узлов по горизонтали 38 и по вертикали 18. Таким образом, расчетная сетка (38×18) включает 684 расчетных узла, расстояния между которыми по обоим направлениям одинаково и равно 100 м. Расчетная сетка и фильтрационные параметры

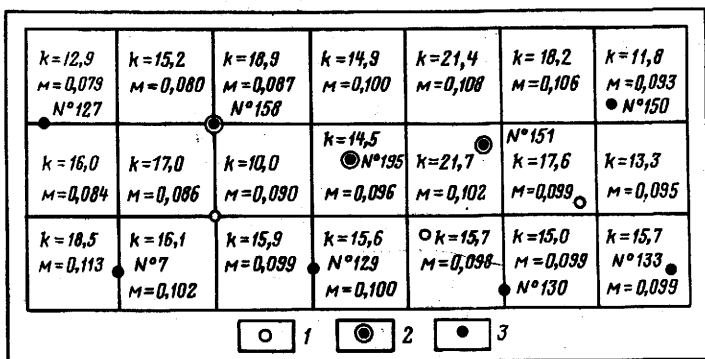


Рис. 58. Расчетная сетка для участка закачки сухого газа: 1 - нагнетательная скважина в 1-м варианте расчета; 2 - нагнетательная скважина во 2-м варианте расчета; 3 - эксплуатационная скважина; k - проницаемость, 10^{-15} м²; M - пористость, доля объема пор

участка приведены на рис. 58. На границах области фильтрации задавалось постоянное давление, тем самым учитывалось поддержание давления в залежи за счет внедрения в нее пластовой законтурной воды. В начальный момент времени t_0 в пласте задавалось распределение давления по координатам $P = P_0(x, y)$.

Углеводородная система при заданных исходных термобарических условиях ($P_0 = 5$ МПа, $T_0 = 62$ °С) соответствовала пластовой вуктыльской ГКС при тех же условиях. Насыщенность пласта жидкой фазой по результатам расчета процесса дифференциальной конденсации получена равной 11,5% объема пор. Массовые дебиты эксплуатационных скважин и их размещение в расчетной модели соответствовали реальным условиям опытного участка. Дебиты эксплуатационных скважин для двух вариантов расчета были приняты следующие:

Номер скважины.	127	158	195	151	150	7	129	130	133
1-й вариант	-	218	26	257	-	-	-	-	-
2-й вариант	331	-	-	-	206	312	564	324	410

Таким образом, фильтрационная задача, при решении которой ставится цель найти распределение давления $P(x, y, t)$ и концентраций компонентов $C(x, y, t)$ в процессе закачки сухого газа, сводится к интегрированию дифференциальных уравнений в частных производных эллиптического типа с использованием интегро-интерполяционного метода для построения конечно-разностного аналога с учетом начальных и граничных условий.

Результаты математического моделирования процесса вытеснения равновесной пластовой газовой фазы сухим газом применительно к условиям опытного участка Вуктыльского ГКМ при давлении $P = 5$ МПа и температуре $T = 62^\circ \text{C}$ представлены на рис. 59-63. Динамика процесса фильтрации в ходе вытеснения пластовой газовой фазы сухим газом для 1-го и 2-го варианта размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин показана на рис. 59, 60. На этих рисунках приведены поля концентраций промежуточных углеводородов $C_2 - C_4$ и насыщенных жидкой фазой порового объема пласта через 3, 6 и 10 лет после начала закачки сухого газа. Из приведенных рисунков видно, что зона "осушки" в первом варианте (с тремя дополнительно пробуренными нагнетательными скважинами) меньше, чем во втором за счет различного темпа закачки вытесняющего агента. Первые три года распределение фронта вытеснения близко к симметричному. По мере подхода фронта вытеснения к эксплуатационным скважинам наблюдается изменение изолиний концентраций $C_2 - C_4$, а также насыщенных жидкой фазы. Однако, зон, не охваченных вытеснением, не наблюдается. Практически слияние фронтов вытеснения во втором варианте расчета происходит на 6-й год закачки сухого газа, в первом - несколько позднее. Распределение насыщенности жидкой фазы в ходе закачки сухого газа представлено на рис. 59, II (а, б), 60, II (а, б).

Из приведенных рисунков видно, что значительное уменьшение объема жидкой фазы наблюдается вблизи нагнетательных скважин, что говорит об интенсивном массообмене компонентами газовой и жидкой фаз в призабойной зоне этих скважин. При этом в первую очередь испаряются легкие углеводороды из состава жидкой фазы, а именно $C_2 - C_4$. Содержание углеводородов C_{5+} в пластовой жидкой фазе в значительной мере меняется в призабойной зоне нагнетательных скважин, далее оно практически постоянно по всей площади, охваченной вытеснением. Таким образом, происходит осушка призабойных зон скважин, через которые поступает в пласт вытесняющий агент вследствие интенсивного испарения промежуточных компонентов, а также фракции C_{5+} в неравновесную газовую фазу, и на определенном расстоянии от зоны закачки пластовый газ вытесняется практически равновесной газовой фазой.

На рис. 61, а, б показано изменение состава продукции в ближайших к нагнетательным эксплуатационным скважинах (номер 158 и 129) соответственно в первом и втором варианте расчета по годам закачки сухого газа. Из приведенных графиков видно, что значительное увеличение доли метана, а также снижение содержания компонентов $C_2 - C_4$ в отбираемой продукции скважин происходит через 1,5 года закачки в первом варианте расчета и через 2 года во втором, что говорит о прорыве закачиваемого агента к эксплуатационным скважинам. Прорыв газа закачки к периферийным скважинам происходит значительно

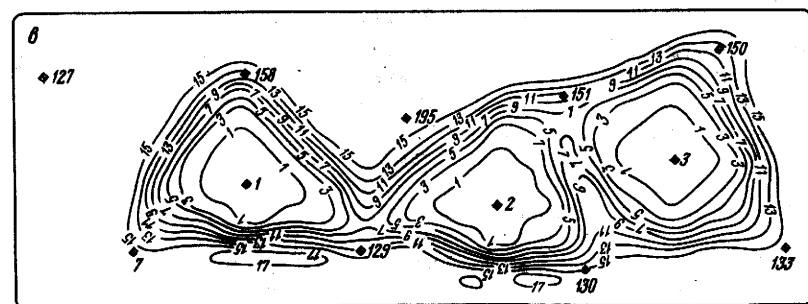
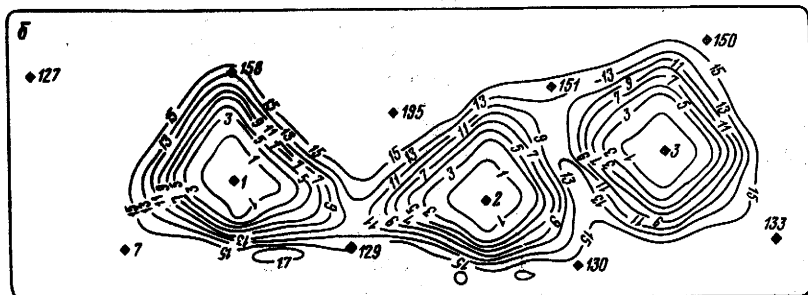
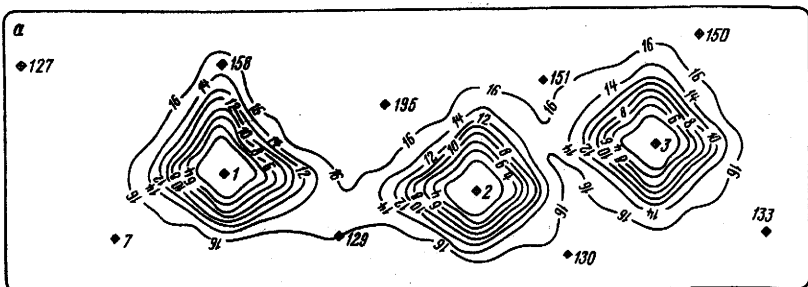
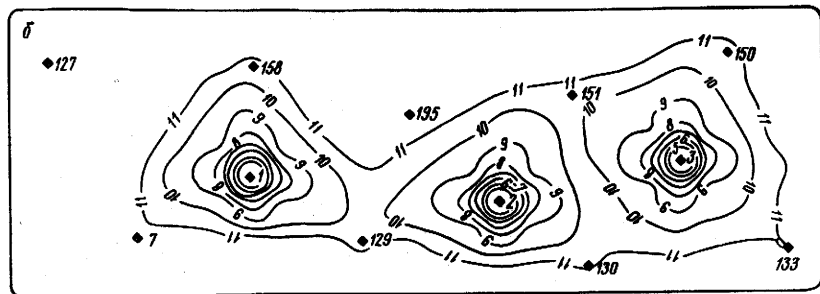
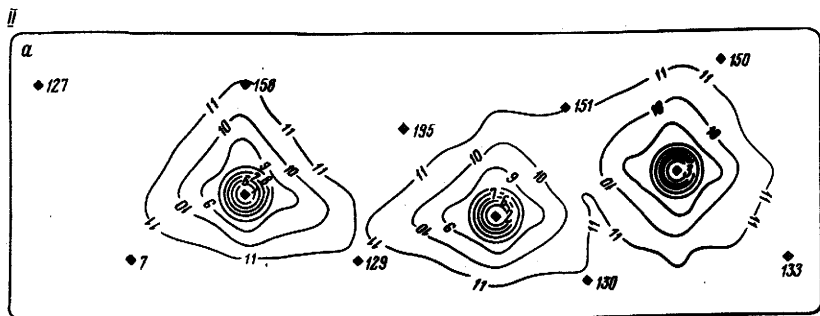


Рис. 59. Месторождение Вуктыл, участок по закачке сухого газа, 1-й вариант расчета:

I - поля концентраций C_2-C_4 через 3 года (а), 6 (б) и 10 (в) лет закачки;
 II - поля насыщенностей через 6 (а) и 10 (б) лет закачки

позднее и определяется дебитами эксплуатационных скважин, их размещением на опытном участке и неоднородностью коллекторских свойств пласта.

При прокачке сухого газа средний состав продукции добывающих скважин практически не изменяется до момента



закачки газа в объеме порядка 1,5 объемов пор зоны воздействия.

Добыча промежуточных ($C_2 - C_4$) и высококипящих (C_{5+}) углеводородов по годам эксплуатации добывающих скважин для 1-го и 2-го вариантов расчета в ходе закачки сухого газа показана на рис. 62, 63. Объемы добычи углеводородов в первом и втором варианте расчета практически пропорциональны объемам нагнетания вытесняющего агента и изменяются линейно в ходе закачки. Объемы добычи углеводородного сырья определяются, в первую очередь, дебитами самих скважин. Максимальная добыча углеводородов $C_2 - C_4$ и C_{5+} наблюдается на скважине № 129 в обоих вариантах расчета. Минимальные отборы этих углеводородов получены на скважине № 195 в первом варианте расчета.

На рис. 62, в приведена суммарная добыча промежуточных углеводородов и фракции C_{5+} по годам закачки сухого газа. За десятилетний период добыча углеводородов C_{2-4} составит 2 млн т в первом варианте и около 1,5 млн т во втором варианте расчета. Добыча конденсата в первом варианте за этот же период закачки составит 350 тыс. т, а во втором варианте расчета - 300 тыс. т. Небольшие отличия в суммарной добыче углеводородного сырья в первом и втором варианте

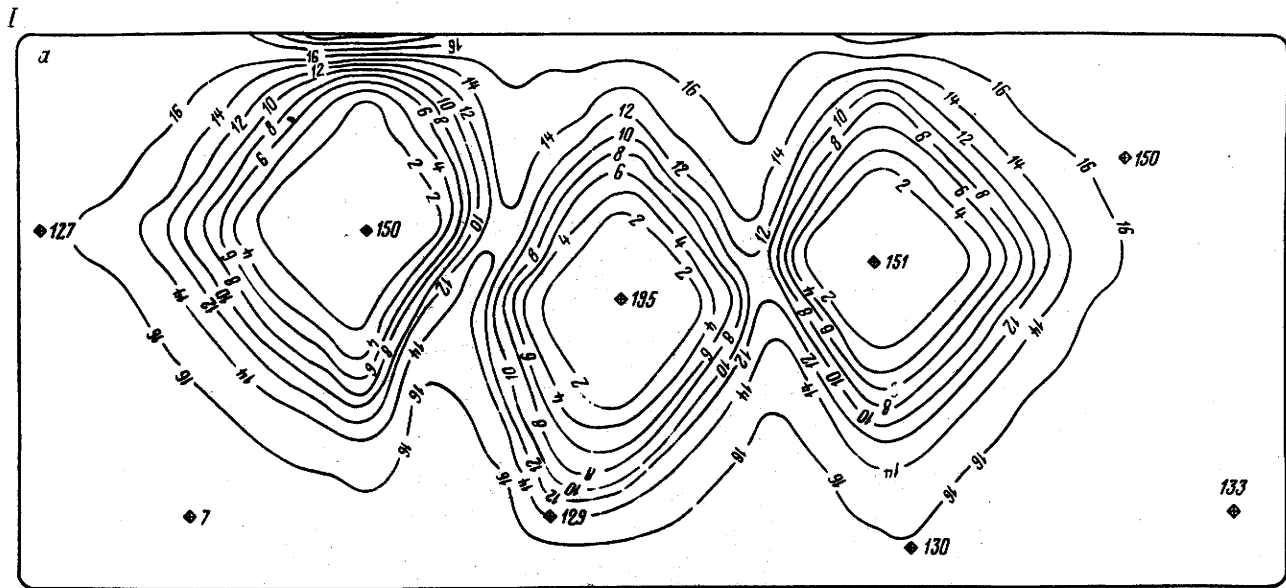
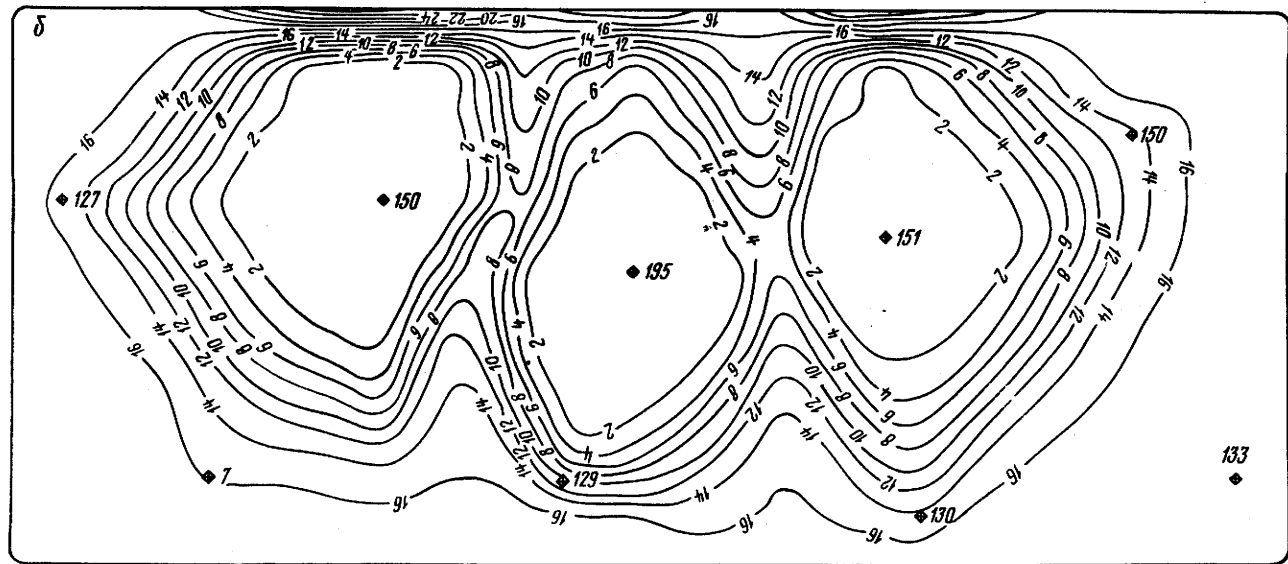


Рис. 60. Месторождение Вуктыл, участок по закачке сухого газа, 2-й вариант расчета:
 I - поля концентраций C_2-C_4 через 3 года (а), 6 (б) и 10 (в) лет закачки; II - поля насыщенностей через 6 (а) и 10 (б) лет закачки



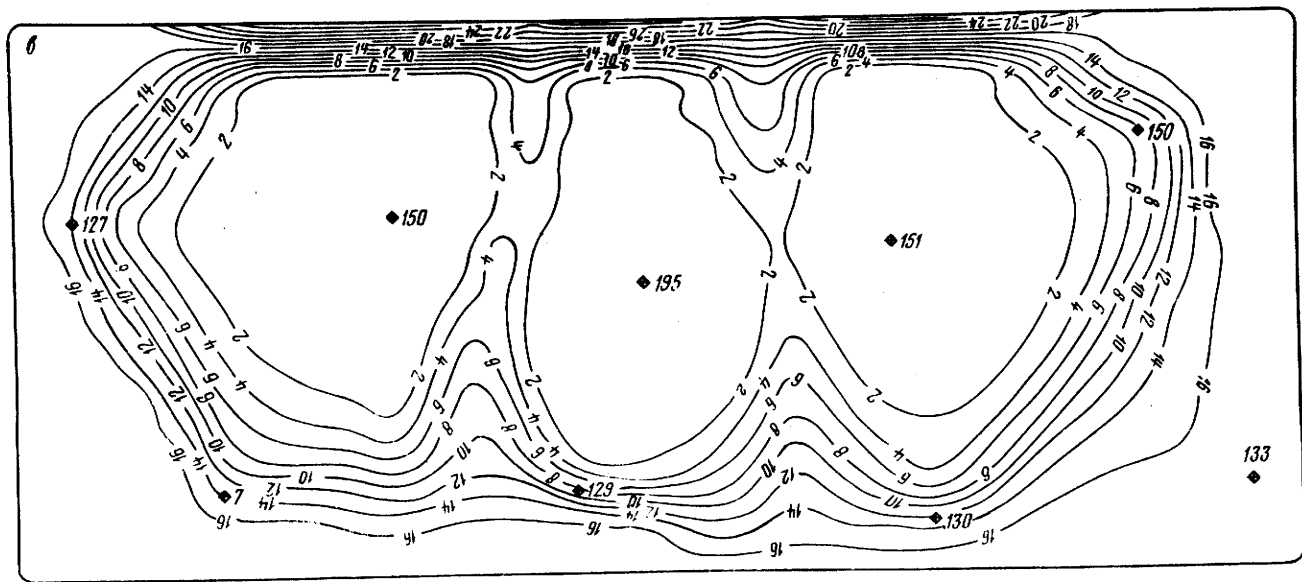
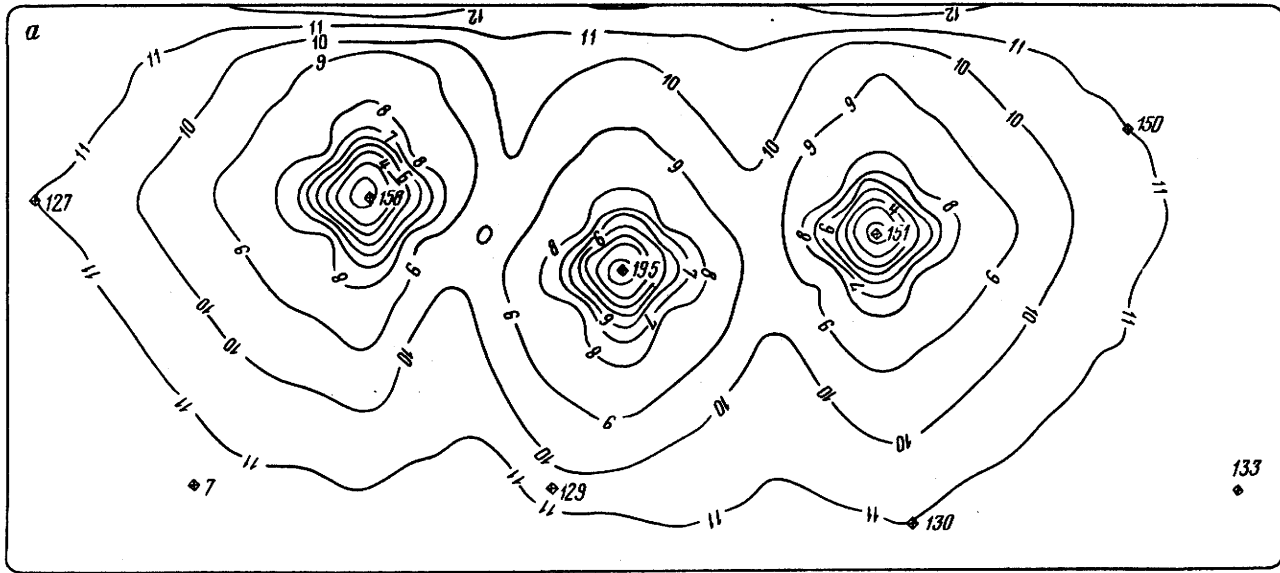


Рис. 60. (Продолжение)



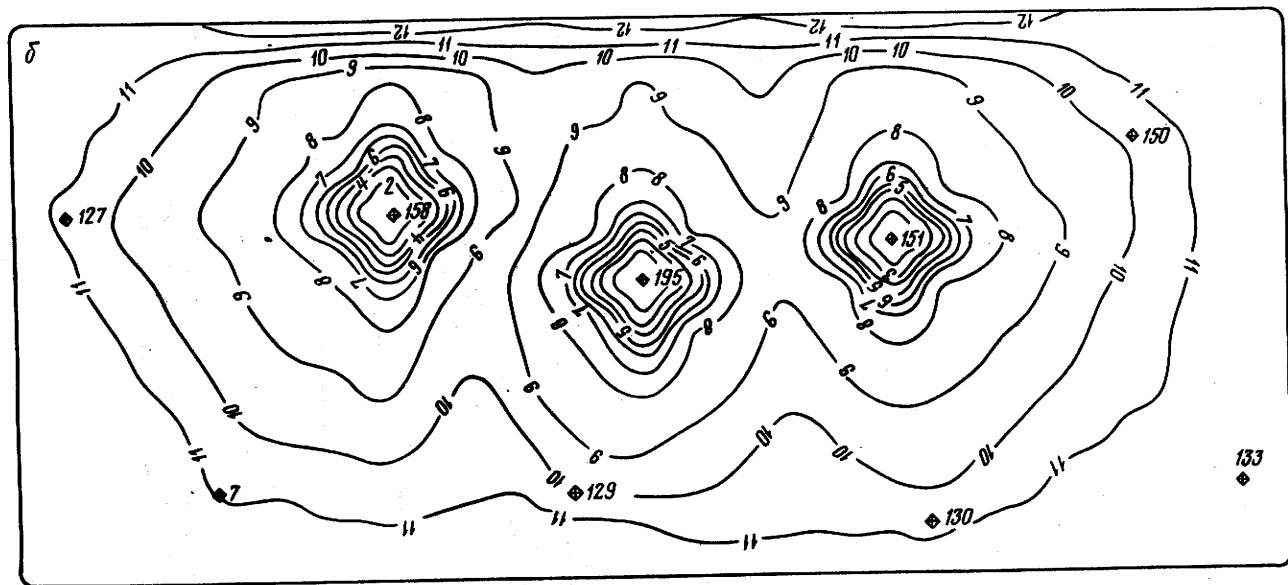


Рис. 60. (Продолжение)

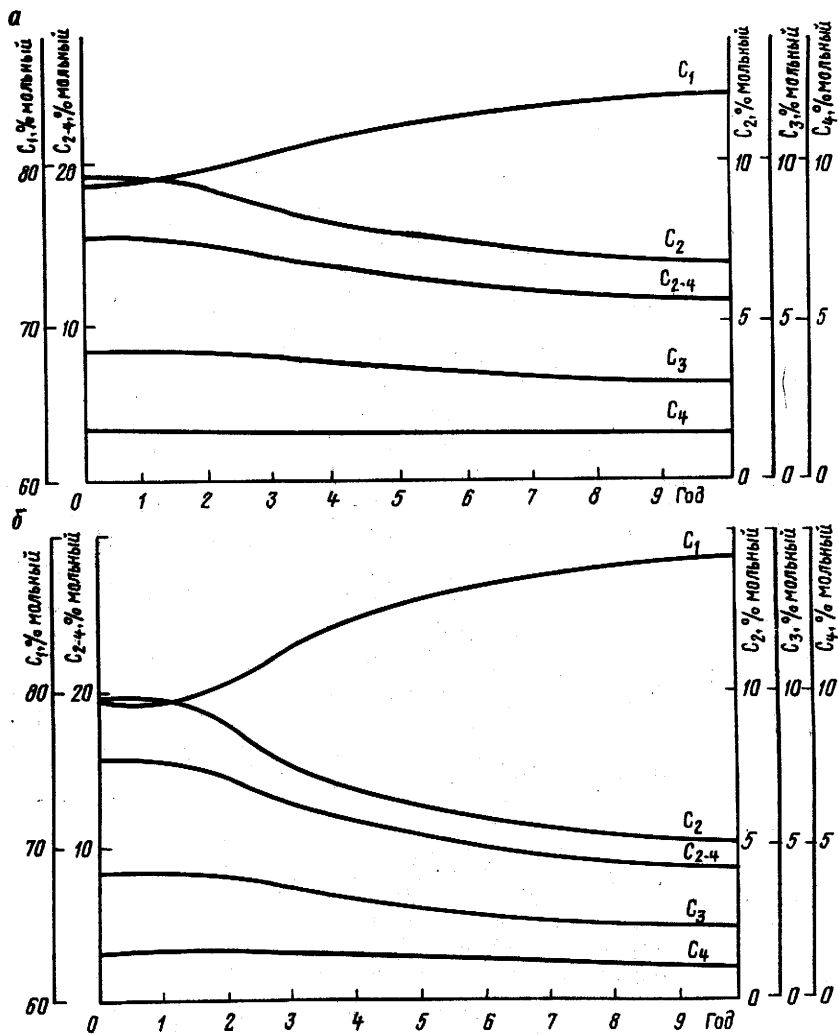


Рис. 61. Графики изменения концентраций углеводородов C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_{2-4} в продукции эксплуатационных скважин по годам закладки сухого газа: а - 1-й вариант расчета, скважина номер 158; б - 2-й вариант расчета, скважина номер 129

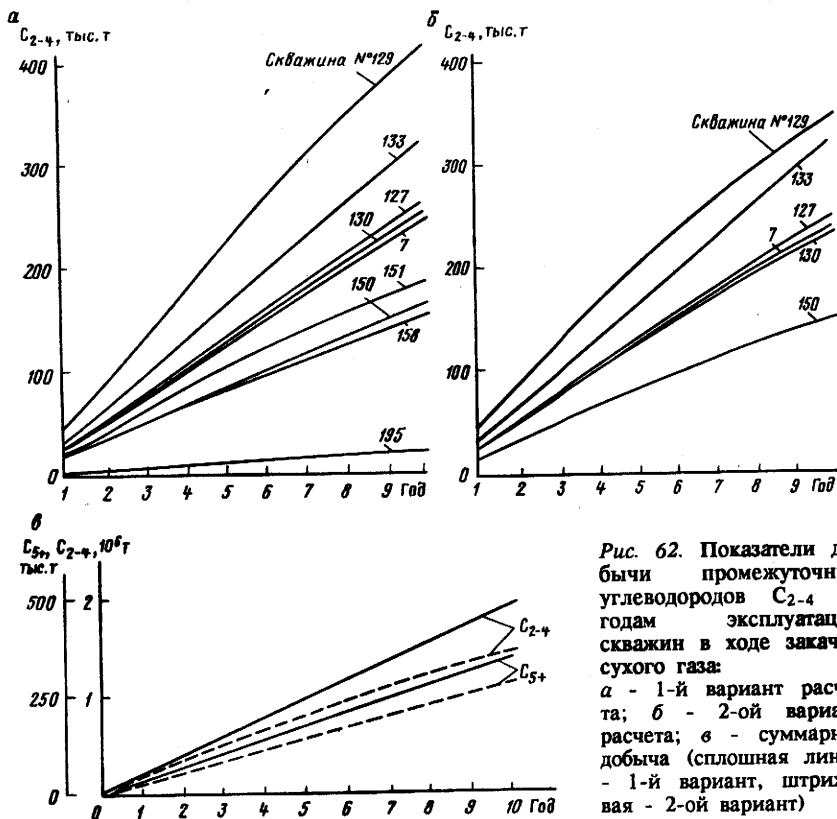


Рис. 62. Показатели добычи промежуточных углеводородов C_{2-4} по годам эксплуатации скважин в ходе закачки сухого газа: а - 1-й вариант расчета; б - 2-ой вариант расчета; в - суммарная добыча (сплошная линия - 1-й вариант, штриховая - 2-ой вариант)

расчета за один и тот же период эксплуатации добывающих скважин объясняются разными коэффициентами охвата зоны воздействия. Полнота охвата зоны участка вытеснением к моменту прорыва на все добывающие скважины равна 0,5 во втором варианте и 0,8 в первом варианте расчета.

Закачка сухого газа позволит продлить период доразработки опытного участка, сохранить в течение всего периода нагнетания значительные дебиты скважин по газу и по конденсату и существенно увеличить полноту отборов углеводородов из рассматриваемого участка пласта. Результаты математического моделирования процесса вытеснения пластовых углеводородов сухим газом позволяют определить приведенный объем закачки сухого газа на промысле. В условиях реального пласта Вуктыльского ГКМ с учетом коэффициента охвата, определяемого неоднородностью пористой среды по разрезу и по площади, а также размещением сетки эксплуатационных скважин, при-

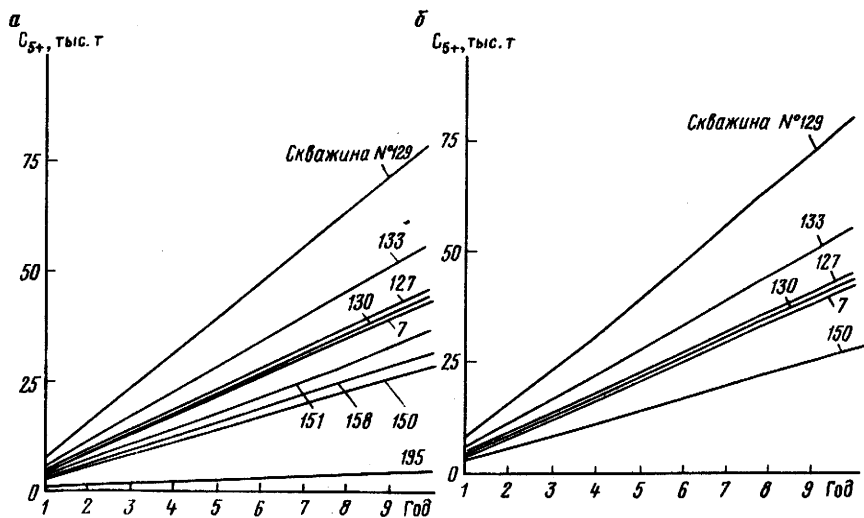


Рис. 63. Показатели добычи высококипящих углеводородов C_{5+} по годам эксплуатации скважин в входе закачки сухого газа: а - 1-й вариант расчета; б - 2-й вариант

веденный объем закачиваемого газа не должен превышать 1,5 объемов пор обрабатываемой зоны.

Результаты аналитического исследования процесса доизвлечения пластовых углеводородов при закачке сухого газа использованы при оценке технологических и технико-экономических показателей эксплуатации опытного участка Вуктыльского месторождения.

Г л а в а 4

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ОСНОВ ПОВЫШЕНИЯ КОМПОНЕНТООТДАЧИ ПЛАСТА, СОДЕРЖАЩЕГО РАССЕЯННЫЕ ЖИДКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ

В процессе разведки и разработки целого ряда газоконденсатных месторождений (ГКМ) России и других стран СНГ, таких, как Карадагское, Калмасское, Вуктыльское, Оренбургское, Уренгойское, Астраханское, Карачаганакское, были вскрыты нефтяные оторочки большего или меньшего размера. Практически во всех этих месторождениях в газоконденсатной зоне коллектора, как оказалось, поровое пространство частично было заполнено жидкой углеводородной фазой еще до начала

разработки залежи. Впервые такая жидкая фаза в газоконденсатной зоне залежи, обладающей нефтяной оторочкой, была обнаружена при проведении разведочных работ на Карадагском и Калмасском ГКМ. Поскольку углеводородная жидкость в отобранных из пласта ядрах представляла по всем признакам нефть, то свободную жидкую углеводородную фазу в газоконденсатной зоне пласта назвали "связанной нефтью".

В последующем оказалось, что свободная жидкая углеводородная фаза может присутствовать в газоконденсатной зоне пласта - коллектора и в том случае, если нет нефтяной оторочки. Термодинамические исследования и эксперименты, выполненные во ВНИИГАЗе, показали, что жидкая углеводородная фаза присутствует в газоконденсатной зоне пласта даже при давлениях, превышающих давление $P_{нк}$ начала конденсации ГКС. Это объясняется сорбирующими свойствами высокодисперсной среды, какой является пласт - коллектор. При наличии в пласте связанной воды пористая среда, тем не менее, обладает сорбирующими по отношению к углеводородам (УВ) свойствами.

По данным ВНИИГАЗа, однако, количество жидкости, сорбированной при давлениях выше $P_{нк}$, относительно невелико: не более 10-15% общего количества фракции C_{5+} или не свыше 1% объема пор.

В том случае, если залежь подстилается нефтяной оторочкой, содержание свободной жидкой углеводородной фазы в газоконденсатной зоне существенно выше.

В залежи VII-х горизонтов Карадагского ГКМ до начала разработки содержалось в среднем 18-19% "связанной" нефти до начала разработки залежи, при колебаниях от единиц % до 50-60% объема пор. Приблизительно такого же порядка содержание "связанной" нефти в Калмасской залежи. По данным ВНИИГАЗа в газоконденсатной зоне Оренбургского ГКМ содержание свободной жидкой углеводородной фазы до начала разработки месторождения составляло в среднем не менее 15% объема пор.

Термин "рассеянные жидкие углеводороды" (РЖУ) включает понятия "связанная" нефть, конденсированная и сорбированная жидкая углеводородная фаза, т.е. РЖУ - это находящиеся в пласте до начала его разработки жидкие в пластовых условиях углеводороды, которые при разработке пласта на режиме истощения, как правило, остаются неподвижными в силу того, что насыщенность порового пространства этими РЖУ ниже порога гидродинамической подвижности.

На завершающей стадии разработки месторождений наблюдается частичный вынос РЖУ в силу суммирования насыщенностей РЖУ и выпавшего за период разработки УВ конденсата и преодоления в ряде случаев порога гидродинамической подвижности жидкой УВ фазой. Такой эффект наблюдался при эксплуатации Карадагского ГКМ, когда на завершающей стадии разработки пласта получаемый из некоторых эксплуатационных скважин

конденсат периодически приобретал темную окраску, возрастали молекулярная масса и плотность конденсата.

В процессе осуществления опытно-промышленного эксперимента по извлечению выпавшего конденсата с помощью растворителей на Вуктыльском ГКМ в 1983-87 гг. наблюдалось появление в продукции скважин фракций не только выпавшего ранее в пласте УВ-конденсата, но и нефти, представляющей РЖУ. В продукции скважин 26 и 127 УВ жидкость постепенно увеличивала молекулярную массу и плотность до величин, характерных для нефтяных фракций (на скважине 26 - до 150-170 г/моль), отмечалось соответствующее закономерное изменение некоторых геохимических параметров УВ жидкости.

Очевидно, величина насыщенности газоконденсатного пласта РЖУ определяется условиями образования залежи. При формировании нефтегазоносной провинции миграция жидких УВ в конкретный пласт - коллектор в принципе возможна в составе газовой фазы, жидкой фазы или водоуглекислотной эмульсии [5, 9].

В том случае, если в пласт поступает только газовая фаза, сорбируемые пористой средой и сконденсировавшиеся при изменении термобарических условий пласта УВ - вследствие изменения за геологическую историю глубины погружения пласта или вследствие разработки на истощение (на современном этапе) - являются относительно легкой низкомолекулярной, типичной для газового конденсата УВ жидкостью.

Если же в пласт на первоначальной стадии формирования залежи поступает жидкая УВ смесь, на последующих стадиях оттесняемая газом, то образующиеся РЖУ, в форме остаточной жидкой УВ фазы, могут быть как конденсатного, так и нефтяного типа. Современные гео- и физико-химические методы исследований смесей УВ позволяют установить принадлежность РЖУ к конденсатам или нефтям.

Сравнительно высокие величины насыщенности пластов РЖУ - порядка 15-20% объема пор - свидетельствуют о том, что геологические запасы РЖУ, по меньшей мере, не уступают запасам газового конденсата в ГКМ с нефтяными оторочками. Следовательно, можно говорить о сотнях миллионов тонн жидких УВ, до настоящего времени совершенно не включаемых в хозяйственный оборот. Вовлечение РЖУ в разработку является актуальной научной и практической задачей. В этой связи наиболее важными представляются два аспекта:

усовершенствование способов оценки запасов РЖУ и определение запасов составляющих РЖУ компонентов в конкретных пластах и месторождениях;

разработка и внедрение методов извлечения РЖУ из продуктивного пласта.

4.1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИЗУЧЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ, СОДЕРЖАЩИХ РЖУ

Пластовые системы газоконденсатного типа, содержащие рассеянные жидкие углеводороды, представляют достаточно сложный объект исследования.

Сравнительно немногочисленные исследования термодинамических особенностей таких систем, зависимости углеводородоотдачи пласта от присутствия в его поровом пространстве РЖУ выполнены М.Т. Абасовым, А.М. Кулиевым, Р.М. Кондратов, М.А. Оприц, Ф.Г. Оруджалиевым, К.В. Покровским, М.С. Разамат, Э.С. Садых-Заде, Г.С. Степановой, Н.А. Тривус и некоторыми другими исследователями. Однако, практически не исследованы до настоящего времени такие важнейшие вопросы, как влияние группового и компонентного состава РЖУ на термодинамику пластовой углеводородной системы, возможность управления фазовым состоянием содержащих РЖУ газоконденсатных систем и возможность создания на этой основе методов воздействия на пласт с целью вовлечения РЖУ в разработку.

С целью отработки методики исследований пластовых систем с РЖУ авторами были выполнены эксперименты в сосуде РVT-соотношений на простых 3-5 компонентных углеводородных смесях.

На рис. 64 представлены зависимости некоторых параметров газоконденсатной системы от давления. Графики 1 и 3 характеризуют трехкомпонентную газоконденсатную систему. Графики 2 и 4 демонстрируют зависимость тех же параметров системы от давления после загрузки в сосуд фазовых равновесий дополнительной углеводородной жидкости. Исходная смесь (C_1 - 79,3, C_3 - 14,3, nC_5 - 6,4 молярных долей, %) в процессе снижения давления начинала конденсироваться при $P_{нк}^0 = 12,5$ МПа (температура во всех описываемых исследованиях была равна 22 ± 1 °C), максимальной конденсации соответствовало давление 11,7 МПа. После добавления к исходной смеси второй смеси н-пентана nC_5 (45,73%), н-гексана nC_6 (22,90%) и н-гептана nC_7 (31,37%) в количестве 10% от объема первой смеси при давлении $P_{нк}^0 = 12,5$ МПа давление начала конденсации системы возросло приблизительно на 5 МПа. Содержание жидкой фазы во вновь образовавшейся системе при давлении 12,5 МПа составляло 37% объема системы. Максимальной конденсации стало соответствовать давление 11,2 МПа (давление $P_{нк}$, таким образом, изменилось несущественно). Однако, содержание жидкости при $P_{нк}$ увеличилось от $S_{нк}^0 = 6,8$ до $S_{нк} = 42,1\%$ объема системы. Вновь образованную систему можно характеризовать как газоконденсатную систему, содержащую РЖУ при начальном пластовом давлении 12,5 МПа. Обращает на себя внимание "осушающий" эффект РЖУ: содержание C_{5+} в газовой фазе во всем диапазоне

Рис. 64. Кривые влияния РЖУ на содержание nC_{5+} в газовой фазе и насыщенность системы жидкой фазой при температуре 22 ± 1 С: 1, 3 - содержание nC_{5+} в газе системы и S системы без РЖУ; 2, 4 - то же, система с РЖУ

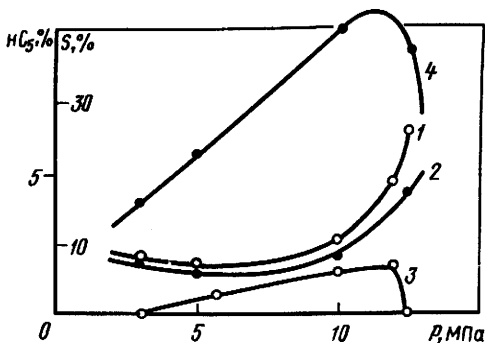


Рис. 65. График взаимосвязи между влиянием свободной жидкой фазы на поведение газоконденсатной смеси ($C_1 + C_3 + nC_5$) и характеристическим фактором жидкости K :

$(nC_5^0)_{мк}$ и $S^0_{мк}$ - содержание н-пентана в газовой фазе и жидкости в исходной системе при давлении максимальной конденсации смеси; C_5 и S - то же в равновесной системе после загрузки жидкости

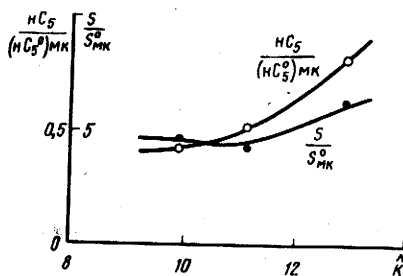
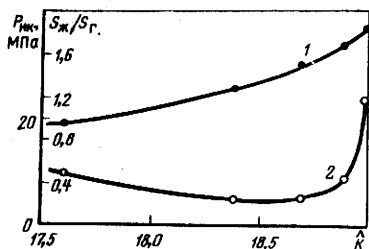


Рис. 66. График зависимости давления начала конденсации смеси (1) и отношения объемов жидкой и газовой фаз при давлении $P_{мк}$ максимальной конденсации (2) от средневзвешенного характеристического фактора для смеси метана, н-бутана, н-декана, температура смеси равна 25 С



давлений от 12,5 до 3 МПа уменьшилось по сравнению с исходной системой.

Аналогичные эксперименты были выполнены авторами для такой же исходной системы, с добавлением в качестве второй смеси бензола с толуолом или циклогексана. Во всех трех случаях добавляемая к исходной смеси имела молекулярную массу 84,16 г/моль, а количество смеси брали равным 10% от объема исходной смеси ($C_1 + C_3 + nC_5$). При сравнении результатов исследований систем, содержащих углеводороды различных групп (алканы, арены, нафтены), удобно использовать зависимости определяемых параметров от характеристического фактора:

$$\hat{K}_n = 1,216 \cdot T_{\text{кип.ср}}^{1/3} d^{-1},$$

где $T_{\text{кип.ср}}$ - средняя температура кипения углеводорода (в К); d - плотность углеводорода при 15,6 С (г/см³); n - индекс, характеризующий принадлежность углеводорода к тому или иному индивидуальному углеводороду.

Для смеси углеводородов характеристический фактор принимают равным средневзвешенной по массе величине:

$$\hat{K} = \sum_{n=1}^n g_n \hat{K}_n,$$

где g_n - массовая доля n -го компонента в смеси.

По результатам выполненных экспериментов построены зависимости, представленные на рис. 65. По горизонтали откладывалась величина характеристического фактора добавляемой к системе жидкой смеси. В данном случае исследовался узкий класс веществ, поэтому зависимости приведенных на рисунке параметров от характеристического фактора имеют значение лишь как элемент методического подхода к изучаемому предмету. В этом смысле использование данных зависимостей очень полезно при выполнении экспериментальных исследований, поскольку делает возможным сравнение результатов изучения смесей углеводородов различных гомологических групп.

На рис. 66 приведены некоторые результаты изучения в сосуде PVT-соотношений состоящей из алканов газоконденсатной смеси с более высокой, чем в только что описанных экспериментах, молярной массой.

Выполненные на простых смесях эксперименты показали, что в принципе возможно моделировать газоконденсатную систему с РЖУ путем увеличения доли высокомолекулярных компонентов. Для получения системы с заданными параметрами (давление начала конденсации, содержание жидкой фазы, потенциальное содержание конденсата в газовой фазе) целесообразно использовать зависимости этих параметров от характеристического фактора исходной или добавляемой смеси.

4.2. ИССЛЕДОВАНИЕ ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В связи с изучением особенностей компонентоотдачи разрабатываемого газоконденсатного пласта, содержащего РЖУ, представляло интерес исследовать натурную систему с высокой начальной насыщенностью жидкой фазой.

Параметр	Номер скважины			
	25	31	32	42
Дата отбора проб	17.04.80	14.07.80	17.04.80	18.07.80
Глубина фильтров, м	5690-5730	5417-5450	5415-5455	5840-5877
Пластовая температура, С	108	104,5	104,5	110
Дебит газа, тыс.м ³ /сут.	707	1000	979	940
Содержание стабильной жидкости, г/м ³	263	200	300,3	264,9
Свойства стабильной жидкости:				
плотность при 20°С, г/см ³ , ± 0,0003	0,7983	0,7974	0,8008	0,7991
молярная масса, г/моль	148	164	163	160
групповой состав (мас-совая доля) %:				
алканы	15,8	14,4	16,8	15,1
арены	23,8	27,8	24,1	20,3
нафтены	60,7	57,8	59,1	64,6

Примером таких систем является пластовая система глубокозалегающего месторождения Булла-море (Азербайджан). Месторождение эксплуатируется с 1975 г. Углеводородосодержащими являются терригенные отложения VII горизонта продуктивной толщи среднего плиоцена, залегающие на глубине 5100-5900 м. Начальное пластовое давление составляло от 55 до 70 МПа, пластовая температура колеблется от 90 до 120°С.

По промысловым данным, результатам исследований ВНИИГАЗа и Института проблем глубинных нефтегазовых месторождений (ИПГНГМ) АН Азербайджана, на забой добывающих скважин с самого начала разработки месторождения поступала двухфазная в пластовых условиях углеводородная смесь. Авторами совместно с М.А. Оприц во ВНИИГАЗе в 1980 г. были выполнены термодинамические и физико-химические исследования рекомбинированных проб продукции группы эксплуатационных скважин месторождения Булла-море. Исходные данные проб приведены в табл. 11; здесь же даются результаты определения некоторых свойств конденсата, входившего в состав проб. Исследования рекомбинированных проб на установке УФР-1 позволили охарактеризовать фазовое состояние флюидов и определить их основные параметры (табл. 12, 13). Был подтвержден вывод о двухфазном состоянии флюида, поступающего на забой скважин, то есть при текущих (1980 г.) пластовых условиях. Наличие неиспарившейся жидкости в

Результаты исследований рекомбинированных проб пластового флюида месторождения Булла-море (VII горизонт)

Т а б л и ц а 12

Параметр	Номер скважины			
	25	31	32	42
Давление начала конденсации газовой фазы при пластовой температуре, МПа	54,5	48,8	49,1	59,4
Давление отбора изобарической пробы газовой фазы из камеры фазовых равновесий, МПа	54,5	48,8	49,1	59,4
Свойства стабильного конденсата пробы газовой фазы:				
плотность при 20 °С, г/см ³ ± 0,0003	0,7828	0,7730	0,7836	0,7737
молярная масса, г/моль	136	134	132	139

Компонентный состав (в мольных %) пластовой газовой фазы и системы в целом по пробам пластового флюида месторождения Булла-море (VII горизонт)

Т а б л и ц а 13

Компонент или параметр	Номер скважины			
	25		31	
	газовая фаза	система	газовая фаза	система
Метан	90,73	88,77	90,78	88,97
Этан	3,84	4,06	3,95	4,40
Пропан	1,43	1,51	1,54	1,73
и-Бутан	0,27	0,33	0,36	0,43
н-Бутан	0,44	0,54	0,51	0,67
и-Пентан	0,25	0,26	0,26	0,30
н-Пентан	0,25	0,28	0,25	0,30
Гексаны	0,34	0,57	0,29	0,52
Гептаны +	2,30	3,54	1,94	2,54
Азот	0,15	0,14	0,11	0,10
Пентаны +	3,14	4,65	2,75	3,70
Содержание пентанов +, г/м ³	171	265	136	205
Молярная масса пентанов +, г/моль	136	148	134	164

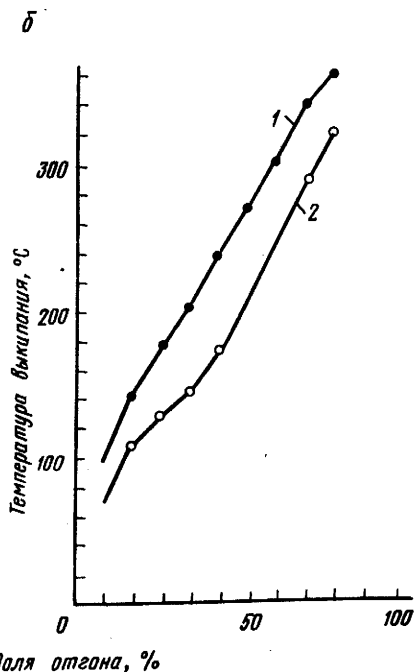
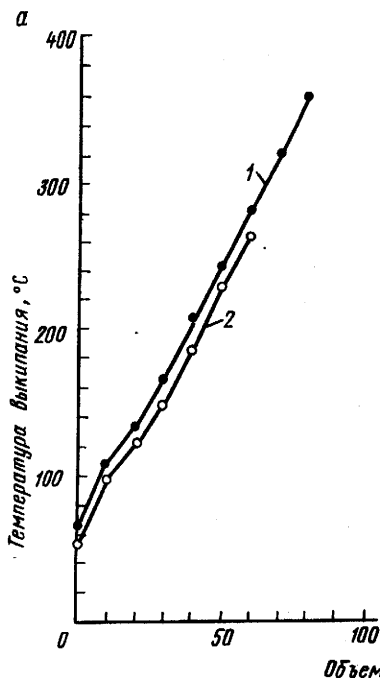
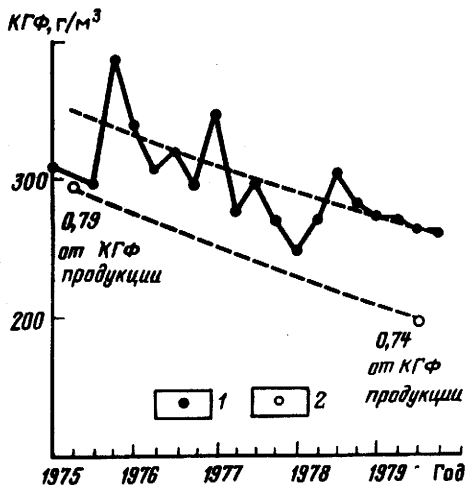


Рис. 67. Динамика фракционного состава продукции скважины номер 42 (а) и номер 32 (б). Пробы отобраны: 1 - 17.09.79 г.; 2, 2' - 25.07.80 г.; 1' - 12.07.79 г.

Рис. 68. Кривые изменения в процессе разработки залежи VII горизонта конденсатогазового фактора (КГФ) продукции и пластовой газовой фазы: 1 - КГФ продукции в целом (данные НГДУ); 2 - КГФ пластовой газовой фазы (результаты термодинамических исследований)



камере фазовых равновесий наблюдалось во всех пробах при давлениях, превышавших давление начала конденсации. В то же время четкая граница между жидкостью и газовой фазой не фиксировалась. По мнению авторов, такой характер распределения вещества в системе объясняется явлением двойной ретроградной конденсации смеси, в которой присутствуют как полярные, так и неполярные компоненты, образующие две подсистемы с резко различающимися физико-химическими свойствами.

Выполненный совместно с М.А. Оприц анализ фракционного состава стабильной углеводородной жидкости из продукции скважин (рис. 67, а, б), отбиравшейся в процессе разработки месторождения, показал, что происходит облегчение жидкости, причем, более заметное у менее глубоких скважин. В то же время, по данным термодинамических исследований ВНИПИгаза и ИПГНГМ АН Азербайджана в продукции скважин вклад жидкой в пластовых условиях фазы сохранялся в 1975-1980 гг. стабильным, составляя от 55 до 65 г/м³ (рис. 68). Таким образом, на протяжении длительного периода разработки объекта на режиме истощения в пластовых условиях идет двухфазная фильтрация углеводородной смеси, причем, поддержанию насыщенности пласта жидкой фазой выше порога гидродинамической подвижности способствует ретроградная конденсация части газовой фазы. Присутствие в газоконденсатном пласте жидкой фазы типа РЖУ вызывает, по данным ряда исследователей [20, 29], дополнительную конденсацию углеводородов газовой фазы (проявляется своего рода осушающий эффект), что также, очевидно, характерно для условий VII горизонта месторождения Булла-море.

4.3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЖУ НА ФАЗОВОЕ ПОВЕДЕНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

С целью получения исходных данных для формулирования физических основ извлечения природных РЖУ газоконденсатного пласта при воздействии на него внешними агентами авторами выполнены экспериментальные исследования с использованием камер фазовых равновесий.

Анализ видов природных газоконденсатных скоплений углеводородов и опыт экспериментального изучения различных газоконденсатных систем позволяют выделить три основных типа РЖУ: сорбированные, конденсированные и РЖУ типа остаточной нефти [20]. В экспериментальных исследованиях, которые рассматриваются в данном разделе книги, объектами изучения были рассеянные жидкие углеводороды конденсированного типа и типа остаточной нефти. В качестве моделей натуральных систем использовались многокомпонентные смеси углеводородов ал-

канового и аренового гомологических рядов (табл. 14). Поскольку с физической точки зрения между газоконденсатной системой (ГКС) и системой легкой нефти как объектами воздействия в изобарических условиях качественного различия нет (ГКС - это по существу "перегретая" система легкой нефти), то вполне можно исследовать с качественной стороны закономерности межфазных массообменных процессов в двухфазной области на любой из этих систем.

Рассматривая одну из модельных ГКС в качестве исходной (система 1, см. табл. 14), добавляли в систему определенное количество высокомолекулярных углеводородов и исследовали динамику фазового поведения вновь образовавшейся смеси. Так были образованы после добавления: декана - системы 2, 3, 4; смеси додекана и гексадекана - системы 5, 6, 7; 1-метилнафталина - системы 8, 9, 10. Вновь образовавшиеся смеси 8 и 9 являются газоконденсатными, остальные - системами легкой нефти. На рис. 69, а, б, в приводятся результаты экспериментального исследования фазовой характеристики всех перечисленных систем. Естественно, после добавления к исходной ГКС высокомолекулярного вещества равновесие в системе смещается в сторону жидкой фазы. Так, если при давлении $P_{жк}$

Состав и некоторые параметры газожидкостных систем без РЖУ (1) и с РЖУ (2-10) при $P_{жк}$ ($P_{нас}$) и 20 С

Т а б л и ц а 14

Компонент, параметр	Система									
	1		2		3		4		5	
	м	г	м	г	м	г	м	г	м	г
Метан	80,9	56,98	77,3	43,62	73,8	35,16	71,6	31,18	77,7	39,6
Этан	9,0	11,88	8,4	8,89	8,0	7,15	7,7	6,29	8,1	7,7
Пропан	3,8	7,35	3,6	5,58	3,5	4,58	3,4	4,07	3,7	5,2
Бутан	1,7	4,34	1,6	3,27	1,6	2,76	1,5	2,37	1,6	2,9
Пентан	0,95	3,01	0,91	2,31	0,87	1,86	0,84	1,65	0,90	2,1
Гексан	1,21	4,58	1,16	3,52	1,11	2,84	1,07	2,50	1,14	3,1
Гептан	1,49	6,56	1,42	5,01	1,36	4,05	1,32	3,59	1,41	4,5
Нонан	0,66	3,71	0,63	2,84	0,60	2,29	0,59	2,06	0,63	2,6
Декан	-	-	4,76	23,83	9,09	38,41	11,77	45,47	-	-
Додекан	0,17	1,27	0,16	0,96	0,15	0,76	0,15	0,69	1,32	7,1
Гексадекан	-	-	-	-	-	-	-	-	3,48	25,0
Гептадекан	0,03	0,32	0,02	0,17	0,02	0,14	0,02	0,13	0,02	0,2
1-метилнафт- алин	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Пентан + КГФ, г/м ³	4,5	19,45	9,1	38,64	13,2	50,51	15,8	56,09	8,9	44,6
M_{C_5+} , г/моль	193	-	502	-	812	-	1019	-	638	-
$P_{жк}$ ($P_{нас}$), МПа	98	-	121	-	129	-	131	-	157	-
	19,0	-	21,0	-	22,3	-	23,4	-	30,9	-

Компонент, параметр	Система									
	6		7		8		9		10	
	m	g	m	g	m	g	m	g	m	g
Метан	75,9	34,15	74,2	30,11	75,8	39,64	71,1	30,32	67,0	24,6
Этан	8,0	6,75	7,8	5,93	8,2	8,04	7,7	6,16	7,2	4,5
Пропан	3,6	4,45	3,5	3,90	3,6	5,17	3,4	3,99	3,2	3,5
Бутан	1,6	2,61	1,5	2,21	1,6	3,03	1,5	2,32	1,4	1,9
Пентан	0,88	1,78	0,86	1,57	0,89	2,09	0,84	1,61	0,79	1,3
Гексан	1,12	2,71	1,09	2,38	1,13	3,18	1,06	2,43	1,00	1,9
Гептан	1,38	3,88	1,35	3,42	1,40	4,57	1,31	3,49	1,24	2,8
Нонан	0,61	2,19	0,60	1,95	0,62	2,59	0,58	1,98	0,55	1,6
Декан	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Додекан	1,86	8,89	2,37	10,21	0,16	0,89	0,15	0,68	0,13	0,5
Гексадекан	5,11	32,46	6,67	38,20	-	-	-	-	-	-
Гептадекан	0,02	0,13	0,02	0,12	0,02	0,16	0,02	0,13	0,02	0,1
1-метилнаф- талин	-	-	-	-	6,61	30,64	12,4	46,89	17,5	56,9
Пентан +	11,0	52,21	13,0	57,85	10,8	44,12	16,4	57,21	21,2	65,3
КГФ, г/м ³	866	-	1093	-	631	-	1069	-	1508	-
M _{C₅₊} , г/моль	169	-	177	-	125	-	131	-	134	-
P _{нк} (P _{нас}), МПа	32,7	-	33,2	-	>50	-	>50	-	>50	-

Примечания: m - молярная доля, %, g - массовая доля, %

максимальной конденсации исходной системы содержание жидкой фазы составляло 13,7%, то практически у всех остальных систем при этом давлении (14,6 МПа) содержание жидкости выше, а у некоторых систем даже значительно выше.

Целесообразно представить полученные результаты, в первую очередь изменение содержания жидкой фазы, как функцию обобщающего физико-химического параметра добавляемых веществ, каковым является характеристический фактор. На рис. 70 дается в графической форме зависимость между увеличением насыщенности системы жидкой фазой и парциальным характеристическим фактором $K \cdot g$ добавляемого вещества (здесь g - массовая доля добавленного вещества во вновь образовавшейся смеси). Зависимость практически линейна:

для систем 2, 3, 4 $\Delta S = 5,464 K \cdot g - 12,46$;

для систем 5, 6, 7 $\Delta S = 4,698 K \cdot g - 13,72$;

для систем 8, 9, 10 $\Delta S = 6,173 K \cdot g - 18,21$.

Исследованные системы в их двухфазной области - это по существу модели пластовых газоконденсатных систем, содержащих рассеянные жидкие углеводороды. При моделировании

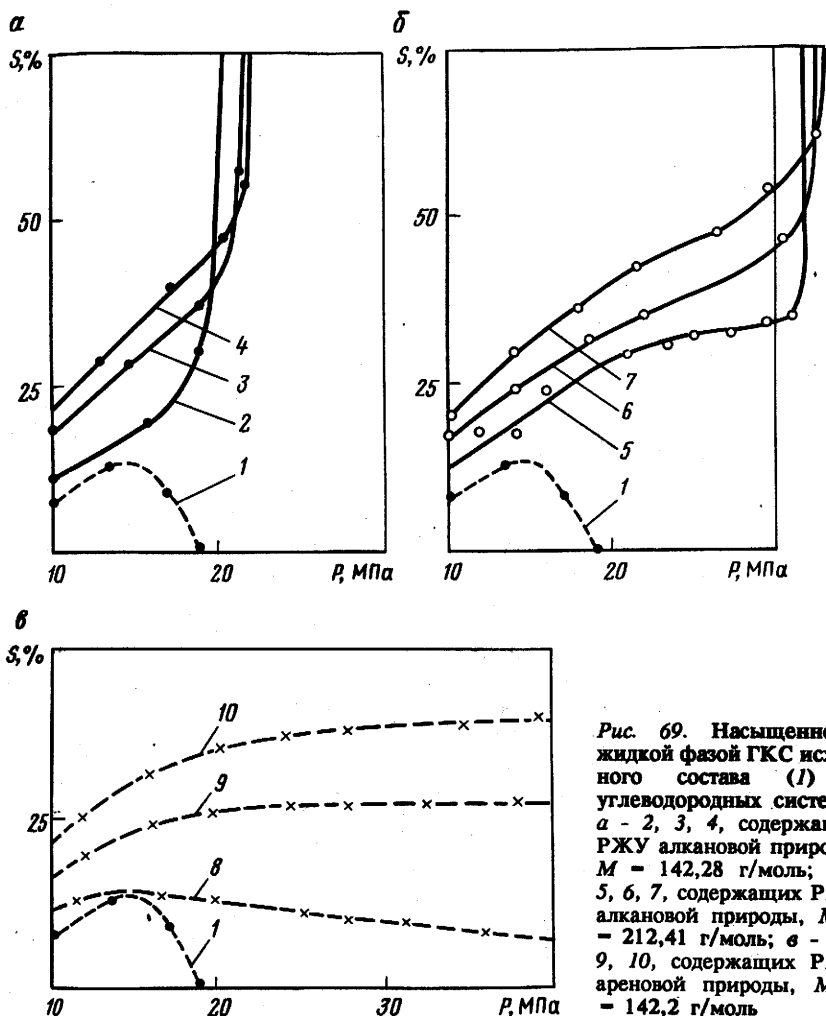


Рис. 69. Насыщенность жидкой фазой ГКС исходного состава (1) и углеводородных систем: α - 2, 3, 4, содержащих РЖУ алкановой природы, $M = 142,28$ г/моль; δ - 5, 6, 7, содержащих РЖУ алкановой природы, $M = 212,41$ г/моль; ϵ - 8, 9, 10, содержащих РЖУ ареновой природы, $M = 142,2$ г/моль

газоконденсатных систем с РЖУ, как следует из приведенных результатов, можно управлять уровнем насыщенности системы жидкой фазой, добавляя в соответствующем количестве углеводороды алканового, аренового или нафтенового ряда. При изучении натуральных систем с РЖУ следует использовать полученную в ходе описанных экспериментов информацию о том, что насыщенность порового пространства пласта жидкой уг-

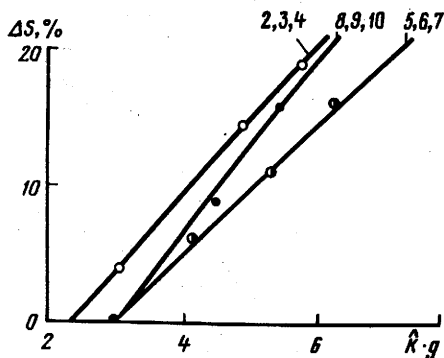


Рис. 70. Увеличение насыщенности системы жидкой фазой по сравнению с исходной газоконденсатной системой 1 (см. табл. 14) как функция парциального характеристического фактора добавляемого вещества: $\Delta S = S - S^0$, где S - насыщенность при $P = P_{\text{мк}}^0$ после добавления вещества; S^0 - насыщенность исходной газоконденсатной системы при давлении P^0 максимальной конденсации; 2, 3, 4, ..., 10 - номера систем

леводородной фазой прямо пропорциональна парциальному характеристическому фактору высокомолекулярной составляющей жидкой фазы (фракции C_{5+}).

4.4. ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ НАСЫЩЕННОСТИ ПОРИСТОГО ПЛАСТА ЖИДКОЙ ФАЗОЙ ПРИ НАГНЕТАНИИ ГАЗООБРАЗНОГО АГЕНТА

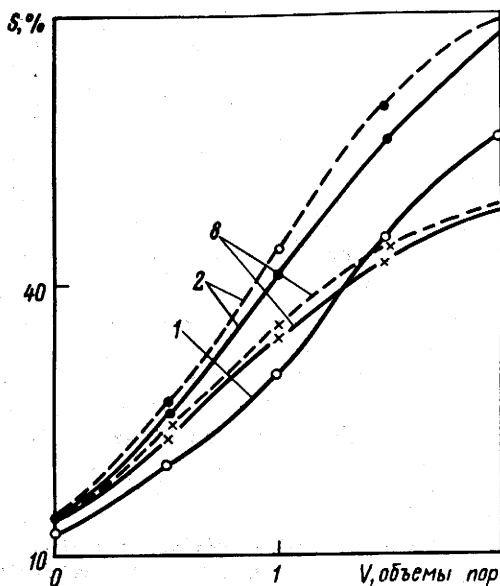
Повышение компонентоотдачи разрабатываемого газоконденсатного пласта возможно при активном воздействии на пласт нагнетанием внешнего по отношению к системе агента, если это способствует вовлечению в фильтрационный процесс неподвижной жидкой углеводородной фазы (РЖУ).

Очевидно, внешний агент в пластовых условиях может быть как в жидком, так и в газообразном агрегатном состоянии. Основным необходимым свойством этого агента является способность смешиваться с РЖУ и образовывать подвижную смесь, которая при наличии обычных градиентов давления перемещалась бы к забоям добывающих скважин. Фазовая проницаемость пористой среды для жидкофазной смеси, то есть подвижность смеси определяется относительным содержанием S смеси в системе (насыщенностью этой смесью порового пространства пласта), вязкостью μ , плотностью ρ , смачиваемостью σ' породы смесью, межфазным поверхностным натяжением σ'' на границе раздела смеси и газовой фазы системы.

На примере использования газообразного агента можно показать, что аналогично нагнетанию обогащенного газа в истощенный газоконденсатный пласт [16, 33] закачка газа с соответствующими свойствами в содержащую РЖУ систему позволяет смещать равновесие в сторону жидкой фазы, то есть создавать в пласте условия для перехода от однофазной газовой к двухфазной газожидкостной фильтрации.

Авторами выполнена серия экспериментов в сосуде фазовых

Рис. 71. Динамика насыщенности жидкой фазой частично истощенных систем без РЖУ (1, исходная ГКС) и с РЖУ алкановой (2, $M = 142,28$ г/моль) и ареновой (8, $M = 142,20$ г/моль) природы в процессе нагнетания содержащих пропан метана (сплошные линии) или азота (пунктир) при давлении 10 МПа и температуре 20 °С



равновесий по изобарическому воздействию газообразными агентами на систему, представляющую модель газоконденсатного пласта с РЖУ. Для изучения влияния нагнетаемого в содержащей РЖУ газоконденсатный пласт газа определенного состава каждую из систем 1, 2, 8 (см. табл. 14) истощали в изотермических условиях (при 20 °С) до заданного давления 10 МПа, а затем закачивали либо метан, либо азот, в которых было растворено определенное количество пропана. Процесс нагнетания моделировали, чередуя последовательно выпуски по 0,5 объема "пор" равновесной газовой фазы системы и закачки по 0,5 объема "пор" насыщенного пропаном газа.

Результаты изучения динамики равновесного фазового состояния некоторых систем представлены на рис. 71. Нагнетание как метана, так и азота, содержащих пропан, вызывает поглощение последнего пластовой жидкой углеводородной фазой (РЖУ), аналогично тому, как это происходит при нагнетании обогащенного газа в истощенную ГКС, не содержащую РЖУ до начала разработки.

Несмотря на то, что исходная насыщенность систем 2 и 8 жидкой фазой при 10 МПа одинакова (см. рис. 69, в), динамика насыщенности системы 2 жидкостью в процессе нагнетания газа отличается большей интенсивностью. После нагнетания 1,5 объема "пор" газа насыщенность жидкой фазой у систем 1 и 2 возрастает приблизительно в 3 раза (до 43-45%), а у системы 8 - в 4 раза (до 58-60%). Таким образом, наличие

в газоконденсатном пласте РЖУ метановой природы свидетельствует о возможной целесообразности воздействия на пласт газом, растворяющимся в пластовой жидкой фазе, для принудительного повышения насыщенности ею выше порога гидродинамической подвижности (30-50% объема пор). При наличии в пласте РЖУ не метановой природы целесообразность подобного воздействия на пласт не исключена, хотя требует более строгого подтверждения путем проведения экспериментальных исследований с использованием рекомбинированных проб пластовых флюидов натурального объекта.

4.5. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ

КОМПОНЕНТООТДАЧИ ПЛАСТА, СОДЕРЖАЩЕГО РЖУ

4.5.1. Методика исследований

Описанные в предыдущих главах эксперименты дали основу для создания методики исследований газоконденсатного пласта, содержащего рассеянные жидкие углеводороды, как объекта воздействия с целью повышения компонентоотдачи. Так, моделирование воздействия растворителями на призабойную зону газоконденсатной скважины с целью повышения ее продуктивности, моделирование прокачки сухого газа через истощенный газоконденсатный пласт для повышения компонентоотдачи продуктивных отложений, моделирование фазовых превращений, содержащих РЖУ газоконденсатных систем показали, что массообменные процессы в таких системах хорошо воспроизводятся при использовании в качестве моделей натуральных углеводородных смесей набора чистых углеводородов алканового, аренового, нефтенного рядов с ограниченным количеством компонентов.

Для того, чтобы при исследовании массообменных процессов в сосудах фазовых равновесий с рабочим объемом порядка 500 см^3 (УФР, PVT), поддерживалось близкое к термодинамическому равновесию состояние, темп изменения давления должен составлять не выше $10^{-4} \text{ МПа} \cdot \text{с}^{-1}$, а темп отбора "продукции" не выше $0,2-0,3 \text{ см}^3 \cdot \text{с}^{-1}$ (в пересчете на стандартные условия). Это установлено сравнительными исследованиями авторов в сосудах PVT-8.

Исследование фильтрационных процессов на физических моделях пласта осуществлялось с соблюдением условий приближенного моделирования аналогично тому, как это было сделано при изучении воздействия на истощенный пласт газообразными агентами (см. гл. 3). В качестве моделей пласта использовались элементы описанного комплекса моделей (см. табл. 9). Схема экспериментальной установки, в принципе, соответствовала изображенной на рис. 32 схеме,

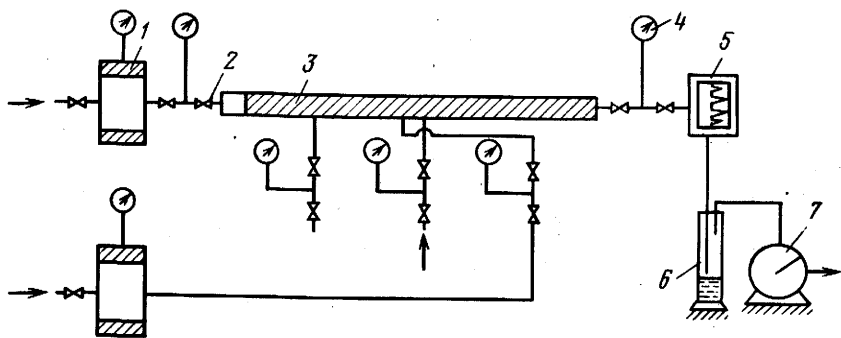


Рис. 72. Схема установки для исследования воздействия на пласт слабо растворимым газом:

1 - сосуд РVT-8; 2 - вентили; 3 - модель пласта; 4 - манометры; 5 - БО-ТАН; 6 - ловушка; 7 - счетчик ГСБ

однако, при выполнении некоторых специальных исследований схему установки несколько варьировали (рис. 72), оснащая ее дополнительными узлами взамен тех, которые не требуются в данном случае. Как и в большинстве ранее описанных экспериментов, одним из важнейших узлов установки был блок отбора и анализа проб (БОТАН).

Отдельные детали методики исследований в необходимых случаях поясняются при рассмотрении материалов, относящихся к конкретному эксперименту.

4.5.2. Исследование влияния рассеянных жидких углеводородов на эффективность эксплуатации ГКМ с поддержанием давления

При реализации полного сайклинг-процесса с поддержанием в газоконденсатной залежи начального пластового или близкого к нему давления присутствие в пласте рассеянных жидких углеводородов (РЖУ) не оказывает заметного влияния на темп извлечения из пласта растворенной в газовой фазе фракции C_{2+} [21]. Естественно, что практически легче реализуются варианты сайклинг-процесса, обеспечивающие частичный возврат газа после извлечения из него компонентов. C_{2+} , то есть лишь замедляющие темп снижения пластового давления. Разработка запасов пластового газа в этом случае дает возможность поставлять народному хозяйству ежегодно определенное количество сухого газа (метана) и компоненты C_{2+} в объеме, пропорциональном содержанию последних в пластовом газе и темпу рециркуляции сухого газа. Однако, при снижении давления в пласте до уровня, существенно от-

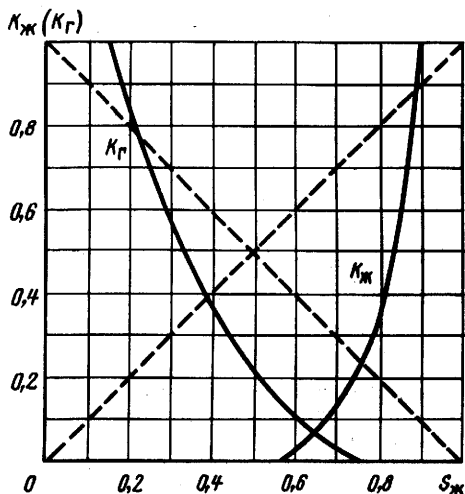


Рис. 73. Относительные проницаемости для газа K_g и конденсата K_k как функции насыщенности S_k пласта жидкой углеводородной фазой; пунктиром обозначены ожидаемые относительные проницаемости при реализации в пласте смешивающегося вытеснения

личающегося от давления начала конденсации пластового газа, эффективность процесса извлечения компонентов C_{2+} начинает уменьшаться вследствие проявляющегося теперь влияния присутствующих в пласте РЖУ [21]. Чем выше содержание в пористой среде РЖУ, тем значительнее их высаждающий эффект, обуславливающий понижение содержания компонентов C_{2+} в равновесной пластовой газовой фазе, а соответственно, и темпа извлечения из пласта этой части запасов.

Поддержание пластового давления с помощью закачки сухого газа (содержащего, в основном, метан) обеспечивает вытеснение пластовой газовой фазы с постоянным содержанием фракции C_{2+} в продукции до момента прорыва сухого газа к эксплуатационным скважинам. В то же время, как показывают эксперименты [4], прокачка через содержащий РЖУ пласт газа, в достаточной степени обогащенного промежуточными компонентами (этаном, пропаном, бутанами), дает возможность компенсировать высаждающее влияние РЖУ благодаря возбуждению фильтрации жидкой углеводородной фазы. В такой фильтрационной системе, какой является частично истощенный газоконденсатный пласт, массоперенос происходит только в газовой фазе ($S_k \leq S_{k \text{ кр.}}$, рис. 73). Закачка обогащенного газа вызывает смещение кривых относительных проницаемостей, поскольку процесс вытеснения приобретает черты смешивающегося вытеснения. Это смещение тем существеннее, чем сильнее степень обогащения газа и меньше различие в свойствах сосуществующих газовой и жидкой фаз. Естественно, что с этой точки зрения наиболее благоприятно осуществлять вытеснение пластовой смеси при возможно более высоких давлениях. Экспериментальные исследования позволяют выбрать

достаточно эффективный (с точки зрения полноты извлечения фракции C_{2+}) вариант поддержания давления на относительно невысоком уровне.

Модели пласта в серии выполненных опытов характеризовались следующими параметрами (длиной L , пористостью m и проницаемостью K): в опытах 1 и 2 $L = 1000$ мм; $m = 0,302$; $K = 1,8 \times 10^{-15}$ м²; в опыте 3 - $L = 5000$ мм; $m = 0,250$; $K = 1,4 \times 10^{-14}$ м². Вся серия опытов выполнена при температуре $20 \pm 1,5$ °С. В опытах 1 и 2 моделировали процесс поддержания давления в частично истощенном газоконденсатном пласте, не содержащем (1) или содержащем (2) РЖУ до начала истощения. В качестве фракции C_{2+} при подготовке газоконденсатной смеси (ГКС) исходного состава использовали стабильный конденсат Вуктыльского месторождения, молекулярная масса которого равна 139 г/моль, а плотность (при 20°С), 0,7680 г/см³; к нему добавляли 10% (по объему) смеси пентана и гексана (1:1), а также компоненты C_2 , C_3 , C_4 . В качестве РЖУ использовали тот же конденсат, к которому был добавлен гексадекан в количестве 5% по объему. Модель частично истощенной газоконденсатной залежи создали, замещая метан в пористой среде на ГКС при давлении выше давления начала конденсации (около 31 МПа), а затем производя выпуск части смеси, пока давление не снизилось до 15 МПа (приблизительно 0,5 давления начала конденсации). Определенная по балансу и на основании результатов исследования ГКС в сосуде PVT-соотношений насыщенность пористой среды выпавшим конденсатом составила к концу истощения около 18% объема пор. В опыте 2 пористую среду с помощью пресса предварительно насытили жидкой смесью вуктыльского конденсата и гексадекана, подняли давление до 15 МПа, затем вытеснили жидкость равновесной при этом давлении газовой фазой ГКС (приведенной в сосуде PVT от давления 31 МПа к давлению 15 МПа путем контактной конденсации). Остаточная насыщенность пористой среды жидкой углеводородной фазой к концу вытеснения составила около 63% объема пор. Вторым этапом опытов 1 и 2 была прокачка (при постоянном давлении в модели пласта 15 МПа) сухого газа следующего состава (молярные доли, %): $C_1 - 92,2$; $C_2 - 5,4$; $C_3 - 1,6$; $nC_4 - 0,8$. Всего через модель пласта прокачали около 6,7 объема пор газа в опыте 1 и 6,3 объема пор в опыте 2.

Завершающий этап опыта заключался в прокачке через модель пласта обогащенного газа следующего состава (молярные доли, %): $C_1 - 65,1$; $C_2 - 9,2$; $C_3 - 9,7$; $nC_4 - 16,0$. Всего было прокачано обогащенного газа 7,2 объема пор в опыте 1 и 6,5 объема пор в опыте 2.

Опыт 3 отличался от опыта 2, в основном, меньшей насыщенностью пористой среды жидкой углеводородной фазой, к концу первого этапа она составляла около 58% объема пор. Составы прокачиваемых газов были практически такими же, что

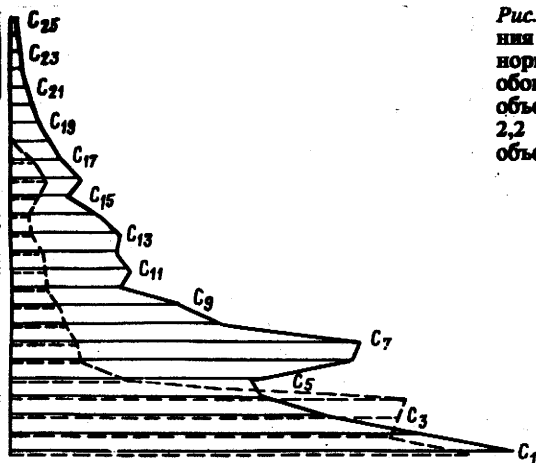


Рис. 74. Хроматограмма извлечения из модели пласта (опыт 2) нормальных алканов при прокачке обогащенного газа; накопленный объем закачанного газа составил 2,2 объема пор (пунктир) и 12,1 объема пор (сплошная линия)

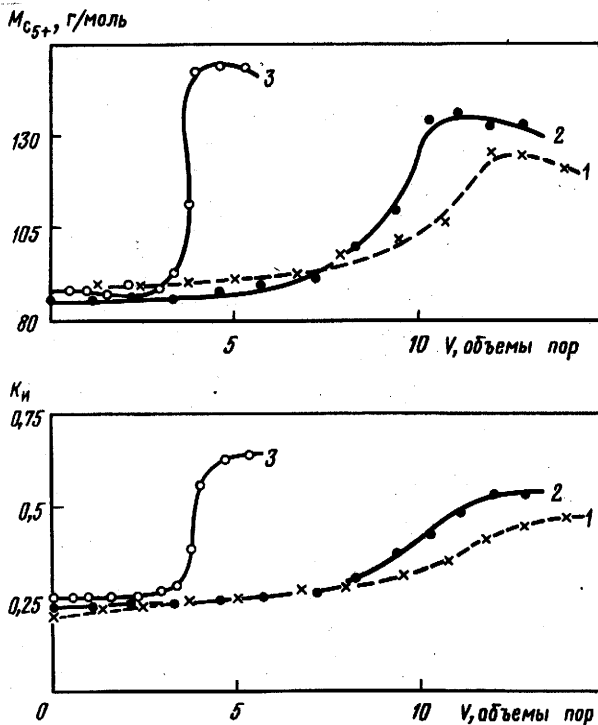


Рис. 75. Динамика извлечения из модели пласта запасов C_{5+} при прокачке последовательно сухого и обогащенного газа; K_n - коэффициент извлечения C_{5+} ; $M_{C_{5+}}$ - молярная масса извлекаемой части C_{5+} ; 1, 2, 3 - номера опытов; V - накопленный объем прокачанного газа (без разделения на сухой и обогащенный газ)

и в опытах 1 и 2. Объемы прокачанных газов (при постоянном среднем давлении в модели пласта 15 МПа) составили: сухого - 2,3 объема пор, обогащенного - 3,1 объема.

На рис. 74, 75 представлены результаты выполненных опытов. Как следует из графиков, прокачка сухого газа при давлении порядка 0,5 давления начала конденсации ГКС дает относительно небольшой эффект с точки зрения темпов извлечения C_{3+} (то есть стабильной части фракции C_{2+}). Прокачка газа, обогащенного этаном, пропаном, бутанами, дает возможность существенно интенсифицировать процесс отбора из пласта жидких углеводородов за счет вовлечения в разработку части запасов жидкофазных углеводородов. Особенно целесообразно применение обогащенного газа в газоконденсатном пласте, содержащем запасы РЖУ преимущественно алкановой природы до начала разработки залежи на режиме истощения.

Неоднородность пластов - коллекторов большинства газоконденсатных месторождений не позволяет рассчитывать на значительный охват пласта сайклинг-процессом, то есть на достаточно высокий эффект повышения углеводородоотдачи. Может оказаться целесообразным поэтому такой вариант сайклинг-процесса, как циклическая закачка обогащенного и сухого газов в пласт типа сложно построенной продуктивной толщи Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения. При выборе опытных участков для закачки можно использовать методический подход, предложенный И.А. Леонтьевым, который основан на выделении в пределах эксплуатационного объекта как подобъектов, так и отдельных зон макронеоднородности. Варьирование фильтрационными потоками пластового, сухого и обогащенного газов, обладающих различными реологическими свойствами, а также возбуждение двухфазной фильтрации в результате закачки обогащенного газа обеспечивают значительно более широкие возможности при разработке запасов пластового конденсатного газа и рассеянных жидких углеводородов. Показатели разработки опытно-промышленного участка месторождения типа Карачаганакского с включением зон макронеоднородности или фрагментов таких зон дадут возможность оценить перспективы предложенного варианта сайклинг-процесса.

4.5.3. Экспериментальное исследование возможности вовлечения в разработку рассеянных жидких углеводородов истощенных газовых залежей с помощью растворителей

Скопления рассеянных жидких углеводородов (РЖУ) всех видов: сорбированные, конденсированные, остаточная нефть - относятся к категории трудноизвлекаемых запасов углеводородов газоконденсатного пласта. В данном разделе анализируются результаты выполненных совместно с Б.В. Макеевым

экспериментов по извлечению из пласта сорбированных и конденсированных РЖУ за счет испарения, а также вытеснения их растворителями. Технология глубокого истощения (до остаточного пластового давления близкого к атмосферному) газоконденсатного пласта для извлечения РЖУ за счет испарения в паровую фазу, очевидно, не имеет промышленного значения и едва ли выйдет за рамки опытных работ. Однако, результаты лабораторных исследований по испаряемости жидких углеводородов (выпавшего газового конденсата, РЖУ, остаточной нефти) представляют интерес при оценке энергетического барьера, который требуется преодолеть в ходе воздействия на продуктивный пласт для извлечения из него рассеянных, а также оставшихся в истощенном пласте жидких углеводородов. Технология вытеснения РЖУ растворителями может иметь перспективы в связи с подготовкой истощенных газоконденсатных залежей к созданию в них подземных хранилищ газообразных (ПХГ) и жидких углеводородов. Освобождение пористого пласта от находящихся в нем жидких углеводородов (например РЖУ) при создании ПХГ осуществляется с целью осушения пласта и улучшения условий эксплуатации скважин; кроме того, при этом добывается определенное количество жидкого углеводородного сырья. В случае нецелесообразности проведения предварительного освобождения пласта - коллектора от жидких углеводородов в процессе создания подземных хранилищ, результаты экспериментальных исследований по испаряемости и по вытеснению РЖУ растворителями будут необходимы при рассмотрении в проекте ПХГ мероприятий по нормальной эксплуатации скважин при отборе газа и по подготовке газа к транспорту.

Эксперименты выполняли на физических моделях пласта. При этом изучали динамику извлечения РЖУ из пористой среды в процессе глубокого истощения системы, а также прокачки жидкого углеводородного растворителя, осуществляемой при повторном повышении давления с помощью буферного газа. Модель пласта представляла собой заполненную частично молотым кварцевым песком трубу длиной 1000 мм и диаметром 44 мм. Проницаемость и пористость пласта составляли соответственно $1,5 \cdot 10^{-14}$ м² и 27%. Экспериментальная установка включала также камеру для изучения фазовых равновесий углеводородной смеси, образцовые манометры, узел отбора проб, змеевиковые ловушки для сепарации газового конденсата, газовый счетчик барабанного типа. Методикой экспериментов предусматривалось предварительное заполнение рабочих емкостей установки метаном, давление которого составляло около 36 МПа, и замещение его при этом давлением на газоконденсатную смесь заданного состава (M - молярная масса фракции C_{5+} , КГФ - конденсатногазовый фактор, давление начала конденсации смеси $P_{нк} = 31$ МПа), %:

Метан	74,95
Этан	11,06
Пропан	4,88
n-Бутан	1,99
Пентан	0,66
Циклогексан	1,05
Бензол	0,59
Октан	0,65
Толуол	0,60
Этилбензол	0,82
Ундекан	1,27
Додекан	1,43
Пентан+вышекипящие	7,07
M, г/моль	116
КГФ, г/м ³	353

Состав равновесной газовой фазы и сорбированных в модели пласта РЖУ определялся из уравнения материального баланса. Далее выполняли следующие этапы эксперимента: замещение (при давлении $P = 36$ МПа) равновесной газовой фазы на буферный газ; истощение системы до атмосферного давления; нагнетание в систему буферного газа для повышения давления в ней до 8 МПа; вытеснение при давлении 8 МПа содержимого модели пласта оторочкой жидкого растворителя, продвигаемой буферным газом. В качестве буферного газа использовали метан или азот, в качестве жидкого растворителя - широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ). Было выполнено два эксперимента, различавшихся составом буферного газа. В первом случае применение метана в качестве буферного газа позволило создать в пористой среде модель сорбированных РЖУ, а использование азота во втором - модель выпавшего при относительно высоком давлении углеводородного конденсата, то есть модель конденсированных РЖУ (введение азота в систему значительно повысило величину $P_{нк}$ смеси на фронте вытеснения и вызвало переход части углеводородов в жидкую фазу).

К концу истощения системы с метаном до остаточного давления около 0,1 МПа модель пласта содержала 2,1% объема пор сорбированных углеводородов, практически состоявших из компонентов C_{5+} . Молекулярная масса сорбированной части этой фракции составляла 128 г/моль, тот же параметр равновесной газовой фазы газоконденсатной системы начального состава не превышал 121 г/моль. Вытеснение содержимого модели пласта оторочкой ШФЛУ при давлении 8 МПа (после предварительного нагнетания буферного метана) позволило извлечь около 85% сорбированных РЖУ к моменту, когда накопленный объем закачанных растворителей и буферного газа (метана) составил около двух объемов пор. В пористой среде осталось незначительное количество фракции C_{5+} - около 0,3% объема пор. Аналогичным образом была истощена (до давления около 0,1 МПа) система с азотом, причем, запасы конденсированных

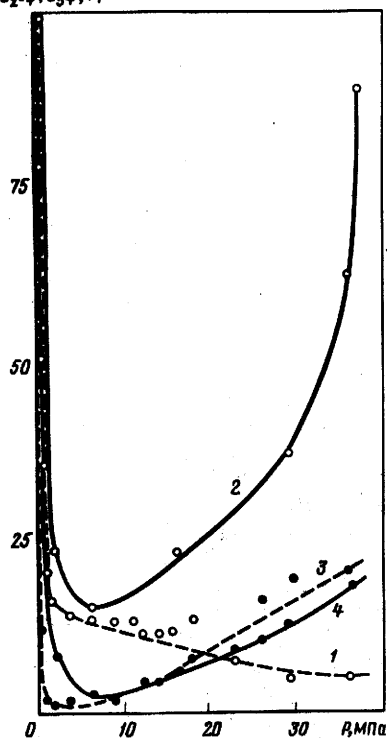
$C_{2-4}, C_{5+}, \text{г/м}^3$ 

Рис. 76. Динамика содержания в продукции фракций C_{2-4} (1, 2) и C_{5+} (3, 4) при истощении модели пласта с сорбированными (1, 3) и конденсированными (2, 4) РЖУ

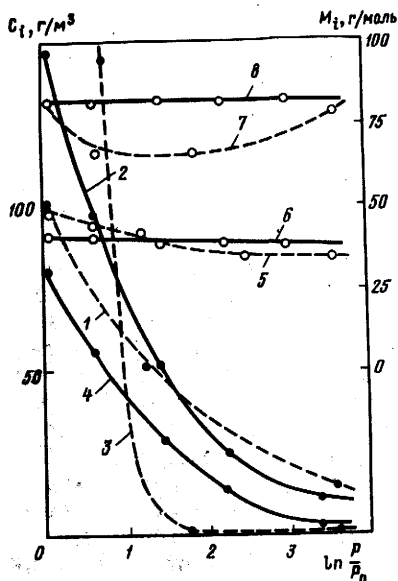
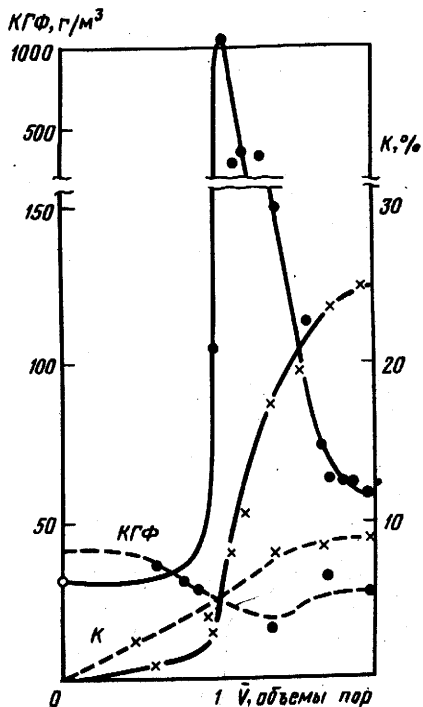


Рис. 77. Кривые содержания в продукции фракций C_{2-4} (1, 2) и C_{5+} (3, 4) при глубоком истощении системы, содержащих сорбированные (1, 3) и конденсированные (2, 4) РЖУ; 5, 6 и 7, 8 - молекулярная масса M_i фракций C_{2-4} и C_{5+} соответственно (5, 7 - сорбированные РЖУ; 6, 8 - конденсированные РЖУ)

РЖУ (практически фракции C_{5+}) составили 9,9% объема пор. Последующее повышение давления в системе до 8 МПа и вытеснение содержимого модели пласта привели к тому, что после нагнетания растворителя и буферного газа (азота) в размере, равном двум объемам пор, из пористой среды было извлечено 62% запасов РЖУ (рассчитанных на момент окончания истощения системы), а пластовые потери жидких углеводородов снизились до 3,8% объема пор.

Рис. 78. Динамика вытеснения оторочкой ШФЛУ сорбированных (сплошные линии) и конденсированных (пунктир) РЖУ:
 K - коэффициент извлечения РЖУ; \bar{V} - объем закачанного ШФЛУ и буферного газа



Результаты экспериментов (рис. 76-78) свидетельствуют о том, что глубокое истощение системы без нагнетания внешнего агента позволяет извлечь не более 1,5-2% запасов РЖУ.

Таким образом, для вовлечения в разработку рессейанных жидких углеводородов газовых залежей необходимо активное воздействие на пласт. Эксперименты показали, что РЖУ обоих исследованных типов могут быть извлечены из пористого пласта с помощью растворителя, например, ШФЛУ. Механизмы вытеснения сорбированных и конденсированных РЖУ существенно различаются. В первом случае количество вытесняемого вещества недостаточно для образования ярко выраженного "вала", происходит лишь десорбция углеводородов в фильтруемый агент с образованием относительно слабого раствора их в ШФЛУ (конденсатногазовый фактор не превышает 50 г/м³). Во втором случае уже при пройденном фронтом растворителя расстоянии приблизительно равном длине модели формируется вал ранее конденсированных углеводородов с пиковым $КГФ$ порядка 1000 г/м³. Конкретные показатели процесса воздействия могут быть получены при физическом моделировании разработки природного пласта - коллектора.

4.5.4. Исследование эффективности воздействия слаборастворимым углеводородным газом на пласт с высоким содержанием рассеянных жидких углеводородов

Конденсатоотдача газоконденсатного пласта, содержащего рассеянные жидкие углеводороды (РЖУ), при разработке на режиме истощения оказывается еще меньшей, нежели аналогичного пласта без РЖУ [20]. Это обусловлено смещением фазового равновесия в системе с РЖУ в сторону жидкой фазы. Величина снижения содержания фракции C_{5+} (а в общем случае C_{2+}) в газовой фазе определяется, при прочих равных условиях, количеством и составом РЖУ. Если начальная насыщенность пласта РЖУ составляет 20-30% объема пор, то в результате конденсации компонентов C_{2+} , происходящей по мере снижения пластового давления, относительное содержание жидкой фазы может достичь порога гидродинамической подвижности (35-45%). В практике разработки многих газоконденсатных месторождений наблюдается вынос РЖУ после отбора части запасов пластового газа [26], однако, промышленного значения он, как правило, не имеет.

Описанные в гл. 3 исследования авторов показали, что при прокачке метана через истощенный пласт, характеризующийся высокой, но не превышающей порог подвижности насыщенностью жидкой углеводородной фазой, может возбуждаться фильтрация этой фазы. Процесс перехода однофазной газовой в двухфазную газожидкостную фильтрацию обуславливается высаждающим эффектом сухого углеводородного газа по отношению к растворенной в пластовой равновесной газовой фазе фракции C_{2+} . Экспериментальные исследования и расчеты фазовых превращений с использованием констант равновесия показали, что перспективным направлением повышения углеводородоотдачи содержащего РЖУ газоконденсатного пласта является нагнетание в него также азотсодержащих газов. Происходящие при этом в системе процессы усиливают смещение равновесия в сторону жидкой фазы (рис. 79).

Исследования включали опыты в сосуде фазовых равновесий и на физических моделях пласта. В первом случае в сосуд помещали газоконденсатную смесь следующего состава (молярные доли, %): C_1 - 78,0; C_2 - 8,0; C_3 - 3,7; nC_4 - 2,0; C_6 - 3,5; C_7 - 4,8. Давление начала конденсации смеси при 20 °С было равно 16,2 МПа, конденсатогазовый фактор - 356 г/м³. После истощения системы до давления 15 МПа количество выпавшего конденсата составило 10,2% рабочего объема сосуда. Далее производили ступенчатое изобарическое замещение половины объема равновесной газовой фазы на газ, содержащий 92% азота. На каждой ступени опыта измеряли количество жидкой фазы (при давлении 15 МПа), определяли давление начала конденсации $P_{нк}$ и давление максимальной конденсации $P_{мк}$ вновь полученной смеси, затем переходили к следующей ступени

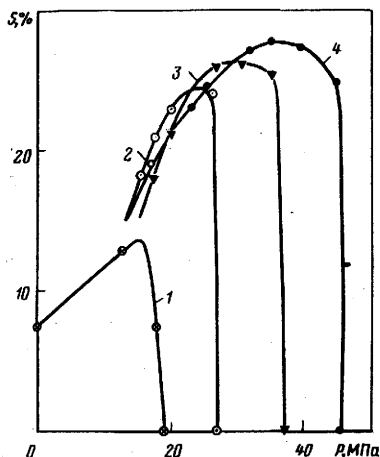


Рис. 79. Динамика насыщенности S и давления начала контактной конденсации $P_{нк}$ при замещении азотсодержащим газом 50% равновесной газовой фазы:

1 - смесь 1 (исходная ГКС, система 1, табл. 14); 2 - смесь 2 (смесь 1, в которой замещено 50% газовой фазы на азотсодержащую смесь); 3 - смесь 3 (смесь 2, в которой замещено 50% газовой фазы на азотсодержащую смесь); 4 - смесь 4 (смесь 3, в которой замещено 50% газовой фазы на азотсодержащую смесь)

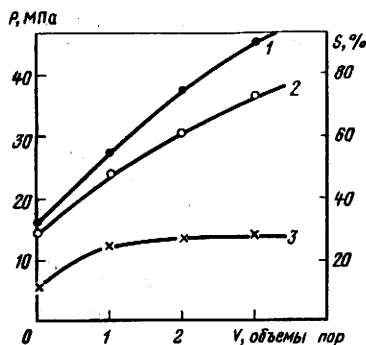


Рис. 80. Зависимость давления начала (1) и максимальной (2) конденсации, максимальной насыщенности S (3) системы жидкой фазой от кратности ν замещения половины объема равновесной при $P = 15$ МПа ($< P_{нк}$ при $\nu = 0$) газовой фазы на азотсодержащий газ

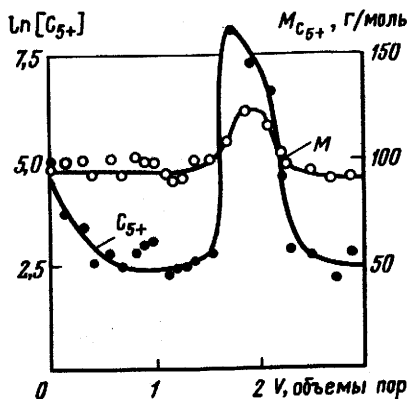
замещения. Результаты этих опытов представлены на рис. 80. Замещение пластовой газовой фазы на азотсодержащий газ вызывает повышение величин $P_{нк}$ и $P_{нк}$ смеси и дополнительную конденсацию компонентов C_{2+} при неизменном пластовом давлении (равном в опытах 15 МПа). Особенно резкое увеличение количества жидкой фазы происходит при замещении 50% пластовой газовой фазы начального состава - насыщенность смеси жидкостью возрастает от 10,2% до 24,5%. Если исходная насыщенность газоконденсатного пласта РЖУ и выпавшим конденсатом составляет 20-30%, то последующее воздействие азотсодержащим газом позволит увеличить суммарную насыщенность жидкой фазой до величин, превышающих порог гидродинамической подвижности.

Опыты на физических моделях пласта предусматривали оценку эффективности разных вариантов воздействия азотсодержащим газом. Первый опыт выполнен на модели длиной 1000 мм и

диаметром 43 мм. Насыпная пористая среда имела проницаемость $1,5 \cdot 10^{-12}$ м², пористость 35%, содержала связанную воду в количестве, равном около 19% объема пор. На первом этапе опыта, после заполнения модели газоконденсатной смесью (C₁ - 83, nC₄ - 14, C₃₂ - 3%) при давлении выше $P_{нк} = 27,5$ МПа и температуре 20 °С, давление в системе снижали до 10 МПа. Затем, путем нагнетания азотсодержащего газа (92% азота) поднимали его до 24 МПа, то есть создавали модель газоконденсатной залежи, содержащей РЖУ в количестве около 11% объема пор. Далее, при постоянном давлении 24 МПа через модель пласта прокачивали азотсодержащий газ. Прокачка газа обеспечила извлечение значительной доли высокомолекулярных компонентов "пластовой" смеси: к моменту подачи азотсодержащего газа в количестве, равном приблизительно трем поровым объемам, коэффициент извлечения РЖУ достиг 24,8% от начальных их запасов. Приблизительно такое же количество жидких углеводородов было получено на последующей стадии истощения системы - от 24 до 3 МПа. Второй опыт выполнен на модели пласта длиной 5000 мм и диаметром 26 мм. Проницаемость и пористость насыпной пористой среды составляли соответственно $1,4 \cdot 10^{-14}$ м² и 25%. Связанную воду в этом опыте не моделировали. В пористой среде путем вытеснения жидкой углеводородной фазы (с молярной массой 156 г/моль) конденсатным газом такого же состава, что и в опыте, осуществленном в сосуде фазовых равновесий, создали при давлении 20 МПа (с последующим истощением до 15 МПа) высокую насыщенность РЖУ - около 58% объема пор. Основным этапом опыта состоял в прокачке (при постоянном давлении 15 МПа и температуре 20 ± 1 °С) азотсодержащего газа (92% азота) и пластовой газовой фазы в соотношении приблизительно 1:1. После того, как накопленный объем закачанных газов составил около 1,7 объемов пор обрабатываемой зоны пористой среды, в продукции модели пласта стало резко нарастать содержание высокомолекулярных компонентов. Повышенное содержание C₅₊ сохранялось в течение достаточно длительного периода времени, и только после прокачки газов в количестве еще около 0,6 объема пор содержание C₅₊ резко упало до исходного, характеризовавшего равновесную пластовую газовую фазу. Результаты второго опыта на модели пласта представлены на рис. 81. Здесь видно, что воздействие азотсодержащим газом на газоконденсатный пласт, насыщенность которого РЖУ близка к порогу гидродинамической подвижности, позволяет обеспечить фильтрацию жидкой фазы и извлечь существенную часть запасов РЖУ (коэффициент извлечения запасов РЖУ в данном случае составил 17%).

При рассмотрении возможности воздействия азотсодержащего газом на газоконденсатный пласт, насыщенность которого РЖУ РЖУ (а также выпавшего конденсата) следует, естественно, с максимально возможной достоверностью оценить коэффициент

Рис. 81. Динамика извлечения РЖУ при прокачке V объемов пор азотсодержащего газа через газоконденсатный пласт при давлении $P/P_{ик} = 0,85$ и температуре 20 ± 1 С



охвата пласта процессом и эффект относительного сокращения длины переходной зоны при переносе результатов лабораторных опытов на модели пласта на натурный пласт, где расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами составляют сотни метров. При наличии обычной геолого-промысловой информации о пласте конкретные параметры процесса могут быть рассчитаны с достаточной точностью на стадии опытного проектирования.

Глава 5

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОВЫШЕНИЯ КОМПОНЕНТОУДАЧИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО ПЛАСТА

Экспериментальные и аналитические исследования позволили рассмотреть возможность использования эффектов испарения, конденсации, смешивающегося вытеснения для создания методов повышения компонентоудачи газоконденсатного пласта. Предложенные авторами технологические процессы воздействия на пласт с целью повышения полноты отбора углеводородов, метод контроля вовлечения в процесс фильтрации рассеянных жидких углеводородов (РЖУ), метод контроля прорыва сухого газа при вытеснении равновесной пластовой газовой фазы реализуются на Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении.

В соответствии с проектом "Конденсат-2" на Вуктыльском НГКМ осуществляется апробация изобарической прокачки сухого (тюменского) газа. На месторождении реализована также технология локального воздействия на пласт с целью повышения продуктивности скважин.

На основании результатов экспериментальных исследований и математического моделирования процесса вытеснения газа газом основными требованиями к участку пласта как объекту внедрения технологии являются насыщение коллектора РЖУ (помимо ретроградного конденсата, образовавшегося в процессе разработки пласта на режиме истощения) и преимущественно поровый тип коллектора. При реализации локального воздействия к призабойной зоне скважины - объекта обработки, следует предъявлять аналогичные требования, а также выбирать скважины с эффективной толщиной продуктивной части разреза не более 60-80 м и с умеренными дебитами по газу (высокодебитные скважины обычно не подвержены эффекту падения продуктивности и не требуют обработок).

5.1. ПЛОЩАДНОЕ ВЫТЕСНЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

5.1.1. Геолого-промысловая характеристика опытного участка

Для испытания в промысловых условиях технологии вытеснения пластовой смеси сухим газом при низких пластовых давлениях $P \leq P_{ик}$ специалистами ВНИИГАЗа и Предприятия "Севергазпром" при участии авторов был выбран полигон в районе скважин 195-129 Вуктыльского НГКМ. Этот полигон занимает часть южного погружения (периклинали) северного купола в пределах площади, ограниченной скважинами 7, 129, 130, 133, 254, 131/150, 128, 127, в центре которой располагаются скв. 158, 195, 151 (табл. 15). Площадь опытного участка на структурной основе (карте по кровле артинского яруса нижнепермских отложений) располагается между изогипсами минус 2100 м (скважина 129) и минус 2700 м (скважина 128) в присводовой части и на восточном крыле структуры. Породы здесь залегают под углом 24° , а гипсометрический перепад маркирующей поверхности составляет 600 м. В южном направлении поверхность погружается более плавно и на участке от скважины 129 до 133 и 254 имеет угол наклона до 9° , гипсометрический перепад 400 м (рис. 82).

Толщина и стратиграфический объем продуктивного разреза, вскрытого скважинами в пределах опытного участка, контролируется гипсометрическим положением структурной поверхности продуктивных отложений и плоскостью газоводяного или газонефтяного контакта (ГВК, ГНК). На участке продуктивный разрез вскрыт от бобриковских до кунгурских отложений.

По литологическим и петрофизическим свойствам и характеру распределения коллекторов вскрытая газонасыщенная толща

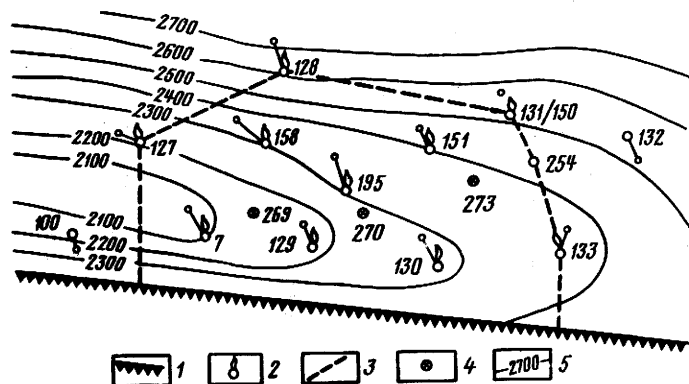


Рис. 82. Структурная карта опытного участка УКПГ-8:

1 - линия регионального надвига; 2 - эксплуатационные скважины; 3 - граница опытного участка; 4 - наблюдательные скважины; 5 - изогипсы подошвы кунгурского яруса нижней перми

подразделяется на литолого-стратиграфические продуктивные горизонты, объединяющие от одной до нескольких стратиграфических единиц разреза. В пределах рассматриваемого участка их вскрыто шесть. Эти горизонты по результатам исследований В.И. Сливкова, В.А. Лещенко, Н.А. Рулева имеют следующую литологическую характеристику.

Отложения аргинского и сакмарского ярусов нижней перми (пачка I) средней толщиной 246 м представлены темно-серыми плотными в разной степени окремненными и сильно перекристаллизованными разноглинистыми до мергелей и даже аргиллитов органогенно-обломочными и органогенными известняками, и только в верхней части - мергелями и аргиллитами. Книзу окремнение уменьшается, появляются слабая доломитизация и участками микрокавернозность. Все породы имеют хорошо развитую микротрещиноватость. Заметное увеличение густоты микротрещин наблюдается в сводовых частях структуры и на ее западном крыле. На долю трещинно-поровых коллекторов приходится 5% толщины горизонта. Коллекторы залегают крайне неравномерно в виде тонких прослоев и линз. По данным геофизических исследований скважин (ГИС) почти весь разрез рассматриваемой толщи характеризуется крайне слабой расчлененностью и высокими сопротивлениями до 5000 Ом·м и выше.

Однако, материалы бокового каротажа (БК) указывают на неоднородность разреза за счет переслаивания тонких (1-3 м) пропластков различного сопротивления. Чисто артинские карбонаты газоотдающими являются только в скважине 2 (контрольно-наблюдательная), расположенной вне рас-

Геолого-промысловая и фильтрационно-емкостная характеристика скважин

Номер скважины	Интервал перфорации, фильтра, открытого ствола, м	Перфорированная толщина, м	Возраст пород	Параметры коллекторских свойств в интервале перфорации		
				$h_{эф}$, м	m , %	$K_{пр} \cdot 10^{-15}$ м ²
7	2916-3018 3022-3030 3052-3068 3124-3140 3168-3215	189	Тектоническое нарушение	88,8	-	-
127	2573-2900,5 (открытый ствол)	327,5	$P_{1as} - C_{1vn}$	-	-	-
128	3000-3040 3055-3065 3090-3190 3200-3230 3275-3282 3290-3320	217	$P_{1s} - C_{1pr}$	64,3	7,8	0,5
129	2505-2535 2580-2730 2780-2840 2840,6-2851	250,4	$P_{1as} - C_{1vn}$	81,4	10,0	1,8
133	2800-2898 2905-3001	194	$C_{2m} - C_{1pr}$	96,8	-	-
150	3108-3136 3144-3160 3280-3330	94	$C_{2b} - C_{1vn}$	69	9,5	1,36
151	2810-2930 3000-3040 3095-3175	240	$C_{2m} - C_{1vn}$	134,5	9,6	1,4
158	2800-2830 2850-2960 3030-3140 3314-3336	272	$C_{2m} - C_{2b}$	58,6	8,4	0,72
195	2954-3071 3104-3200	213	$C_{2b} - C_{1mn}$	66,1	9,5	1,35

* Незначительная газоотдача, в подсчет не включена.

Работающий интервал, м	Толщина работающего интервала, м	Параметры коллекторских свойств пород в работающих интервалах			Дата проведения ГИС	Дебит на 1.01.89 г., т·м ³ /сут.
		$h_{эф}$, м	m , %	$K_{пр15}$, м ²		
2940-2948 2963-2970 3129-3142 3168-3197	57	35	-	-		312
-	-	-	-	-		331
3089-3100 3218-3224	17	3,5	8,3	0,68	7+21.01.87	10
-	-	-	-	-		564
-	-	-	-	-		410
-	-	-	-	-		206
2846-2858 2872-2907 3000-3007	54	35,3	10,7	2,5	20-23.03.81	257
2800-2825 2850-2913 (3029-3100)*	88	33,4	8,5	0,78	2-3.12.83	218
-	-	-	-	-	24.03.82	26

смаатриваемого участка, и в центральной, тяготеющей к западному крылу сводовой части северного купола. Кроме того, в ряде скважин, опробованных в разное время (4, 12, 26, 33, 34, 35, 29, 47, 142, 56, 57, 204, 207), испытанные в этой части разреза объекты оказались "сухими" или, в лучшем случае, были получены слабые признаки газонефте- и водонасыщения. Эти отложения ведут себя как низкопоровый "неколлектор", обладающий достаточно высоким остаточным водонасыщением, большим градиентом давления, тонкопоровым строением, отсутствием зависимости между пористостью, проницаемостью и остаточной водонасыщенностью. Продуктивность сакмарских отложений отдельно не установлена, они эксплуатируются совместно с ассельскими, всего лишь в 4-х скважинах (3, 114, 144, 145), расположенных за пределами рассматриваемого участка.

Отложения ассельского яруса и верхнего карбона (пачка II) имеют среднюю толщину на участке 73,3 м. Состоят они преимущественно из темно-серых, серых и реже светло-серых плотных органогенных, органогенно-обломочных и органо-детритовых, сильно перекристаллизованных известняков, в разной степени доломитизированных до доломитов, глинистых и окремненных. Породы макро- и микротрещиноватые, отмечается микрокавернозность. Трещинно-поровые коллектора составляют 20,1% толщины горизонта. Залегают они неравномерно тонкими (0,5-2 м) пропластками. Продуктивность этих отложений отмечается в скважинах, расположенных на западном крыле и тяготеющих к сводовой принадвиговой зоне (скважины 3, 144, 154), где наиболее развита макро- и микротрещиноватость пород, за счет чего улучшаются их ФЭС. К востоку от свода породы тонкопоровые, плотные.

Отложения московского яруса среднего карбона (пачка III) средней толщиной 136 м на участке представляют собой чередование светло-серых органогенно-детритовых в разной степени перекристаллизованных и доломитизированных известняков и вторичных доломитов с переходом одной породы в другую. По всему разрезу установлены микротрещиноватость, микрокавернозность, сутуры. Для нижней (подошвенной) части горизонта характерно наличие глинистых разностей карбонатных пород, которые являются "репером". По данным промысловой геофизики разрез слабо дифференцирован, кроме нижней части, менее уплотнен и характеризуется меньшими сопротивлениями ($\rho_x = 500-2000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$). Участкам, где преобладают доломиты, соответствует низкий фон гамма-активности. На долю поровых и трещинно-поровых коллекторов приходится 31,6% толщины горизонта.

Отложения башкирского яруса среднего карбона и протвинского горизонта серпуховского яруса нижнего карбона (пачка IV) имеют среднюю толщину на участке 116,8 м. Слагается пачка темно-серыми, серыми и в меньшей мере

светло-серыми в основном уплотненными органогенно-детритовыми и органогенно-обломочными известняками, в разной степени доломитизированными и перекристаллизованными, вторичными доломитами. В верхней части разреза отмечаются переходы одной породы в другую, в нижней части - сокращение доломитов и некоторое увеличение глинистости. Повсюду отмечается макро- и микротрещиноватость, реже микрокавернозность. На долю поровых и трещинно-поровых коллекторов приходится 20,1% толщины горизонта, в разрезе они представлены тонкими пропластками, линзами.

Нерасчлененные отложения стешевского, тарусского горизонтов серпуховского яруса и веневского горизонта визейского яруса нижнего карбона (пачки V) имеют среднюю толщину на участке 135,1 м, представлены преимущественно светло-серыми, серыми и темно-серыми органогенно-детритовыми известняками, перекристаллизованными и доломитизированными и реже - вторичными доломитами. Породы массивные, плотные, крепкие, слабо глинистые (изредка до мергелей), реже слабоокремненные и пиритизованные, участками пористые и микрокавернозные.

Повсеместно развита макро- и микротрещиноватость. Разрез в целом более уплотнен и слабо дифференцируется стандартной электрометрией. Поровые и трещинно-поровые коллектора составляют 47,5% толщины горизонта.

Отложения михайловского, алексинского, тульского и бобриковского горизонтов визейского яруса нижнего карбона (пачка VI) в полном стратиграфическом объеме вскрыты на участке максимальной толщиной 409 м (скважина 254), состоят из карбонатных и терригенных пород. Верхняя и средняя (михайловско-тульская) часть разреза слагается в основном известняками темно-серыми и реже светло-серыми, переходящими участками в доломиты и глинистые разности карбонатных пород с прослоями алевролитов, песчаников и аргиллитов. Нижняя (бобриковская) часть - это кварцевые песчаники и алевролиты, переслаивающиеся с глинами, аргиллитами, углистыми сланцами. В пределах участка газонасыщенными являются бобриковские песчаники, примыкающие узкой полосой к плоскости регионального надвига, осложняющего западное крыло структуры до скважины 133. В целом для рассматриваемой толщи характерно преобладание уплотненных пород. Поровые разности представлены в основном тонкими прослоями, на долю которых в контуре газонности (минус 3207 м) приходится 22% толщины продуктивного разреза горизонта.

Кратко рассмотрим коллекторские свойства продуктивной толщи. Характерной особенностью продуктивной толщи газоконденсатной залежи Вуктыла в целом и ее отдельных участков является преобладание в ней карбонатных пород и сильная изменчивость продуктивности отложений по площади и разрезу, наблюдающаяся как при разведке месторождения,

так и сохранившаяся в процессе текущей разработки. Высокая продуктивность отмечается в скважинах, расположенных в сводовой и присводовой частях структуры, что свидетельствует о невыдержанности коллекторских свойств пород газоконденсатнонасыщенного разреза.

Коллекторы продуктивной толщи относятся к сложным, имеют, как правило, вторичную пористость, по характеру пустотного пространства являются смешанными и имеют межзерновую, трещинную и каверновую пористость. Поровые и мелкокаверновые участки приурочены в основном к доломитам и доломитизированным известнякам.

В разрезе продуктивной толщи В.И. Сливковым, В.А. Лещенко, Н.А. Рулевым в соответствии с подходом А.А. Ханина установлено три группы коллекторов:

1-я группа - тонкопорово-микрокаверновотрещинные,
 $m = 0,1-3\%$; $K = 10^{-19} - 9 \cdot 10^{-17} \text{ м}^2$,

2-я группа - порово-микрокаверновотрещинные,
 $m = 3-6\%$; $K = 5 \cdot 10^{-19} - 8,5 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$,

3-я группа - трещинно-микрокаверновопоровые, $m > 6\%$; $K = 1,1 - 10^{-16} - 4,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

По данным разработки и профилям притока установлено, что основную емкость газоконденсатного резервуара залежи составляют в основном коллекторы третьей группы ($m > 6\%$), т.е. трещинно-поровые. Поэтому для опытного участка характеристика емкостных и фильтрационных свойств коллекторов, особенности их распределения в продуктивном разрезе даются по 3-й группе ($m > 6\%$) коллекторов. Рассматриваются и приводятся ФЕС пород - коллекторов в стратиграфической последовательности снизу вверх от VI до II горизонта ($C_{\text{Iвв}} - C_{\text{Iмн}} - P_{\text{Iа}} + C_3$). Продуктивный разрез в пределах участка под закачку газа начинается терригенными отложениями бобриковского горизонта нижнего карбона (пачка VI); максимальная вскрытая толщина их 197 м (скважина 254), из которых газонасыщенного коллектора лишь 6,4 м (скважина 195). В скважине 254 все эффективные толщины приходятся на нефтенасыщенную часть разреза. Пористость в продуктивной части составляет 5%, проницаемость $1,2 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$. Разрез уплотнен.

Тульские и алексинские отложения относятся к плотным низкопоровым "неколлекторам" и рассматриваются как полуэкранны для газовых скоплений в бобриковских песчаниках.

Разрез михайловских отложений вскрыт в скважинах 151, 158, 195, 254 (254 - геофизическая скважина), эффективные газонасыщенные толщины выявлены в скважинах 151 и 158 соответственно 13,9 и 23,2 м. В скважинах 195 и 254 эти отложения представлены плотными разностями пород. Пористость газонасыщенных пород составляет 9,1-9,7%, проницаемость $(1,01-1,65) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Стешевские - веневские карбонаты в пределах участка вскрыты шестью скважинами (7, 150, 151, 158, 195 и 254). Они характеризуются высокими значениями эффективных толщин от 49,4 м (скважина 150) до 85,6 м (скважина 7), пористостью от 7,5 до 10,5% и проницаемостью $(0,45-2,3) \cdot 10^{-15}$ м². Максимальные эффективные толщины в контуре изопахиты 80 м развиты в центральной части участка. К востоку они уменьшаются до 30 м, на юге и севере участка до 50 и 60 м. Трещинно-поровые коллекторы составляют 49,8% толщины горизонта.

Башкирский-протвинский разрез вскрыт практически всеми скважинами (7, 128, 130, 133, 150, 151, 158, 195, 254). Максимальные эффективные толщины оконтуриваются изопахитой 40 м в районе скважин 7, 151, 133, 129. На восток и запад эффективные толщины изменяются соответственно до 20 м. Емкость этой толщины характеризуется пористостью от 6 до 9,9%, фильтрационные свойства проницаемостью $(0,14-1,9) \cdot 10^{-15}$ м². В целом башкирские-протвинские карбонаты более плотные, чем стешевско - веневские. Трещинно-поровые коллекторы в разрезе залегают в виде прослоев, линз, на долю которых приходится 23,7% толщины горизонта.

Отложения московского яруса среднего карбона в пределах участка вскрыты всеми скважинами. Трещинно-поровые коллекторы развиты по всей площади. Наибольшие эффективные газонасыщенные толщины приурочены к скважинам 7, 129 и 151. Максимальное значение эффективной толщины, равное 99,3 м, имеет скважина 151. Основной объем коллекторов приходится на сводовую центральную часть участка, которая оконтуривается изопахитой 80 м. На погружениях к границам участка эффективные толщины сокращаются до 60-50 м. На трещинно-поровые коллекторы ($m > 6\%$) приходится 55,7% толщины горизонта. Пористость пород - коллекторов изменяется от 7,1 до 10,3%, проницаемость $(0,3-2,3) \cdot 10^{-15}$ м². Основной объем коллекторов приурочен к средней части московских карбонатов, что позволяет их рассматривать как единый газогидродинамически связанный газоконденсатонасыщенный резервуар. С учетом высоких ФЕС и наличия значительных остаточных запасов газа и конденсата московские карбонаты являются основным объектом под закачку газа.

Нижнепермские отложения (в объеме ассельских, сакмарских, артинских), а также и верхнекаменноугольные в пределах участка представлены плотными, глинистыми карбонатными породами, в основном с пористостью $m = 0,1-3\%$. Трещинно-поровые коллектора по площади развиты в виде ограниченных полей, по разрезу это - отдельные тонкие прослои и линзы. Доля их составляет от 3-х до 10% толщины горизонтов. Так же как тульские и алексинские отложения, толща нижнепермских - верхнекаменноугольных карбонатов в целом относится к

низкопоровым "неколлекторам", которые на процесс закачки газа отрицательного влияния не окажут.

Остановимся на особенностях флюидонасыщения продуктивного разреза и характере водопроявлений по информации, известной к началу проектирования технологической схемы эксплуатации опытного участка. В разрезе Вуктыльского месторождения относительно однородные (трещинно-поровые) коллекторы, как правило, залегают в виде довольно тонких пластов, разделенных низкопористыми и непоровыми коллекторами, но в сумме составляющих значительные толщины. Породы - коллектора независимо от гипсометрии и стратиграфического положения имеют сложное строение и характеризуются резкой неоднородностью по ФЕС, что, в свою очередь, в процессе разработки оказывает влияние на характер насыщения пластовыми флюидами продуктивной толщи залежи.

В 1981 г. по данным ГИС с учетом результатов опробования скважин было установлено наличие в приконтактной части залежи зоны трехфлюидного насыщения, которая была названа "переходной зоной". Эта зона находится между чисто газонасыщенной и чисто водонасыщенной частями разреза. В скважинах, вскрывших нефтяную оторочку, она насыщена нефтью, в остальных - имеет смешанное газонефтеконденсатоводяное насыщение.

Особенностью "переходной зоны" является ее перемещение (в процессе разработки) по разрезу из области повышенного давления (приконтактной) в зону с низким градиентом давления (к своду). Миграция "переходной зоны" обуславливается как условиями эксплуатации, так и степенью активности внедрения пластовых вод в залежь. В целом все это приводит к расформированию нефтяных оторочек и увеличению толщины "переходной зоны" за счет продвижения ее границы не только в пластах с пористостью более 6%, но и за счет пропитки жидкими пластовыми флюидами низкопористых коллекторов.

Для рассматриваемого участка границы "переходной зоны" определены в интервале отметок минус 3207 - минус 3270 м, что дает толщину зоны в 63 м. Выше этой зоны характер текущей насыщенности продуктивного разреза пластовыми флюидами определялся по данным бокового и радиоактивного каротажа (БК, ГК + НГК). Насыщение продуктивного разреза газообразными и жидкими УВ опытного участка изменяется от контура продуктивности к своду залежи. Так, в бобриковских песчаниках в скважинах 254 и 195 насыщение изменяется от чисто газового (газонасыщенность $\alpha_r > 70\%$, конденсат растворен в газе) до газоконденсатного ($\alpha_r = 60-70\%$, конденсат находится в рассеянном капельно-жидком состоянии), газожидкостного ($\alpha_r < 60\%$, смешанное насыщение, конденсат + нефть в жидкой фазе и газ) и до насыщения разреза пластовой водой. Преобладают газоконденсатный и газожидкостный типы

насыщения, на долю которых приходится 72-86% эффективной толщины горизонта. Чисто газовое насыщение составляет 14-28%.

Михайловский разрез на участке имеет чисто газовое или газоконденсатное насыщение. На чисто газовый тип насыщения приходится 57-61% эффективной толщины горизонта, на газоконденсатный 39-43%.

В стешевско-веневских карбонатах эти отложения имеют сложное распределение насыщенности. Здесь чисто газовое насыщение изменяется в диапазоне от 14 до 10% эффективной толщины, газоконденсатонасыщенность от 14,4 до 70,2% и на газожижкостное насыщение приходится 15-28,6% эффективной толщины горизонта.

Башкирские-протвинские отложения вскрыты всеми скважинами рассматриваемого участка. Они характеризуются смешанным насыщением. Большую часть (60%) составляет газоконденсатное и газожижкостное насыщение, которое охватывает от 35 до 100% эффективного разреза, на чисто газовое насыщение приходится меньшая часть (40%) толщины коллектора.

Разрез московских отложений имеет сложное смешанное насыщение от газожижкостного, газоконденсатного до чисто газового, значения их соответственно составляют 43-47,6%, 5,3-56% и 11-100% эффективной толщины горизонта.

Нижнепермский (артинский-ассельский) и верхнекаменноугольный разрез в пределах участка имеет как чисто газовое, так и газоконденсатное и газожижкостное насыщение. Интервалы флюидонасыщенных коллекторов прослеживаются редкими тонкими прослоями. Доля их в эффективной толщине горизонта составляет 77-100%, 56%, 22,2-43,3%.

Рассматриваемая продуктивная толща в пределах опытного участка от башкирских-протвинских отложений до кровли залежи (подошва кунгурских отложений) имеет в основном газовый и газоконденсатный характер насыщения.

Характер и интенсивность водс проявлений в залежи определяется положением скважин на структуре, расстоянием работающих объектов до ГВК, выходом на его уровень верхневизейскомосковской проницаемой толщи, наличием микро- и макротрещиноватости и условиями эксплуатации скважин (форсированный режим).

С 1985 по 1989 г. основной очаг обводнения скважин сформировался от скважины 26 до скважины 188, далее по восточному пологому крылу, а также на запад от скважины 188 за счет вовлечения в него скважин 7, 129 и 133. На восточном крыле пластовые воды распространились по восстанию пластов до скважины 90. Локальный очаг поступления минерализованной воды сформировался в принадвиговой зоне в районе скважины 101. Таким образом, по залежи со стороны восточного крыла сформировалась обширная зона селективного обводнения по

верхневизейскомосковским карбонатам. По гипсометрии вода появляется на все более высоких отметках и к настоящему времени она обнаруживается уже на 300 м выше ГВК (отметка начального ГВК минус 3350 м, скважины 104, 151, 105, 128, 129, 130), что говорит о быстрых темпах продвижения воды в последний период.

В ряде скважин - 62, 83, 152, 163, 167, 170, 179, 186, 192 и 195, рабочий интервал которых расположен выше ГВК, получены притоки пластовых вод при испытании. Это свидетельствует об обводнении значительной части продуктивной толщи не только непосредственно на участках работающих скважин, но и на пространстве между ними. В пределах рассматриваемого участка уровень водопоявлений в скважинах определяется гипсометрическим положением верхней границы "переходной зоны", которая здесь находится на средней отметке минус 3207 м.

В процессе эксплуатации залежи в скважины поступают воды трех генетических типов, что свойственно и опытному участку: пластовые воды, представленные главным образом пошвенными;

конденсатогенные воды (техногенные конденсационные);
технические жидкости (продукты СКО).

В большинстве случаев попутные воды представлены сложными смесями указанных типов.

Так, наличие чисто конденсационных вод зафиксировано в продукции скважин 66, 90, 15 и 104, конденсационные и пластовые имеют место в скважинах 18, 84, 91, 92, 101, 105, 159, 257, с регулярным выносом минерализованных вод работают скв. 128, 129, 131, 150, 151, 158, 195.

Интенсивность водопритокков изменяется от 1 м³/сут до 10 м³/сут и более.

С выносом жидкости до 1 м³/сут работает скважина 158, с дебитом 2-4 м³/сут - скважины 84, 92, 129, до 10 м³/сут - 38, 128. В совместно работающих скважинах 91 и 98 дебит жидкости составляет 12 м³/сут.

Оценка текущих запасов газа и конденсата участка по состоянию на 01.01.89 г. в условиях взаимодействия со всей залежью была проведена объемным методом.

Исходные данные для расчета находились следующим образом.

Площади участков были определены по карте масштаба 1:25 000 в границах контура продуктивности и по забоям скважин 127, 128, 131/150, 254, 133.

Параметр $K_p \cdot h_{\text{эф}}$ (произведение коэффициента пристости в долях на эффективную толщину) для стратиграфических горизонтов находился как среднеарифметический из средневзвешенных по скважинам. Текущие давления по горизонтам приняты на основании имеющихся глубинных замеров путем пересчета на соответствующие абсолютные отметки.

Текущий коэффициент газонасыщенности K_r принят по материалам ГИС как среднеарифметическая величина по трем скважинам.

Для пачек III, IV, V текущие K_r отличаются от начальных незначительно. Для пачки VI (михайловский горизонт) и бобриковской залежи газонасыщенность в настоящее время снизилась.

Коэффициенты сверхсжимаемости, перевода пластового газа в "сухой", усадки выпавшего в пласте конденсата, текущее содержание C_{5+} в добываемом газе, изменение порового пространства за счет выпавшего "сырого" конденсата находились по зависимостям, полученным по данным экспериментальных и промысловых исследований газоконденсатной характеристики.

Величины подсчетных параметров и результаты оценки запасов участка приведены в табл. 16.

Результаты физического и математического моделирования процесса воздействия на истощенный газоконденсатный пласт неравновесным сухим газом, изложенные в предыдущих главах, свидетельствуют о том, что нагнетание сухого газа в натуральный пласт позволит существенно повысить эффективность доработки остаточных запасов Вуктыльского месторождения. Однако, на стадии проектирования невозможно учесть все особенности процесса в условиях натурального пласта, характеризующегося большими эффективными толщинами, сильной неоднородностью и трещиноватостью пород-коллекторов. Поэтому целесообразно провести опытно-промышленные испытания предлагаемых методов повышения извлечения выпавшего в пласте конденсата на ограниченном объекте в пределах рассмотренного участка.

Выбор объектов и обоснование бурения новых скважин. В пределах участка по согласованию с предприятием "Севергазпром" закачку тюменского газа было рекомендовано проводить в скважины 158, 195, 151. Реагирующими будут скважины 7, 129, 130 и 133 (см. рис. 82). При такой схеме закачки воздействие практически будет на весь продуктивный разрез по его толщине. Объем порового пространства между нагнетательными и реагирующими скважинами достаточно велик (табл. 17) и при ограниченной приемистости нагнетательных скважин сроки опытно-промышленных работ сильно затянутся. Для их сокращения было предложено к западу от скважин 158, 195 и 151 пробурить три эксплуатационные скважины на расстоянии соответственно 600, 700 и 840 м по забоям на московские отложения. При закачке тюменского газа в скважины 158, 195, 151 из новых и реагирующих скважин должен осуществляться отбор пластового флюида.

Как только состав добываемого из новых скважин газа будет близок к составу закачиваемого, новые скважины следует перевести под закачку газа. Таким образом будет осуществляться система последовательного линейного воздействия от восточного крыла к своду и далее к западному крылу в сторону меньших пластовых давлений.

Остановимся на эксплуатационной характеристике и техническом состоянии скважин опытного участка. Экс-

Текущие запасы газа и конденсата опытного участка

Пачка	Площадь $10^3 \cdot \text{м}^2$	$K_{\text{п}} \cdot h_{\text{эф}}$ м	Поровый объем, $10^3 \cdot \text{м}^3$	Текущие		
				$K_{\text{Г}}$	газонасыщен- ный объем, 1000 м^3	давление, МПа
III C_{2m}	5637,5	6,835	38532, 3125	0,8	30825, 85	5,2
IV $C_{2b} + C_{Ipr}$	5562,5	2,245	12487, 8125	0,65	8117, 078	5,27
V $C_{Istr+vn}$	4918,75	5,795	28504, 1563	0,81	23088, 367	5,32
VI C_{Imh}	3662,5	1,758	6438, 675	0,5	3219, 3375	5,36
Всего:			85962, 9563		65250, 6325	

Параметры и запасы газа и конденсата по объектам участка

Район	Пачка	Площадь, $10^3 \cdot \text{м}^2$	$K_{\text{п}} \cdot h_{\text{эф}}$ м	Поровый объем, $10^3 \cdot \text{м}^3$	Текущие	
					$K_{\text{Г}}$	газонасы- щенный объем 10^3 м^3
Район скважин 151, 195, 158-Про- ектные	III C_{2m}	887,5	7,445	6607,4375	0,8	5285,95
	IV $C_{2b} + C_{Ipr}$	887,5	2,546	2259,585	0,65	1468,724
	V $C_{Istr+vn}$	887,5	6,47	5742,125	0,81	4651,121
	VI C_{Imh}	687,5	1,758	1208,625	0,5	604,313
Район скважин 7, 129, 130, 133 Проект- ные	Всего:			15817,763		12010,108
	III C_{2m}	1262,5	7,431	9381,6375	0,8	7505,31
	IV $C_{2k} + C_{Ipr}$	1262,5	2,794	3527,425	0,65	2292,826
	V $C_{Istr+vn}$	1262,5	6,47	8168,375	0,81	6616,384
	VI C_{Imh}	875	1,758	1538,25	0,5	769,125
Всего:				22615,69		17183,645

Т а б л и ц а 16

параметры		Запасы в газовой фазе			Объем выпавшего конденсата, $10^3 \cdot \text{м}^3$	Объемный коэффициент усадки
температура, К	z	газа пластического, $10^6 \cdot \text{м}^3$	в том числе			
			газа "сухого" $10^6 \cdot \text{м}^3$	$\text{C}_{5+\text{в}}$, т		
324	0,898	1 562,655	1461,791	58471,65	3452,5	0,802
326	0,900	413,541	386,848	15473,93	913,2	0,798
329	0,902	1173,997	1098,22	43928,8	2609,0	0,788
330	0,901	164,508	153,89	6155,59	364,4	0,782
		3314,701	3100,749	124029,97	7339,1	

Т а б л и ц а 17

параметры			Текущие запасы в газовой фазе			Объем выпавшего конденсата, $10^3 \cdot \text{м}^3$	Объемный коэффициент усадки
давление, МПа	температура, К	z	газа пластического, $10^6 \cdot \text{м}^3$	в том числе			
				газа "сухого", $10^6 \cdot \text{м}^3$	$\text{C}_{5+\text{в}}$, т		
5,2	324	0,898	267,961	250,665	10026,59	592,03	0,802
5,27	326	0,9	74,827	69,997	2799,89	165,23	0,798
5,32	329	0,902	236,5	221,235	8849,4	525,58	0,788
5,36	330	0,901	30,88	28,887	1155,49	68,41	0,782
5,2	324	0,898	610,168 308467	570,784 355,909	22831,37 14236,36	1351,25 840,6	0,802
5,27	326	0,9	116,813	109,273	4370,91	257,9	0,798
5,32	329	0,902	336,43	314,715	12588,58	747,7	0,788
5,36	330	0,901	39,302	36,765	1470,62	87,1	0,782
			873,011	816,662	32666,47	1933,3	

Показатели	Номер скважины										
	7	127	128	129	130	131	150	158	151	195	133
Дата ввода в эксплуатацию	30.05.69	03.03.70	06.04.81	17.03.73	02.12.70	13.07.84	25.07.8	31.12.80	31.10.80	26.04.83	19.09.72
Конструкция:											
диаметр долота, см	19,0	21,6	21,6	26,9	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	26,9
диаметр эксплуатационной колонны, см	12,6	15,2	15,2	20,3	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	20,3
глубина спуска эксплуатационной колонны, м	3462,2	2573	3332,5	2840,6	2881	3409,6	3340	3314	3407	3450	2905
глубина искусственного забоя, м	3220	2900,5	3330	2851	2881,7	3392	3340,9	3336	3390	3260	3001
диаметр лифта, м	7,59	10,03	$\frac{7,59^*}{6,2}$	$\frac{11,2}{7,59}$	7,59	$\frac{7,59}{6,2}$	7,59	$\frac{10,03}{7,59}$	$\frac{10,03}{7,59}$	7,59	11,2
длина лифта, см	2905	2588	$\frac{2078}{1069,3}$	$\frac{2460}{200}$	2711	$\frac{367}{2830}$	3045	$\frac{698,2}{2208,8}$	$\frac{586,5}{2420,5}$	3146	2763
Глубина середины вскрытого интервала, м	3066	2736	3160	2672	2790	3120	2996	2970	2992	3077	2900
Осложнения в стволах скважин	-	-	-	Пакер не герметичен	-	Оставлено 2 геофизических груза по 80 см	-	Голова оборванного НКТ	-	-	-

88,9 мм
на глу-
бине
3095 м

Количество обра- боток для интенсификации притока (годы)	2 (1969- 1977)	1 (1973)	5 (1974- 1982)	3 (1974- 1977)	1 (1976)	3 (1984)	5 (1984- 1985)	3 (1980- 1982)	3 (1980- 1982)	3 (1983- 1984)	-
Условия работы скважин	НКТ+ЗТ НКТ+ЗТ		газ-лифт	НКТ+ЗТ НКТ+ЗТ		НКТ	НКТ+ЗТ НКТ+ЗТ		НКТ+ЗТ	НКТ	НКТ
Продуктивная ха- рактеристика сква- жин:											
коэффициенты фильтрационного сопротивления, а, сут/тыс. м ³	0,49	3,95	62,91	2,24	1,93	16,4	10,5	11,5	14,51	36,3	0,68
b, (сут/тыс. м ³)*	0,00113	0,0025	0	0	0	0	0	0	0	0,00903	0
дебит газа по данным информа- ционных отчетов, тыс. м ³ /сут.:											
декабрь 1987г.	429	372	-	696	255	236	316	311	375	64	512
ноябрь 1988 г.	327	310	15,0	577	372	215	256	215	266	31	450
Суммарный отбор газа, млн. м ³	5135,19	6502,43	772,93	3766,4	3856,1	470,99	558,06	1055,25	1285,2	202,3	7101,33
Пластовое давле- ние, МПа	4,9	5,5	5,3	4,9	5,5	5,5	5,0	4,3	5,1	4,9	4,5

* Двухступенчатая колонна, лифт, верхняя/нижняя ступени.

** Коэффициенты получены расчетным путем по контрольным замерам.

платационная характеристика скважин, расположенных в пределах участка, приведена в табл. 18. Все одиннадцать скважин работают. Большинство скважин вступило в эксплуатацию до 1980 г.

Из 11 скважин эксплуатационную колонную диаметром 152 мм имеют восемь, 203 мм - две (скважины 129, 133), и 126 мм - одна (скважина 7). Скважина 133 имеет открытый ствол против продуктивных отложений, оборудована НКТ диаметром 112 мм и пакером, так же оборудована скважина 129. В остальных скважинах спущены НКТ диаметром 75,9 и 100,3 мм, а в скважины 128, 131, 158, 151 - НКТ переменного сечения. На забое скважины 131 находятся два геофизических груза, а в скважине 150 - оборванные НКТ (75,9 мм) - 246 м. На всех скважинах проводились работы по интенсификации притока от одного до пяти раз.

Суммарные отборы газа по скважинам данного участка в зависимости от продуктивности периода работы составляют от 0,5 до 7,1 млрд м³. Самые большие отборы приходятся на скважины 7, 127, 133. Текущие дебиты скважин составляют от 15 до 577 тыс. м³/сут. Самый низкий дебит имеет скважина 128. Ухудшение продуктивности этой скважины связано с притоком пластовой воды и засорением призабойной зоны в процессе капитального ремонта; в настоящее время она работает на газлифте. Пять скважин (7, 127, 129, 130, 133) имеют дебиты свыше 300 тыс. м³/сут., четыре (131, 150, 151, 158) - от 200 до 270 тыс. м³/сут. Из этих скважин семь работают по НКТ и ЗТ.

Все перечисленные скважины имеют низкие коэффициенты фильтрационного сопротивления ($\alpha = 0,49 - 16,4$ сут/тыс. м³) и приурочены к сводовой и присводовой части структуры. Низкая продуктивность скважины - 195, по-видимому, связана с поступлением жидкости как из нижележащих отложений, так и из отдельных прослоев вскрытого интервала.

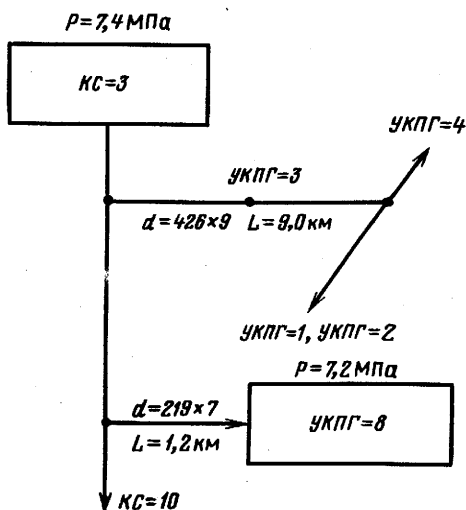
Закачку тюменского газа было предусмотрено проводить в скважины 158, 195 и 151.

В случае бурения дополнительных скважин между нагнетательными и реагирующими (см. рис. 82) их продуктивные характеристики ожидалось на уровне характеристик скважин 158, 151. Учитывая, что работать они будут как в режиме добывающих, так и нагнетательных, в этих скважинах целесообразно иметь НКТ диаметром 75,9 мм со спуском до нижних дыр перфорации.

5.1.2. Обоснование технологии площадного вытеснения углеводородов

При поровом объеме 86 млн м³ опытный участок имел запасы конденсата в жидкой фазе 7,3 млн м³ и в газовой фазе 124 тыс. т (на 1.01. 89 г.).

Рис. 83. Схема подачи тюменского газа на опытный участок УКПГ-8 Вуктыльского НКМ



В связи с реализацией предложенной технологии на опытном полигоне рассматривались два варианта - без бурения дополнительных скважин и с бурением в центре полигона трех скважин на московские отложения, например, к западу от скважин 158, 195, 151 на расстоянии по забоям соответственно 600, 700 и 840 м. При закачке сухого (тюменского) газа в скважины 158, 195, 151 отбор пластового флюида будет осуществляться из новых и существующих добывающих скважин. Как только состав добываемого из новых скважин газа станет близок к составу закачиваемого, эти скважины рекомендуется перевести под закачку. В результате будет реализована система последовательного линейного воздействия от восточного крыла к своду и далее к западному крылу структуры в сторону меньших пластовых давлений. В качестве сухого газа, закачиваемого в скважины опытного участка, используется тюменский газ после компрессорной станции КС-3 - Вуктыл с начальным давлением 7,5 МПа.

Закачку тюменского газа на УКПГ-8 предполагается проводить в три скважины 151, 158, 195. Преимущество по газу каждой из указанных скважин составляет около 350 тыс. м³/сут при давлении на УКПГ-8 не менее 7,0 МПа. Поэтому для реализации закачки тюменского газа необходимо его брать непосредственно из магистрального газопровода КС-3 - КС-10, проходящего вблизи УКПГ-8 (расстояние составляет около 1,2 км). Требовалось проложить трубопровод диаметром 219 мм (рис. 83) с учетом обеспечения не только запланированных объемов закачки, но и удовлетворения потребности всего УКПГ-8 в газе высокого давления для газлифтной эксплуатации.

Организация опытного участка на УКПГ-8 по извлечению

выпавших в пласте углеводородов является одним из элементов создания ресурсосберегающей технологии на Вуктыльском ГКМ. Завершающим этапом является создание технологического комплекса, позволяющего не только в достаточной степени извлекать из газа углеводородные компоненты (C_{2+}), но и в дальнейшем производить их переработку. В связи с этим специалистами СеверНИПИГаза прорабатывался вопрос о целесообразности строительства установки низкотемпературной конденсации и адсорбции (НТКА), позволяющей практически полностью извлечь из добываемого газа фракцию C_{2+} и направить ее на СГПЗ.

В настоящее время отсутствует определенность в том, какой метод обработки газа будет в перспективе использован на Вуктыльском ГКМ, поэтому здесь целесообразно в общих чертах охарактеризовать возможные альтернативные варианты.

Схема подготовки газа на УКПГ в целом на Вуктыльском ГКМ (по схеме ДКС-ДС-НТС) такова. Поступающая с УКПГ продукция скважин проходит предварительную подготовку, которая заключается в одноступенчатой сепарации; цель предварительной подготовки состоит в необходимости обеспечения отдельного транспорта газа и конденсата от УКПГ до ГС с минимальными потерями давления. Газ сепарации с УКПГ под собственным давлением подается по внутрипромысловому газопроводу на прием ДКС. Давление на приеме ДКС составит 0,6 МПа, давление сепарации на УКПГ определится гидравлическими потерями во внутрипромысловом газопроводе с учетом расстояния от УКПГ до ГС. Конденсат с УКПГ через емкость перекачивания с помощью газа высокого давления (тюменского) периодически перекачивается во внутрипромысловый конденсатопровод и далее в подпорные емкости насосной конденсата ГС месторождения.

На ДКС с помощью многоступенчатого сжатия в центробежных нагнетателях давление общего потока газа (в том числе и газа Западно-Соплесского ГКМ) повышается до 4,5-5,0 МПа. При этом давление газа на холодильной станции (ХС) ГС месторождения охлаждается до температуры минус $10^{\circ}C$. Технико-экономическое обоснование возможности охлаждения 9 млрд m^3/g газа до минус $10^{\circ}C$ с помощью холодильных мощностей на ГС Вуктыльского месторождения выполнено СеверНИПИГАЗа и вошло в проект доработки этого месторождения.

Охлажденный газ проходит на ГС низкотемпературную сепарацию с помощью существующего сепарационного оборудования. Подготовленный газ из низкотемпературных сепараторов направляется при давлении 4,4-4,9 МПа в магистральный газопровод Вуктыль-Ухта.

Отсепарированный в низкотемпературных сепараторах газовый конденсат направляется двумя потоками: на установку получения ШФЛУ и в подпорные емкости насосной конденсата. Из подпорных емкостей общий поток конденсата (в том числе и

конденсата Западно-Соплесского ГКМ) насосом при давлении 4,5-5,0 МПа откачивается в магистральный конденсатопровод в качестве сырья для Сосногорского ГПЗ.

Схема подготовки газа на УКПГ и в целом на Вуктыльском ГКМ с вводом в эксплуатацию установки НТКА выглядит следующим образом. На УКПГ Вуктыльского ГКМ сохраняется схема предварительной подготовки продукции скважин методом одноступенчатой сепарации с подачей газа сепарации под собственным давлением во внутривнепромысловый газопровод и далее на прием ДКС. Конденсат с УКПГ через емкость перепада давления с помощью газа высокого давления (тюменского) перекачивается во внутривнепромысловый конденсатопровод и далее на установку НТКА.

Применение на ГС Вуктыльского ГКМ для окончательной подготовки газа (в том числе западно-соплесского, а в перспективе и усинского нефтяного) методом НТКА позволит провести глубокое извлечение этана, пропан-бутановой фракции и C_5+ из газа в промышленных условиях и получить кондиционный газ для его дальнего транспорта по магистральному газопроводу.

На ГС Вуктыльского ГКМ в этом случае происходит соединение всех указанных газовых потоков, которые затем компримируются на ДКС с 0,6 до 5,0 МПа.

Компримированный газ обрабатывается на установке НТКА с дегидратацией всего добываемого нестабильного конденсата. Очищенный и осушенный газ с установки НТКА направляется в магистральный газопровод; один поток фракции C_2+ отводится на установку получения ШФЛУ, второй поток идет к Сосногорскому ГПЗ.

Для контроля за закачкой агентов и отбором продукции при реализации технологических процессов воздействия на пласт в условиях Вуктыльского НГКМ предложены технологические схемы, подробно рассмотренные в проекте "Конденсат-2".

5.1.3. Оценка ожидаемых показателей и результаты опытно-промышленного внедрения

Для опытного участка в районе скважин 195-129 (см. рис. 82) в качестве основного был рекомендован вариант нагнетания сухого тюменского газа в количестве 1,5 млн $m^3/сут$ или 495 млн $m^3/г$ (суммарно 2475 млн. m^3 за 5 лет) бескомпрессорным способом через три скважины из числа действующих эксплуатационных (158, 195, 151). В качестве добывающих могли быть использованы 7 действующих эксплуатационных скважин (7, 129, 130, 133, 131, 128, 127). Таким образом, рекомендовался вариант без бурения скважин; закачка около 2,5 млрд m^3 газа за 5 лет позволяла замедлить темп снижения давления в зоне воздействия и обеспечить достаточно

стабильные дебиты добывающих скважин. Значительные расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами позволяли рассчитывать на получение неплохого коэффициента охвата пласта воздействием, порядка 50% с практически полным вытеснением пластового газа сухим в охваченной вытеснением части пласта. Расчеты показали, что в течение 5 лет по этому варианту состав продукции добывающих скважин практически не будет изменяться. Технологические показатели варианта и сводные данные по закачке агентов воздействия и по отбору жидких углеводородов за 5 лет эксплуатации следующие:

Начальные запасы C_{5+} (всего), тыс. т	7023 (1991 г.)
В том числе в жидкой фазе	6833
в газовой фазе	190
Закачано газа, всего, млн m^3	2475
объемов пор	0,585
Отобрано C_{5+} , (всего), тыс. т	123,7 (к концу 1995 г.)
% от запасов в газовой фазе	65,1
Дополнительная добыча C_{5+} (всего), тыс. т	60,7
% от запасов в газовой фазе	31,9
Отобрано $C_2 - C_4$, (всего), тыс. т	638
Дополнительная добыча $C_2 - C_4$, (всего), тыс. т	435
Дополнительная добыча C_{2+} (всего), тыс. т	495,7

Расчеты отборов углеводородов выполнены со следующими исходными данными:

полнота охвата зоны участка сухим газом к моменту прорыва на все добывающие скважины равна 0,5 (достаточно высокая полнота охвата обуславливается невысоким уровнем пластового давления, относительно неплохими коллекторскими свойствами продуктивного пласта в зоне участка, значительными расстояниями от нагнетательных до добывающих скважин);

относительный объем зоны смеси при вытеснении равновесной пластовой газовой фазы сухим газом в соответствии с результатами экспериментов и расчетов принят равным 0,1;

в зоне смеси содержание $C_2 - C_4$ и C_{5+} в извлекаемом газе сохраняется таким же, что и в равновесной пластовой газовой фазе;

коэффициент полноты отбора $C_2 - C_4$ из добываемого газа равен при истощении 0,5; при закачке сухого газа 0,8 (предполагается, что нагнетание газа на опытном участке является частью реализации предложения об ограничении объемов добычи на месторождении до 2 млрд. m^3 /год с внедрением более глубокой технологии отбора компонентов C_{2+} из добываемого газа).

Суммарная дополнительная добыча за пятилетку составляет 60,7 тыс. т C_{5+} и 435 тыс. т $C_2 - C_4$.

Специалистами СеверНИПИгаза рассматривалась оценка экономической эффективности двух возможных путей получения ШФЛУ для последующей закачки в пласт. Один из вариантов

Расчет себестоимости производства на головных сооружениях промысла ШФЛУ
(цены 1989 г.)

Т а б л и ц а 19

Затраты	Эксплуатационные расходы, тыс. руб/г.	Себестоимость единицы изделия, руб/т
Сырье	-	-
Вспомогательные материалы	-	-
Электроэнергия	2,1	0-07
Теплоэнергия	9	0-30
Пар, вода	4	0-15
Заработная плата	50,6	1-69
Отчисления на социальное страхо- вание (13%)	5,7	0-19
Содержание оборудования	50	1-67
Прочие расходы	25	0-83
Цеховые расходы	37	1-23
Внепроизводственные расходы	2,1	0-07
Всего:	186	6-20

Расчет экономической эффективности (в тыс. руб.) получения ШФЛУ на
Вуктыльском промысле (цены 1989 г.)

Т а б л и ц а 20

Показатель	I вариант (ВГПУ)	II вариант (СГПЗ)
Стоимость сооружения установки для получения ШФЛУ, K_T	600	-
Количество ШФЛУ, т	30000	30000
стабильного конденсата, т	30000	-
Эксплуатационные расходы Z_n	186	-
(Себестоимость 1 т)	6,2	-
Потери от недополучения прибыли P_k по существующей цене конденсата	60	-
по существующей цене конденсата		
Стоимость закачки ШФЛУ в пласт		Одинаковая
Приобретение ШФЛУ из Сосногорско- го ГПЗ Z_T	-	990
Перекачка ШФЛУ от г. Сосногорска до г. Ухты Z_T	-	60
Получение закачанного ШФЛУ через несколько лет, т		Одинаковая
Объем дополнительно полученного конденсата P_k		Одинаковый
Прибыль от реализации стабильного конденсата P_k	Не учитывалась	-
Затраты на добычу конденсата на Вуктыльском промысле Z_k	225	-
Приведенные затраты (К.Е+3) П	543	1050
Экономический эффект (годовой) Э	507	-

предусматривал получение широкой фракции легких углеводородов непосредственно на Вуктыльском промысле. Для этого на головных сооружениях предполагалось построить установку получения ШФЛУ вместе с необходимым технологическим оборудованием.

Второй вариант - это приобретение готового ШФЛУ у Сосногорского газоперерабатывающего завода (СГПЗ) и последующая транспортировка его по одной из существующих ниток магистрального конденсатопровода. Этот вариант был принят за базовый, так как фактическая закачка ШФЛУ на участках Вуктыльского месторождения уже осуществлялась. При этом ШФЛУ марки А приобреталась у СГПЗ. Затем Северное линейное управление магистральных газопроводов перекачивало растворитель по лупингам от г. Сосногорска до г. Вуктыла.

Вариант получения ШФЛУ на Вуктыльском ГКМ характеризуется показателями, представленными в табл. 19, 20 (вариант I).

Ежегодно на установке вырабатывается 30 тыс. т ШФЛУ из 82,2 тыс. т нестабильного конденсата. Кроме того, дополнительно отбирается 30 тыс. т стабильного конденсата, а также газ стабилизации.

Сравнение двух вариантов получения ШФЛУ приводится в таблице 20. В расчетах не учитывались затраты, которые будут одними и теми же в обоих случаях: стоимость подачи ШФЛУ от головных сооружений до обрабатываемой скважины; стоимость закачки ШФЛУ в пласт; объемы дополнительно полученного конденсата в результате осуществления нагнетания агента в пласт и т.д.

Не учитывалась также прибыль от возможной реализации стабильного конденсата, потому что не был определен еще конкретный его потребитель.

Стоимость сырья для установки была принята в виде затрат на добычу конденсата на Вуктыльском промысле.

Для достижения идентичности во всех расчетах приняты существовавшие цены.

Разница в приведенных затратах двух вариантов позволила оценить величину достигаемого экономического эффекта. Вариант с получением ШФЛУ на головных сооружениях Вуктыльского промысла оказался на 507 тыс. руб. дешевле, чем приобретение растворителя у СГПЗ.

Исходные данные для расчета технико-экономических показателей варианта воздействия приведены в соответствующих строках табл. 21. Таблица в целом наглядно характеризует отличие в показателях варианта при разных уровнях цен на добываемую дополнительно углеводородную жидкость (варианты "а", "б", "в").

Зависимость величины народнохозяйственного эффекта Э при закачке сухого газа на участке от цены Ц на дополнительно добываемые жидкие углеводороды выражается применительно к

Основные технологические и технико-экономические показатели разработки участка с нагнетанием сухого газа (195-129)

Т а б л и ц а 21

Показатель	Годы					Суммарный показатель
	1991	1992	1993	1994	1995	
Фонд скважин, всего	10	10	10	10	10	-
В том числе добывающих	7	7	7	7	7	-
нагнетательных	3	3	3	3	3	-
Закачка газа, млн м ³	495	495	495	495	495	2475
Добыча газа, млн м ³ :						
при истощении	380	330	280	230	180	1400
при закачке	600	575	550	525	500	2750
дополнительная добыча	220	245	270	295	320	1350
Среднее пластовое давление на участке, МПа:						
при истощении	4,6	4,2	3,8	3,4	3,0	-
при закачке	5,0	4,9	4,8	4,7	4,6	-
Добыча С ₅₊ , тыс. т:						
при истощении	17,10	14,85	12,60	10,35	8,10	63,00
при закачке	27,00	25,87	24,75	23,63	22,50	123,7
дополн. добыча	9,90	11,02	12,15	13,28	14,40	60,7
Добыча С ₂ -С ₄ , тыс. т:						
при истощении**	55,10	47,85	40,60	33,35	26,10	203,0
при закачке***	139,2	133,4	127,6	121,8	116,0	638,0
дополнительная добыча	84,10	85,55	87,00	88,45	89,9	435,0
Капитальные вложения при закачке, тыс. руб	200	-	-	-	-	200
Эксплуатационные расходы при истощении, тыс.руб.:						
всего	3165	3710	3786	3131	2468	16260
в том числе удельные на подготовку газа (руб/1000 м ³)	7	10	12	12	12	-
общие на подготовку газа	2660	3300	3360	2760	2160	14240
удельные на подготовку ЖУВ (руб/т)	7	7,5	8,0	8,5	9,0	-
общие на подготовку ЖУВ	505,4	410,2	425,6	371,4	307,8	2020
Эксплуатационные расходы при закачке, тыс.руб.:						
всего	10808	10585	10361	10138	9915	51807
в том числе на покупку газа (11 руб /1000 м ³)	5445	5445	5445	5445	5445	27225
удельные на подготовку газа (руб /1000 м ³)	7	7	7	7	7	-
общие на подготовку газа	4200	4025	3850	3675	3500	19250
удельные на подготовку ЖУВ (руб /т)	7	7	7	7	7	-

Показатель	Годы					Суммарный показатель
	1991	1992	1993	1994	1995	
общие на подготовку ЖУВ	1163	1115	1066	1018	970	5332
Поступления от реализации продукции при истощении, тыс.руб.:						
всего	5206	4521	3836	3151	2466	19180
в том числе от продажи газа (8 руб./1000 м ³)	3040	2640	2240	1840	1440	11200
от продажи ЖУВ (30 руб./т)	2166	1881	1596	1311	1026	7980
Поступления от реализации продукции при закачке, тыс.руб., всего по вариантам:						
"а"	9786	9378	8970	8563	8155	44852
"б"	14486	14206	13928	13649	13370	69639
"в"	18246	18069	17894	17718	17542	89469
в том числе от продажи газа (8 руб./1000 м ³)	4800	4600	4400	4200	4000	22000
от продажи ЖУВ (30 руб./т)	2166	1881	1596	1311	1026	7980
от продажи дополн. ЖУВ по вариантам:						
"а" (30 руб./т)	2820	2897	2974	3052	3129	14872
"б" (80 руб./т)	7520	7725	7932	8138	8344	39659
"в" (120 руб./т)	11280	11588	11898	12207	12516	59489
Баланс расходов и поступлений при истощении, тыс. руб.:						
суммарные расходы	3165	3710	3786	3131	2468	16260
суммарные поступления	5206	4521	3836	3151	2466	19180
прибыль	2041	811	50	20	-2	2920
Баланс расходов и поступлений при закачке, тыс. руб.						
суммарные расходы	11008	10585	10361	10138	9915	52007
суммарные поступления по вариантам:						
"а"	9786	9378	8970	8563	8155	44852
"б"	14486	14206	13928	13649	13370	69639
"в"	18246	18069	17894	17718	17542	89469
прибыль по вариантам:						
"а"	-1222	-1207	-1391	-1575	-1760	-7155
"б"	3478	3621	3567	3511	3455	17632
"в"	7238	7484	7533	7580	7627	37482
Относительный народнохозяйственный эффект от закачки, тыс. руб., по вариантам:						

Показатель	Годы					Суммарный показатель
	1991	1992	1993	1994	1995	
"а"	-3263	-2018	-1441	-1595	-1758	-10075
"б"	1437	2810	3517	3491	3457	14712
"в"	5197	6673	7483	7560	7629	34542

*Отбор из газа - 100%.

**Отбор из газа - 50%.

***Отбор из газа - 80%.

рассмотренным условиям участка формулой: $\Xi = 496,0 \cdot (\text{Ц} - 50,4)$, тыс. руб, где Ц представлена в руб/т.

Реализация процесса закачки сухого газа на участке в районе скважин 195-129 за 5 лет дает эффект от 14 до 34 млн руб. Естественно, что продавать дополнительно добываемые жидкие углеводороды по цене конденсата и ШФЛУ, получаемых при разработке на истощение по существу попутно с газом как основным целевым сырьем, с экономической точки зрения неверно. Одной из важных задач реализации "Технологической схемы эксплуатации опытных участков" на Вуктыльском месторождении является оценка себестоимости жидких углеводородов, добываемых из истощенного НГКМ вторичными методами, в данном случае с помощью закачки сухого газа.

5.2. ЛОКАЛЬНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАВОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ

5.2.1. Характеристика объектов локального воздействия

В соответствии с результатами экспериментальных исследований авторов потенциальными объектами для локального воздействия являются эксплуатационные скважины нефтегазоконденсатного месторождения, газопродуктивность которых понижена по сравнению с той, что следует ожидать при данной характеристике породы - коллектора. Причинами снижения продуктивности могут быть либо высокая начальная насыщенность пласта на данном участке жидкой углеводородной фазой (РЖУ типа остаточной нефти), либо блокирование призабойной зоны выпавшим углеводородным конденсатом. Поскольку на практике проблема повышения продуктивности скважин становится особенно острой на завершающей стадии разработки месторождения, когда в жидкую фазу перешло максимальное количество углеводородов C_{2+} , то первоочередные

объекты для локального воздействия следует выбирать на крыльях структуры, где продуктивность скважин снижена вследствие проявления обеих указанных причин.

Предложенная авторами технология локального воздействия (обработки скважин с продавливанием углеводородной жидкости вглубь пласта за пределы призабойной зоны) внедряется с 1985 г. в опытно-промышленном масштабе на Вуктыльском НГКМ. Для подтверждения правильности подхода к выбору объектов при реализации этой технологии подходы намечена ее апробация на скважинах, образующих три группы объектов воздействия:

I группа - скважины, расположенные на периферии структуры, где поровое пространство коллектора характеризуется повышенной насыщенностью жидкой углеводородной фазой (РЖУ типа остаточной нефти);

II группа - скважины, расположенные на склонах структуры; здесь пласт содержит выпавший конденсат и некоторое количество РЖУ;

III группа - скважины купольных участков структуры; здесь пласт насыщен, в основном, только выпавшим конденсатом.

Можно было предвидеть увеличение эффекта от обработки скважины при переходе от III группы скважин ко II, а от II к I. Однако, естественно, что только прямые промышленные эксперименты могли дать достоверные данные для выбора скважин, как объектов реализации технологии локального воздействия.

Под обработку были намечены по согласованию с ГП "Севергазпром" скважины 177, 188 (I группа), 132 (II группа), 126, 154 (III группа). Все эти скважины подключены к УКПГ-3 и эксплуатируют продуктивные объекты в московских и серпуховских отложениях (средний и нижний карбон). Далее дается краткая характеристика скважин.

Скважина 177 расположена на восточном склоне средней части структуры. Введена в эксплуатацию 31.03.81 г. Перфорированные интервалы располагались на глубинах 3126-3131 и 3205-3330 м (работающие интервалы тогда определены не были). По данным ЦНИПР Вуктыльского ГПУ в 1984 г. коэффициенты фильтрационного сопротивления составляли:

$$a = 0,113-0,179 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{сут/тыс. м}^3,$$

$$b = 7,21 \cdot 10^{-5} - 1,15 \cdot 10^{-4} \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{(сут/тыс. м}^3\text{)}^2.$$

Начальный технологический дебит скважины равнялся 220 тыс. м³/сут.

В феврале 1985 г. скважина была первый раз обработана растворителями по рассчитанной на пластовые давления порядка 10 МПа технологии ВНИИГАЗа с целью извлечения выпавшего в призабойной зоне конденсата и улучшения продуктивной характеристики. Обработка дала эффект, который наблюдался длительное время.

В марте - апреле 1988 г. в результате газодинамических исследований (с измерением забойного давления на одном режиме вследствие низкого дебита скважины и в статике) по уравнению притока определили, что:

$$a = 0,148 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{сут/тыс. м}^3,$$

$$b = 0,949 \cdot 10^{-4} \text{ (МПа)}^2 \cdot (\text{сут/тыс. м}^3)^2.$$

Использованная СеверНИПИгазом эмпирическая методика расчета основана на предположении, что в условиях "сухого поля" Вуктыльского НГКМ соотношение a/b в среднем составляет 1560 и колеблется не очень сильно около этой средней величины. Согласно найденным расчетным коэффициентам продуктивность скважины в 1988 г. была значительно лучшей, чем после обработки в 1985 г. В то же время газоотдающие интервалы составляли в 1988 г. всего 29 м (3205-3224 и 3280-3290 м) из 130 м перфорированной части скважины.

Данная скважина как объект локальной обработки представляла интерес, поскольку давала возможность оценить длительность эффекта от первой обработки (при более высоком пластовом давлении) и проверить наличие дополнительных возможностей у скважины.

Скважина 188 расположена севернее скважины 177 на восточном склоне средней части структуры.

По данным исследований в июне 1988 г. при дебите 94 тыс м³/сут. коэффициенты фильтрационного сопротивления составляли:

$$a = 0,146 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{сут/тыс. м}^3,$$

$$b = 9,33 \cdot 10^{-5} \text{ (МПа)}^2 \cdot (\text{сут/тыс. м}^3)^2.$$

Газоотдающие интервалы отбивались на глубинах 3112-3126, 3156-3157, 3186-3190 м составляли в сумме 70 м.

Скважина является аналогом скважины 177 по расположению на структуре, но под обработку выбрана впервые; целесообразно совместно анализировать результаты локального воздействия на эти скважины.

Скважина 132 расположена в присводовой части залежи, то есть занимает на структуре положение, среднее между скважинами 177 и 188 с одной стороны, и скважинами 154 и 126 с другой. Характеризуется малой дебитностью.

Перед обработкой коэффициенты фильтрационного сопротивления скважины были равны:

$$a = 0,266 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{сут/тыс. м}^3,$$

$$b = 1,732 \cdot 10^{-4} \text{ (МПа)}^2 \cdot (\text{сут/тыс. м}^3)^2.$$

Газоотдающие интервалы отбивались на глубинах 3147-3194 и 3203-3223 м.

Скважина 154 расположена вблизи сводовой части структуры. Первоначально, после введения скважины в эксплуатацию 3.06.76 г., работала достаточно значительная часть разреза (вскрыты были все шесть продуктивных пачек), в том числе IV и V пачки. В 1985 г. дебит скважины составлял 320 тыс. м³/сут. По данным промысловых исследований 3.11.87 г. газоотдающие интервалы отбивались на глубинах 2520-2540, 2594-2620, 2629-2640, 2705-2730, 2910-2918 м. Коэффициенты фильтрационного сопротивления были равны:

$$a = 2,25 \cdot 10^{-2} (\text{МПа})^2 \cdot \text{сут} / \text{тыс. м}^3,$$

$$b = 1,29 \cdot 10^{-4} (\text{МПа})^2 \cdot (\text{сут} / \text{тыс. м}^3)^2.$$

Дебит скважины по технологическому режиму составлял 224 тыс м³/сут.

Проанализировав в 1987 г. результаты исследований методом записи КВД на забое скважины, Е.М. Гурленов обнаружил, что прискважинная зона имеет худшие характеристики по сравнению с удаленной частью пласта. В то же время динамика коэффициентов фильтрационного сопротивления, начиная с 1986 г. определявшихся в связи с проведением в скважине СКО, свидетельствовала о том, что причиной относительно низких дебитов является небольшая толщина газоотдающих интервалов: из общей отбитой толщины 90 м основные газоотдающие интервалы составляли 37 м (2594-2620 и 2629-2640 м).

По результатам исследований 1987 г. газоконденсатная характеристика скважины соответствовала термобарическим условиям пласта в зоне отбора пластового газа. Скважина как объект обработки представляет интерес, поскольку имеет относительно небольшую толщину газоотдающих интервалов и можно было ожидать улучшения продуктивной характеристики хотя бы части работающего разреза; следует отметить, однако, что эта скважина за период эксплуатации несколько раз подвергалась соляно-кислотным обработкам.

Скважина 126 располагается на куполе средней части Вуктыльской структуры. Введена после бурения в эксплуатацию 26.09.73 г. с начальным дебитом 455 тыс. м³/сут. Работающие интервалы по данным исследований 1986 г. отбивались на глубинах 2794-2812, 2835-2846, 3044-3056, 3081-3110 м. Суммарная толщина работающих интервалов составляла в тот период 70 м.

До локального воздействия скважина была обработана дважды. В ноябре 1984 г. в скважину по инициативе СеверНИПИгаза закачали 3,4 млн. м³ газа дегазации. После этой первой обработки скважина на непродолжительное время улучшила продуктивность.

В марте-апреле 1985 г. скважина обработана второй раз по той же технологии ВНИИГАЗа, что и скважина 177, и приблизительно в то же время (февраль 1985 г.). В течение около

двух лет на скважине наблюдался эффект от второй обработки.

По данным геофизических исследований в мае 1988 г. газоотдающими являлись интервалы: 2586-2638, 2746-2753, 2833-2858, 3046-3068, 3078-3093 м. Эффективная толщина продуктивных горизонтов составляла 116 м. Газодинамические исследования в этот период времени дали возможность оценить коэффициенты фильтрационного сопротивления призабойной зоны скважины:

$$a = 0,111 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{сут/тыс. м}^3,$$

$$b = 6,59 \cdot 10^{-5} \text{ (МПа)}^2 \cdot (\text{сут/тыс. м}^3)^2.$$

Скважина как объект локального воздействия представляла интерес, поскольку обнаруживала дважды больший или меньший эффект после двух обработок по другим технологиям.

5.2.2. Обоснование технологии воздействия на призабойную зону скважины

Технологический процесс обработки призабойных зон скважин жидким растворителем предусматривает глубокое продавливание этого агента в пласт сухим газом.

Расчетный радиус зоны дренирования для скважин 177, 188, 132, 154, 126 составляет в среднем величину порядка 50 м. Основная часть фильтрационных сопротивлений потоку пластового флюида сосредоточена в ближайшей к стволу скважины области зоны дренирования, так что после снятия этой части сопротивлений эксплуатационная характеристика скважины приблизится к потенциальному пределу.

Технологией локального воздействия предусматривается нагнетание в обрабатываемую скважину определенного объема растворителя и оттеснение его сухим газом вглубь зоны дренирования. Для предотвращения в условиях АНПД движения смеси растворителя с выпавшим конденсатом и РЖУ к скважине, после ее перевода на отбор, объем нагнетаемого сухого газа должен быть достаточным, чтобы произошел прорыв оторочки растворителя в процессе оттеснения. Тогда при обратном потоке фильтроваться будет, в основном, только газовая фаза, причем не только с самого начала этапа отбора, но и в последующем в силу низкого уровня пластового давления и пониженной по сравнению с областью давлений выше давления максимальной конденсации ($P > P_{\text{мк}}$) взаимной растворимостью жидкой и газовой фаз.

Принимая радиус обрабатываемой зоны равным радиусу зоны дренирования, т.е. 50 м, можно оценить потребные объемы растворителя (ШФЛУ) и оттесняющего сухого газа. Поскольку на первом этапе процесса оттеснения растворителя газом на их контакте давление будет существенно выше пластового (5 МПа на текущей стадии разработки месторождения) и по оценке

составит порядка 10 МПа, то возникнут условия смешивающегося вытеснения ШФЛУ сухим газом, и длину зоны смеси $L_{см}$ агентов можно ориентировочно рассчитать по соотношению:

$$L_{см} = cL^{\alpha}, \quad (47)$$

где c и α - функции отношения вязкостей вытесняемого и вытесняющего углеводородных флюидов; L - пройденное фронтом расстояние (в дм).

Приняв вязкость вытесняемого флюида (смесь $C_3 + C_4$) равной в пластовых условиях $0,10$ МПа·с, а вытесняющего газа - $0,015$ МПа·с, находим длину зоны смеси при оттеснении растворителя на половину радиуса зоны дренирования ($0,5 R_3 = 25$ м = 250 дм):

$$c = 52; \quad \alpha = 0,118;$$

$$L_{см} = 52 \cdot 250^{0,118} = 99,8 \text{ дм} \approx 10 \text{ м.}$$

После оттеснения растворителя на расстояние $R > 0,5 R_3$ давление на фронте ШФЛУ-газ уже не будет обеспечивать смешивающегося вытеснения ($P < 10$ МПа), то есть далее развивается процесс вытеснения жидкости не смешивающимся с ней газом. В зоне оттеснения с радиусом $0,5 R_3 < R < R_3$ произойдет прорыв оторочки ШФЛУ газом. Удельные объемы вытесняющего агента (газа) на единицу объема закачанной ШФЛУ в заключительной стадии процесса воздействия достаточно велики, и коэффициент K "оттеснения" растворителя в пласт можно оценить по формуле:

$$K = \beta(\vartheta + \theta), \quad (48)$$

где β - коэффициент охвата; η - коэффициент вытеснения; θ - коэффициент "уноса" вместе с газом за счет испарения. В условиях реального пласта целесообразно количество нагнетаемого растворителя при обработке скважины ограничивать объемом, который соответствует длине зоны смеси после оттеснения оторочки на расстояние $0,5 R_3$. Меньшего объема может оказаться недостаточно для надежной промывки призабойной зоны от ретроградного конденсата (и РЖУ); больший объем нежелателен по технико-экономическим соображениям. Таким образом, объем растворителя в пластовых условиях составит в расчете на 1 погонный м эффективной толщины коллектора:

$$V = \pi [(0,5 R_3 + 5)^2 - (0,5 R_3 - 5)^2] m = 10\pi R_3 m = 125,7 \text{ м}^3,$$

где $m = 0,08$ - пористость коллектора (средняя).

Объем оттесняющего газа оценим как объем порового пространства в зоне дренирования. На 1 погонный м эффективной толщины коллектора величина объема составит:

Номер скважины	Н, м	Количество ШФЛУ, т	Объем сухого газа, млн м ³
177	29	1820	1,01
188	70	4400	2,44
132	67	4210	2,34
154	37	2320	1,29
126	48	3010	1,68
Итого:		15760	8,76

$$V = \pi R_3^2 m = 628,4 \text{ м}^3.$$

С учетом эффективных толщин продуктивной части разреза потребные объемы агентов составят величины, приведенные в табл. 22.

Количество растворителя дается в т, сухого газа - в млн. м³ на стандартные условия.

При реализации локальных обработок на Вуктыльском месторождении может быть использована схема подачи в скважину растворителя и газа, изображенная на рис. 84. Следует отметить, что в связи с проведением на месторождении опытных работ совместно с Б.В. Макеевым, Б.Г. Берго была предложена технологическая схема получения растворителя в промысловых условиях. При выполнении проекта "Конденсат-2" выполнены технологические расчеты, свидетельствующие о целесообразности производства ШФЛУ на головных сооружениях для проведения работ по воздействию на пласт. В случае осуществления строительства установки получения ШФЛУ часть растворителя может быть использована для проведения на месторождении локальных обработок скважин.

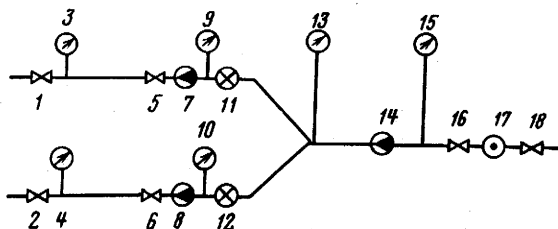


Рис. 84. Схема подачи агентов в скважину;

1, 3, 5, 7, 9, 11 - линия подачи жидкого растворителя; 2, 4, 6, 8, 10, 12 - линия подачи сухого газа; 1, 2, 5, 6, 16, 18 - запорная арматура; 3, 4, 9, 10, 13, 15 - узлы измерения давления; 7, 8, 14 - расходомеры; 11, 12 - клапаны - регуляторы "до себя"; 17 - скважина

5.2.3. Результаты локальных обработок (воздействия на призабойные зоны скважин)

Перед обработкой каждой из выбранных скважин составляли регламент на проведение технологического процесса, выполнялись необходимые монтажные работы для обеспечения закачки агентов и исследований скважины на всех этапах процесса воздействия и последующей ее эксплуатации.

Основные технико-технологические данные по обработке скважин приведены в табл. 23.

Как следует из приведенных в таблице данных, фактические объемы закачанного растворителя меньше расчетных, иногда - значительно. В то же время объемы отгесняющего газа соответствуют расчетным величинам, если не считать скважины 126, на которой газа закачано существенно больше расчетного значения. Следует отметить, что эти отклонения не имеют существенного значения, поскольку в расчетах использовался не конкретный радиус зоны дренирования каждой скважины, а некоторая усредненная величина (50 м).

Рассмотрим результаты локального воздействия по состоянию на конец 1989 г. Следует отметить значение комплексных исследований скважин для получения исходной информации и оценки результатов воздействия. Эти исследования включали газодинамические, газоконденсатные и геофизические методы контроля и осуществлялись сотрудниками СеверНИПИгаза, а также сотрудниками ЦНИПРа Вуктыльского ГПУ.

В качестве примеров далее подробно анализируются результаты реализации технологии локального воздействия на одной из скважин каждой группы.

Скважина 188 (I группа) сразу после обработки в августе 1988 г. и пуска в эксплуатацию в течение двух месяцев увеличивала продуктивность с достаточно высоким темпом (рис. 85, а, табл. 24). На этом рисунке и последующих штриховкой показаны данные обработки призабойной зоны. Затем, до июня 1989 г., эта тенденция сохранялась, но с меньшим темпом (см. рис. 85, б). положительная динамика эксплуатационной характеристики скважины наблюдалась несмотря на уменьшение суммарной толщины работающих интервалов из-за блокирования метанолом, который подали в скважину при ее подготовке к обработке. После обработки скважины вплоть до июня 1989 г. в ее продукции отмечалось повышенное содержание пропана и бутанов. Содержание C_3+ сначала заметно уменьшилось, но уже приблизительно через месяц вернулось на фоновые значения ($41+1$ г/м³) и в дальнейшем постепенно возрастало до 45 - 50 г/м³ (июнь 1989 г.). Плотность и молярная масса дебутанизированного конденсата в течение этого периода времени изменялись с колебаниями вокруг фоновых значений, в среднем несколько превышая эти значения.

Основные данные по обработкам скважин растворителем с продавливанием газом (локальные обработки)

Т а б л и ц а 23

Группа скважин	Номер скважины	Глубина (м) и возраст газо-отдающих интервалов	Дата окончания обработки	Объемы закачанных агентов			
				ШФЛУ, т		Газ, млн м ³	
				расчет	факт	расчет	факт
I	177	3205-3224, 3280-3290, C _{2m} (29 м)	13.04.88	1820	1487	1,01	1,120
I	188	3112-3126, 3156-3157, 3186-3190 C _{2m} (70 м)	15.08.88	4400	1821	2,44	2,459
II	132	3147-3194, 3203-3223, C _{1sr} (67 м)	14.02.89	4210	1516	2,34	2,076
III	154	2594-2620, 2629-2640, C _{2m} (37 м)	19.02.88	2320	1051	1,29	1,312
III	126	2842-2846, 3046-3062, 3082-3110, C ₂ -C ₁ (48 м)	25.07.88	3010	2900	1,68	4,060
-	-	-	Всего	15760	8775	8,76	11,027

Основные результаты исследований скважины 188

Т а б л и ц а 24

Параметр	Дата исследования							
	6.07	22.08	29.08	23.09	1.11	8.06	12.06	15.06
Давление сепарации, МПа	1,33	0,26	1,30	1,21	1,14	1,18	1,22	1,22
Температура сепарации, С	7	-5	-2	-6	-8	5	-1	-3
Q _{ге} , тыс. м ³ /сут	91	120	106	110	98	72	82	72
q _{сыр} , см ³ /м ³	37,5	32,9	28,5	31,3	46	39,4	52,9	45,5
K _{ус}	0,87	0,82	0,79	0,86	0,87	0,86	0,86	0,86
q сухого газа г/м ³	41	28	27	39	41	41,4	51,9	45,8
M _{дбк}	107	115	116	117	114	103,7	110,8	107,8
q _{дбк} , г/см ³	0,737	0,739	0,739	0,733	0,742	0,732	0,745	0,745
Молярная доля компонентов, %								
C ₁	78,97	86,67	82,31	79,35	78,87	79,84	79,66	80,04

Параметр	Дата исследования							
	6.07	22.08	29.08	23.09	1.11	8.06	12.06	15.06
C ₂	9,98	4,01	5,83	8,89	9,79	9,34	9,33	9,31
C ₃	3,40	5,32	5,81	4,44	4,04	3,58	3,58	3,47
иC ₄	0,53	1,01	0,98	0,71	0,55	0,54	0,54	0,53
иC ₄	1,03	0,55	1,69	1,34	1,06	1,01	1,01	1,03
C ₅₊	1,15	0,73	0,75	1,08	1,09	1,16	1,36	1,24
N ₂	4,94	1,71	2,63	4,19	4,60	4,53	4,52	4,38
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-
Σ C ₂ -C ₄	14,94	10,89	14,31	15,38	15,44	14,47	14,46	14,34
Σ C ₃ -C ₄	4,94	6,88	8,48	6,49	5,65	5,13	5,13	5,03
C ₂₊	16,09	11,62	15,06	16,46	16,53	15,63	15,82	15,58
C ₃₊								
T, период времени после обработки, сут.	6,11	7,61	9,23	7,57	6,74	6,29	6,49	6,27
То же, годы	-	7	14	38	76	293	297	300
Пластовое давление, МПа	-	0,019	0,038	0,104	0,208	0,803	0,814	0,822
Депрессия на пласт, МПа	5,08	-	-	-	5,15	4,44	-	-
Депрессия на пласт, МПа	1,72	-	-	-	2,20	1,70	-	-

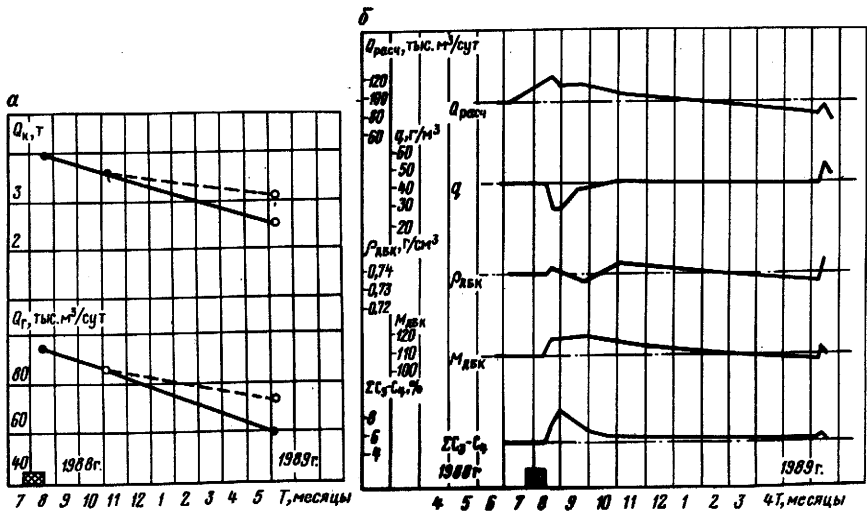


Рис. 85. Скважина 188 - Вуктыл. Изменение дебитов газа и конденсата (а) при текущих значениях коэффициентов фильтрационного сопротивления а и б (штриховая линия) и при исходных их значениях (сплошная линия); динамика основных параметров состава продукции и свойств конденсата (б)

За 10 месяцев после обработки на скважине получена дополнительная добыча газа 1,4 млн. м³ и конденсата 64 т, извлечено 518 т ШФЛУ (28% от закачанного количества). На второй из обработанных скважин I группы за 18 месяцев получена дополнительная добыча газа 3,5 млн. м³ и конденсата 452 т, извлечено свыше 700 т ШФЛУ (около 50% от закачанного количества).

Скважина 132 (II группа) после обработки в феврале 1989 г. демонстрировала динамику производительности и основных параметров продукции, типичную для подвергнутых локальному воздействию скважин. В первые два месяца шла отработка скважины от газа продавливания, затем появились признаки ШФЛУ в продукции. Продуктивность скважины и основные параметры продукции в этот период времени были близки к фоновым значениям. К июню 1989 г. наметилось увеличение продуктивности: по данным исследований 5-8.06.89 г. увеличение в дебите составляло 11 тыс. м³/сут. или приблизительно 10% от дебита до обработки скважины. Основные результаты исследований скважины в период с ноября 1988 г. (перед обработкой) до июня 1989 г. (последний цикл исследований) представлены в табл. 25 и на рис. 86, а, б, в.

По состоянию на июнь 1989 г. из скважины 132 дополнительно извлечено газа 580 тыс. м³. Прироста в добыче конденсата не получено.

Скважина 126 (III группа) была обработана в июне-июле 1988 г. В течение месяца после пуска в эксплуатацию шла отработка скважины от закачанного газа. Комплексные исследования выполнялись на скважине в сентябре и ноябре 1988 г. и мае 1989 г. (табл. 26). Обработка скважины привела к повышению ее продуктивности уже во второй половине 1988 г. Согласно исследованиям в мае 1989 г. произошли существенные изменения фильтрационных коэффициентов, зоны дренирования скважины: коэффициент a уменьшился втрое, коэффициент b увеличился на порядок. Это обусловлено экранирующим эффектом возникшей в результате воздействия оторочки жидкой углеводородной фазы, что следует из экспериментов З.С. Алиева и промысловых исследований. Результаты комплексных исследований скважины в период после ее обработки представлены на рис. 87, а, б. Некоторое уменьшение содержания фракции C_5+ в продукции скважины привело к снижению отбора конденсата (приблизительно на 45 т по состоянию на май 1989 г.). Однако, существенное увеличение отборов газа (на 3,2 млн м³) более чем компенсирует это снижение.

Обработка второй скважины III группы, 154, не дала положительного результата, напротив, привела к ухудшению продуктивной характеристики скважины. Поскольку осуществление обработки любой скважины в полном соответствии с регламентом по меньшей мере не может ухудшить ее продуктивность, следует искать другие объяснения изменениям в

Параметр	Дата исследования												
	24.11 1988 г.	30.11 1988 г.	1.12 1988 г.	27.02 1989 г.	28.02 1989 г.	3.03- 6.03 1989 г.	10.03- 13.03 1989 г.	21.03 1989 г.	29.03 1989 г.	4.04 1989 г.	13.04 1989 г.	5.06 1989 г.	8.06 1989 г.
Давление сепарации, МПа	1,51	1,50	1,49	1,64	1,57	1,64	1,62	1,64	1,64	1,62	1,63	1,65	1,61
Температура сепарации, С	+2,5	+2,5	+2,5	+1	+5	+2,5	+3,2	+3	+2	+2,5	+3	+10	+11
$Q_{гс}, \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{сут.}}$	96	96	96	113	108	108	105,6	100,8	98	98	96	94	94
$q_{сыр}, \frac{\text{см}^3}{\text{м}^3}$	59,6	60,1	60,7	19,9	23,97	33,10	40,10	43,7	66,8	55,7	58,3	42,6	36,2
$K_{ус}$	0,867	0,867	0,867	0,910	0,870	0,820	0,800	0,820	0,840	0,840	0,850	0,89	0,91
q сухого газа, г/м ³	59,6	47,4	48,0	24,0	27,4	28,2	36,7	48,4	51,1	37,4	42,3	44,33	42,23
$M_{дбк},$ г/моль	100,1	104,4	101,6	112,6	106,0	97,6	116,2	98,5	98,1	99,9	98,3	100,4	101,7
$R_{дбк},$ г/см ³	0,728	0,727	0,736	0,730	0,738	0,728	0,737	0,721	0,720	0,710	0,717	0,737	0,731
Молярная доля компо- нентов, %													
C ₁	78,28	79,95	79,88	88,84	87,18	85,87	83,34	81,50	80,45	80,24	80,11	80,11	79,80
C ₂	9,89	8,98	8,99	4,35	4,90	5,70	7,26	8,06	8,72	9,61	9,60	9,19	9,17
C ₃	3,57	3,33	3,34	2,85	3,07	3,47	3,59	3,89	3,63	3,70	3,69	3,62	3,73
иС ₄	0,59	0,51	0,51	0,58	0,59	0,60	0,58	0,71	0,59	0,53	0,54	0,54	0,55
иС ₄	1,15	0,99	0,99	1,05	1,06	1,08	1,10	1,28	1,18	0,98	0,99	1,04	1,00
C ₅₊	1,68	1,30	1,35	0,67	0,77	0,80	0,96	1,38	1,41	1,03	1,17	1,25	1,19

N ₂	4,83	4,95	4,95	1,68	2,44	2,48	3,18	3,17	4,03	3,91	3,90	4,25	4,50
C ₂ -C ₄	15,2	13,81	13,83	8,83	9,62	10,85	12,53	13,94	14,12	14,82	14,82	13,35	14,0
C ₃ -C ₄	5,31	4,83	4,84	4,48	4,72	5,15	5,27	5,88	5,40	5,21	5,22	4,16	5,28
C ₂₊	16,88	15,11	15,18	9,5	10,39	11,65	13,49	15,32	15,53	15,85	15,99	14,60	15,64
C ₃₊	6,99	6,13	6,19	5,15	5,49	5,95	6,23	7,26	6,81	6,24	6,39	5,41	6,47
T, период времени после обра- ботки, сут.	-	-	-	13	14	20	27	35	43	49	58	110	113
То же, годы	-	-	-	0,036	0,038	0,055	0,074	0,096	0,118	0,134	0,159	0,301	0,310
Пластовое давление, МПа	6,17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,4
Депрессия на пласт, МПа	2,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,96

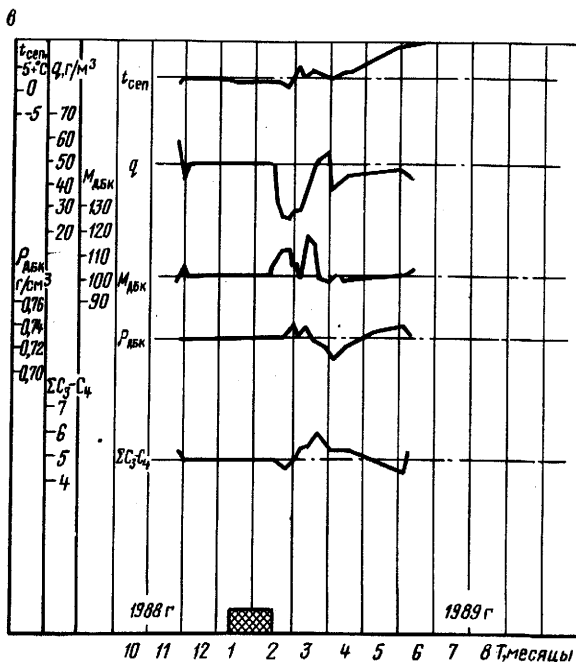
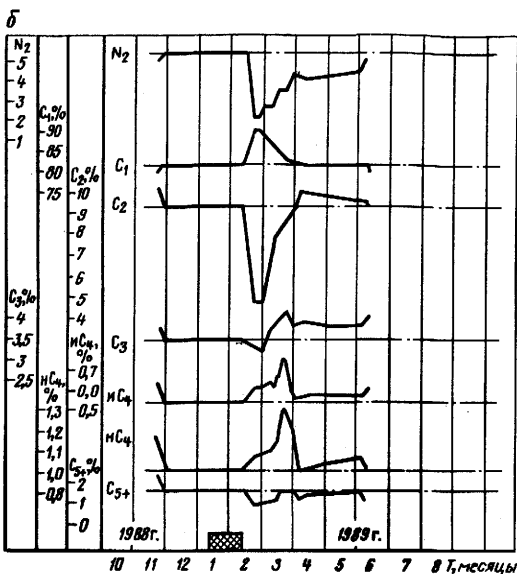
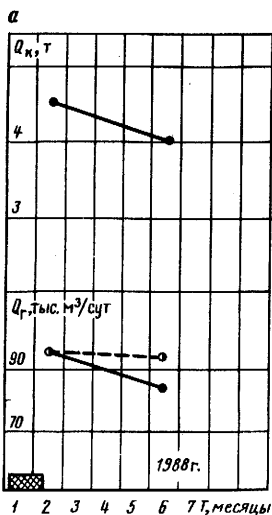


Рис. 86. Скважина 132 - Вуктыл. Изменение дебитов газа и конденсата (а) при текущих значениях а и б (штриховая линия) и исходных значениях а и б (сплошная линия); динамика молярной доли компонентов в пластовом газе (б) и динамика основных параметров состава продукции и свойств конденсата (в)

Параметр	Дата исследования			
	20-21.05. 1988 г.	20.09. 1988 г.	9.11. 1988 г.	18.05 1989 г.
Давление сепарации, МПа	1,29	1,21	1,18	1,24
Температура сепарации, С	-1	-1,5	-19	-4
$Q_{гс}, \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{сут.}}$	129	180	184	145
$q_{сыр}, \text{см}^3 \text{ см}^3/\text{м}^3$	54	47	54,8	50
$K_{ус}$		0,856		0,911
q сухого газа, г/м ³	45,15	39,9	41,5	40,8
$M_{дбк}, \text{г/моль}$	98	99	101	101
$\rho_{дбк}, \text{г/см}^3$	0,706	0,709	0,724	0,711
t 90%, С	143	128	-	139
Молярная доля компонен- тов, %				
C_1	77,95	79,88	79,79	79,26
C_2	10,49	9,01	9,21	9,63
C_3	4,18	4,04	3,61	3,70
iC_4	0,64	0,64	0,51	0,54
nC_4	1,22	1,13	0,93	0,99
C_{5+}	1,23	1,09	1,15	1,12
N_2	4,18	4,13	4,80	4,60
CO_2	0,10	0,08	-	0,16
$\sum C_2-C_4$	16,53	14,82	14,26	13,87
$\sum C_3-C_4$	6,04	5,81	5,05	4,24
C_{2+}	17,76	15,91	15,41	14,99
C_{3+}	7,27	6,90	6,20	5,36
T , период времени после обработки, сут.	-	55	104	293
То же, годы	-	0,151	0,285	0,803
Пластовое давление, МПа	5,77	5,60	-	5,21
Депрессия на пласт, МПа	2,46	2,34	-	1,86

характере работы скважины. Вероятно, произошло блокирование части продуктивного разреза жидкостью, имевшейся на заброс скважины до проведения обработки.

Суммируя результаты реализации технологии локального воздействия на скважинах всех трех групп Вуктыльского месторождения, следует оценить их как положительные. Скважины I группы дали после обработки прирост в добыче газа на 5-10%, в добыче конденсата на 3-3,5%. Скважина I группы дала прирост в добыче газа без изменения добычи конденсата, из двух скважин III группы одна дала прирост в добыче газа при снижении добычи конденсата, вторая показала отрицательный эффект. Таким образом, в целом процент успешности от обработок составил 70%, а по рекомендуемым для обработок

Результаты обработки призабойных зон скважин

Но- мер сква- жины	Глубина и возраст газоот- дающих интер- валов	Дата обра- ботки	Объем агентов			Дата иссле- дований	Р _{пл.} МПа	Фильтра коэф-		
			ШФЛУ т	газ, млн м ³	уде- льный рас- ход ШФЛУ, т/м			а, МПа ² × × $\frac{\text{сут}}{\text{тыс. м}^3}$		
177	3203-3224	6-13. 04.88 г.	1487	1,120	15,5	До обработки	5,73	0,148		
						11.03- 1.04.88 г.				
	3280-3290 (C _{2m})					После обра- ботки 15-20. 06.88 г. 5.10.88 г. 22-30. 05.89 г.			5,48	0,173
						19-24. 10.89 г.			5,14 4,51	0,158 0,117
188	3112-3126	25.07- 15.08. 1988 г.	1821	2,459	26,0	До обработки	5,80	0,220		
						8-22. 06.88 г.				
	3186-3190 (C _{2m})					После обра- ботки 1-4 11.88 г. 8.06.89 г.			5,43 4,64	0,221 0,180
132	3147-3194	11.01- 14.02. 1989 г.	1516	2,076	23,0	До обработки	5,71	0,198		
	3203-3223 (C _{1sr})					После обра- ботки 6-13. 06.89 г.			5,43	0,176
154	2594-2640	11-19. 02. 1988	1844	1,312	28	До обработки	4,91	0,0225		
	(C ₂) 2700-2730					27.10-15 11.87 г. После обра- ботки 13-26. 04.88 г.			5,35	0,0247

Т а б л и ц а 27

ционные фициенты	$P_{пл}^2$ P_{3}^2 МПа ²	Дебит газа		При- рост деби- та газа тыс. м ³ / сут	При- рост до- бычи газа млн м ³	Конденсат				
		при ис- ход- ных зна- че- ниях <i>a</i> и <i>b</i>	при те- ку- щих зна- че- ниях <i>a</i> и <i>b</i>			<i>q</i> , г/м ³	ρ , г/м ³	<i>M</i> , г/ моль	При- рост деби- та, т/сут	При- рост добы- чи, т
<i>b</i> , МПа ² × $\frac{(сут)}{тыс.м^3}$										
0,0000949	13,56	86	86			63,1	0,748	118,0		
0,000111		102	88	-7,0	-0,46	68,0°	0,770°	119°	-0,20	-13,0
0,00008	12,62	81	113	8,4	0,90	58,0	0,780	126,5	0,50	52,5
0,0001029	12,95	83	78	14,0	3,20	79,0	0,764	129,0	1,20	282,0
0,000426	10,30	67	70	-1,0	-0,14	70,9	0,761	132	0,90	130,0
				Σ3,50					Σ452,0	
0,000141	21,94	94	94			41,0	0,737	107		
0,000142	20,06	86	86	0	0	41,0	0,742	114	0	0
0,000115	13,52	59	72	6,5	1,40	41,4	0,732	104	0,30	64
				Σ1,40					Σ64,0	
0,0001267	20,14	96	96			47,4	0,727	112,0		
0,0001126	17,51	84	94	5,0	0,58	42,2	0,742	112,3	0	0
0,000129	11,83	226	226	-0,5	-0,03	43,7	0,697	97	-0,85	-51,0
0,000142	11,81	214	213			35,7	0,694	95		

Но- мер сква- жины	Глубина и возраст газоот- дающих интер- валов	Дата обра- ботки	Объем агентов			Дата иссле- дований	P _{пл.} , МПа	Фильтра коэф-
			ШФЛУ т	газ, млн м ³	уде- льный рас- ход ШФЛУ, т/м			
	(C ³) 2864-2914					22-26. 08.88 г.	4,72	0,0202
	(C _{1sr}) (ГИС: 23.06.- 10.07. 1989 г.)					7.07.89 г.	4,71	0,0360
126	3046-3062	23.06- 25.07. 1988 г.	3970	4,167	137	До обработки 11-21. 05.88 г.	5,77	0,111
	3082-3110					После обра- ботки 9-13. 88 г.	5,60	0,055
	2842-2846 (C ₂ -C ₁)					2-5.11.88 г.	5,31	0,100
						15-23. 05.89 г.	5,21	0,012

* По динамике.

группам скважин (I и II) - 90%. Сводная таблица результатов исследований всех обработанных скважин (табл. 27) позволяет судить о динамике основных параметров, характеризующих работу скважин в период после воздействия.

Обобщим результаты локального воздействия на скважинах Вуктыльского НГКМ.

Опытно-промышленные испытания технологии подтвердили, что перспективными для обработки объектами являются скважины,

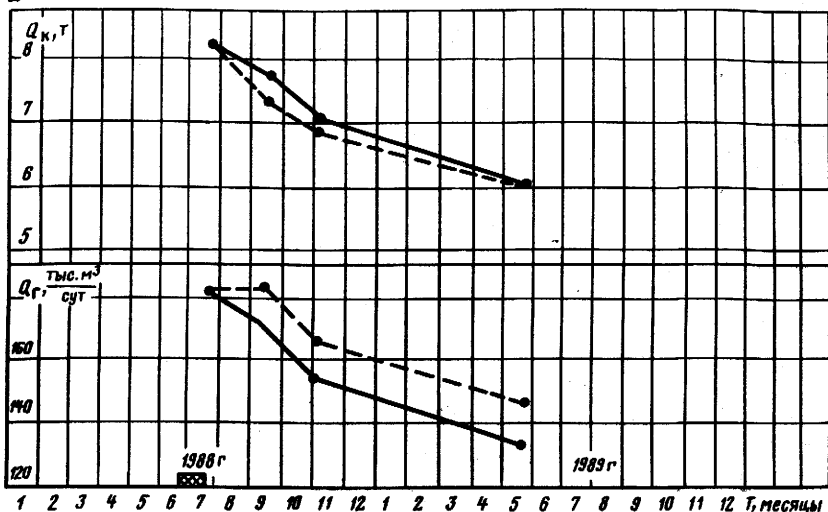
ционные фициенты	$P_{пл}^2$ P_3^2 МПа ²	Дебит газа		При- рост деби- та газа тыс. м ³ / сут	При- рост до- бычи газа млн м ³	Конденсат					
		при ис- ход- ных зна- че- ниях а и b	при те- ку- щих зна- че- ниях а и b			$q, \text{ г/м}^3$	$\rho, \text{ г/м}^3$	M, г/моль	При- рост деби- та, т/сут	При- рост добы- чи, т	
$b, \text{ МПа}^2 \times$ $\frac{(\text{сут})}{\text{тыс.м}^3}$											
0,000133	9,03	191	195	1,5	0,19	41,5	0,705	102	-1,00	-124,0	
0,000205	10,68	212	158	-25,0	-7,8	37,6	0,720	103	-2,80	-876,0	
				$\Sigma -7,64$					$\Sigma -1051,0$		
0,0000659	22,38	182	182			45,2	0,706	98			
0,000320	20,73	170	183	6,5	0,31	39,9	0,709	99	-0,20	-9,6	
0,0000795	18,65	154	165	12,0	0,62	41,5	0,724	101	-0,30	-15,6	
0,000664	15,94	133	146	11,5	2,27	40,8	0,711	101	-0,10	-19,7	
				$\Sigma 3,20$					$\Sigma -45,1$		

расположенные на участках пласта с повышенной насыщенностью жидкой углеводородной фазой (вблизи нефтяной оторочки) и представленные коллекторами порового по преимуществу типа. Обработка таких скважин позволяет:

повысить продуктивность скважин на 5-10%;

обеспечить в течении не менее 1-1,5 лет стабильную работу скважин, продуцирующих газожидкостной (газоконденсатной) смесь при разработке пласта в условиях АНПД;

a



б

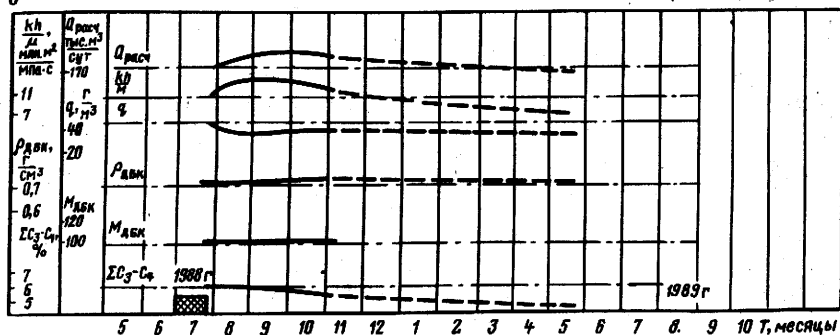


Рис. 87. Сквжина 126 - Вуктыл. Изменение дебитов газа и конденсата (a) при текущих значениях a и b (штриховая линия) и исходных значениях a и b (сплошная линия); динамика продуктивности и состава продукции после обработки призабойной зоны (б)

разблокировать в ряде случаев пропластки с высоким содержанием жидких углеводородов и приобщить их к разработке (скважина 177), что дает возможность увеличить отборы конденсата.

5.3. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА ПРОЦЕССОМ ВЫТЕСНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ПЛАСТА

При разработке газоконденсатного месторождения реализуется комплекс мероприятий, обеспечивающих контроль за отработкой запасов углеводородов как по площади, так и по толщине продуктивных отложений. Методам контроля разработки месторождений углеводородов посвящены работы К.С. Басниева, П.Г. Бедриковецкого, Ю.А. Журова, С.Н. Закирова, Г.А. Зотова, Г.С. Степановой и других исследователей [24, 36]. В том случае, если осуществляется воздействие на пласт с целью вытеснения углеводородов внешним агентом, обычно используемых мероприятий контроля может оказаться недостаточно. Это обуславливается, во-первых, ограниченным, как правило, объемом зоны воздействия и, во-вторых, отличием протекающих в пласте процессов от обычных процессов дренирования запасов углеводородов при разработке объекта на режиме истощения. Контроль за процессом вытеснения должен быть оперативным, не требовать для своего осуществления сложного оборудования, отличаться простотой и надежностью.

Выполненные авторами эксперименты показали, что в процессе истощения многокомпонентной газоконденсатной смеси наряду с изменением содержания фракции C_{2+} в продукции модели пласта происходят закономерные изменения соотношений индивидуальных углеводородов. Графики зависимости этих соотношений от текущего давления в системе являются дополнительной характеристикой процесса истощения.

При изобарическом вытеснении пластовой углеводородной смеси истощенного газоконденсатного пласта нагнетаемым газообразным агентом, очевидно, будет происходить плавный переход процесса от одного из следующих этапов к другому:

- фильтрация пластовой равновесной газовой фазы;
- движение в пласте смеси переменного состава, с закономерным уменьшением содержания пластовых углеводородов и увеличением содержания вытесняющего агента;
- фильтрация нагнетаемого в пласт агента.

Относительная длительность этапа, когда добывающие скважины продуцируют смесь, зависит, как показали описанные выше эксперименты, от насыщенности пласта жидкой углеводородной фазой. Тем не менее этот этап должен характеризоваться достаточно быстрыми изменениями соотношений в продукции скважин индивидуальных углеводородов. На основании результатов выполненных на физических моделях пласта экспериментов по изобарическому вытеснению истощенной двухфазной газоконденсатной смеси сухим газом, а также соответствующих аналитических исследований авторами совместно с А.В. Николаевским предложен метод контроля за процессом вытеснения. Эксперименты свидетельствуют о том,

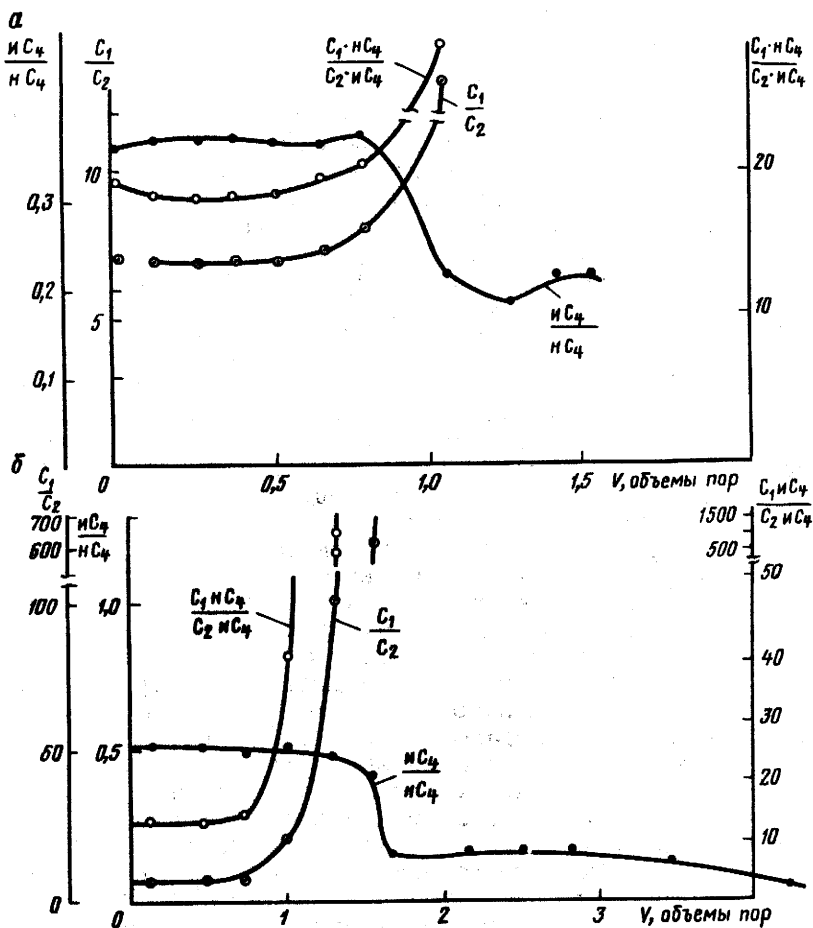


Рис. 88. Динамика компонентных соотношений при изобарическом замещении равновесной газовой фазы метаном; а - в модели пласта длиной 5 м (5 МПа, 25°С); б - по экспериментальным данным (5 МПа, 62°С)

что при замещении пластовой равновесной газовой фазы, в частности, сухим газом соотношения некоторых индивидуальных низкомолекулярных углеводородов изменяются достаточно резко (рис. 88, 89) и могут служить надежным параметром продвижения зоны смеси по пласту. На интенсивность изменения соотношений в значительной степени влияет величина насыщенности пласта жидкой углеводородной фазой (рис.90)

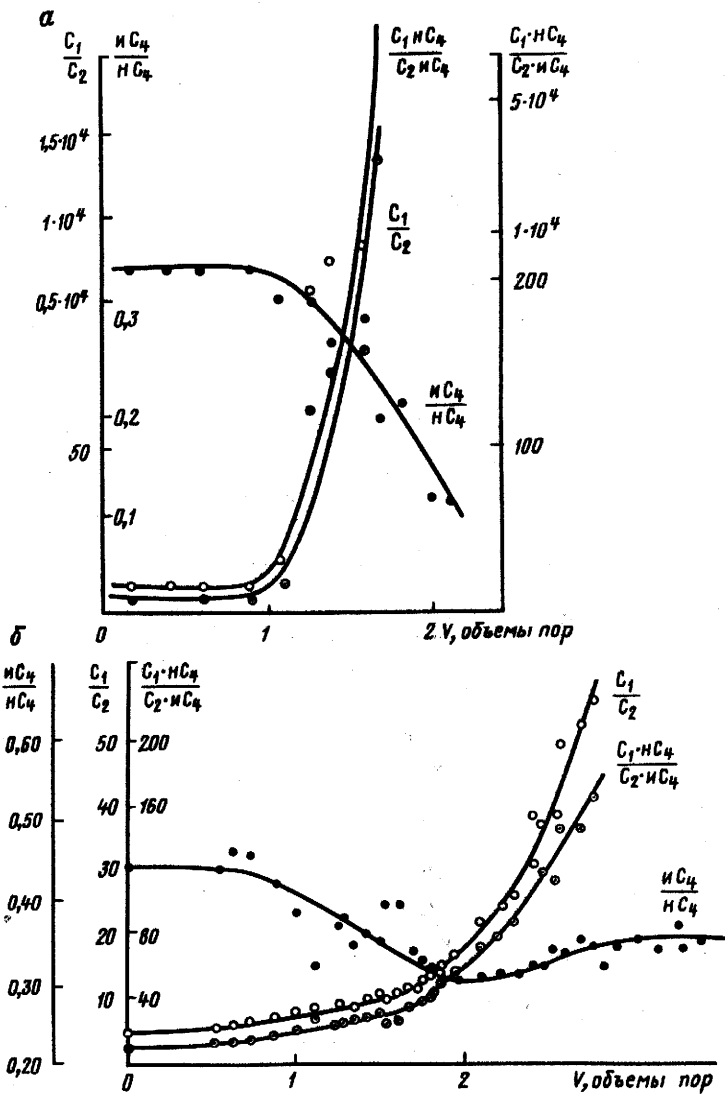


Рис. 89. Динамика компонентных соотношений при изобарическом замещении равновесной газовой фазы на метан в модели пласта длиной 5 м (а) и в пористой среде с высокой насыщенностью жидкой УВ фазой (б); давление 5 МПа, температура 62 °С

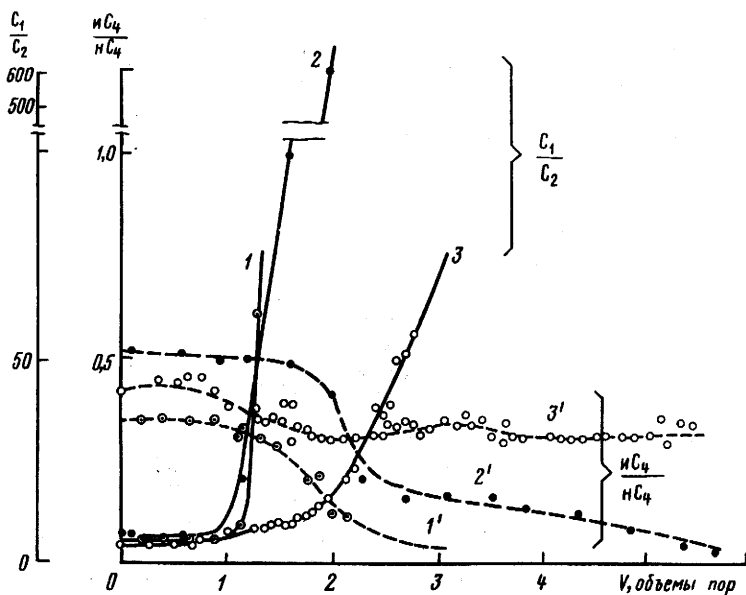


Рис. 90. Изменение компонентных соотношений в продукции модели пласта при изобарическом (5 МПа, 62 °С) замещении равновесной газовой фазы метаном; 1 и 1' - содержание РЖУ - 1,9% объема пор; 2 и 2' - то же 12,5%; 3 и 3' - то же 48%

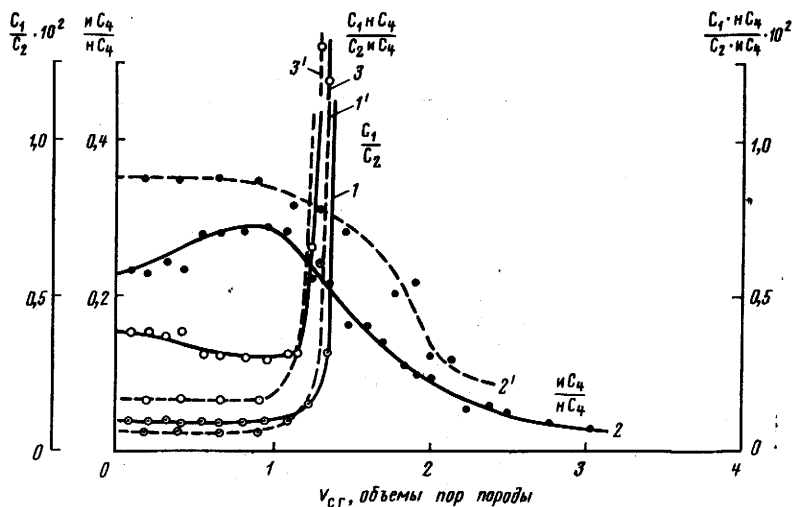
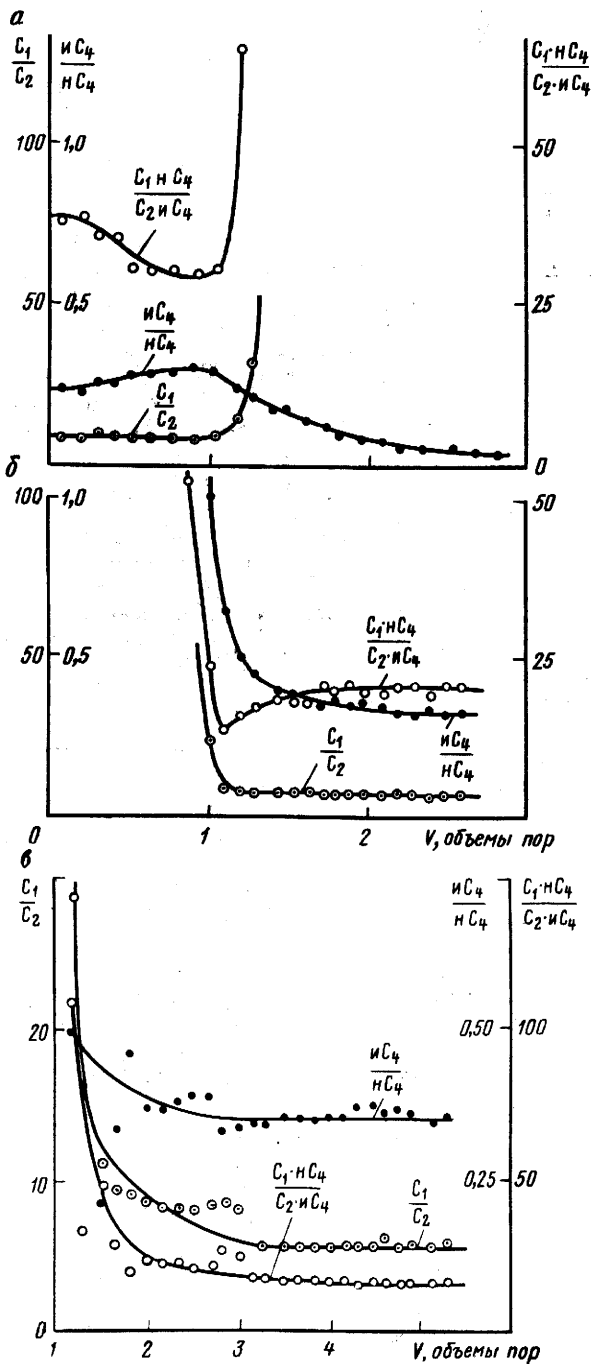


Рис. 91. Изменение компонентных соотношений в продукции модели пласта при изобарическом (5 МПа) замещении равновесной газовой фазы метаном в присутствии РЖУ; 1, 2, 3 - $T = 20$ °С, содержание РЖУ - 2% объема пор; 1', 2', 3' - $T = 62$ °С, содержание РЖУ - 1,9% объема пор

Рис. 92. Компонентные соотношения продукции в процессе замещения пластовой газовой фазы метаном (а) и метана пластовой газовой фазой при давлении 5 МПа и температуре 20° С (б) и 62° С (в); объемная доля РЖУ, %: а - 2; б - 0,7



и в некоторой степени температура пластовой системы (рис. 91).

В связи с возможностью перевода истощенного газоконденсатного месторождения в режим месторождения - регулятора газопотребления или в режим ПХГ представляло интерес изучения особенностей изменения компонентных соотношений в обратном процессе замещения сухого газа на равновесный пластовый газ.

С этой целью были выполнены экспериментальные исследования на физической модели пласта по вытеснению метана газообразной смесью, содержавшей помимо метана этан, пропан, изобутан, нормальный бутан, незначительное количество фракции C_{5+} . Эксперименты выполнялись на модели пласта длиной 5 м при давлении 5 МПа и температурах 20 и 62° С. Темп замещения газа газом соответствовал возможным в пластовых условиях скоростям обратного отбора закачанного газа, что по такому параметру, как истинная скорость газа в пласте, отвечало диапазону $(1-1,5) \cdot 10^{-2}$ см/с. Результаты экспериментов, характеризующие динамику компонентных соотношений при замещении метана на газовую смесь, представлены на рис. 92, а, б, в. Эти результаты свидетельствуют о возможности использования предложенного метода контроля за процессом и в случае вытеснения сухого газа пластовой газовой фазой. Так, например, полноту замещения сухого газа пластовой газовой фазой хорошо характеризует комплексное соотношение $C_{1n}C_4/C_{2n}C_4$: величина его на первом этапе прорыва пластового газа превышает 50-100, а при объемах отбора газа в 2,0-2,5 объема пор величина этого соотношения стабилизируется для исследованных систем на уровне 20 ± 1 при температуре порядка 20° С и 15 ± 1 при температуре 62° С.

Для использования предложенного метода контроля за процессом вытеснения газа газом в промышленных условиях достаточно осуществлять систематический хроматографический анализ проб газа сепарации и газа стабилизации. Простые балансовые расчеты отборов газа скважинами участка пласта, на котором реализуется процесс воздействия, в сочетании с предложенным методом контроля позволяют оценить текущий коэффициент охвата пласта вытеснением и принять решение о целесообразности перераспределения отборов газа между добывающими и объемам закачки между нагнетательными скважинами.

Подобного рода геохимический метод повышает надежность контроля за процессами воздействия на пласт с целью увеличения компонентоотдачи.

КОМПОНЕНТООТДАЧА ПЛАСТА И ПРИНЦИПЫ ДОРАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Отечественные газоконденсатные месторождения разрабатываются на режиме использования только естественной энергии пласта ("режим истощения"). Это объясняет большие пластовые потери углеводородов, особенно жидких, в недрах месторождений остается нередко значительно больше углеводородного вещества, нежели добывается за весь период разработки.

Авторы в течение многих лет занимались изучением возможности доразработки остаточных запасов углеводородов истощенных газоконденсатных месторождений. На результатах этих исследований построен ряд методов доизвлечения из пласта фракций $C_2 - C_4$ и C_5+ и сформулирована концепция доразработки истощенных газоконденсатных месторождений. В пользу возможности и целесообразности доизвлечения остаточных запасов углеводородов истощенного продуктивного газоконденсатного пласта, давление в котором снизилось до "аномально" низкого уровня (порядка 0,1 от начального), говорят следующие соображения:

в недрах месторождения находятся значительные остаточные запасы углеводородов, особенно жидких;

в рыночных условиях перспектива осуществить доразработку ценного углеводородного сырья становится особенно привлекательной;

к концу разработки месторождения, как правило, на его базе функционирует достаточно развитая инфраструктура, позволяющая реально организовать технологический процесс доизвлечения остаточных запасов углеводородов.

6.1. РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ КОМПОНЕНТООТДАЧИ ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Исследования ВНИИГАЗа показали, что в условиях предельно истощенного газоконденсатного пласта, поровое пространство которого содержит жидкую углеводородную фазу (до 10-15% объема пор, редко больше) и равновесную с ней газовую фазу (в основном, метан) доизвлечение остаточных запасов углеводородов можно осуществлять, используя процесс фильтрации только газовой фазы. Это объясняется тем, что если и обеспечить тем или иным способом фильтрацию жидкой фазы, то извлечение жидкофазной части пластовой смеси на поверхность

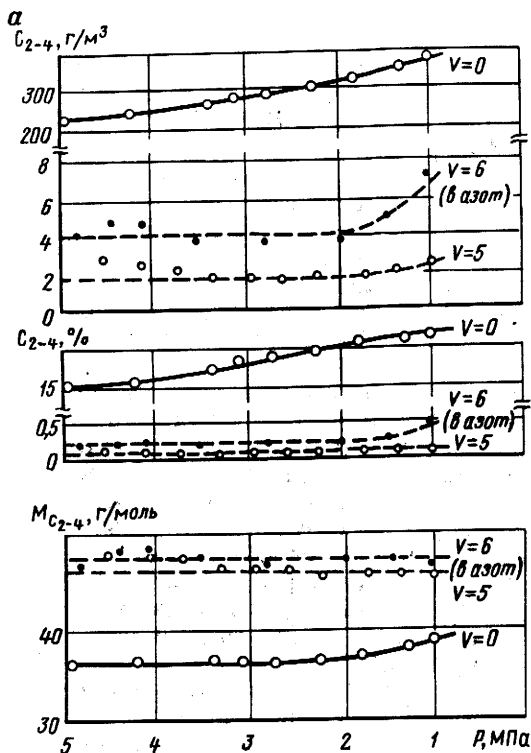
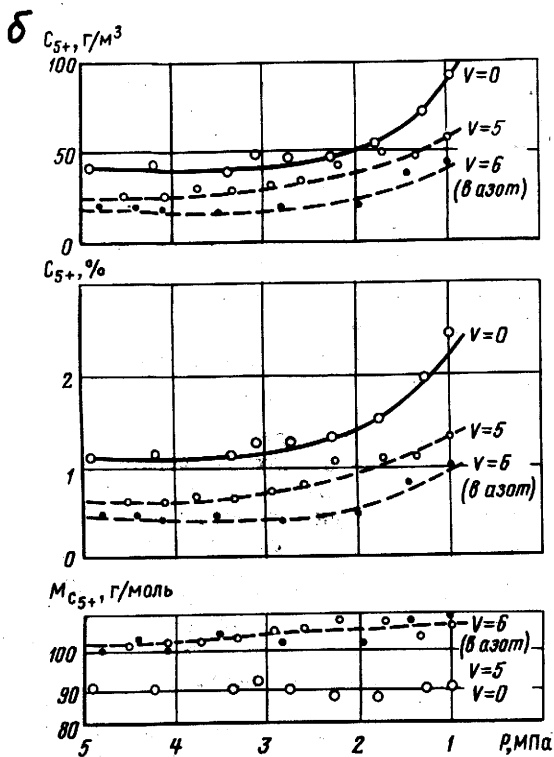


Рис. 93. Характеристика процесса испарения компонентов C_{2-4} (а) и C_{5+} (б) при глубоком истощении двухфазной ГКС, в том числе после прокачки метана ($V = 5$ объемов пор) и азота ($V = 5-6$ объемов пор)

представляет весьма сложную задачу, чаще всего не имеющую рационального решения при низких $P_{пл}$.

Эксперименты показывают, что в термобарических условиях газоконденсатного пласта, истощенного до аномально низких пластовых давлений - ниже давления $P_{мк}$ максимальной конденсации пластовой смеси, равновесная газовая фаза обогащается компонентами $C_2 - C_4$ и C_{5+} (в основном, фракцией $C_5 - C_8$) за счет нормального испарения этих компонентов из жидкой фазы.

Исследовать динамику процесса испарения компонентов $C_2 - C_4$ и C_{5+} и выполнить оценку возможной добычи жидких углеводородов из пласта, истощенного до аномально низких давлений, целесообразно применительно к конкретному газоконденсатному объекту.



Авторами экспериментально изучался процесс испарения углеводородов в условиях, соответствующих условиям пласта - коллектора Вуктыльского месторождения.

Крупнейшее в европейской части страны Вуктыльское газоконденсатное месторождение в течение ряда лет находится в завершающей стадии разработки. На этой стадии требуются дополнительные усилия для сохранения на достаточно высоком уровне объемов добычи газа и особенно жидких углеводородов.

Реализация на месторождении в опытно-промышленном масштабе предложенных специалистами ВНИИГАЗа и предприятия "Севергазпром" методов воздействия на пласт с целью повышения газоконденсатоотдачи показала, что в условиях низких давлений остаточные запасы жидких углеводородов залежи могут с успехом извлекаться в газовой фазе. Формирование в залежи условий для перевода ретроградного конденсата в газовую (паровую) фазу возможно путем прокачки через пласт низконапорного газа. При этом в условиях Вуктыльской залежи при достаточно высокой пластовой температуре (62°C) фазовое равновесие заметно смещается в сторону газовой фазы и испаряющийся конденсат в составе газообразной продукции

может извлекаться из пласта через систему эксплуатационных скважин.

Представляет интерес оценка интенсивности отбора ретроградного конденсата при подобном методе воздействия на залежь в условиях аномально низких пластовых давлений (близких к давлению забрасывания, которое определяется в настоящее время на уровне 1,5 МПа).

Во ВНИИГАЗе выполнены эксперименты на установке высокого давления с использованием физической модели пласта, характеризующейся близкими к вуктыльскому коллектору параметрами (проницаемость $9 \cdot 10^{-14}$ м², пористость 0,248). В качестве газоконденсатной смеси использовали многокомпонентную смесь алкановых углеводородов состава, близкого к среднему начальному составу пластовой смеси Вуктыльской залежи (молярная доля C₃₊ - 6,4%, содержание КГФ - 330 г/м³, молярная масса стабильного конденсата 115 г/моль).

Эксперимент проводился в изотермическом режиме при 62° С и включал как предварительные этапы - замещение метана в модели на газоконденсатную смесь; истощение системы до давления максимальной конденсации (около 5 МПа), так и основные этапы - доистощение системы до давления 1 МПа; изобарическое вытеснение смеси при 5 МПа после восстановления давления в модели нагнетанием равновесного по составу газа; вторичное доистощение системы до 1 МПа.

Некоторые из полученных результатов представлены на рис. 93, а, б, где сопоставляются КГФ продукции, содержание в ней фракции C₂ - C₄ и C₅₊ и молярная масса этих фракций при истощении модели пласта (сплошные кривые) и вторичном истощении (пунктир) после прокачки через модель сухого газа.

Сравнение рис. 93, а и 93, б показывает, что после прокачки сухого газа в количестве порядка 5-и объемов пор продукция "пласта" обедняется конденсатом (C₅₊) и промежуточными углеводородами (C₂ - C₄) в существенно различной степени. Если содержание C₅₊ снижается лишь приблизительно вдвое, от 40-45 до 20-25 г/м³, то содержание C₂ - C₄ падает от 220-230 г/м³ до весьма незначительных величин (2-3 г/м³). Это свидетельствует о почти полной осушке пласта от этана, пропана, бутана при прокачке газа даже в столь неблагоприятной по давлению для испарения жидких углеводородов области, как область давлений максимальной конденсации вуктыльской пластовой смеси (5-6 МПа). В то же время потенциал газообразной продукции по содержанию остального конденсата остается достаточно значительным (около 20-25 г/м³), позволяющим вести промышленное доизвлечение фракции C₅₊ в газовой фазе. Как известно, в мировой практике с успехом в промышленных процессах извлекается конденсат при значительно меньшем его содержании в продукции газовых месторождений. Следует отметить, что при вторичном истощении

залежи после предварительной прокачки газа в указанных значительных объемах продукция обогащается фракцией C_3 , по мере снижения давления в залежи (две верхние пунктирные кривые рис. 93, б).

Осушка пласта от промежуточных компонентов и легких фракций конденсата значительно снимет остроту проблемы эксплуатации скважин при низких пластовых давлениях благодаря такой последовательности реализации технологических процессов на Вуктыльском месторождении: истощение до давления максимальной конденсации; изобарическое вытеснение пластового газа сухим; вторичное истощение пласта. Увеличение молярной массы фракции C_3 на 10-15% после прокачки газа (рис. 93, б) частично компенсирует проблему улавливания конденсата при понижении приблизительно вдвое содержания его в продукции. Поэтому как в случае продолжения прокачки газа, так и при переводе залежи на режим (вторичного) истощения, на Вуктыльском месторождении можно наряду с газом получать ценный углеводородный конденсат в промышленных количествах (20-30 тыс. т/год) в течение длительного периода времени. Это позволяет в значительной степени обеспечивать на перспективу сырьем и топливом перерабатывающий комплекс, одновременно сохраняя часть существующей инфраструктуры газодобывающего региона.

6.2. ОСОБЕННОСТИ КОМПОНЕНТООТДАЧИ СОДЕРЖАЩЕГО ВОДУ ПЛАСТА

На завершающей стадии разработки нефтегазоконденсатных месторождений, как правило, происходит внедрение пластовых вод в продуктивную часть коллектора. Результатом является повышение водонасыщенности обводнившихся и близких к ним зон порового пространства залежи, в том числе и участков, где начальная водонасыщенность не превышала единиц процентов. Такой процесс, очевидно, влияет на перераспределение установившегося положения фаз в пористой среде, усиливая роль водонасыщенности.

Опыт разработки газоконденсатных месторождений России в условиях обводняющегося пласта берет начало с 1962 г., когда началось массовое обводнение скважин на Ленинградском, Каневском, Кушевском и других месторождениях Краснодарского края. В общем случае результатом обводнения разрабатываемой залежи является снижение газо- и конденсатоотдачи из-за заземления ГКС в пористой среде, выход из строя или, по меньшей мере, ухудшение продуктивных характеристик скважин. На практике последствия обводнения можно компенсировать регулированием фронта продвижения пластовых вод различными методами при условии качественного контроля динамики продвижения вод.

Информация о потенциальном внедрении воды в природную залежь важна как при проектировании разработки, так и на последующих стадиях эксплуатации месторождения. На поздней стадии разработки применяются разнообразные способы повышения углеводородоотдачи пласта, эффективность которых зависит от отношения необводненной и обводненной площадей залежи и перемещения контурных и подошвенных вод.

В процессе эксплуатации Вуктыльского нефтегазо-конденсатного месторождения, начавшейся в октябре 1968 г., отмечаются водопроявления, связанные с поступлением к забоям скважин пластовых вод и получением в продукции пласта конденсата водяного пара.

С начала эксплуатации месторождения до 1975 г. обводнения скважин не наблюдалось. Применяемые гидродинамические методы контроля за водопроявлениями указывали на наличие в составе продукции лишь конденсационных и техногенных вод. С 1975 г. на месторождении начались регулярные водопроявления.

На степень и характер продвижения пластовых вод в залежь влияет неоднородность разреза, сложенного породами с различной степенью трещиноватости, уплотненности, закарстованности и глинистости. Вода поступает неравномерно как по площади, так и по разрезу. Основные пути внедрения воды проходят в средней части продуктивной толщи, представленной в основном карбонатами в интервале от верхневизейских до московских отложений. В этом разрезе содержатся высокопроницаемые закарстованные интервалы, наиболее опасные в отношении внедрения воды и, кроме того, зоны повышенной трещиноватости.

Фактором, способствующим фильтрации пластовых вод, может служить проведение широкомасштабных солянокислотных работ, поскольку это может приводить к образованию новых путей продвижения воды в результате растворения карбонатов по карстовым каналам, порам и трещинам. В 1975 г. с водой работали три скважины с дебитами до 5 м³/сут. В 1976 г. число таких скважин увеличилось до одиннадцати. За период 1975-1977 гг. суммарные объемы добытых пластовых вод возросли от 1,3 до 19,4 тыс. м³/год, а в 1978-1979 гг. снизились до 11,1 тыс. м³/год. Указанное снижение общих объемов поступления пластовой воды объясняется остановой скважин 33 и 140, в продукции которых выносилось до 45 м³/сут. воды. Кроме того, в нескольких скважинах, работающих с пластовой водой, в этот период замеров дебитов не производилось, а по другим скважинам были снижены депрессии.

В последующие годы отмечалось закономерное увеличение числа скважин, работающих с водой и общих объемов воды. Так, в течение 1980 г. число таких скважин увеличилось до 23. Далее приведены данные о водопроявлениях за период с 1975 по 1980 гг.:

Год	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Число скважин, работающих с водой	3	11	20	20	22	23
Объем воды, тыс. м ³ /год	1,3	11,6	19,4	10,2	11,1	22,7

К концу этого периода суммарные объемы добываемой воды незначительны, поскольку количество конденсационных вод (31,9 тыс. м³) превышает объем пластовой воды (22,7 тыс. м³).

Внедрение пластовых вод в залежь, усилившееся с 1984 г., вызвало ухудшение продуктивности скважин и увеличение темпа падения пластового давления. До 1984 г. давление снижалось в основном равномерно со средним темпом 0,15–0,25 МПа в месяц (по скважинам северного купола). Скважины южного купола, вводимые в эксплуатацию с 1973 г., показали более высокий темп понижения пластового давления из-за разницы отношений отборов к запасам и ограниченной гидродинамической связи между куполами.

В 1984–1985 гг. темп падения давления возрос до 0,3–0,4 МПа в месяц, а по некоторым скважинам достиг 1 МПа в месяц. К 1986 г. наибольший темп падения давления отмечался по скважинам УКПГ-4, где практически все скважины содержали в продукции пластовую воду, что объясняется хорошими коллекторскими свойствами пористой среды в направлении выхода на газоводяной контакт. По-видимому, основной причиной повышения темпа падения давления следует считать отключение части запасов углеводородов от зоны дренирования в результате избирательного продвижения пластовых вод.

С 1985 по 1989 гг. основная область обводнения сформировалась от скважины 26 до 188, далее - в восточном направлении и на запад от скважины 188 за счет обводнения скважин 7, 129 и 133. Проявился также локальный очаг обводнения в районе скважины 101.

По залежи со стороны восточного крыла сформировалась обширная зона обводнения по карбонатным отложениям верхневизейского и московского ярусов. Обнаружено появление воды на все более высоких отметках, в ряде случаев на 300 м выше ГВК (минус 3350 м), что говорит об увеличении темпов продвижения пластовых вод за последний период.

Кроме того, получена информация об обводнении значительной части продуктивной толщи не только в зоне дренирования отдельных работающих скважин, но и на межскважинном пространстве. Об этом свидетельствует получение притока воды при испытании ряда скважин с рабочими интервалами, расположенными выше ГВК.

Для контроля за водопроявлениями на месторождении используется в основном гидрохимический метод, впервые

Гидрохимические характеристики	Пластовые воды		Конденсационные воды
	подошвенные	краевые	
Химический состав	Cl; Na	Cl; Na	HCO ₃ ; HCO ₃ -Cl, реже Cl-HCO ₃ ; Na
Минерализация, г/л	217-270, реже до 285	240-270	В основном <1
Плотность, г/см ³	1,15-1,19	1,16-1,18	1,00
Отношения:			
r Na/Cl	0,78-0,75	0,90-0,94	Обычно >0,35
r Na/(Ca+Mg) SO ₄ · 100	3,50-7,00	9,20-14,20	>0,80
r $\frac{Cl}{Cl}$	0,19-0,56	0,35-0,63	>0,60
r Cl/Br	258-611	860-4000	-
Содержание, мг/л:			
Br	250-612	40-185	-
I	до 12-16	2,5-5,8	-

примененный на газоконденсатных месторождениях Кубани и впоследствии усовершенствованный. Такой метод позволяет контролировать моменты появления воды на забое скважины с определением типа обводнения и динамики процесса. Кроме того, по гидрохимическим данным осуществляется прогноз обводнения конкретных скважин, что позволяет выработать оптимальный технологический режим их эксплуатации. Возможности метода этим не исчерпываются.

Основа применения метода - различие состава вод разных типов, таких как пластовые, техногенные и конденсационные воды.

Наиболее отличаются по химическому составу пластовые и конденсационные воды. Первые представлены концентрированными растворами хлорида натрия с минерализацией до 270 г/л. Пластовые воды подразделяются на краевые и подошвенные.

Краевые воды Вуктыльского НГКМ имеют хлоридно-натриевый состав (минерализация 240-270 г/л). Плотность вод - 1,16-1,18 г/см³, а содержание бромидов несколько меньше по сравнению с подошвенной водой (40-185 мг/л против 250-612 мг/л).

Подошвенные воды представлены крепкими хлоридно-натриевыми рассолами с минерализацией 217-270 г/л (плотность 1,15-1,18 г/см³). Содержание йода в подошвенных и краевых водах составляет соответственно 12-16 и 2,5-5,8 мг/л.

Конденсационные воды - это водяной пар, растворенный в пластовой газовой углеводородной фазе, конденсирующийся при

поступлении в скважину. В основном такие воды имеют весьма низкую минерализацию, но в определенных термобарических условиях (при высоких давлениях и температурах) могут иметь в своем составе соли. На химический состав конденсационных вод оказывают влияние техногенные воды (например, фильтрат бурового раствора), примеси пластовых вод, в том числе связанная вода. Типичными для Вуктыла считаются конденсационные воды с минерализацией до 1 г/л, а в отдельных случаях - до 10 г/л. Гидрохимическая характеристика основных типов пластовых вод Вуктыльского НКМ приводится в табл. 28.

В результате анализа гидрохимических показателей, получаемых по мере разработки месторождения, выявлена динамика химического состава воды, содержащейся в продукции скважин. Основной тип попутных вод - слабоминерализованные (до 10 мг/л) смеси конденсационных вод и, в меньшей степени, фильтрата бурового раствора и продуктов реакций, происходящих при соляно-кислотных обработках. Отмечается тенденция к постепенному уменьшению доли извлекаемых объемов воды, содержащих конденсационные и техногенные воды с увеличением относительных объемов пластовых вод или смесей с преобладанием последних.

В соответствии с проектом "Конденсат-2" на опытном участке УКПГ-8, ограниченном по площади скважинами 7, 127, 128, 150, 254 и 133, в продуктивные отложения московского яруса закачивается сухой тюменский газ. В качестве нагнетательных используются специально пробуренные скважины 270, 269 и 273. Эксплуатационные скважины опытного участка - 127, 128, 158, 129, 7, 151, 130, 131, 254 и 133. Структурная карта опытного участка изображена на рис. 82. Для выбранного участка характерно относительно равномерное распределение пластового давления по площади московских отложений, что, по-видимому, должно обеспечить и равномерное продвижение газа при его закачке в пласт. В 1991 г. прогнозное отклонение от среднearифметического значения пластового давления в московских отложениях опытного участка УКПГ-8 не превысило 0,11 МПа.

На рис. 94 изображен фрагмент карты водопроявлений на опытном участке УКПГ-8 по состоянию на конец 1990 г., из которого видно, что воды того или иного типа выносятся почти всеми скважинами участка. Скважина 128, находящаяся на восточной границе опытного участка, работает пластовой водой, для остальных скважин характерно присутствие в различных соотношениях смесей конденсационных, пластовых вод и продуктов реакций, происходящих в ходе солянокислотных обработок. Не отмечено присутствие воды лишь в скважине 254.

По скважине 133, вскрывающей отложения московского, башкирского и серпуховского ярусов на южной границе опытного

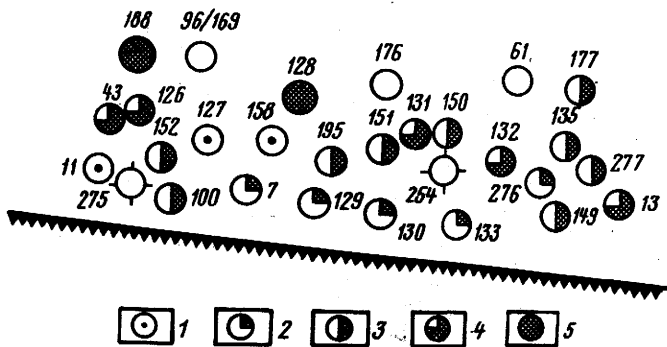


Рис. 94. Фрагмент карты водопроявлений, район опытного участка УКПГ-8:
 1 - конденсационные воды, минерализация до 1 г/л; 2 - конденсационные воды с минерализацией до 10 г/л; 3 - смесь конденсационных и пластовых вод; 4 - смесь пластовых, конденсационных вод и продуктов СКО; 5 - пластовые воды

участка, в 1992 г. наблюдалось заметное снижение продуктивности, связанное с продвижением пластовой воды из башкирского яруса, динамика поступления которой отражена в табл. 29.

При маломеняющемся дебите газа в течение 1990 г. и даже снизившемся на $0,09 \text{ м}^3/\text{сут.}$ притоке воды отмечено возрастание минерализации и, соответственно, плотности воды, что свидетельствует об увеличении доли пластовой воды в ее смеси с конденсационными водами. В 1992 г. дебит по газу снизился до 293 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$, а минерализация воды достигла 81,6 г/л. К 1.05.93 г. с различной примесью пластовой воды (от 4% и выше) работают 54 эксплуатационные скважины. Добыча воды за четыре месяца 1993 г. составила 11063,7 т, что соответствует уровню 1992 г.

Усиливающаяся тенденция к обводнению продуктивного пласта Вуктыльского НГКМ обусловила необходимость постановки экспериментальных исследований особенностей процесса извлечения двухфазной углеводородной смеси из пористой среды, содержащей воду.

В ходе реализации программы исследований, выполнявшихся под руководством авторов, решались следующие задачи:

разработка методики экспериментальных исследований в обводненном пласте, обеспечивающей минимальную неоднородность распределения водонасыщенности по длине модели пласта;

разработка методики и экспериментальное изучение процесса изобарического вытеснения двухфазной ГКС сухим газом как в сухой пористой среде, так и при различных величинах водонасыщенности;

Дата исследования	Дебит		Минерализация, г/л	Плотность воды, г/см ³	Отношения		
	газа, тыс. м ³ сут.	воды, м ³ сут.			$\frac{Na}{Cl}$	$\frac{Cl}{Br}$	$\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$
05.12.90	330	1,20	35,00	0,934	0,84	-	0,19
03.12.91	335	1,11	48,12	0,974	0,84	823,2	0,33
17.19.92	293	0,94	81,60	1,000	0,97	4676,8	0,09

проведение экспериментов на установке фазовых равновесий по исследованию влияния степени минерализации пластовой воды, находящейся в контакте с двухфазной газоконденсатной смесью, на межфазное распределение углеводородов.

6.3. МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ ГКС СУХИМ ГАЗОМ В ОБВОДНЕННОМ ПЛАСТЕ

6.3.1. Влияние водонасыщенности на процессы извлечения углеводородов

Пластовые воды, находящиеся в жидкой фазе, можно разделить на гидродинамически свободную и связанную части.

Связанная остаточная вода - суммарная неснижающаяся водонасыщенность пористой среды, при которой эта фаза теряет подвижность; для нее эффективная проницаемость равна нулю. Связанная вода удерживается в породе - коллекторе поверхностно-молекулярными и капиллярными силами. Различают прочно связанную воду, представленную слоями толщиной в несколько молекул и рыхло связанную воду. Последняя испытывает сорбционное давление до 0,1 МПа, а прочно связанная - от 1 МПа на ее верхней границе и до 100 МПа непосредственно у поверхности контактирующей с ней породы.

В пористой среде природных залежей могут существовать водонасыщенные линзы, часть воды в которых является остаточной (так как в процессе формирования залежи осталась невытесненной углеводородами), но не связанной, поскольку свободна в гидродинамическом смысле.

На количество связанной воды может оказать существенное влияние процесс испарения воды за геологическое время, следствием чего являются меньшие значения величин во-

Т а б л и ц а 30

Номер долбления	Интервал отбора, м	Пористость, %	Проницаемость, 10^{15} м^2	Углеводородонасыщенность, %	Водонасыщенность, %
<i>Скважина 269</i>					
1	2600-2608	7,5	6,9	4,2	3,7
2	2615-2620	5,5	0,8	8,3	5,2
3	2620-2626	2,8	0,1	7,9	19,0
4	2626-2635	5,0	4,0	6,2	4,0
5	2635-2649	6,2	9,8	7,4	10,6
6	2649-2664	6,1	7,2	7,4	11,6
<i>Скважина 270</i>					
1	2790-2804	4,0	0,7	14,6	10,9
2	2812-2828	3,9	3,5	11,6	13,1
3	2828-2840	1,6	0,002	21,1	11,4
4	2840-2853	3,0	0,02	26,1	26,1
5	2853-2866	2,3	0,1	31,8	19,5

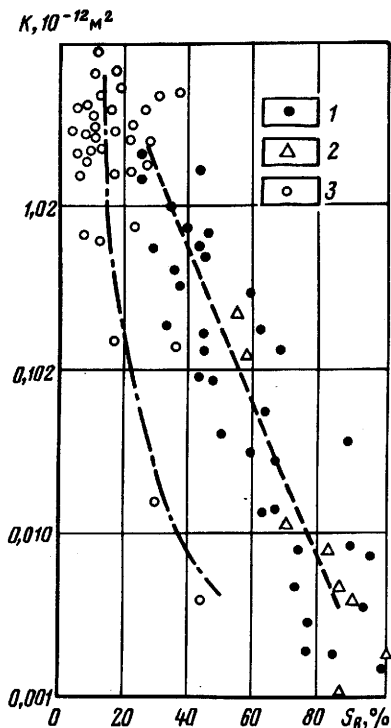
донасыщенности в реальных газовых пластах по сравнению с определенными по коллекторским свойствам образцов пористой среды.

Приведем в качестве примера (табл. 30) результаты исследования кернового материала, отобранного из московского яруса опытного участка УКПГ-8, отведенного под закачку сухого газа (скважины 269 и 270, нагнетательные). На достоверности информации о содержании в керне связанной воды положительно сказалось то, что фильтрат бурового раствора и промывочной жидкости практически не проник в керн, что подтверждено многочисленными исследованиями. В табл. 30 показаны результаты определения коллекторских свойств и водонасыщенности образцов керна (для каждого долбления величины осреднены).

Для исследованных кернов характерна неоднородность как по коллекторским свойствам, так и по насыщенности водой и углеводородами.

Из анализа литературных источников следует, что с уменьшением абсолютной проницаемости содержание связанной воды увеличивается. На рис. 95 изображены результаты исследований, устанавливающих связь между проницаемостью и остаточной водонасыщенностью. Зависимость содержания воды в кернах Вуктыльского ГКМ от их пористости выявлена сотрудниками СеверНИПИгаза. Для различных месторождений эти зависимости могут отличаться при одной и той же проницаемости вследствие различия в структуре внутреннего пространства пористой среды, гидрофильности или гидрофобности, минерализации и некоторых других факторов, среди которых следует отметить и геологический возраст пород.

Рис. 95. Зависимость содержания связанной воды S_b от проницаемости кернов K для различных месторождений: 1 - Анахуак; 2 - Томболл; 3 - Ист-Тексас



Первая работа, в которой исследовались основные факторы, определяющие условия движения трехфазных систем в пористых средах, была опубликована в США М. Левереттом и У. Льюисом в 1941 г. В частности, была исследована зависимость относительных проницаемостей газовой и жидкой фаз от нефтенасыщенности при наличии и отсутствии связанной воды.

Модель пласта, принятая в этом исследовании, представляла собой разборную бакелитовую трубу длиной 1,8 м, диаметром 0,05 м. Пористой средой служил отмытый кварцевый песок проницаемостью от $5,4$ до $16,2 \cdot 10^{-12}$ м² и пористостью от 41 до 44%. Фильтрация с линейной скоростью около $6 \cdot 10^{-5}$ м/с проводилась снизу вверх в вертикально установленной модели пласта. Моделью нефти служил керосин в смеси с моторным маслом, газа - азот, воды - 0,9%-ный раствор хлорида натрия.

Измерение относительных проницаемостей проводили методом стационарной фильтрации. На рис. 96 показана зависимость фазовых проницаемостей газа и "нефти" от нефтенасыщенности при наличии 15-25% объема пор связанной воды и в ее отсутствие. При наличии в порах некоторого количества связанной воды уровень значений относительных проницаемостей "нефти" превышает величины относительных проницаемостей

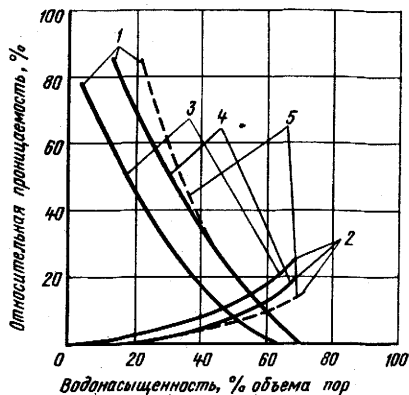
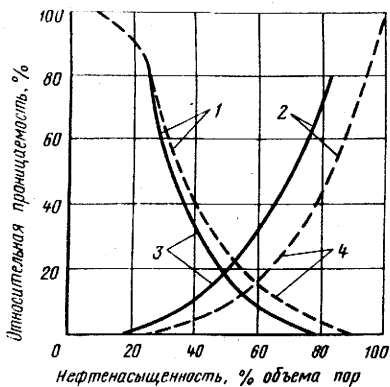


Рис. 96. Относительные фазовые проницаемости газа (1) и нефти (2) при наличии 15-25% объема пор связанной воды (3) и в ее отсутствие (4)

Рис. 97. Относительные фазовые проницаемости нефти (1) и воды (2) при наличии 5% (3), 10% (4) и 20% (5) объема пор связанной воды

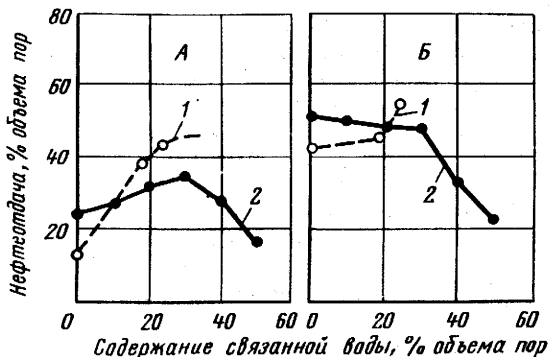


Рис. 98. Влияние связанной воды на нефтеотдачу безводную (А) и полную (Б): 1 - данные Г.А. Бабаляна; 2 - данные В.Т. Аванесова

этой фазы, полученные на "сухом" образце. Газопроницаемости, определенные по данным совместной фильтрации фаз в "сухой" среде, больше относительных проницаемостей газовой фазы в водонасыщенной пористой среде. Влияние третьей фазы ощущается во всем диапазоне изменения нефтенасыщенности.

Б. Кодлом описаны эксперименты по определению относительных фазовых проницаемостей воды и нефти при фильтрации в пористой среде с различной водонасыщенностью. Автором был взят образец песчаника, в котором последовательно методом центрифугирования создавались водонасыщенности, равные соответственно 20, 10 и 5% объема пор. Для каждого из этих значений были получены зависимости относительных фазовых

проницаемостей нефти и воды от насыщенности (рис. 97). Экспериментальные точки, как и на рис. 96, условно не показаны. Из анализа данных графиков следует, что связанная вода влияет на вид кривых относительных фазовых проницаемостей. С увеличением содержания связанной воды фазовые проницаемости для нефти возрастают, а для воды уменьшаются, причем степень этого изменения различна для разных величин содержания связанной воды.

В ряде экспериментальных работ, посвященных процессам вытеснения нефти из образцов пористой среды, указывается на существенную зависимость нефтеотдачи пласта от наличия связанной воды.

В.Т. Аванесов исследовал вытеснение нефти щелочной и минерализованной водами из однородных насыпных и сцементированных моделей пласта. Содержание связанной воды достигало 50% объема пор. Было показано, что нефтеотдача при увеличении содержания связанной воды от 0 до 35% объема пор возрастает, а при дальнейшем увеличении этого фактора - снижается. Исследователь объясняет это явление тем, что по мере увеличения связанной водонасыщенности до 35% уменьшается количество мелких частей пор в нефтенасыщенной части порового пространства, из которых нефть вытесняется труднее, чем из более крупных пор. Уменьшение нефтеотдачи в экспериментах на пористой среде с содержанием связанной воды более 35% объема пор объясняется тем, что создаются благоприятные условия для прорыва вытесняющей воды через водоносную часть пор (гидрофильные пути). Г.А. Бабаляном с сотрудниками проведены эксперименты по вытеснению разгазированной нефти из насыпной модели пласта минерализованной пластовой водой при наличии и в отсутствие связанной воды. Проницаемость моделей составляла $(2-4) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, пористость - 28-37%. В отдельных опытах начальная водонасыщенность составляла 0, 18, 23% объема пор. Результаты этих опытов свидетельствуют о том, что безводная (и полная) нефтеотдача при наличии связанной воды возрастает с 12% (42%) в опыте без связанной воды до 45-57% (60-69%) в опытах со связанной водой. Результаты исследований показаны на рис. 98. Дж. Дюмор и Е. Шолс проводили опыты по дренированию нефти из 4-х образцов, представленных достаточно однородным песчаником с проницаемостью $(1,6-2,2) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и пористостью от 23,2 до 24,3%. Связанная вода моделировалась дистиллированной и создавалась в образце вытеснением последней керосином через полупроницаемую мембрану. Было показано, что присутствие связанной воды в пористой среде вызывает более низкие остаточные насыщенности нефти в рассматриваемой системе порода - газ - нефть (3% объема пор) по сравнению с аналогичными опытами на сухих образцах (около 17% объема пор). Аналогичные опыты были проведены этими исследователями на высокопроницаемой $(17 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2)$ пористой (34,5%)

стеклянной колонке с песком высотой 0,46 м. Связанная вода получалась вытеснением свободной воды нефтью сверху вниз. Эксперимент заключался в последующем дренаже нефти из колонки под действием силы тяжести. По окончании дренажа отбирались тонкие срезы песка (на различной высоте колонки) и методом экстракции определялась их насыщенность нефтью. В результате этого опыта также были получены относительно низкие (от 1 до 4% объема пор) нефтенасыщенности (для разных значений времени полного дренажа). Авторы объясняют это явление тем, что нефть как несмачивающая фаза располагается в порах непосредственно на пленке связанной воды, которая является смачивающей фазой.

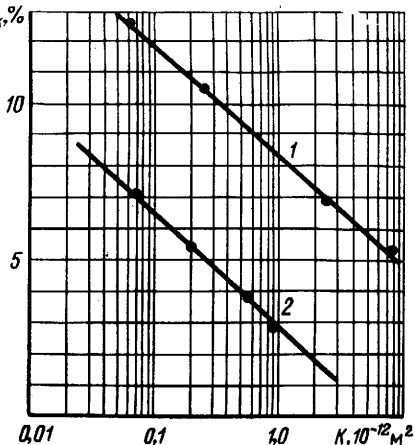
Влиянию связанной воды на процессы, происходящие в газоконденсатных залежах, посвящены работы М.А. Пешкина, Р. Слобода. А.С. Рагимовым установлена зависимость остаточной конденсатонасыщенности от содержания связанной воды при вытеснении конденсата природным газом. В экспериментах использовался стабилизированный конденсат и природный газ месторождения Карадаг. Модели пласта представляли собой вертикально установленные колонки длиной от 0,3 до 0,8 м, заполненные несцементированным отмытым кварцевым песком. Связанная вода, моделью которой служила вакуумированная пластовая вода, создавалась методом вытеснения свободной ее части природным газом до прекращения выноса жидкости.

После достижения неснижаемой водонасыщенности колонка с песком снизу вверх насыщалась стабилизированным конденсатом. Затем проводилось вытеснение последнего природным газом, после чего гравиметрическим способом определялась остаточная конденсатонасыщенность. По данным В.Т. Аванесова (рис. 99) приводится зависимость неснижаемой конденсатонасыщенности от проницаемости модели пористой среды. Анализ этих результатов показывает, что в присутствии связанной воды в порах модели пласта неснижаемые конденсатонасыщенности в среднем на 5-5,5% меньше значений, полученных в экспериментах на "сухих" образцах. Так, для проницаемости 10^{-15} м² неснижаемая конденсатонасыщенность "влажной" пористой среды примерно равняется 10%, а для "сухой" - 15% объема пор.

М.А. Пешкиным исследовано влияние связанной воды на процесс истощения газоконденсатного месторождения, разрабатываемого на режиме использования пластовой энергии. Данные этого автора свидетельствуют о том, что наличие 15% объема пор связанной воды увеличивает коэффициент углеводородоотдачи в среднем на 10%. Указано, что объяснением этого фактора может служить уменьшением вязкости системы за счет влаги.

М.А. Пешкин также проводил экспериментальные исследования извлечения из модели пласта декана путем вытеснения жидким пропаном, моделировавшими соответственно выпавший конденсат

Рис. 99. Влияние связанной воды на $S_{K, \%}$ конденсатонасыщенность:
 1 - в отсутствие связанной воды; 2 - с учетом связанной воды; K - абсолютная проницаемость; S_K - остаточная конденсатонасыщенность



и углеводородный растворитель. Проницаемость модели составляла $2,7 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, давление в модели было порядка 1,1-1,3 МПа. В результате экспериментов показано, что при наличии некоторого количества воды (7% объема пор) интенсивность извлечения декана несколько больше, чем в опыте на "сухой" модели.

Экспериментальные данные, описанные в литературе, в целом позволяют сделать следующие выводы:

1. Относительные фазовые проницаемости жидкой углеводородной фазы, определенные в условиях "влажного" пласта, превышают величины, измеренные на "сухих" образцах.

2. Текущая и полная нефтеотдача до определенного значения содержания связанной воды возрастает, а затем начинает убывать.

3. Остаточные конденсато- и нефтенасыщенности при наличии связанной воды меньше величин, измеренных на "сухих" моделях пористых сред.

Во ВНИИГАЗе в последние годы осуществляется программа экспериментальных исследований влияния водонасыщенности на эффективность различных видов воздействия на выпавший в пласте конденсат. Под руководством авторов изучен совместно с С.Г. Рассохиным механизм вытеснения конденсата метаном, обогащенным этанпропанбутановой фракцией при наличии и в отсутствие воды в порах модели пласта. Эти эксперименты проводились применительно к условиям завершающей стадии разработки истощенного газоконденсатного пласта вуктыльского типа. Установлено, что водонасыщенность пласта значительно влияет на коэффициент извлечения S_{5+} , существенно повышая его в зонах, где величина содержания воды близка к критической.

Это может быть объяснено в рамках существующего представления о распределении фаз по смачиваемости, согласно которому вода в гидрофильном пласте изначально стремится занять наиболее тонкую часть порового пространства, характеризующуюся ухудшенными фильтрационными характеристиками. Жидкие углеводороды в этом случае располагаются в порах больших радиусов и, соответственно, имеют меньший гидродинамический предел подвижности по насыщенности.

В случае отсутствия связанной воды жидкая углеводородная фаза занимает малопроницаемые участки пласта - коллектора, в результате чего при равных конденсатонасыщенностях и других начальных условиях процесса эффективность вытеснения в присутствии связанной воды заметно выше, чем в ее отсутствие.

Исследование эффективности различных типов углеводородных растворителей, среди которых изучались газы с различной степенью обогащения и оторочки жидких углеводородов, показало, что наиболее эффективный растворитель для вытеснения газового конденсата в условиях истощенного водонасыщенного пласта - оторочка жидких углеводородов (смесь пропана и н-бутана). Полнота извлечения C_{5+} при использовании в качестве вытесняющего агента метана в смеси с промежуточными углеводородами возрастает по мере увеличения степени обогащения газа.

Характеристики наиболее эффективного в этих условиях процесса - вытеснения двухфазной углеводородной системы жидкой смесью пропана и н-бутана (55 и 45% соответственно) исследованы в термобарических условиях истощенного до 5 МПа Вуктыльского НГКМ при невысоких (11,5-12,5% объема пор) начальных конденсатонасыщенностях. Серия экспериментов, проведенных при различающихся величинах водонасыщенностей (от нуля до 50% объема пор), позволила установить экспериментальную величину содержания связанной воды, до достижения которой конденсатоотдача возрастает, в этой точке имеет максимальное значение, а затем начинает убывать.

В этих экспериментах использовалась насыпная модель пласта проницаемостью $8,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, в качестве модели пластовой воды применялась слабоминерализованная вода (0,26 г/л). Моделью пластовой газоконденсатной смеси служила ГКС, близкая по молекулярной массе природной углеводородной системе Вуктыльского НГКМ при давлении 35 МПа. Состав этой смеси приведен в табл. 8.

После проведения подготовительных операций чистая и сухая пористая среда полностью насыщалась водой. Затем методом выпаривания с продувкой метаном в пористой среде устанавливалась заданная водонасыщенность. Следующим этапом было создание в модели заданной конденсатонасыщенности, для чего в пористую среду подавалась газоконденсатная смесь при

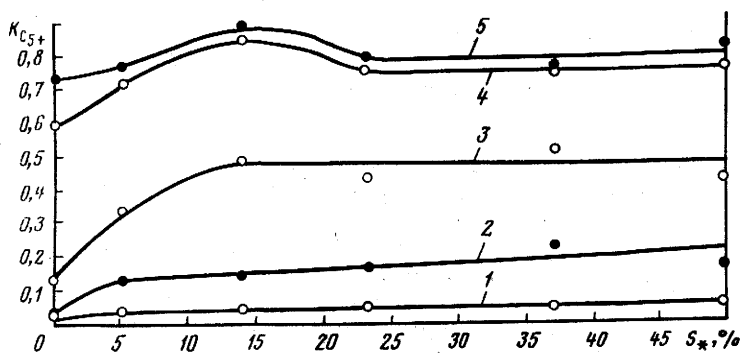


Рис. 100. Зависимость конденсатоотдачи модели пласта от водонасыщенности при вытеснении ГКС жидким углеводородным растворителем в количестве объемов пор:

1 - 0,5; 2 - 0,75; 3 - 1; 4 - 1,5; 5 - 1,8

давлению выше начала конденсации и проводилось истощение от 32 до 5 МПа.

Основной этап - изобарическое вытеснение ГКС растворителем - проводился при давлении 5 МПа и пластовой температуре 62° С. При скоростях фильтрации, обеспечивающих равновесный межфазный массообмен, в шести проделанных экспериментах было прокачено от 1,6 до 1,9 объема пор растворителя.

Полученные экспериментальные данные подтвердили ранее сделанный вывод о том, что при прочих равных условиях жидкий углеводородный растворитель более эффективен как вытесняющий агент, чем обогащенный газ в условиях истощенного до 5 МПа пласта вуктыльского типа.

Обобщающая зависимость конденсатоотдачи от водонасыщенности пористой среды представлена на рис. 100. В целом конденсатоотдача "сухого" пласта ниже, чем в любом из опытов, когда пористая среда была водонасыщенной (объяснение этому приведено выше). Кроме того, установлено неоднозначное влияние воды на данный фильтрационный процесс. Если до момента закачки 0,75 объема пор растворителя водонасыщенность влияет однозначно положительно и с ее повышением коэффициент конденсатоотдачи увеличивается, то при закачке более полутора объемов пор характер зависимости меняется. Как следует из рис. 100, на кривых, соответствующих моментам, когда закачено 1,5 и 1,8 объема пор растворителя, существует экстремальная величина, в которой конденсатоотдача максимальна.

Объяснение этого факта, по нашему мнению, заключается в следующем. В диапазоне насыщенностей от нуля до 14% механизм

аналогичен изложенному выше при обсуждении представления о распределении фаз по смачиваемости в однофазном гидрофильном коллекторе. Следствием такого распределения является то, что гидродинамический предел сдвига жидкой углеводородной фазы при ее вытеснении тем ниже, чем больше в порах содержится неподвижной воды. По достижении и превышении указанной величины водонасыщенности фазовая проницаемость для жидких углеводородов начинает уменьшаться вследствие занятия все большей части порового пространства водой. Процесс идет достаточно медленно в диапазоне величин водонасыщенности 15-25% объема пор, а при дальнейшем их увеличении кривая имеет тенденцию к выполаживанию. Однако, при превышении критической водонасыщенности (для пористой среды, использованной в опытах, значение этой величины равно 60% объема пор), по-видимому, следует ожидать более резкого снижения конденсатоотдачи по мере повышения водонасыщенности.

Следует отметить, что применение обогащенных газов и фракций легких углеводородов в качестве растворителей для вытеснения выпавшего в пласте конденсата и рассеянных жидких углеводородов не всегда экономически оправдано. Альтернативной технологией во многих случаях может явиться воздействие на жидкие углеводороды газоконденсатного пласта, энергетические возможности которого сильно истощены осушением по C_{2+} газом. Данный метод, как обосновано в гл. 3, обеспечивает достаточно эффективное извлечение выпавшего конденсата путем испарения его в неравновесную газовую фазу.

Однако, недостаточный на сегодняшний день уровень изученности влияния на этот процесс водонасыщенности пласта предполагает постановку и проведение соответствующих экспериментальных исследований.

6.3.2. Методика исследований с учетом особенностей обводненного пласта

Основным условием получения достоверной информации при экспериментальном исследовании процессов многофазной многокомпонентной фильтрации газоконденсатных систем при частичной обводненности пласта является равномерность распределения водонасыщенности по длине пористой среды.

Серьезная проблема при постановке таких экспериментальных исследований - отсутствие простого универсального способа создания заданной величины водонасыщенности модели пласта, обеспечивающего как равномерное распределение воды по длине, так и широкий диапазон получаемых величин, осуществление которого возможно на стандартном оборудовании отраслевых лабораторий НИИ нефтегазового профиля.

Предлагаемая методика, основанная на выпаривании влаги с одновременным ее выносом газом - носителем водяного пара,

обеспечивает практически равномерное распределение водонасыщенности, получение величин водонасыщенностей от критической до полного высушивания и может быть применена для естественных и искусственных моделей пласта любых форм и размеров.

Сегодня известны такие методы водонасыщения пористой среды, как центрифугирование, выпаривание, метод полупроницаемых мембран, капиллярной вытяжки, вытеснение свободной части воды высоковязкими смесями, природным газом и другие.

Метод центрифугирования при использовании быстровращающейся центрифуги (4000 мин^{-1}) позволяет за сравнительно короткое время получать величины водонасыщенностей от критического значения до некоторой неснижающейся величины.

Суть метода заключается в следующем. Образец породы, первоначально насыщенный водой, помещается в специальный кернодержатель, укрепленный в активаторе центрифуги. При достижении некоторой скорости вращения в результате действия центробежных сил свободная часть воды из пор образца выходит и скапливается в калиброванном контейнере. По мере увеличения скорости вращения вода выходит из пористого тела, но, начиная с некоторого ее значения, выход влаги прекращается, несмотря на дальнейшее увеличение скорости.

Применение центрифугирования, как метода водонасыщения оправдано потому, что в данном случае процесс подобен природному, поскольку центробежные силы, прилагаемые к вытесняемой воде, являются аналогом давления, создаваемого углеводородами при вытеснении свободной части воды в процессе формирования залежи.

Несмотря на то, что метод позволяет получать величины водонасыщенности, лежащие в широком диапазоне, он неприменим для образцов значительных линейных размеров.

Широко известным методом определения водонасыщенности кернов, отобранных из коллекторов реальных залежей, иногда применяемым также для создания связанной воды, является метод выпаривания. Данный метод, пригодный в основном к незначительным по размерам образцам, предусматривает перевод жидкости в паровую фазу, удаление ее из пор и, следовательно, снижение водонасыщенности.

Метод полупроницаемых мембран, иначе называемый методом капиллярного давления, использующийся в основном для измерения содержания воды в извлеченных кернах, может применяться также и для воспроизведения водонасыщенности пласта.

Методика его заключается в следующем. Образец породы, предварительно насыщенный водой, устанавливается на малопроницаемую пластину из керамики, также насыщенную водой. Жидкость из керна вытесняется газом, подаваемым в камеру. После определенной выдержки во времени в образце оп-

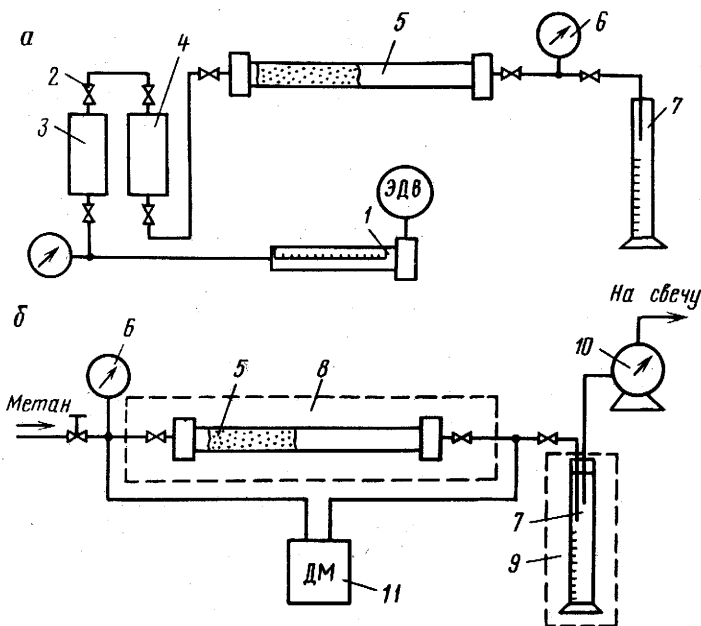


Рис. 101. Схема лабораторной установки:

1 - измерительный пресс ИП-6 с электродвигателем (ЭДв); 2 - вентиль; 2' - вентиль точной регулировки; 3 - контейнер с ундеканом; 4 - контейнер с водой; 5 - модель пласта; 6 - образцовый манометр; 7 - сепаратор; 8 - термощаф; 9 - холодильник; 10 - газовый счетчик ГСБ-400; 11 - дифференциальный манометр ДМ-3577

ределяется гравиметрическим методом содержание воды. Недостатком данного метода являются значительные затраты времени на его осуществление и невозможность применения для искусственных насыпных моделей пористых сред значительных линейных размеров.

Модификацией этого метода является метод капиллярной вытяжки, основанный на извлечении влаги из водонасыщенного образца контактирующим с ним тонкодисперсным сыпучим гидроскопичным веществом, в результате чего в керне остается водонасыщенность, близкая к критической. Недостатками этого метода являются невозможность его применения к большим, по сравнению с размерами керна, искусственным моделям пласта и получение лишь критического значения водонасыщенности.

Методом, позволяющим создавать в порах модели пласта величину водонасыщенности, близкую к критической, является вытеснение свободной части воды высоковязкими смесями и газами.

Исходя из сказанного, можно сделать следующий вывод. В настоящее время не существует универсальной методики, позволяющей в широком диапазоне изменять водонасыщенность от нуля до критических значений при работе на искусственных и естественных пористых средах различных геометрических форм и размеров.

Изложенная далее методика, основанная на переводе влаги в паровую фазу и одновременном вытеснении ее газом-носителем, во многом лишена перечисленных недостатков.

Для осуществления разработанной методики применяется стандартное оборудование отраслевых лабораторий научно-исследовательских институтов нефтегазового профиля.

В комплект установки, схема которой изображена на рис. 101, входят следующие материалы, приборы и агрегаты.

Все коммуникации могут быть выполнены из медной или стальной трубки внутренним диаметром 4 мм, которой требуется от 2-3 до 10-15 метров в зависимости от взаимного расположения частей установки.

Основная часть установки - насыпная линейная модель пласта, наполненная молотым кварцевым песком. В зависимости от поставленных задач могут быть применены модели любых форм и размеров.

Кроме того, в лабораторной установке используются измерительный пресс ИП-6 с электроприводом, два контейнера высокого давления емкостью 1 л, образцовые манометры, рассчитанные на рабочее давление 25 МПа, жидкостный сепаратор, газовый счетчик ГСБ-400 и дифференциальный манометр ДМ-3577 или аналогичный, рассчитанный на перепад давления от сотых долей до 0,8-1,0 МПа.

При создании начальной водонасыщенности различают четыре основных этапа:

I. Заполнение модели пласта на 100% объема пор дегазированной водой.

II. Вытеснение свободной части воды из пор модели пласта сухим газом для достижения заданной величины содержания воды, близкой к критической.

III. Выпаривание воды из пористой среды с одновременной прокачкой газа для выноса водяного пара до достижения заданной водонасыщенности.

IV. Контроль водонасыщенности.

На этапе I модель пласта 5 включается в схему, изображенную на рис. 101, а. Подающей системой здесь является измерительный пресс ИП-6 с электроприводом 1, диэтиленгликоль из которого поступает в контейнер 3 снизу, вытесняя ундекан, поступающий затем в контейнер 4, первоначально заполненный отфильтрованной дегазированной водой.

Вода вытесняется в направлении сверху вниз и поступает

через систему коммуникаций в модель пласта 5. Контейнер с ундеканом применяется для исключения контакта смешивающихся жидкостей - диэтиленгликоля и воды.

Закачка воды проводится при давлении 20 МПа и объемном расходе 10 см³/мин в суммарном количестве 3 объемов пор.

Объем выходящей жидкости регистрируется в сепараторе 7.

На этапе II модель пласта, заполненная водой, включается в схему, показанную на рис. 101, б, после чего начинают вытеснение свободной части воды сухим газом, например метаном, подаваемым через вентиль точной регулировки 2'.

До прорыва газа для уменьшения явления языкообразования и более полного вытеснения воды газом рекомендуется поддерживать объемный расход жидкости порядка 1 см³/мин, а после прорыва - объемный расход газа по счетчику 10 может быть увеличен до уровня 200 см³/мин.

Этап II продолжается до полного прекращения выноса жидкости, когда водонасыщенность близка к критической.

В целях дальнейшего снижения водонасыщенности необходимо перейти к третьему, основному этапу, во время которого происходит выпаривание с одновременной продувкой метаном, выполняющим роль газа - носителя водяного пара, причем, направление фильтрации периодически изменяют на обратное.

Модель пласта в соответствии со схемой, изображенной на рис. 101, б, помещается в термостат 8, сепаратор 7 располагается в водяном холодильнике с температурой 10-14° С. Термостат разогревают до 90° С и выдерживают в течение нескольких часов для равномерного прогрева модели.

Затем начинают вытеснение водяного пара метаном. Перепад давления, регистрируемый дифференциальным манометром 11, поддерживается регулировочным вентилем 2' в пределах 0,06-0,08 МПа. На выходе модели пласта давление равно атмосферному. Объемный расход метана по ГСБ-400 рекомендуется поддерживать на уровне 200 см³/мин.

Указанные величины, как показала практика, для случаев применения малопроницаемых насыпных моделей пласта являются оптимальными, поскольку при меньшем перепаде давления уменьшается скорость вытеснения пара, а в случае превышения данной объемной скорости газа может быть нарушен температурный режим выпаривания.

По мере снижения водонасыщенности на 1% объема пор, что приближенно определяется методом материального баланса, вход и выход модели меняются местами, регулярно изменяя тем самым направление фильтрации.

Как показали описываемые далее эксперименты, в этом случае достигается практически равномерное распределение водонасыщенности по длине модели пласта.

В момент достижения заданной водонасыщенности процесс останавливают и дают модели остыть до комнатной температуры.

На этапе IV проводят точное определение средней во-

Опыт 1		Опыт 2		Опыт 3		Опыт 4	
V	S	V	S	V	S	V	S
0	54,30	0,00	61,30	0	58,60	0	61,50
199,90	40,83	90,76	49,88	-	-	-	-
304,79	33,97	290,50	37,05	170,54	41,30	151,62	45,81
591,10	20,19	407,22	23,22	348,87	28,00	350,90	26,48
801,25	13,61	660,02	14,06	-	-	-	-
951,30	7,55	899,85	5,21	-	-	-	-
1120,53	6,48	1475,6	0,80	-	-	-	-
1308,68	3,02	-	-	-	-	-	-
1436,31	1,80	-	-	-	-	-	-
1590,22	0,51	-	-	-	-	-	-

Примечание: V - количество прокачанного газа, в объемах пор; S - водонасыщенность, получаемая в результате выпаривания с прокачкой газа, %.

донасыщенности гравиметрическим способом. Для этого модель пласта взвешивают при помощи лабораторных технических весов, определяют массу воды, оставшейся в модели, после чего вычисляют содержание воды по формуле:

$$S = \frac{100(G_m - G_m^0)}{V_n \rho},$$

где S - содержание воды, % объема пор; G_m - масса модели с водой, кг; G_m^0 - масса сухой модели, кг; V_n - объем пор сухой модели, м³; ρ - плотность воды при 20° и атмосферном давлении.

При необходимости дальнейшего снижения водонасыщенности этапы III, IV повторяют, уделяя особое внимание регулярному изменению направления фильтрации с целью обеспечения равномерности распределения содержания воды по длине модели пласта.

В целях практической апробации данной методики и применения полученных водонасыщенных пористых сред в экспериментах была проделана серия опытов, основные результаты которых представлены в табл. 31 и иллюстрируются графической зависимостью рис. 102.

Эксперименты проводились на насыпных линейных моделях пластов. Пористая среда представляла собой смесь люберецкого кварцевого песка и маршаллита. В перечисленных четырех

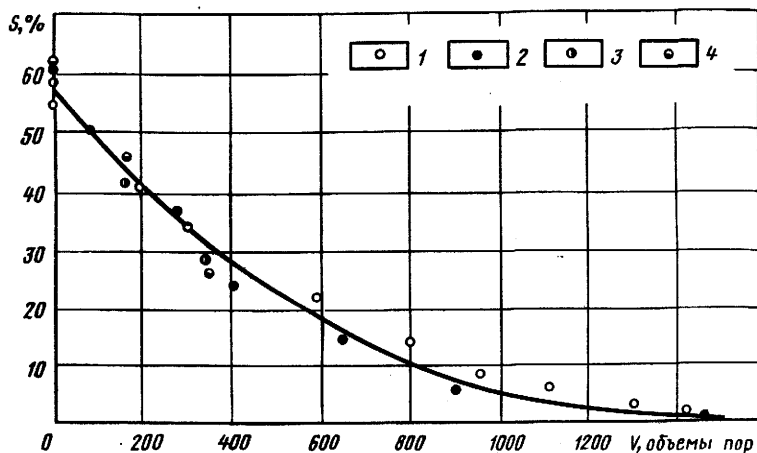


Рис. 102. Зависимость водонасыщенности S пористой среды от объема прокачанного газа V по четырем опытам:

1, 3 - проницаемость равна $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, объем пор - 390 см^3 ; 2, 4 - проницаемость равна $8,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, объем пор - $299,2 \text{ см}^3$

опытах поддерживались постоянными перепад давления - около 0,07 МПа (объемный расход метана на выходе моделей пласта составлял около $200 \text{ см}^3/\text{мин}$) и температура - около 90° С . Как следует из зависимости водонасыщенности от количества прокачанного газа, до практически полного высушивания моделей с проницаемостями порядка 10^{-14} м^2 требуется прокачать около полутора тысяч объемов пор метана.

С целью исследования полученной экспериментальной зависимости и вывода аппроксимирующей функции была проведена параболическая регрессия по методу наименьших квадратов, в результате которой получены коэффициенты для полинома второй степени, имеющего вид:

$$S = 3,09991 \cdot 10^{-5} V^2 - 0,08293 V + 57,00378,$$

где S - получаемая водонасыщенность, % объема пор; V - объем прокачанного сухого газа, объемы пор. Кривая, изображенная на рис. 102, построена по этой формуле и, как видно из графика, удовлетворительно аппроксимирует экспериментальные точки от первого до четвертого опыта.

В табл. 32 приведена распечатка данных, полученных в результате программно расчета координат точек кривой и значений первой производной полинома по объему прокачанного газа. Аппроксимирующая кривая имеет вид параболы с точкой экстремума в районе 1350 объемов пор газа (первая производная меняет знак), поэтому точной аппроксимация является

Объем газа (объем пор)	Водонасыщенность, % объема пор	1-я производная полинома
0	57,00378	-0,08293
50	52,93478	-0,07983009
100	49,02077	-0,07673018
150	45,26176	-0,07363027
200	41,65775	-0,07053036
250	38,20872	-0,06743045
300	34,9147	-0,06433054
350	31,77567	-0,06123063
400	28,79164	-0,05813072
450	25,9626	-0,05503081
500	23,28856	-0,0519309
550	20,76951	-0,04883099
600	18,40546	-0,04573108
650	18,1964	-0,04263117
700	14,14234	-0,03953126
750	12,24327	-0,03643135
800	10,4992	-0,03333144
850	8,910131	-0,03023153
900	7,476052	-0,02713162
950	6,196969	-0,02403171
1000	5,072881	-0,0200318
1050	4,103789	-0,01783189
1100	3,289692	-0,01473198
1150	2,630591	-0,01163207
1200	2,126485	-8.532157E-03
1250	1,777375	-5.432248E-03
1300	1,583261	-2.332337E-03
1350	1,544142	7.675727E-04

в интервале 0-1350 объемов пор газа-носителя. Этого интервала вполне достаточно, экстраполяция кривой была бы излишней, поскольку на момент прокачки 1590 объемов пор (данные опыта 1, табл. 31) достигнута водонасыщенность всего 0,5% объема пор, то есть пористая среда практически высушена.

Для решения обратной задачи - определения по предварительно заданной водонасыщенности требующегося объема газа-носителя - можно вывести соответствующую зависимость упомянутым методом наименьших квадратов, найти корни аппроксимирующего полинома или воспользоваться зависимостью, приведенной ниже.

При выводе этой зависимости были приняты следующие допущения: влияние на процесс капиллярных сил на границе жидкость - порода мало; в жидкости газ растворяется в исчезающе малом количестве по сравнению с количеством жидкости, растворяющейся в газе.

Тогда объем метана V_r , необходимый для растворения в нем объема воды V_b , будет:

$$V_r = V_b/R,$$

где R - растворимость воды в газе, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Приводя V_r к объему пор модели пласта V_n , получим:

$$V_n = V_b/(V_n/R).$$

Поскольку отношение объема растворенной в газе воды к объему пор сухой модели пласта равно разности между начальным и текущим содержанием воды

$$V_b/V_n = S_0 - S,$$

объем газа, который необходимо прокачать до достижения заданной водонасыщенности, определится как

$$V_n^r = (S_0 - S)/R,$$

где S - текущая водонасыщенность; S_0 - исходная водонасыщенность, объемы пор; V_n^r - необходимый объем сухого газа, объем пор.

В данных экспериментах средняя растворимость воды в метане была равна $4 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Следует отметить линейный характер выведенной зависимости, в то время как экспериментальная кривая - парабола, что объясняется введением изложенных выше допущений.

Достижение равномерности распределения водонасыщенности в процессе многофазной многокомпонентной фильтрации в модели пласта является весьма сложной задачей, которая вполне может быть выделена в самостоятельную тему экспериментального исследования, поскольку нулевой градиент насыщенности водой по любому направлению пористой среды - одно из важных условий воспроизводимости опытов при неснижающейся водонасыщенности пласта.

Поскольку на модели пласта, размерами существенно превышающей размеры стандартного образца керна, создать полностью равномерное распределение практически нереально, авторами ставилась задача уменьшить имеющую место неравномерность.

С этой целью при выпаривании и одновременном вытеснении водяных паров сухим газом (метаном), вход и выход модели периодически меняли местами. Такую операцию, как показали специальные контрольные замеры, рациональнее для моделей выбранного порядка проницаемостей (около 10^{-14} м^2) проводить по мере того, как среднее содержание воды в пористой среде

уменьшается на один процент или, что более приближенно, один раз в час. Для оценки равномерности распределения воды по длине модели пласта проделана серия экспериментов, два из которых, как наиболее типичные, описаны ниже.

В каждом из этих экспериментов было решено уменьшить водонасыщенность в результате выпаривания от равновесного значения, получаемого в результате вытеснения свободной части воды метаном, до примерно половины этой величины. В первом опыте использовалась модель пласта проницаемостью $8,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, во втором - 10^{-14} м^2 . При снижении водонасыщенности от 61,5% до 26,5% объема пор в первом эксперименте применялось выпаривание и вытеснение пара в одном направлении (вход и выход модели местами не меняли). Такое решение было принято с целью создания "наихудших" условий, когда неравномерность должна быть максимальной.

Во втором опыте водонасыщенность снижали от критического значения (в данном случае 58,6% объема пор) до величины 28%. При этом, в отличие от опыта 1, направление вытеснения меняли с периодичностью в один час.

Основные условия проведения выпаривания и вытеснения водяного пара газом были весьма близки в описываемых опытах. Так, объемный расход газовой фазы на выходе в среднем составил $200 \text{ см}^3/\text{мин}$, температура колебалась в пределах $\pm 1^\circ \text{ С}$ при фоне 90° С , перепад давления составил $0,075\text{--}0,08 \text{ МПа}$. В каждом случае было прокачано приблизительно 350 объемов пор газа - носителя водяного пара.

Порядок снятия эпюры распределения водонасыщенности был следующим. После снижения в результате выпаривания водонасыщенности до заданного уровня, модель пласта, предварительно охлажденную до комнатной температуры, взвешенную на точных технических весах, устанавливали вертикально. Затем демонтировали узел крышки (гайку, металлический перфорированный диск, металлический мелкосетчатый слой, фильтровальную бумагу) и специальным калиброванным инструментом извлекали одну десятую по длине часть водонасыщенной пористой среды. После этого немедленно помещали извлеченную порцию песка в предварительно взвешенную на аналитических весах высокого класса чистую сухую герметизирующую емкость. Модель в этот момент также закрывали резиновым уплотнителем. Эти операции повторяли до тех пор, пока все десять частей пористой среды (деление условное) не были извлечены и помещены в герметичные боксы.

На следующем этапе методом высушивания определяли массу воды в каждом фрагменте пористой среды, после чего вычисляли водонасыщенность каждого фрагмента по формуле:

$$S_i = \frac{G_n G_n^i}{\rho V_n C_n^i},$$

где S_i - водонасыщенность фрагмента пористой среды, % объема пор; G_b^i - масса воды в порах фрагмента, г; C_n - суммарная масса песка в модели, г; G_n^i - масса песка данного фрагмента, г; ρ - плотность воды при 20° С, г/см³; V_n - объем пор модели пласта, см³.

Результаты первого из контрольных экспериментов показаны на рис. 103, а, второго - на рис. 103, б и представлены табл. 33.

При вытеснении пара сухим газом, по аналогии с сайклинг-процессом, естественно предположить наличие осушенной зоны в окрестности входа модели пласта, поскольку через входное сечение пористой среды проходит больший объем неравновесного газа, чем через сечения, удаленные от входа. По мере продвижения газа по пласту его влагосодержание растет и, соответственно, растворяющая способность (если допустить изобарический характер процесса) понижается.

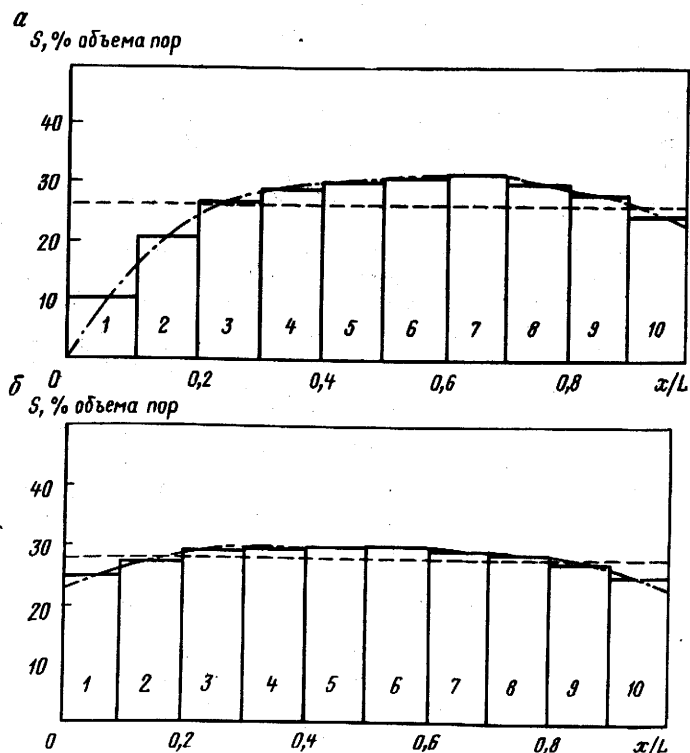


Рис. 103. Распределение водонасыщенности по длине модели пласта при вытеснении пара:

а - в одном направлении; б - в двух направлениях

Номер фрагмента	Водонасыщенность фрагмента "пласта" (в % объема пор) при вытеснении пара	
	в одном направлении	в двух направлениях
1	10,5	24,96
2	20,91	27,03
3	26,86	29,12
4	29,32	29,56
5	30,54	29,75
6	31,85	29,90
7	31,92	29,15
8	30,15	28,71
9	28,22	27,09
10	25,01	24,74
Средняя водонасыщенность, % объема пор	26,48	28,00

Следствием этого факта является некоторое увеличение водонасыщенности пористой среды от первого до седьмого фрагментов (см. рис. 103, а). Содержание влаги в седьмом фрагменте (первый опыт) максимально и составляет около 32% объема пор. Величина осушенной зоны, как следует из анализа эпюры распределения водонасыщенности, мала и не превышает нескольких сотых длины модели.

Начиная с восьмого фрагмента содержание воды снижается, составляя около 25% объема пор в выходном, десятом фрагменте пористой среды. Это явление, по-видимому, удовлетворительно объясняется следующим.

При выпаривании перепад давления на модели пласта в первом опыте составил 0,075 МПа (давление на входе равнялось 0,175 МПа, а на выходе было равно атмосферному). При этом средняя растворяющая способность метана в первом фрагменте составляла $3,2 \cdot 10^{-4}$ м³/м⁴, а в десятом - $5,2 \cdot 10^{-4}$ м³/м³, то есть увеличивалась по направлению к выходному сечению пористой среды.

Из сказанного следует вывод, что имеют место две тенденции, взаимно компенсирующие друг друга: уменьшение растворяющей способности метана в результате его насыщения влагой по мере продвижения от входа к выходу модели пласта и, напротив, увеличение растворяющей способности газаносителя в результате существования перепада давления между входом и выходом.

Следовательно, равномерность распределения водонасыщенности по длине модели пласта является функцией степени взаимной компенсации этих явлений.

Относительный объем жидкой фазы		Пластовый объемный фактор b , м ³ /м ³
при 20°С и атмосферном давлении	при 62°С и 5 МПа	
5,2	5,30	1,0177
14,06	14,31	1,0178
23,22	23,61	1,0181
37,05	37,72	1,0180
49,88	50,77	1,0179

Как показали результаты, полученные в ходе выполнения второго опыта (табл. 33, рис. 103, б), в случае периодического изменения направления фильтрации газовой смеси при прочих равных условиях достигается более равномерное распределение водонасыщенности по сравнению с первым опытом, когда направление фильтрации было неизменным.

При выполнении исследований (с использованием данной методики) процессов доизвлечения выпавшего конденсата практический интерес представляет наличие информации об изменении объема воды, находящейся в порах коллекторов, в пластовых условиях по сравнению с ее объемом при давлении в процессе выпаривания, поскольку от этого зависят представления о суммарной насыщенности пластовыми жидкостями.

Известно, что на пластовый объемный фактор воды, находящейся в порах пласта - коллектора, влияют сжимаемость, растворимость в воде газовой фазы, тепловое расширение. Вследствие этого его величина может принимать значения от 0,99 до 1,20 м³/м³, а разница в величинах водонасыщенностей, определенных в стандартных и пластовых условиях в отдельных случаях достигает 10-15% объема пор.

В экспериментах с применением методики создания начальной водонасыщенности, методика проведения которых изложена ниже, применялась слабоминерализованная водопроводная вода. Содержание солей по усредненным данным нескольких замеров составляло 0,25-0,26 г/л. В процессе выпаривания минерализация достигала величин около 1 г/л. Расчетная величина пластового объемного фактора воды для пластовых условий истощенного до 5 МПа (температура 62°С) газоконденсатного пласта составляет 1,018 м³/м³.

Учет возрастающего содержания солей по мере выпаривания воды из модели пласта (введением поправки Джонса) показал, что различие в пластовых объемных факторах, определяемых при минерализации 0,25 г/л и 1 г/л, ощущается лишь в шестом знаке после запятой.

Поскольку эта методика не учитывает влияния состава газовой фазы, растворяющейся в пластовой воде, был проведен

эксперимент по оценке пластового объемного фактора воды применительно к условиям описываемых далее исследований процессов доизвлечения конденсата путем закачки сухого газа.

Эксперимент проводился в сосуде PVT-8. Исходя из того, что жидкая углеводородная фаза и пластовая вода растворимы друг в друге исчезающе мало, выпавший конденсат не моделировался. Кроме того, минерализацию воды задавали постоянной, поскольку в данном случае ее влияние на пластовый фактор несущественно.

В сосуд PVT-8, предварительно промытый набором растворителей и осушенный, подавали заданное количество равновесной газовой фазы состава, по молекулярной массе соответствующего вуктыльской углеводородной системе в указанных условиях.

После этого сосуд PVT разогревали до 62°C и выдерживали в течение пяти часов для равномерного прогрева, а затем догружали заданное количество дегазированной воды.

Поскольку в реальном пласте-коллекторе пластовая вода, особенно связанная, находится в термодинамическом равновесии с углеводородными фазами, достижению равновесного состояния в сосуде PVT при проведении опыта уделялось особое внимание.

После тщательного перемешивания системы вода - газовая фаза сосуд PVT выдерживали в течение одного часа при строго постоянных давлении 5 МПа и температуре 62°C . Затем при помощи калиброванных штоков поршней PVT измеряли общий внутренний объем сосуда и объем жидкой фазы.

Результаты данного эксперимента представлены в табл. 34 и изображены на рис. 104.

Средний пластовый объемный фактор, определенный экспериментальным путем, оказался весьма близок расчетному и составил $1,0179\text{ м}^3/\text{м}^3$. Разница в относительных объемах жидкой фазы, определенных в "пластовых" и стандартных условиях для заданных величин водонасыщенностей, составила от 0,09 до 0,89% общего "пластового" объема.

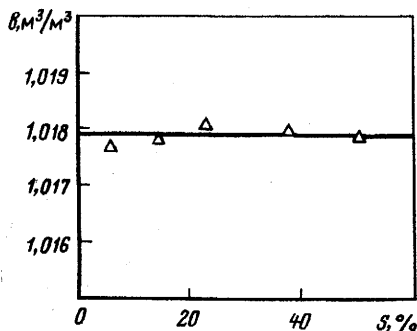


Рис. 104. Пластовый объемный фактор воды b при различных относительных объемах жидкой фазы S

Как следует из анализа рис. 104, с увеличением в системе относительного объема жидкой фазы от 5 до 51% пластовый объемный фактор остается практически неизменным, а некоторая осцилляция определяемых значений может быть объяснена погрешностью метода измерений.

Таким образом, уточнение величин водонасыщенностей, определенных гравиметрическим способом, показывает, что они весьма близки к пластовым водонасыщенностям истощенного продуктивного пласта.

Экспериментальная апробация разработанной методики создания начальной водонасыщенности, адаптированной к условиям моделирования термобарических свойств продуктивного пласта нефтегазоконденсатного месторождения, позволяет рекомендовать ее для постановки экспериментов по фильтрации многофазных углеводородных систем, в частности, в связи с разработкой методов доизвлечения выпавшего конденсата и рассеянных жидких углеводородов путем закачки сухого газа в частично обводненный пласт.

6.3.3. Методика экспериментальных работ

При моделировании процесса изобарического вытеснения двухфазной газоконденсатной смеси сухим газом в водонасыщенном пласте и исследовании влияния степени минерализации пластовой воды на распределение углеводородов между фазами авторами используется экспериментальная установка высокого давления. Принципиальная гидравлическая схема установки изображена на рис. 105.

Оборудование смонтировано на основе узлов и агрегатов универсальной установки многофазной многокомпонентной фильтрации газоконденсатных смесей. Особенностью установки является ее универсальность, заключающаяся в возможности экспериментального моделирования процессов фильтрации, происходящих в пористых средах широкого ряда проницаемостей и обладающих различными водонасыщенностями. Кроме того, имеется возможность исследований фазовых равновесий как двухфазных углеводородных систем, так и трехфазных систем газ - конденсат - вода. Контроль составов углеводородных смесей обеспечивается блоком отбора и хроматографического анализа проб. Аппаратура рассчитана на давления до 45 МПа и температуры до 120 °С.

Основная часть установки - модель пласта 4 (см. рис. 105), содержащая смесь молотого кварцевого песка с маршаллитом, помещенную в стальной цилиндрический корпус. Этот узел установки является съемным, причем, существует возможность использования моделей пласта с поровым объемом от 300 до 3400 см³ длиной от 1 до 20 м.

Модели пласта при их монтаже в составе установки оборудуют либо образцовыми манометрами на входе и выходе

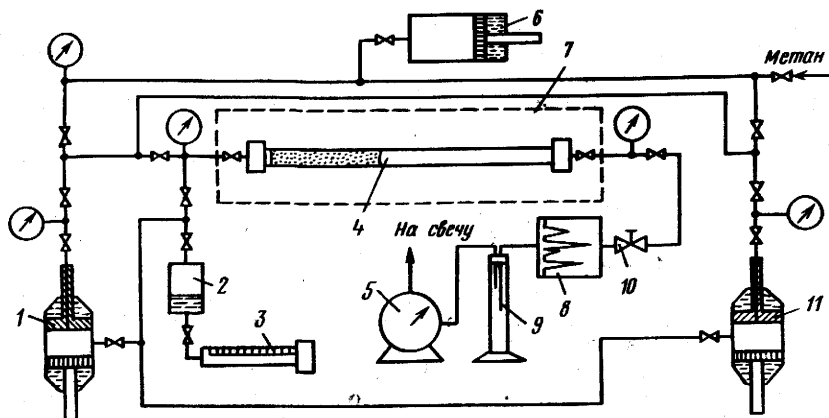


Рис. 105. Схема экспериментальной установки:
 1, 11 - сосуды фазовых равновесий PVT-8; 2 - контейнер с углеводородами;
 3 - измерительный пресс ИП-6; 4 - модель пласта; 5 - газовый счетчик ГСБ-400; 6 - поршневой контейнер КЖ-7; 7 - термощаф; 8 - блок отбора и анализа проб; 9 - сепаратор; 10 - вентиль точной регулировки

(согласно гидравлической схеме), либо дополнительно используют дифференциальный манометр.

Сосуды PVT 1 и 11 используются для исследования фазовых равновесий углеводородных систем, подготовки рабочих смесей и подачи их на вход модели пласта. Как подающая система используется также регулируемый электропресс ИП-6 3 со сменным контейнером 2. В сосудах фазовых равновесий предусмотрены возможность автоматического перемешивания газожидкостной смеси перфорированным диском с электромагнитным приводом, а также визуальный контроль границы раздела и замер объема фаз.

Газы подаются в модель пласта, контейнеры высокого давления или сосуды PVT из баллонов, в поршневом контейнере КЖ-7 происходит их сжатие, если требуется создать давление, превышающее баллонное.

Важной отличительной особенностью описываемой установки является применяемая система автоматического поддержания давления, обеспечивающая строгое постоянство любой заданной из рабочего диапазона величины давления на входе модели пласта при закачке флюида в пористую среду. Основным узлом системы является модернизированный электроконтактный манометр типа ЭКМ-2У (условно на схеме не показан). Группа контактов серийного манометра, выполненная из латуни, для устойчивого и короткого по времени срабатывания была заменена на графитовые элементы. При незначительном понижении давления на входе в модель пласта контакты ЭКМ

замыкаются, приводя в действие электромеханический управляющий узел, подающий импульс электрического тока на обмотки электродвигателя, обеспечивающего перемещение штока поршня ИП-6. Примером эффективного функционирования системы является надежное поддержание давления на входе в модель 20 МПа при колебаниях менее 0,001 МПа во всем рабочем диапазоне скоростей фильтрации.

Отбор продукции из модели пласта происходит через вентиль точной регулировки 10 (см. рис. 105). Данный узел обеспечивает изменение объемной скорости смеси, ее дросселирование с поддержанием давления до вентиля и подачу ГКС в блок отбора и анализа 8, в котором осуществляется перевод смеси в однофазное газовое состояние разогревом до 290°С и отбор пробы на хроматографический анализ. Последний проводится на функционально связанном с блоком хроматографе ЛХМ-8 МД.

Следующим по пути следования продукции модели пласта является сепаратор 9, который, в зависимости от задачи исследования, может быть низкого давления (показан на схеме), или высокого давления. В этом случае данный узел устанавливается до вентиля точной регулировки 10. В сепараторе происходит разделение смеси на газовую и жидкую фазы, замер количества конденсирующейся жидкости. После сепаратора газовая фаза направляется на газовый счетчик барабанного типа ГСБ-400 5, где контролируется объем проходящей газовой фазы, а оттуда - на "свечу".

Модели пласта и часть коммуникаций размещаются в термостатируемом шкафу, а сосуды РVT, входные и выходные линии оборудованы регулируемым электроподогревом. Температура в контрольных точках регистрируется термopарами типа ХА с вторичными приборами КСП (на схеме электрооборудование не показано).

В процессе создания исходных условий для проведения экспериментальных работ, в частности при воздействии на пласт сухим газом, важное место отводится подготовке к опыту модели пласта. Кварцевый песок, предназначенный для заполнения модели, просеивался через набор сит для определения крупных частиц и инородных тел. Затем песок промывался по схеме вода - раствор соляной кислоты - дистиллированная вода. После этого песок загружали в сушильный шкаф и выдерживали там в течение 6-8 часов. Затем песок измельчали на шаровой мельнице, после чего просеиванием через набор калиброванных сит определяли фракционный состав по диаметру частиц.

Пористость и объем пор измерялись двумя способами - по уравнению состояния и по методике, исходными данными для которой являются плотность песка ρ , его масса G и внутренний объем модели. Пористость в долях единицы равна $m = 1 - G(\rho \cdot V_{\text{пор}})^{-1}$.

Следующим этапом подготовки модели было измерение абсолютой проницаемости пористой среды по жидкости и (или) по газу.

После проведения комплекса таких измерений и опрессовки при давлении, превышающем рабочее не менее, чем в 1,5 раза, модель считается подготовленной к экспериментам.

Следующим методическим этапом эксперимента является насыщение модели пласта заданным количеством воды, равномерно распределенной по длине пористой среды. Эта процедура проводится в соответствии с методикой, изложенной выше.

После того, как в модели пласта создана начальная водонасыщенность, проводится заполнение порового пространства, свободного от воды, газоконденсатной смесью при давлении выше начала конденсации путем замещения ею метана. На протяжении этого этапа производятся регулярные хроматографические анализы, чем обеспечивается регистрация момента, когда наступает близкое к полному замещение метана на ГКС.

Для создания в модели пласта исходной насыщенности конденсатом проводится процесс истощения газоконденсатной системы от давления замещения до заданной величины, соответствующей рабочему давлению последующего этапа. К этому моменту в пористой среде устанавливается следующее состояние. Часть порового объема занята водой, другая часть - выпавшим конденсатом, а оставшееся пространство - равновесной газовой фазой.

Существенным для сохранения термодинамического равновесия является соблюдение в течение этапов замещения и истощения постоянной температуры (для настоящих исследований 62°C), а также скоростей фильтрации, обеспечивающих равновесный массообмен между фазами.

Основной этап опыта - изобарическое вытеснение двухфазной газоконденсатной смеси сухим газом, который для надежности хроматографической информации моделируется чистым метаном. В ходе этого процесса производится регулярный контроль объема закачиваемого сухого газа во времени, скорости выпуска газовой фазы на выходе из модели пласта. Измеряются давление и перепад давлений между входом и выходом пористой среды, обеспечивается постоянство рабочей температуры. По мере продвижения газа в пористой среде проводится систематический хроматографический контроль состава продукции модели пласта, данные которого служат исходной информацией для обработки результатов эксперимента.

С целью обработки методики экспериментальных работ в условиях конкретного опыта предварительно были исследованы особенности процесса воздействия на выпавший конденсат сухим газом. Эксперименты проводились применительно к термобарическим условиям типичного газоконденсатного пласта на

поздней стадии разработки: при давлении 5 МПа и пластовой температуре 62° С. Проницаемость модели пласта составляла $9,1 \cdot 10^{-15}$ м², рабочая длина пористой среды - 100 см. В качестве модели пластовой воды использовалась вода с минерализацией 0,25 г/л. В процессе выпаривания минерализация воды увеличивалась до 1 г/л.

Состав газоконденсатной смеси был подобран с учетом соответствия по молярной массе Вуктыльской ГКС при начальном пластовом давлении (табл. 8). Было выполнено два эксперимента, отличающихся различными содержаниями связанной воды. В первом из них водонасыщенность составила 30% объема пор, во втором - 10%.

Для оценки насыщенности пористой среды жидкой углеводородной фазой при конечном давлении этапа истощения до 5 МПа предварительно проводились опыты на сосуде PVT. Смесь данного состава при температуре 62° С и давлении 5 МПа характеризуется насыщенностью жидкими углеводородами в сосуде PVT 11,5% объема системы. В пересчете на общий объем пор модели пласта конденсатонасыщенности в первом и втором опытах составили соответственно 8,1 и 10,4%.

Таким образом моделировались фрагменты зон пласта с водонасыщенностями, меньшими критической, близкие к обводняющимся участкам залежи. Критическое значение водонасыщенности для данной пористой среды было близко к типичному для сред указанной проницаемости и составляло 55% объема пор.

Динамика конденсатогазового фактора в процессе изобарической закачки газа иллюстрируется рис. 106. Общим для проделанных опытов является тот факт, что в присутствии воды, когда суммарные насыщенности жидкостями для 1 и 2 опыта составляют соответственно 38,1 и 20,4% объема пор, в ходе закачки вытесняющего агента наблюдается увеличение содержания C_{5+} в продукции модели пласта. Это явление, сопровождающееся вовлечением жидких углеводородов в массообменные процессы, связано со смещением равновесия в сторону жидкой фазы при закачке сухого газа. Данный агент, являясь при 5 МПа плохим растворителем, вызывает при закачке первых порций дополнительную конденсацию высокомолекулярных компонентов газовой фазы. Далее, в процессе закачки сухого газа наступает момент, когда часть выпавшего конденсата испаряется в газовую фазу и вовлекается в фильтрацию, вызывая возрастание содержания C_{5+} в продукции модели пласта.

Из рис. 106 видно, что в опыте 1 содержание C_{5+} начинает увеличиваться только при закачке 3,6 объема пор метана, а во втором опыте этот эффект наблюдается уже при закачке одного объема пор. Аналогичные явления обнаружены при исследовании вытеснения конденсата из водонасыщенного пласта обогащенным газом, когда отмечалось последовательное замедление движения

Рис. 106. Изменение конденсатогазового фактора продукции модели пласта в процессе закачки сухого газа для водонасыщенности:

1 - 30%; 2 - 10% объема пор

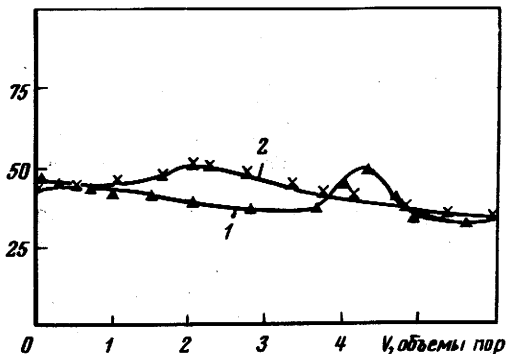
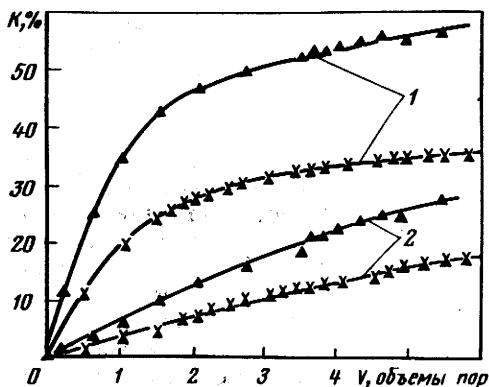


Рис. 107. Зависимость коэффициента извлечения от объема прокачанного газа:

1 - C_{5+} ; 2 - C_{2+}



вала конденсата по мере увеличения водонасыщенности в разных опытах при общем положительном влиянии связанной воды на коэффициент извлечения.

При прокачке газа существует перепад давления на участке натурального пласта (или его модели). Это создает градиент концентрации компонентов газа на входе модели между газовой фазой и водонасыщенным объемом и, соответственно, приводит к более интенсивному поглощению газа водой в том случае, когда локальная водонасыщенность пласта выше. Отсюда очевидно, что десорбция C_{5+} в пористой среде с большей водонасыщенностью будет происходить позднее, как это и подтверждается результатами опытов 1 и 2.

С другой стороны, доминирующим фактором, влияющим на полноту извлечения жидких углеводородов гидрофильного пласта, является толщина буферного слоя воды, препятствующего контакту жидких углеводородов с породой и способствующего более полному вытеснению конденсата.

На рис. 107 изображены зависимости коэффициентов извлечения C_{2+} и C_{5+} от объема прокачанного сухого газа. Из

представленных графиков видно, что повышение количества связанной воды увеличивает текущие и конечные коэффициенты извлечения как C_{2+} , так и жидких углеводородов. Так, в первом опыте коэффициенты извлечения C_{2+} и C_{5+} составляют соответственно 57 и 24% начальных запасов по сравнению с величинами 37 и 19%, полученными при водонасыщенности равной 10% объема пор.

Таким образом, при проектировании процесса воздействия сухим газом на истощенный газоконденсатный пласт необходимо учитывать существование зон пласта с различающейся водонасыщенностью и различной потенциальной эффективностью доизвлечения конденсата.

6.4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ ГКС СУХИМ ГАЗОМ НА МОДЕЛИ ОБВОДНЕННОГО ПЛАСТА

Исходная или определяемая условиями разработки на режиме истощения водонасыщенность различных зон продуктивного пласта оказывает существенное влияние на межфазное распределение углеводородного вещества в поровом пространстве пласта - коллектора на завершающей стадии разработки. Представляет интерес исследование возможностей увеличения компонентоотдачи такого газоконденсатного пласта, энергетический потенциал которого невелик, в особенности на конечном этапе завершающей стадии. Работами ВНИИГАЗа показано, что на этом этапе с практической точки зрения наиболее приемлемыми являются газовые методы повышения полноты отбора запасов углеводородов продуктивных пластов.

ВНИИГАЗ детально обосновал метод изобарической прокачки газа, обеспечивающий достаточно эффективное извлечение выпавшего конденсата путем испарения его в неравновесную газовую фазу [35].

В соответствии с изложенными в разделе 2.1 экспериментальными методиками авторами совместно с С.Г. Рассохиным во ВНИИГАЗе проведены исследования вытеснения двухфазной газоконденсатной смеси сухим газом из пористой среды, содержащей воду.

В качестве объекта исследования был выбран газоконденсатный пласт вуктыльского типа, истощенный до давлений порядка 4 МПа, углеводородная система которого находится в области давлений максимальной конденсации. Моделью истощенного газоконденсатного пласта служила пористая среда из молотого кварцевого песка, уплотненного до достижения проницаемости $9,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Рабочая длина модели пласта составляла 100 см, объем пор - 300 см^3 .

В качестве модели пластовой воды использовалась вакуумированная водопроводная вода с минерализацией 0,30 г/л. По мере выпаривания (при подготовке исходных условий опытов) минерализация несколько увеличивалась и достигала во втором опыте величины 0,70 г/л.

Смесь углеводородов заданного исходного состава, приведенного в табл. 8, отбирали из модели пласта со скоростью, обеспечивающей равновесный межфазный массообмен. При этом осуществлялся режим истощения от начального давления 25 МПа до уровня рабочего давления 4 МПа.

Такой подход дает возможность воспроизведения начальных условий, при которых величины насыщенности пористой среды пластовыми жидкими углеводородами близки к 20% объема пор. Подобные величины (в некоторых случаях достигающие 40% объема пор) имеют место в коллекторах, содержащих до начала разработки на истощение рассеянные жидкие углеводороды типа "остаточная нефть" [20].

Процесс воздействия на модель газоконденсатного пласта осуществлялся как изобарическое вытеснение двухфазной углеводородной смеси сухим газом (метаном). Была выполнена серия из трех экспериментов, основные исходные данные которых приведены в табл. 35. В каждом эксперименте прокачивали газ в объеме около 12 углеводородонасыщенных пор. Насыщенность пористой среды жидкими углеводородами, определенная предварительными PVT-исследованиями и термодинамическими расчетами, составляла 11% углеводородонасыщенного объема пор. В пересчете на общий объем пор модели пласта, то есть включая часть порового пространства, занятую неподвижной водой, эти величины для 1, 2 и 3 экспериментов (см. табл. 35) составляли соответственно 5,5, 7,7 и 11% объема пор.

В проведенных экспериментах моделировалось воздействие сухим газом на зоны пласта, близкие к обводнившимся участкам залежи. Водонасыщенность в каждом из опытов с влажными пористыми средами не превышала критического значения. Экспериментально определенное значение критической водонасыщенности для данной пористой среды равнялось 57% объема пор. В результате выпаривания влаги с реверсированием потока (для обеспечения равномерного распределения водонасыщенности по длине модели пласта) водонасыщенность в опытах 1 и 2 составила соответственно 50 и 30% объема пор (см. табл. 35). При этом далее, в процессе эксперимента, указанные величины водонасыщенности практически не изменялись, что подтверждалось гравиметрическим контролем содержания воды в пористой среде до и после опыта. Содержание влаги в равновесной газовой фазе согласно инструкции ВНИИГАЗа (под редакцией Г.А. Зотова, З.С. Алиева) при термодинамических условиях данных экспериментов составляло не более 4 г/м³. Эта величина на два порядка меньше

Показатель	Номер опыта		
	1	2	3
Проницаемость модели пласта 10^{-15} м^2	9,1	9,1	9,1
Поровый объем, см^3	300	300	300
Давление, МПа	4	4	4
Температура, С	62	62	62
Водонасыщенность пористой среды, % объема пор	50	30	0
Насыщенность жидкими углево- дородами, % углеводородона- сыщенного объема пор	11	11	11
Вытесняемый агент	Двухфазная газоконденсатная смесь		
Вытесняющий агент	Сухой газ (метан)		

влагосодержания метана, определенного авторами при раз-
работке методики водонасыщения модели пласта (см.
разд. 2.1). При использовании указанной методики для сни-
жения водонасыщенности на 10% объема пор требовалось
прокачать от 100 до 600 объемов пор метана при среднем
влагосодержании последнего около 410 г/м^3 . Поскольку при
изобарической прокачке газа с целью воздействия на

Компонентоотдача модели пласта при закачке сухого газа

Т а б л и ц а 36

№ опыта	Конденсатоотдача (% начальных запасов C_{5+}) к моменту закачки агента в объеме, объем пор											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	5,3	9,0	11,8	14,4	16,8	19,0	21,2	23,3	25,3	27,1	28,8	30,3
2	3,8	7,0	9,9	12,3	14,3	16,1	17,8	19,4	21,0	22,4	23,9	25,2
3	2,5	5,0	7,3	9,4	11,0	12,5	14,0	15,5	16,6	18,0	19,2	20,6

П р о д о л ж е н и е т а б л . 36

№ опыта	Коэффициент извлечения C_{2+} (% начальных запасов) к моменту закачки агента в объеме, объем пор											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	22,0	32,0	37,5	41,8	45,5	49,0	51,5	53,8	55,8	57,7	59,6	61,3
2	24,5	31,2	35,5	38,5	40,7	42,5	44,0	45,6	46,9	48,0	49,0	50,0
3	21,8	28,5	31,8	33,6	34,8	36,0	36,8	37,7	38,6	39,4	40,3	41,1

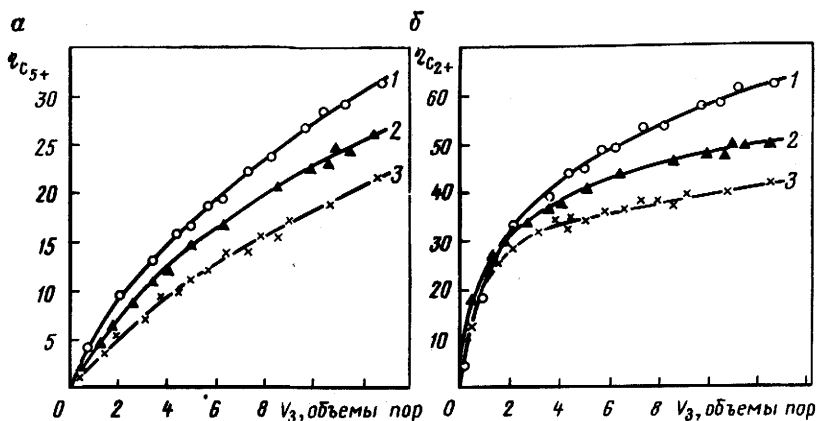


Рис. 108. Зависимость конденсатоотдачи $\eta_{C_{5+}}$ модели пласта (а) и коэффициента извлечения $\eta_{C_{2+}}$ (б) от объема прикачанного сухого газа для водонасыщенности, % объема пор: 1 - 50%; 2 - 30%; 3 - 0%

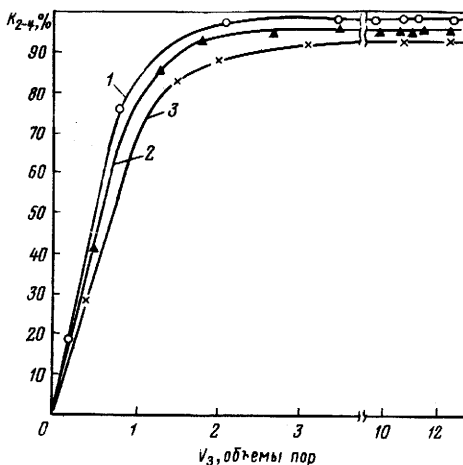


Рис. 109. Зависимость коэффициента извлечения промежуточных углеводородов ($C_2 - C_4$) от объема прокачанного сухого газа

"пластовую" ГКС объем закачанного агента не превышал 12 объемов пор и принимая во внимание относительно низкое влагосодержание равновесной газовой фазы, исчезающе малым снижением водонасыщенности пористой среды в процессе опыта было возможно пренебречь.

Результаты проведенных экспериментальных исследований представлены в табл. 36, где указана конденсатоотдача (коэффициент извлечения C_{5+}) на момент закачки каждого из

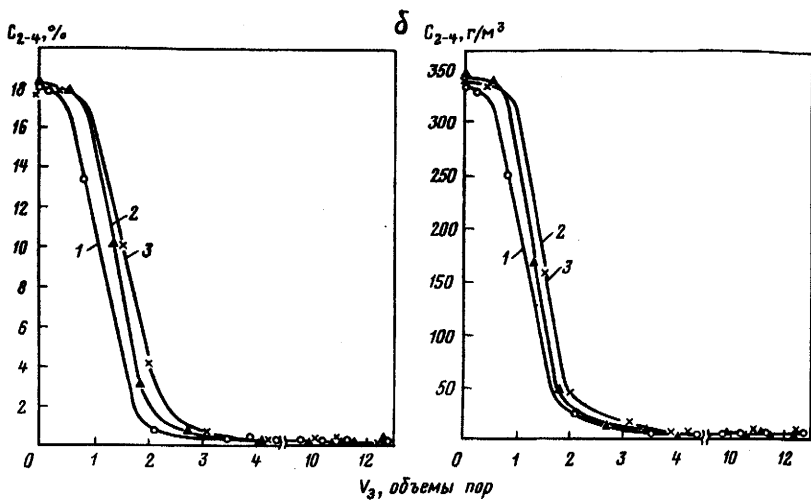


Рис. 110. Молярная доля промежуточных углеводородов C_2-C_4 (а) и график изменения содержания промежуточных компонентов (б) в продукции модели пласта при прокачке сухого газа

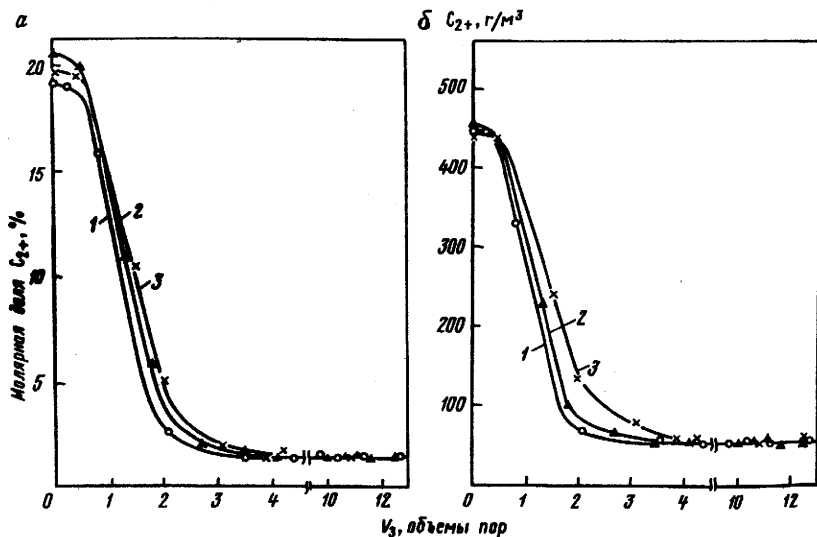
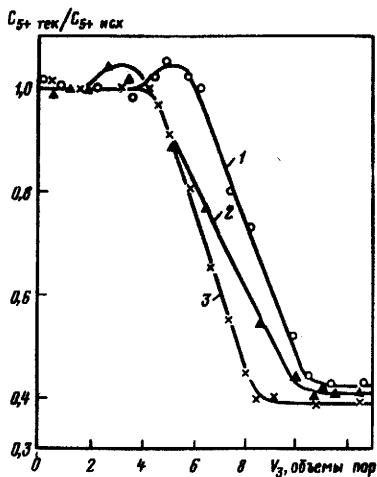


Рис. 111. Молярная доля C_{2+} (а) и график изменения содержания C_{2+} (б) в продукции модели пласта при прокачке сухого газа

Рис. 112. Динамика отношения текущих и исходных концентраций C_{5+} в процессе изобарической закачки сухого газа



КГФ, г/м³

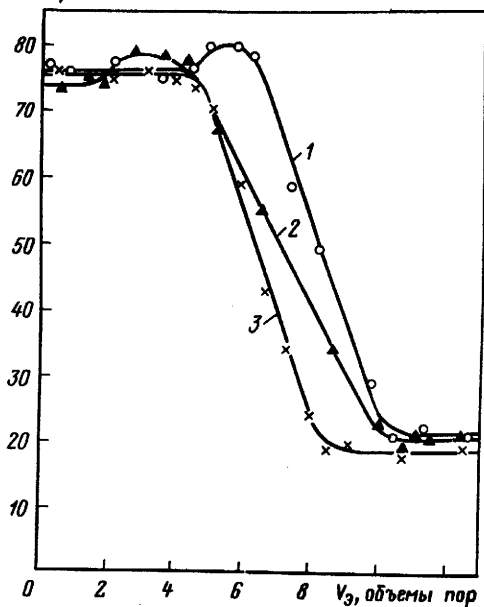
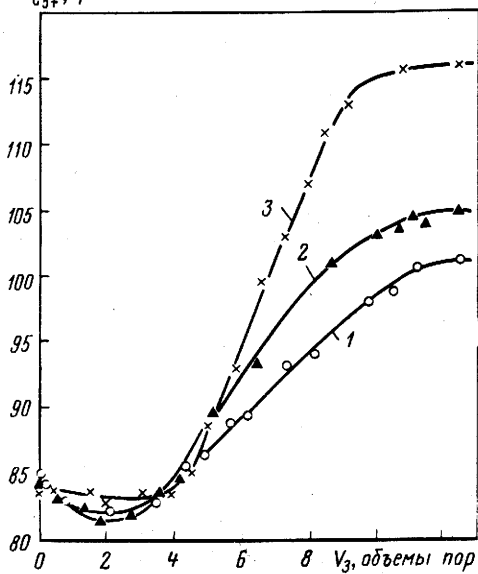
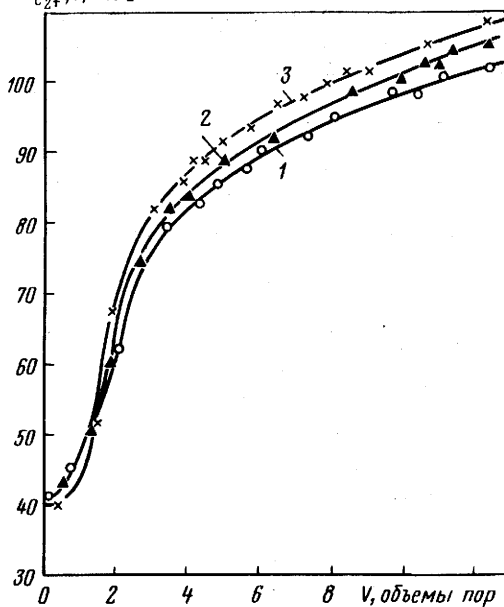


Рис. 113. Конденсатогазовый фактор продукции модели пласта как функция объема прокачанного сухого газа

а

 $M_{C_{5+}}, \text{Г/моль}$ 

б

 $M_{C_{2+}}, \text{Г/моль}$ 

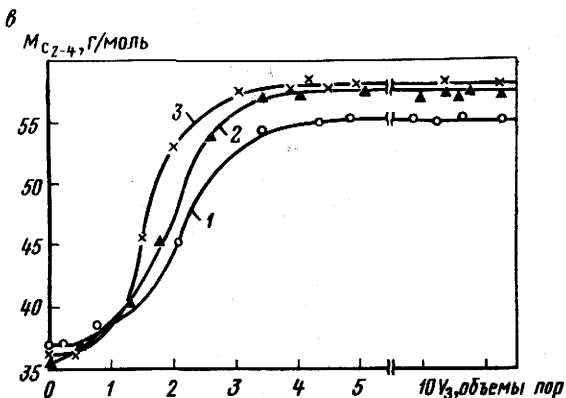


Рис. 114. Зависимость молярной массы C_{5+} (а), C_{2+} (б) и C_{2-4} (в) от объема прокачанного сухого газа

двенадцати объемов пор вытесняющего агента. Такие данные приводятся для всей серии опытов. Кроме того, в таблице показана динамика извлечения C_{2+} в зависимости от количества прокачанного газа. Графически указанные характеристики иллюстрируются соответственно рис. 108, а, б. График коэффициента извлечения промежуточных компонентов C_{2-4} как функции безразмерного объема прокачанного газа показан на рис. 109. Серия рисунков (рис. 110-113) показывает поведение таких функций объема закачанного сухого газа, как концентрация промежуточных компонентов и C_{2+} , отношение текущей к максимальной концентрации C_{5+} в продукции модели пласта и конденсатогазовый фактор выходящей углеводородной смеси. На рис. 109 обозначения 1, 2, 3 показывают водонасыщенность пласта, равную соответственно 50, 30 и 0% объема пор. Информация об изменениях в процессе эксперимента молярной массы углеводородов C_{5+} , C_{2+} и C_{2-4} , содержащихся в выходящей смеси, отображена на рис. 114.

Анализ полученной в ходе экспериментальных работ информации о характере и особенностях процесса воздействия на углеводороды истощенного водосодержащего газоконденсатного пласта сухим газом содержится в следующем разделе.

6.5. АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ВЫТЕСНЕНИЯ ГКС СУХИМ ГАЗОМ В ОБВОДНЕННОМ ПЛАСТЕ

В данном разделе анализируются экспериментальные данные, полученные авторами в результате изучения особенностей процесса воздействия на ГКС водосодержащего пласта сухим

газом. Была выполнена серия экспериментов, отличавшихся разной водонасыщенностью "пласта" (50, 30 и 0% объема пор), что обеспечило исследование компонентоотдачи пласта с различным начальным межфазным распределением углеводородного вещества.

Исследуемая газоконденсатная система находится в окрестности точки максимальной конденсации, когда отмечается наибольшая насыщенность пористой среды жидкими углеводородами. В данном случае, при давлении 4 МПа и температуре 62° С, система характеризуется конденсатонасыщенностями порядка 11% объема пор. При этих термобарических условиях равновесная газовая фаза, определяющая состав продукции модели пласта в начальной стадии закачки сухого газа, содержит минимальное количество фракции C_{3+} , несколько превышающее, однако, содержание C_{3+} при 5 МПа и той же температуре. На рис. 115 показана зависимость констант фазового равновесия нормальных алканов от пластового давления для изучаемой газоконденсатной системы. Из рисунка видно, что при 4 МПа по сравнению с давлением 5 МПа указанной ГКС характерно увеличение констант равновесия в основном этана, пропана и бутана, чем обуславливается относительное увеличение содержания их в равновесной газовой фазе. Кроме того, в отмеченном диапазоне наблюдается возрастание величин констант фазового равновесия для пентана, гексана и гептана, чем определяется некоторое превышение содержания C_{5+} при 4 МПа по сравнению с 5 МПа. В этих условиях следует ожидать, что закачка осушенного по C_{2+} газа вызовет дополнительное испарение углеводородных компонентов жидкости в неравновесную газовую фазу.

Оценка конденсатоотдачи модели пласта (коэффициента извлечения C_{5+}) показывает, что к моменту прокачки 12 объемов пор в трех опытах с разной водонасыщенностью получены величины от 20,6 до 30,3% начальных запасов (см. табл. 36 и рис. 108). При этом отмечается близкий к линейному характер зависимости текущих значений коэффициента извлечения C_{5+} от объема закачиваемого сухого газа. Наибольшие величины текущих и конечного значений коэффициента извлечения C_{5+} получены в случае высокой начальной водонасыщенности (опыт 1-50% объема пор) пористой среды. Коэффициенты, полученные в ходе опыта с водонасыщенностью равной 30% объема пор (опыт 2), занимают промежуточное положение между величинами, определенными в случае отсутствия воды в порах модели пласта и при максимальном ее содержании. На рис. 116, а изображено семейство кривых, характеризующих влияние водонасыщенности модели пласта на ее конденсатоотдачу, определенную к моментам закачки 1, 2, 4, 6, 8, 10 и 12 объемов пор сухого газа. Рис. 116, б иллюстрирует влияние водонасыщенности пористой среды на

Рис. 115. Кривые изменения констант фазового равновесия C_i в ГКС ($P_{сж} = 34,3$ МПа; $T = 60^\circ \text{C}$)

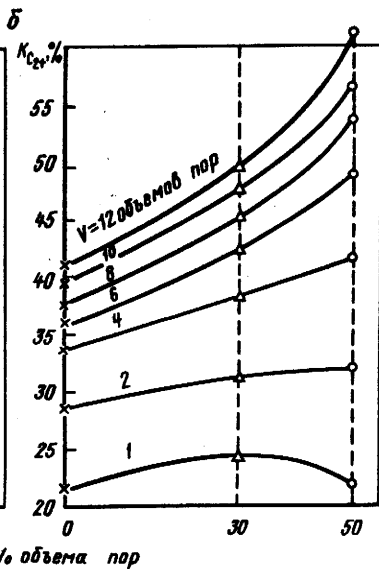
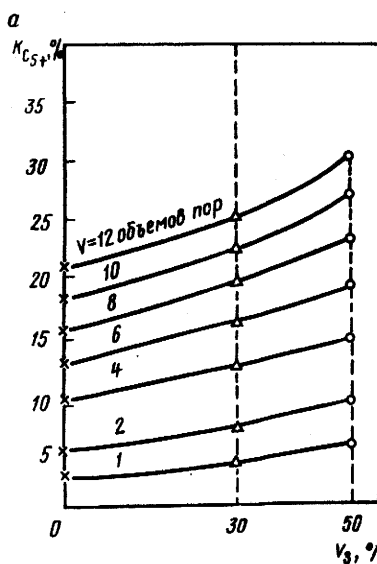
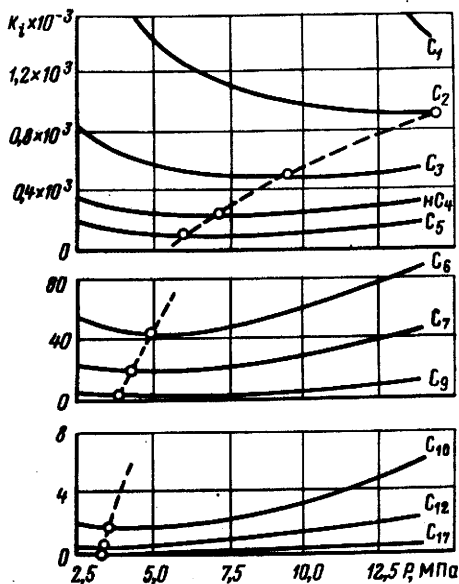


Рис. 116. Влияние водонасыщенности пористой среды на конденсатоотдачу модели пласта (а) и коэффициент извлечения C_{2+} (б)

коэффициент извлечения C_{2+} . Анализируя данные табл. 36, вид и характер зависимостей, показанных на рис. 108, 116, а, б, необходимо отметить следующее. Конденсатоотдача "сухого" пласта (опыт 1) ниже, чем в двух остальных экспериментах, когда пористая среда была водонасыщенной. Это явление справедливо как для конечных значений, так и для текущих величин коэффициентов извлечения C_{5+} . Результаты анализируемых исследований согласуются с экспериментальными данными ВНИИГАЗа, полученными при изучении влияния связанной воды на эффективность процессов доизвлечения выпавшего конденсата путем вытеснения жидкими и газообразными углеводородными растворителями. Увеличение конденсатоотдачи однородной гидрофильной пористой среды с повышением ее водонасыщенности (не превышающей критического значения) объясняется следующим. Вследствие преимущественного смачивания породы водой последняя занимает тонкопоровую часть коллектора, которой присущи ухудшенные фильтрационные характеристики. Результатом этого является то, что углеводородная жидкая фаза оказывается отделенной от скелета породы буферным слоем воды. Это, с одной стороны, препятствует увеличению доли сорбированной породой жидкой фазы, а с другой, является причиной того, что конденсат располагается в порах больших радиусов и имеет относительно низкий предел гидродинамической подвижности. Последнее обстоятельство, однако, при рассмотрении процесса воздействия на выпавший конденсат сухим газом можно не принимать во внимание, поскольку фазовая насыщенность жидкими углеводородами существенно ниже критической. Процесс извлечения C_{2+} в этом случае происходит за счет массообмена между жидкой и газовой фазами и продвижения углеводородов к выходу модели пласта в составе газовой фазы. Следовательно, с увеличением водонасыщенности пористой среды коэффициент извлечения C_{2+} повышается в основном за счет уменьшения сорбционной способности пористой среды.

Рис. 108, б иллюстрирует текущие и конечные коэффициенты извлечения C_{2+} как функциональные зависимости объема прокачанного газа. В отличие от графиков конденсатоотдачи здесь отмечается большая кривизна с выраженной точкой перегиба кривых в окрестности точек, соответствующих приближительно двум объемам пор закачанного агента. Причиной этого является тот факт, что на начальной стадии процесса изобарической закачки газа происходит интенсивный переход промежуточных компонентов из жидкой фазы в газовую, в основном заканчивающийся при закачке двух объемов пор сухого газа. Подтверждением сказанному является вид зависимостей коэффициента извлечения C_{2+} от объема закачанного сухого газа (см. рис. 109). К моменту закачки двух объемов пор вытесняющего агента достигаются максимальные значения

полноты извлечения промежуточных компонентов в каждом из трех опытов от 87 до 98% начальных запасов. По мере увеличения объема закачиваемого газа кривые выполаживаются и дальнейшего повышения коэффициента извлечения практически не происходит. Указанные особенности хорошо заметны на рис. 110, а и 110, б, отображающих динамику содержания промежуточных компонентов в продукции модели пласта. Существует непродолжительный период времени (единица безразмерного времени соответствует одному объему пор закачанного газа), равный 0,5 объема пор, когда содержание C_{2-4} в продукции, определяющееся начальными условиями опыта, остается стабильным. Затем происходит интенсивное снижение концентрации C_{2-4} в выходящей смеси, прекращающееся к моменту закачки 3,5 объемов пор газа. К этому времени основная часть запасов промежуточных компонентов извлечена. Продолжительность дорывного процесса для легких компонентов в сухой пористой среде отмечена более высокой, чем в опытах с промежуточной и высокой водонасыщенностями.

Характер, подобный рассмотренным функциям, присущ и графикам зависимости концентрации C_{2+} в продукции модели пласта от объема прокачанного сухого газа (см. рис. 111). Уменьшение молярной доли C_{2+} от начальной (20% или 450 г/м³) до практически неснижаемой (2,5% или 50 г/м³) происходит во время закачки газа в диапазоне от 0,5 до 3,5 объемов пор.

В результате анализа таких функций объема закачанного газа, как отношение текущих и исходных концентраций C_{5+} и конденсатогазовый фактор продукции модели пласта (соответственно см. рис. 112 и 113) авторами был выявлен ряд особенностей процесса.

Представляет интерес сравнение полученных зависимостей с результатами измерения конденсатогазового фактора продукции модели пласта при давлении 5 МПа и температуре 62° С (см. рис. 106). В диапазоне закачки газа от нуля до шести объемов пор можно отметить подобный характер кривых КГФ, построенных по данным опытов при давлениях 4 и 5 МПа. Так, по мере изобарической закачки газа в присутствии воды в обоих случаях наступает момент, когда конденсатогазовый фактор увеличивается относительно его начальной величины. После этого начинается снижение КГФ. По мнению авторов, отмеченный всплеск содержания C_{5+} в выходящей газоконденсатной смеси обусловлен явлением дополнительной конденсации, которая происходит на фронте вытеснения при закачке первого объема пор сухого газа. При этом сухой газ стимулирует массообмен между газовой и жидкой углеводородными фазами, вызывая смещение равновесия в сторону жидкости. Наблюдаемое далее по мере закачки газа возрастание КГФ вызвано обратным процессом - испарением в газовую фазу и вовлечением в фильтрацию в ее составе выпавших в результате дополнительной конденсации высокомолекулярных компонентов.

Другой особенностью процесса изобарической закачки газа в водосодержащий пласт является прогрессирующая с увеличением водонасыщенности модели пласта задержка момента увеличения КГФ по безразмерному времени. Из рис. 112 и 113 видно, что указанное увеличение при водонасыщенности 30% объема пор наступает при закачке 2,5 объемов пор сухого газа, а при 50% водосодержания пористой среды - к моменту закачки четырех объемов пор метана. В случае отсутствия воды в порах заметного увеличения как КГФ, так и отношения текущих и исходных концентраций C_{5+} в ходе прокачки газа отмечено не было.

Подобные явления отмечались при исследовании во ВНИИГАЗе процесса вытеснения конденсата из водонасыщенного пласта метаном, обогащенным фракцией промежуточных компонентов. При этом было установлено последовательное замедление наступления вала конденсата по мере увеличения водонасыщенности в разных опытах при общем положительном влиянии связанной воды на коэффициент извлечения. При проведении экспериментов по воздействию на двухфазную газоконденсатную смесь сухим газом при давлении 5 МПа (см. разд. 2.1) также наблюдалось это явление.

При прокачке газа существует перепад давления на участке натурального пласта или его модели. Это создает градиент концентрации компонентов газа в начальных сечениях пористой среды между газовой фазой и водонасыщенным объемом и, следовательно, приводит к более интенсивному поглощению углеводородных компонентов водой в том случае, когда локальная водонасыщенность пласта выше. Отсюда видно, что десорбция C_{5+} в пористой среде с большей водонасыщенностью происходит несколько позднее, как это и подтверждается результатами опытов 2 и 3. С другой стороны, доминирующим фактором, влияющим на полноту извлечения жидких углеводородов гидрофильного пласта, является толщина буферного слоя воды, препятствующего контакту жидких углеводородов с породой и способствующего более полному извлечению C_{5+} .

Анализируя полученные результаты, можно сделать следующие выводы:

В исследованном диапазоне (от нуля до 50% объема пор) увеличение водонасыщенности гидрофильного пласта вызывает повышение его компонентоотдачи при изобарической прокачке сухого газа.

Изобарическое вытеснение ГКС сухим газом из пласта с водонасыщенностью, не превышающей критических значений, сопровождается повышением конденсаторгазового фактора продукции модели пласта, наступающим через последовательно увеличивающиеся с повышением водонасыщенности временные интервалы. Близкое к полному извлечению этан-пропан-бутановой фракции при прокачке сухого газа достигается с существенным опережением по сравнению с извлечением C_{5+} .

Продолжительность допрорывного процесса извлечения для легких компонентов (C_2-C_4) с увеличением водонасыщенности снижается, а для C_5 - повышается.

Следовательно, конкретные условия реального газоконденсатного месторождения, одним из которых является водонасыщенность пласта, оказывают определяющее влияние на технологические характеристики процесса воздействия на пластовые углеводороды закачкой сухого газа. Это обуславливает необходимость постановки и проведения исследований, направленных на учет зон пласта с повышающейся в процессе разработки водонасыщенностью.

6.6. КОНЦЕПЦИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ИСТОЩЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

6.6.1. Оценка эффективности доразработки Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения с закачкой сухого газа в пласт

За период разработки крупнейшего в европейской части страны Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения из его недр отобрано от начальных запасов приблизительно 83% газа и около 30% стабильного конденсата. К настоящему времени в залежи остается порядка 100 млн т выпавшего в пласте конденсата, ценнейшего жидкого топлива и сырья для нефтехимического производства.

С целью доизвлечения углеводородов на текущей стадии разработки месторождения авторами предложена технология активного воздействия на газоконденсатный пласт, предусматривающая бескомпрессорную закачку газа из магистрального газопровода на Северном куполе Вуктыльского НГКМ. Технология основана на замещении пластовой газовой фазы, богатой промежуточными углеводородами C_{2-4} , газом закачки, состоящим практически из метана, а также на вовлечении в разработку жидкой фазы путем интенсивного испарения растворенных в ней углеводородов в прокачиваемый через пласт неравновесный газ. Эта технология позволит поддерживать в течение длительного периода энергетическое состояние объекта, тем самым обеспечивая стабильные дебиты эксплуатационных скважин.

Для оценки эффективности технологии в условиях Вуктыла выполнен комплекс аналитических и экспериментальных исследований по отработке технологии воздействия на пласт Северного купола месторождения при аномально низких пластовых давлениях. С целью изучения фазового поведения углеводородной системы в ходе закачки сухого газа проведен ряд экспериментов на моделях пласта с насыпной пористой средой.

Эксперименты на линейной модели пласта длиной 300 см включали 4 опыта по вытеснению пластовых жидких углеводородов сухим газом (метаном) при давлениях $P_{пл} = 2, 3,5, 5$ и 6 МПа и температуре $T = 62^\circ \text{C}$. Проницаемость модели составляла $4,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, пористость - 25%.

В качестве газоконденсатной смеси начального состава Вуктыльского НГКМ использовалась смесь из углеводородов парафинового ряда (%): $C_1 - 79,1$; $C_2 - 8,8$; $C_3 - 3,9$; $nC_4 - 1,8$; $nC_5 - 1,02$; $nC_6 - 1,29$; $nC_7 - 1,84$; $nC_9 - 1,15$; $nC_{17} - 0,46$.

Для выбранного состава начальный конденсатогазовый фактор смеси составил 327 г/м^3 , молярная масса углеводородов $C_{5+} - 115 \text{ г/моль}$, давление начала конденсации получилось равным 24,5 МПа. Подготовка рабочей смеси в поровом объеме модели пласта производилась по методике, описанной выше.

Процесс разработки Вуктыльского НГКМ на режиме истощения моделировался опытом по дифференциальной конденсации. Дифференциальный отбор смеси проводился при температуре 62°C от начального давления ($P_{пл} = 25 \text{ МПа}$) до давления в модели, при котором предполагалось производить закачку "сухого" газа. На основании результатов опытов по дифференциальной конденсации определялись коэффициенты извлечения и остаточные запасы углеводородов в модели пласта.

При выбранных постоянных давлениях ($P_{пл} = 2, 3,5$ и 5 МПа) и температуре $T = 62^\circ \text{C}$ производили прокачку "сухого" газа (метана) через модель пласта. В ходе прокачки через специальные отводы по длине и на выходе модели отбирались пробы пластовой углеводородной смеси, в которых определялось содержание углеводородов C_{5+} . Определялось также содержание этана, пропана, бутана и углеводородов C_{5+} в продукции. По результатам проведенных опытов строились зависимости компонентоотдачи от объемов прокачанного через модель газа.

На рис. 117, а, б показаны зависимости содержания в продукции углеводородов C_{2+} от приведенного объема закачки "сухого" газа для $P_{пл} = 3,5$ и 5,0 МПа. Из приведенных кривых видно, что содержание продукции отдельных компонентов изменяется в соответствии с их запасами и термодинамическими условиями в модели пласта. Динамика извлечения компонентов определяется уровнем пластового давления, при котором производилась закачка "сухого" газа. Для более низких давлений ($P_{пл} \sim 3,5 \text{ МПа}$) повышается концентрация высококипящих углеводородов в продукции в сравнении с этаном и пропаном. При реализации процесса закачки "сухого" газа на Вуктыльском НГКМ представляют интерес зависимости содержания углеводородов C_{5+} в пластовом газе от давления (рис. 118) после прокачки через зону, охваченную вытеснением, одного приведенного к пластовым условиям порового объема "сухого" газа. Приведенные кривые позволяют оценить распределение концентрации высококипящих углеводородов в пластовом газе по

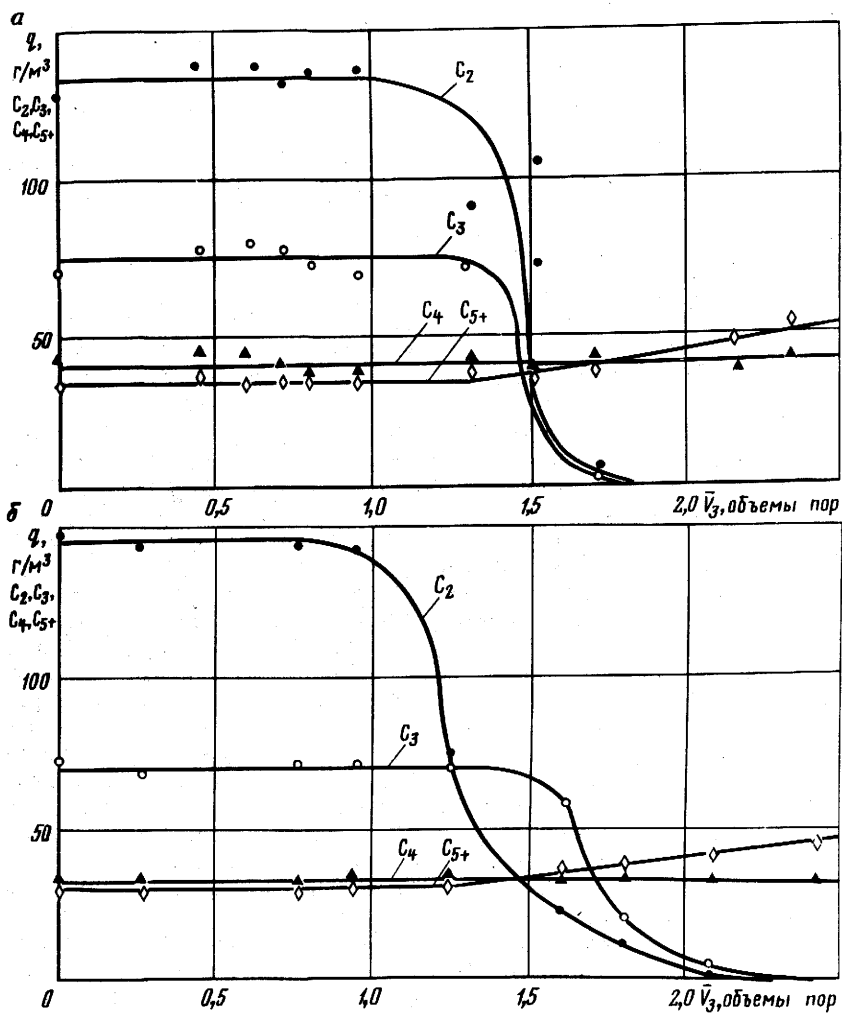


Рис. 117. Изменение содержания компонентов C₂, C₃, C₄, C₅₊ в продукции при закачке сухого газа, T_{пл} = 62 °С (Вуктыл):
 а - P_{пл} = 5 МПа; б - P_{пл} = 3,5 МПа

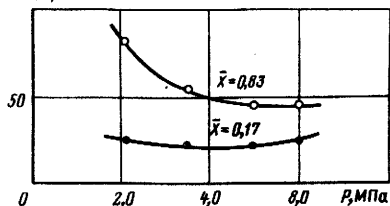
КГФ, г/м³

Рис. 118. Зависимости содержания высококипящих углеводородов C_{5+} в пластовом газе от давления

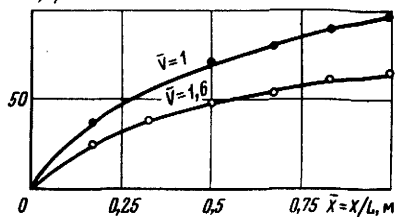
КГФ, г/м³

Рис. 119. Распределение содержания углеводородов C_{5+} в модели пласта при закачке сухого газа ($P_{пл} = 2$ МПа, $T_{пл} = 62$ С)

длине зоны закачки "сухого" газа при различных давлениях. На конце модели ($\bar{x} = 0,83$) содержание в пластовом газе углеводородов C_{5+} существенно зависит от пластового давления. При этом для давлений ниже давления максимальной конденсации конденсатогазовый фактор выше и достигает при $P_{пл} = 2,0$ МПа приблизительно 80 г/м³. В зоне закачки ($\bar{x} = 0,17$) конденсатогазовый фактор существенно ниже (КГФ = 22 г/м³) и практически не зависит от пластового давления. Иллюстрацией влияния объемов закачки "сухого" газа на содержание углеводородов C_{5+} в газовой фазе являются зависимости, показанные на рис. 119. На этом рисунке приводится содержание углеводородов C_{5+} в пластовом газе по длине модели пласта при различных приведенных объемах закачки "сухого" газа для $P_{пл} = 2,0$ МПа и $T_{пл} = 62$ С. Приведенные кривые показывают степень осушки модели при прокачке одного и полутора поровых объемов "сухого" газа. При этом следует отметить, что с увеличением объема прокачки "сухого" газа в $1,5$ раза снижение содержания углеводородов C_{5+} в газовой фазе по всей длине модели произошло также приблизительно в $1,5$ раза.

С целью оценки технико-экономических показателей процесса воздействия на газоконденсатный пласт для проектирования опытно-промышленной закачки газа на Северном куполе Вуктыльского месторождения исследовалось с применением математической модели двумерной двухфазной многокомпонентной фильтрации вытеснение пластового газа нагнетаемым агентом.

В аналитических исследованиях рассматривались четыре варианта закачки "сухого" газа в пласт при аномально низких пластовых давлениях.

Первый вариант предусматривает закачку вытесняющего агента в скважины, расположенные на периферийных участках залежи, что обеспечивает формирование фронта вытеснения от крыльевых участков месторождения к купольной части, так как градиент давления направлен в сторону более интенсивно

разрабатываемой центральной зоны. Объемы закачки принимались исходя из пропускной способности наземных коммуникаций, давления в магистральном газопроводе и приемистости нагнетательных скважин на каждом УКПГ. Общий объем закачки в первом технологическом варианте составил 1,67 млрд м³/год.

Второй вариант предусматривает "очаговую" закачку вытесняющего агента (т.е. группами скважин) в купольной части залежи, что обеспечивает высокую эффективность закачки, так как в этой области расположены высокодебитные скважины с хорошей приемистостью и сосредоточены основные запасы углеводородного сырья. Общий объем закачки во втором технологическом варианте получился равным 2,25 млрд м³/год. Отборы в первом и втором вариантах соответствовали максимальный добывной способности эксплуатационных скважин. Таким образом, рассматривались варианты с частичным поддержанием пластового давления и различным размещением нагнетательных скважин по площади исследуемого объема.

Третий и четвертый варианты предусматривают закачку "сухого" газа в купольной части залежи, как и во втором технологическом варианте, но суммарный годовой отбор в обоих вариантах ограничивался объемом закачки вытесняющего агента. Данные варианты предусматривают поддержание пластового давления на уровне 4 МПа, что в значительной степени продлит срок разработки залежи, но потребует значительных объемов резервирования промыслового газа. Четвертый вариант отличается от третьего более продолжительным сроком закачки "сухого" газа.

В первом, втором и третьем вариантах расчета принят десятилетний период закачки вытесняющего агента с 1993 г., далее рассматривалось истощение залежи до давления 2,0 МПа. В четвертом варианте расчета принят двадцатилетний период закачки "сухого" газа с дальнейшим истощением системы до принятого давления забрасывания.

Результаты математического моделирования процесса воздействия на газоконденсатный пласт сравнивались с базовым вариантом разработки залежи Северного купола Вуктыльского месторождения на режиме истощения.

Были рассчитаны темпы отбора конденсата из пласта по годам разработки Северного купола месторождения для выбранных вариантов режима. Анализ динамики отбора пластовой продукции показал, что все варианты разработки с нагнетанием газа обеспечивают достаточно равномерные темпы выработки текущих запасов. Эффективность воздействия на пласт путем прокачки "сухого" газа по сравнению с режимом истощения можно было оценить, проанализировав коэффициенты конденсатоотдачи всех вариантов расчета. При реализации вариантов 1, 2 и 3 накопленный отбор конденсата из пласта составляет 2,10·2,36% от текущих запасов, что соответствует 2,10-2,36 млн т за расчетный период.

В четвертом варианте коэффициент извлечения тяжелых углеводородов достигает 3,3% от запасов (3,3 млн т). Разработка залежи на режиме истощения позволяет извлечь порядка 1,2% конденсата от его запасов.

В соответствии с динамикой отбора пластовой смеси и газового конденсата находится динамика отбора промежуточных углеводородов. Величина годовых отборов фракции C_{2-4} характеризуется постоянным снижением во времени на протяжении всего периода эксплуатации месторождения. Было показано, что при этом сохраняется значительное превышение годовых отборов этан-бутановой фракции в сравнении с режимом истощения. Это следовало из расчетов накопленных отборов углеводородов C_{2-4} и оценки динамики извлечения этой фракции из пласта.

Необходимо отметить, что процесс испарения этана из ретроградного конденсата в равновесную пластовую газовую фазу по своей интенсивности не сильно уступает испарению этого компонента в неравновесный газ. Тем не менее, прокачка "сухого" газа позволит увеличить коэффициент этаноотдачи пласта на 15-25% от запасов по сравнению с режимом истощения.

Анализируя полученные результаты по всем рассмотренным вариантам расчета с точки зрения эффективности процесса вытеснения, можно заключить, что четвертый вариант характеризуется наиболее высоким коэффициентом охвата пласта по площади исследуемого объекта ($K_{\text{охв}} \approx 0,47$) за счет значительных объемов закачки "сухого" газа, а следовательно, и более высоким коэффициентом извлечения тяжелых и промежуточных углеводородов по сравнению с другими вариантами. Однако, этот вариант предусматривает значительные объемы резервирования промыслового газа.

Первый, второй и третий варианты равноценны с точки зрения вытеснения пластовых флюидов - коэффициенты охвата пласта по площади залежи равны 0,34-0,36. Наиболее приемлемы для практического применения на промысле первый и второй варианты, предусматривающие частичное поддержание пластового давления в зоне дренирования скважин.

Стабилизация конденсатогазового фактора после прорыва газа закачки на добывающие скважины свидетельствует о том, что при снижении пластового давления системы находится в области прямого испарения и при замещении равновесной газовой фазы неравновесным газом закачки происходит переход части высококипящих углеводородов жидкой фазы в парообразное состояние.

Нагнетание "сухого" газа в пласт дает возможность при одинаковом снижении пластового давления от 2,0 МПа по сравнению с истощением повысить коэффициент извлечения конденсата в 1,7-2,0 раза (1-3 варианты) и в 2,6 раза в четвертом варианте. Прирост степени извлечения этан-бутановой фракции составит 1,48 раза в первом - третьем и

1,8 раза в четвертом варианте по сравнению с истощением. С учетом переработки прибыль по всем рассмотренным вариантам превышает прибыль варианта на истощение на 460-580 млн руб. (в ценах 1992 г.).

Наиболее предпочтительным по технико-экономическим показателям является второй вариант, где общая прибыль в ценах 1992 г. составит 2,9 млрд руб. за 18 лет эксплуатации месторождения.

6.6.2. Концепция доработки запасов углеводородов истощенного месторождения

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений обычно завершается при пластовом давлении ("забрасывания") порядка 3-6 МПа. При этом давлении существенно снижаются дебиты, темпы отбора газа, и зачастую происходит обводнение отдельных пропластков и скважин. Дальнейшая эксплуатация месторождения становится технически трудной и обычно экономически нецелесообразной.

Количество месторождений, достигших такой стадии разработки, с годами увеличивается и в настоящее время это характерно не только для отдельных месторождений, но и целых газодобывающих регионов (Краснодарский край, Республика Коми, Поволжье, Украина).

Остаточные запасы газа месторождений, разработка которых близка к завершению, значительны и составляют по газу в среднем 15%, а по конденсату - 40-70% в зависимости от геолого-физических характеристик пласта, систем и режима разработки залежи.

Дефицит углеводородного сырья и постоянно возрастающие цены на него являются причинами поисков способов извлечения остаточных запасов газа и конденсата на завершающей стадии разработки месторождений. Увеличение конечной газоотдачи таких месторождений на 1% равноценно было бы открытию нового месторождения, равного по запасам, например, Вуктыльскому месторождению, без дополнительных затрат на обустройство и эксплуатацию. Увеличение же конденсатоотдачи на 1% равноценно вводу в разработку нового нефтяного месторождения средней величины.

Продление периода разработки газовых и газоконденсатных месторождений на завершающей стадии является также важным социологическим фактором в регионе в условиях сложившейся инфраструктуры.

Во ВНИИГАЗе и других научно-исследовательских организациях последние годы ведется интенсивный поиск путей рациональной разработки газовых и газоконденсатных месторождений и, в частности, способов доизвлечения газа и конденсата на завершающей стадии разработки.

Одним из возможных путей извлечения газа и конденсата из месторождения является нагнетание в пласт неуглеводородных газов - азота, диоксида углерода, дымовых газов и др. До настоящего времени рассматривалось нагнетание в пласт этих газов при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений, в основном, как метод поддержания пластового давления. Однако возможности использования неуглеводородных газов для увеличения углеводородоотдачи в специфических условиях завершающей стадии разработки практически не исследованы.

В газовых месторождениях нагнетание в пласт неуглеводородных газов на завершающей стадии разработки должно привести к замещению и добыче углеводородного газа. Во ВНИИГАЗе путем физического и математического моделирования установлено, что при падении пластового давления ниже 5,0 МПа происходит обогащение извлекаемого газа углеводородами $C_2 - C_4$ до 2-3 раз за счет десорбции. Это подтверждается промысловыми данными по ряду газовых месторождений Средней Азии и Западной Украины на завершающей стадии их разработки. Десорбция при снижении давления, как показывают эксперименты, наблюдается и при нагнетании в пласт неуглеводородного газа. Из-за десорбции ширина зоны смеси на фронте вытеснения несколько увеличивается.

В газоконденсатных месторождениях нагнетание неуглеводородных газов на завершающей стадии разработки должно преследовать цель не только замещения и добычи пластового углеводородного газа, но и добычи ранее выпавшего в пласте конденсата. Выполненные во ВНИИГАЗе исследования показали, что механизм добычи конденсата при этом может быть построен на эффектах испарения конденсата и транспорта его к добывающим скважинам в составе газовой фазы.

Газодинамическое состояние истощенных газовых и газоконденсатных месторождений таково, что не позволяет осуществлять довыработку остаточных запасов углеводородов без привлечения дополнительной энергии, например, путем нагнетания в пласт сжатого газа. Благодаря закачке неуглеводородного газа решаются следующие технологические задачи:

поддержания давления в пласте на уровне, необходимом для эксплуатации добывающих скважин;

замещения остаточного углеводородного газа на неуглеводородный;

перевода в паровое состояние сорбированных углеводородов или ранее выпавшего углеводородного конденсата, что позволяет транспортировать эти углеводороды по пласту вместе с газом и извлекать на поверхность.

Решение последней из перечисленных задач в условиях газоконденсатной залежи основывается на использовании

эффектов испарения и массопереноса в пористой среде высокомолекулярных компонентов пластовой смеси. О том, что эти эффекты присутствуют в условиях истощенного пласта с ухудшенными коллекторскими свойствами, типичными для глубокозалегающих газоконденсатных залежей, свидетельствуют экспериментальные исследования, описанные в разд. 6.1. В качестве нагнетаемого газа там рассматривался сухой углеводородный газ (метан).

Для конкретного газоконденсатного предприятия по технико-экономическим соображениям может оказаться более рациональным использование в качестве нагнетаемого неуглеводородного газа, например, азота или диоксида углерода.

Выполненные во ВНИИГАЗе эксперименты показали, что эффективность азота в случае прокачки через истощенный газоконденсатный пласт при доразработке остаточных запасов углеводородов C_{2-4} даже выше, чем метана, а при доразработке углеводородов C_3 незначительно уступает метану (см. рис. 93, а, б).

Эффективность применения неуглеводородных газов для вытеснения пластовой смеси на завершающей стадии разработки месторождений в значительной мере будет определяться коэффициентом охвата пласта при нагнетании. В этот завершающий период разработки пласт обычно разрушен большим числом скважин, информация о строении и геолого-физических характеристиках максимальна. Поэтому выбор участков разработки, нагнетательных и эксплуатационных скважин по сравнению с аналогичной задачей при проектировании сайклинга процесса облегчен. Поэтому, вероятно, коэффициент охвата в процессе воздействия на пласт неуглеводородным газом на завершающей стадии разработки будет относительно высок.

Неуглеводородные газы, которые предлагается использовать на завершающей стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений, целесообразно получать вблизи места их применения.

Эффективным способом получения азота из воздуха в настоящее время является его сепарация на криогенных установках. В США на таких установках при использовании 1 м³ природного газа в качестве топлива получают от 6 до 10 м³ азота. Широкое распространение получили также передвижные установки выделения азота из воздуха. Их производительность от 121 до 488 тыс. м³/сут при давлении от 34,5 до 105 МПа.

Извлекаемые при воздействии на пласт газ и конденсат могут быть обработаны с использованием криогенной техники на промысле и удовлетворять местные потребности. В перспективе используемый азот может послужить основой производства азотистых удобрений.

Источниками диоксида углерода кроме естественных месторождений могут быть многие производства и прежде всего

производство спиртов, где он в жидком виде является побочным продуктом. Большое количество диоксида углерода содержится в котельных и выхлопных газах тепловых электростанций, компрессорных станций и других производств. Выделение диоксида углерода в этих случаях может быть основано на адсорбции при низком давлении и десорбции при повышенной температуре. Диоксид углерода может быть извлечен также из природного и попутного нефтяных газов при помощи регенерационных установок мембранного типа. Такие установки успешно работают в США.

Целесообразность применения неуглеводородных газов на завершающей стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений определяется экономическими показателями. При быстро изменяющихся ценах на углеводороды и неуглеводородные газы оценку технико-экономических показателей процесса воздействия с использованием неуглеводородных газов целесообразно производить применительно к конкретным условиям отдельного месторождения или газодобывающего региона.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. - М.: Гостоптехиздат, 1962.
2. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. - М.: Недра, 1984.
3. Бузинов С.Н., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М. Одно из направлений повышения отборов нефти и конденсата на объектах газодобывающей отрасли // Проблемы эксплуатации газовых скважин на месторождениях с осложненными горно-геологическими условиями: Сб. науч. тр. - М.: Изд. ВНИИГАЗ, 1980.
4. Вовлечение в разработку рассеянных жидких углеводородов газовых залежей / Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М., Макеев Б.В., Зайцев С.Ю. Технологические проблемы освоения газоконденсатных месторождений: Сб. науч. тр. - М.: Изд. ВНИИГАЗ, 1986.
5. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И. Формирование нефтяных, газовых и конденсато-газовых месторождений. - М.: Недра, 1986.
6. Гаджи-Касумов А.С., Карцев А.А. Нефтегазопромысловая геохимия. - М.: Недра, 1984.
7. Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие. - М.: Недра, 1988.
8. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. - М.: Недра, 1979.
9. Жузе Т.П. Миграция углеводородов в осадочных породах. - М.; Недра, 1986.
10. Забродин П.И., Раковский Н.Л., Розенберг М.Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. - М.: Недра, 1968.
11. Закиров С.Н., Алиев Б.А. Повышение компонентоотдачи пласта // Обзор информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Изд. ВНИИГазпром, 1985. Вып. 4. - С. 2; 26-32.
12. Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. - М.: Недра, 1984. - С. 180-195.
13. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Зотов Г.А., Алиев З.С., Юшкин В.В. и др. - М.: Недра, 1980. - С. 31.
14. Кондратьев А.Е. Диффузия плотных газов в пористых средах // Сб. Аэрофизика и геокосмические исследования. - М.: Изд. МФТИ, 1982. - С. 8-9.
15. Методическое руководство по применению методов извлечения конденсата, выпавшего в пласте в процессе разработки (вторичные методы повышения конденсатоотдачи) / Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Андреев О.Ф. и др. - М.: Изд. ВНИИГАЗ, 1987. - С. 106.
16. Методическое руководство по расчету параметров фазового поведения при взаимодействии обогащенного газа с выпавшим в пласте конденсатом / Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Гужов Н.А. и др. - М.: Изд. ВНИИГАЗ, 1988. - 91 с.
17. Методическое руководство по технологии и расчету показателей совместного хранения газообразных и жидких углеводородов в подземном хранилище газа / Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Макеев Б.В. и др. - М.: Изд. ВНИИГАЗ, 1984. - 60 с.
18. Милешина А.Г., Калинин М.К., Сафонова Г.И. Изменение нефтей при фильтрации через породы. - М.: Недра, 1983. - С. 138-167.
19. Николаев В.А. Особенности отбора жидких углеводородов из пласта на завершающей стадии разработки Вуктыльского месторождения // Научно-технические проблемы разработки газоконденсатных и газонефтяных месторождений: Сб. науч. тр. - М.: 1987. Изд. ВНИИГАЗ. - С. 119-126.
20. Николаев В.А. Результаты исследований физических основ извлечения рассеянных жидких углеводородов при активном воздействии на газокон-

денсатный пласт // Технологические проблемы освоения газоконденсатных месторождений: Сб. науч. тр. - М.: Изд. ВНИИГАЗ, 1986. - С. 50-58.

21. Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М. Исследование алияния рассеянных жидких углеводородов на эффективность сайклинг-процесса // Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления: Сб. науч. тр. - М.: Изд. ВНИИГАЗ, 1988. - С. 68-74.

22. Николаевский В.Н. Механика пористых и трещиноватых сред. - М.: Недра, 1984. - 232 с.

23. Петров А.А. Углеводороды нефти. - М.: Наука, 1984. - С. 3-9.

24. Прикладная геохимия нефти и газа / Мирзаджанзаде А.Х., Багирзаде Ф.М., Степанова Г.С., Разамат М.С. - Баку: Азернешр, 1985. - С. 96-115.

25. Проблемы повышения нефтекондсатотдачи недр / Гриценко А.И., Андреев О.Ф., Тер-Саркисов Р.М. и др. // Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений Западной Сибири: Сб. науч. тр. - М.: Изд. ВНИИГАЗ, 1982. - С. 3-21.

26. Разработка газоконденсатных месторождений с большим этажом газоносности / Рассохин Г.В., Рейтенбах Г.Р., Трегуб Н.Н. и др. - М.: Недра, 1984. - С. 20-23; 149-156; 179-180.

27. Разработка газоконденсатных месторождений с многокомпонентным составом / Закиров С.Н., Юфин П.А., Брусиловский А.И., Вафина Н.Г. // Обзор. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Изд. ВНИИГазпром, 1987. - С. 3-9.

28. Разработка месторождений со сложным составом газа / Маргулов Р.Д., Вахирев Р.И., Леонтьев И.А., Гриценко А.И. - М.: Недра, 1988. - С. 178-196.

29. Рассеянные жидкие углеводороды газоконденсатных залежей Азербайджана / Абасов М.Т., Оруджалиев Ф.Г., Азимов Э.Х. и др. - Баку: Изд. ИПНГМ АН Аз., 1987. - С. 2-10.

30. Седов Л.И. Методы подобия и размерности в механике. - М.: Наука, 1987. - С. 11-53.

31. Способ контроля фазового состояния газоконденсатной смеси в пористой среде / Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М., Макеев Б.В. и др. // Реф. сб. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и морских нефтяных месторождений. - М.: Изд. ВНИИГазпром, 1982. - Вып. 2. - С. 16-19.

32. Степанова Г.С. Фазовые превращения в месторождениях нефти и газа. - М.: Недра, 1983. - С. 104-116.

33. Тер-Саркисов Р.М. Использование обогащенного газа для повышения конденсатотдачи // Газовая промышленность. - 1982. - № 10. - С. 26-28.

34. Тер-Саркисов Р.М., Голландских Н.И., Николаев В.А. Физико-химические методы контроля состава конденсата, добываемого на Вуктыльском месторождении // Научно-технические проблемы разработки газоконденсатных и газонефтяных месторождений: - Сб. науч. тр. - Изд. ВНИИГАЗ, 1987. - С. 126-132.

35. Тер-Саркисов Р.М., Николаев В.А. Сорбционные процессы и разработка газоконденсатной залежи // Обзор. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Изд. ВНИИГазпром, 1984. - Вып. 6. - С. 34-35.

36. Технологическая схема эксплуатации опытных участков для проектирования обустройства Вуктыльского НГКМ (проект "Конденсат-2"). - М.: Изд. ВНИИГАЗ, 1989. - 214 с.

37. Hydrothermodynamics of hydrocarbon fluids displacement by solvents / Basniev K., Bedrikowetsky P., Nicolaev V., Ter-Sarkisov R. // Fifth european symposium on improved oil recovery. Proceedings. - Budapest: 1989. - P. 175 - 182.

38. Techno-economic modelling of gas-condensate development / Ormerod I., Todd A., Tweedie J., Ashcroft J. // Chemical engineering research and design. - 1987. - Vol. 65, - N. 1. - P. 97-106.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава 1. Особенности добычи углеводородов при низких пластовых давлениях	5
1.1. Влияние физико-химических и термодинамических свойств пластовой смеси на компонентоотдачу пласта	5
1.2. Гидродинамические проблемы добычи углеводородов	30
1.3. Извлечение углеводородов из пласта, содержащего рассеянные жидкие углеводороды	36
Глава 2. Методика экспериментального изучения физических процессов в пористой среде газоконденсатного пласта	41
2.1. Схема фильтрационной установки	41
2.2. Методика моделирования многокомпонентных газовых и газоконденсатнефтяных смесей	44
2.3. Основные принципы моделирования физических процессов в пористой среде	57
Глава 3. Исследование фильтрации многокомпонентных углеводородных систем при вытеснении пластового газа сухим	61
3.1. Исследование компонентоотдачи пласта	65
3.2. Изучение размеров зоны смеси при вытеснении газа газом	84
3.2.1. Методика исследований	86
3.2.2. Результаты исследований	88
3.2.3. Экспериментальное изучение зависимости длины зоны смеси от пройденного расстояния при вытеснении углеводородной газообразной смеси сухим газом	89
3.3. Математическое описание процесса вытеснения пластовой газоконденсатной смеси сухим газом	97
Глава 4. Исследование физических основ повышения компонентоотдачи пласта, содержащего рассеянные жидкие углеводороды	119
4.1. Методические основы изучения газоконденсатных пластов, содержащих РЖУ	122
4.2. Исследование фазового поведения пластовых систем глубокозалегающих газоконденсатных месторождений	124
4.3. Экспериментальное исследование влияния РЖУ на фазовое поведение газоконденсатных систем	128
4.4. Исследование динамики насыщенности пористого пласта жидкой фазой при нагнетании газообразного агента	132
4.5. Методы повышения компонентоотдачи пласта, содержащего РЖУ	134
4.5.1. Методика исследований	134
4.5.2. Исследование влияния рассеянных жидких углеводородов на эффективность эксплуатации ГKM с поддержанием давления	135
4.5.3. Экспериментальное исследование возможности вовлечения в разработку рассеянных жидких углеводородов истощенных газовых залежей с помощью растворителей	139
4.5.4. Исследование эффективности воздействия слаборастворимым неуглеводородным газом на пласт с высоким содержанием рассеянных жидких углеводородов	144

Глава 5. Технологические аспекты повышения компонентоотдачи газоконденсатного пласта	147
5.1. Площадное вытеснение углеводородов	148
5.1.1. Геолого-промысловая характеристика опытного участка	148
5.1.2. Обоснование технологии площадного вытеснения углеводородов	164
5.1.3. Оценка ожидаемых показателей и результаты опытно-промышленного внедрения	167
5.2. Локальное воздействие на призабойную зону скважины	173
5.2.1. Характеристика объектов локального воздействия	173
5.2.2. Обоснование технологии воздействия на призабойную зону скважины	177
5.2.3. Результаты локальных обработок (воздействия на призабойные зоны скважин)	180
5.3. Методы контроля за процессом вытеснения углеводородов из пласта	193

Глава 6. Компонентоотдача пласта и принципы доработки газоконденсатного месторождения в условиях аномально низких пластовых давлений	199
6.1. Результаты изучения компонентоотдачи пласта в условиях аномально низких пластовых давлений	199
6.2. Особенности компонентоотдачи содержащего воду пласта	203
6.3. Методическое обоснование исследований процесса вытеснения ГКС сухим газом в обводненном пласте	209
6.3.1. Влияние водонасыщенности на процессы извлечения углеводородов	209
6.3.2. Методика исследований с учетом особенностей обводненного пласта	218
6.3.3. Методика экспериментальных работ	232
6.4. Экспериментальные исследования процесса вытеснения ГКС сухим газом на модели обводненного пласта	238
6.5. Анализ особенностей вытеснения ГКС сухим газом в обводненном пласте	245
6.6. Концепция извлечения остаточных запасов углеводородов истощенного месторождения	251
6.6.1. Оценка эффективности доработки Вуктыльского газоконденсатного месторождения с закачкой сухого газа в пласт	251
6.6.2. Концепция доработки запасов углеводородов истощенного месторождения	257
Список литературы	261

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАНИЕ

Гриценко Александр Иванович
Николаев Валерий Александрович
Тер-Саркисов Рудольф Михайлович

КОМПОНЕНТООТДАЧА ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Заведующий редакцией *Т.К. Рубинская*
Редактор издательства *О.Ф. Приклонская*
Переплет художника *Б.К. Силаева*
Художественный редактор *В.С. Поплавский*
Технический редактор *М.Л. Новикова*
Корректоры *К.И. Савенкова, Е.М. Федорова*
Операторы *Н.В. Штанько, Н.В. Боброва*
ИБ № 9812

Лицензия ЛР № 010145 от 24 декабря 1992 г. Подписано в печать с
репродуцируемого оригинал-макета 15.02.95. Формат 60×90¹/₁₆ Гарнитура
"Пресс-роман". Печать офсетная. Усл.печ.л. 16,66. Уч.-изд.л. 18,2. Тираж
1000 экз. Зак. № 1072 /4359-2.
Набор выполнен на наборно-компьютерной технике.

Издательство "Недра", 125047 Москва, Тверская застава, 3

Производственно-издательский комбинат ВИНТИ
140010, Московская обл., г. Люберцы, 10, Октябрьский проспект, 403.

ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТООТДАЧИ ПЛАСТА

Отечественные газоконденсатные месторождения (ГКМ) разрабатываются на режиме использования естественной энергии пласта ("режиме истощения"). Этот способ разработки получил всеобщее признание и безальтернативное применение на газодобывающих предприятиях благодаря тому, что может быть реализован при относительно минимальных капитальных затратах.

Разработка на режиме истощения позволяет отбирать из недр месторождения не менее 80-90% запасов газа. Однако, высокомолекулярные углеводородные компоненты пластовой смеси извлекаются при этом из пласта, как правило, лишь на 30-40%, так как большая часть этих компонентов (фракции C_{2+}) по мере снижения пластового давления и ухудшения растворяющей способности газа переходит в жидкое состояние (образуя "газовый конденсат").

Таким образом, к моменту завершения разработки газоконденсатного месторождения на режиме использования только естественной энергии пласта в недрах месторождения остаются еще значительные запасы ценного углеводородного сырья. ВНИИГАЗ уделяет большое внимание проблеме снижения пластовых потерь углеводородов при разработке ГКМ. Его специалистами предложен целый ряд способов повышения газоконденсатоотдачи пласта. Все эти способы базируются на принципе перевода, по меньшей мере, части остаточной жидкой углеводородной фазы в гидродинамически подвижное состояние. В случае воздействия жидким внешним агентом на пласт или призабойную зону скважины принцип реализуется путем создания в пласте условий для возникновения однофазного смешивающегося или близкого к смешивающемуся вытеснения. В случае воздействия газообразным агентом создаются условия для возникновения двухфазной газожидкостной фильтрации (если в пласт закачивается обогащенный промежуточными углеводородами газ) или массопереноса компонентов выпавшего конденсата в газовой фазе после их испарения в неравновесный газ (если в пласт закачивается "сухой" газ).

После всестороннего экспериментального и теоретического обоснования предложенные ВНИИГАЗом методы были внедрены в опытном и опытно-промышленном масштабе на ряде отечественных месторождений.

Ниже дается краткая информация о результатах апробации методов на Вуктыльском ГКМ (Республика Коми).

Успешное реформирование российской промышленности в условиях становления рынка невозможно без активного переустройства экономики регионов. Особенно велика при этом роль предприятий топливно-энергетического комплекса, таких как "Севергазпром", которое расположено на территории Республики

Коми и является дочерним предприятием Российского акционерного общества "Газпром".

"Севергазпром" осуществляет добычу газообразных и жидких углеводородов ряда месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, а также обеспечивает магистральный транспорт газа, в том числе из месторождений Западной Сибири, в центральные и западные районы России и далее в европейские страны. Весомый вклад в добычу природного газа и газового конденсата внесло в регионе самое крупное в европейской части России, по начальным запасам углеводородов, Вуктыльское газоконденсатное месторождение.

Эффективность разработки этого месторождения во многом была достигнута благодаря комплексной переработке добываемого сырья на Сосногорском газоперерабатывающем заводе.

Более чем четвертьвековая история разработки Вуктыльского месторождения - это история достижений и проблем отечественной газодобывающей промышленности. Месторождение было открыто в середине 60-х годов. Впервые специалисты отрасли столкнулись со столь сложным объектом разработки: по геологическому строению, размерам, толщине продуктивной части разреза, значительному содержанию высокомолекулярных жидких углеводородов в пластовой смеси аналогов месторождению в мировой практике было тогда немного. Необходимо отметить, что высокомолекулярные углеводородные компоненты - это ценнейшее сырье газобензинового производства и химической промышленности. По целому ряду технико-технологических причин разработку месторождения начали и проводили до недавнего времени на режиме истощения естественной энергии продуктивного пласта. Разумеется, освоение такого сложного объекта потребовало решения целого ряда принципиально новых задач. В проектах опытно-промышленной эксплуатации и разработки месторождения были обоснованы, а затем, начиная с 1968 г., реализованы на практике следующие решения:

разработка продуктивного пласта большой мощности (до 1,5 км) одной сеткой скважин;

отбор запасов в зонах повышенной продуктивности скважинами увеличенного диаметра (219 мм);

центральная расстановка скважин;

высокая подвеска лифтовой колонны;

магистральный транспорт нестабильного конденсата до перерабатывающего завода в однофазном состоянии.

В условиях карбонатных коллекторов большой толщины были отработаны двухэтапная солянокислая обработка скважин, методы их вскрытия, освоения и глушения.

Комплекс разработанных учеными отрасли научно-технических решений позволил обеспечить значительную экономию в капитальных вложениях и эксплуатационных расходах, а также дал возможность длительное время эксплуатировать месторождение с высокими дебитами скважин без существенных осложнений. К

началу 1995 г. из недр Вуктыльского месторождения отобрано свыше 80% запасов газа. К сожалению, как указывалось выше, разработка газоконденсатного месторождения на режиме истощения, обладающем многими несомненными преимуществами, не дает возможности отбирать из пласта с такой же полнотой жидкие углеводороды - газовый конденсат. Низкая конечная конденсатоотдача пласта (для Вуктыла - порядка 30%) обуславливается величиной насыщенности порового пространства коллектора выпавшим конденсатом, которая значительно ниже порога гидродинамической подвижности. По оценке специалистов института "СеверНИПИгаз" потери сконденсированного из газа углеводородного конденсата в недрах Вуктыльского месторождения составят около 100 млн т. В мировой газодобывающей практике, пожалуй, впервые столь большие пластовые потери углеводородов оказываются сконцентрированными в одном продуктивном объекте.

Опыт Вуктыла и перспективы разработки крупнейших базовых газоконденсатных месторождений России (Уренгойское, Астраханское и др.) не могут не вызывать обеспокоенности руководства и научно-технической общественности газовой отрасли. Очевидно, что потери сырья при разработке газоконденсатных залежей с высоким содержанием жидких углеводородов в пластовой смеси без активных методов воздействия могут достигать значительных величин. Следовательно, проблемы настоящего и будущего Вуктыльского месторождения являются проблемами не только одного региона, а затрагивают интересы практически всех основных газодобывающих комплексов страны. Следует отметить, что вопросам повышения углеводородности пласта руководство газовой промышленности уделяет самое пристальное внимание. Актуальность этой проблемы находит отражение практически во всех программах научно-исследовательских организаций отрасли.

Во Всероссийском научно-исследовательском институте природных газов и газовых технологий (ВНИИГАЗ), головном институте газовой промышленности, в связи с проблемой Вуктыла последние годы занимались разработкой методов повышения углеводородности пласта на завершающей стадии разработки месторождения. В институте длительное время проводятся соответствующие широкомасштабные теоретические и экспериментальные исследования в нескольких направлениях. В стратегии поиска решений проблемы учитывались следующие соображения:

1. Пласт - коллектор характеризуется аномально-низкими энергетическими ресурсами.

2. Выпавший в пласте конденсат практически неподвижен на всех стадиях разработки залежи.

3. Для воздействия на пласт с целью вовлечения в процесс разработки выпавшего конденсата основное внимание при выборе нагнетаемых агентов должно уделяться их наличию в регионе,

так как в противном случае технология может оказаться чрезмерно дорогостоящей.

4. Любая из предложенных технологий не должна ухудшить ситуацию в пласте; риск нанести урон добывающему предприятию на завершающей стадии разработки месторождения должен быть сведен к минимуму.

Эта концепция и легла в основу исследований, результаты которых позволили создать новые научные основы увеличения углеводородоотдачи пласта при разработке газоконденсатных месторождений.

Применительно к Вуктылу на первой стадии была предложена технология локального воздействия на призабойные зоны скважин с целью повышения их производительности, на второй - технология площадного воздействия на залежь для извлечения выпавшего в пласте конденсата при одновременном улучшении эксплуатационных характеристик скважин, позволяющая также снизить на конечном этапе разработки "давление забрасывания" месторождения.

Созданные технологии легли в основу технологических схем разработки опытных участков Вуктыльского месторождения, начиная с проекта "Конденсат-1". Эти проекты были приняты к реализации после рассмотрения на научно-технических советах предприятия "Севергазпром", заседаниях рабочей и центральной комиссий по разработке месторождений "Газпрома".

Реализация новых технологий потребовала нестандартных подходов к решению технических вопросов обустройства опытных участков, а также концентрации усилий научного потенциала институтов ВНИИГАЗ, "СеверНИПИГаз", инженерно-технических работников "Севергазпрома" и Вуктыльского газопромыслового управления. Опытные полигоны были оснащены необходимым технологическим оборудованием и контрольно-измерительными приборами, позволяющими осуществлять авторский надзор за ходом внедрения технологий на высоком научном уровне.

При рассмотрении перспектив использования новых технологий необходимо подчеркнуть их роль в сохранении сложившейся промышленной и заводской инфраструктуры, имея в виду подержание сырьевой базы перерабатывающего комплекса.

Уже первые результаты реализации технологии локального воздействия на призабойные зоны скважин (проект "Конденсат-1") подтвердили правильность выбранной стратегии в условиях аномально-низких пластовых давлений. Обработка скважин предложенными агентами позволяла очищать призабойную зону от выпавшего конденсата и значительно увеличивать их производительность. Существенно, что в течение длительного периода после обработки скважины работали в устойчивом режиме.

Решающим этапом в истории Вуктыльского месторождения стало начало закачки в пласт в сентябре 1993 г. сухого газа в соответствии с проектом ВНИИГАЗа, получившим название "Конденсат-2". Технология, реализуемая в масштабах доста-

точно значительного по размерам опытного участка, включающего 9 добывающих и 4 нагнетательные скважины, должна позволить решать одновременно целый комплекс задач, направленность которых одна - повысить полноту отбора из пласта запасов природных углеводородов в условиях предельно низких пластовых давлений. Благодаря нагнетанию в пласт сухого газа:

стабилизируется пластовое давление и работа добывающих скважин;

вовлекается в разработку через испарение ранее выпавший углеводородный конденсат;

пластовая "жирная" газовая фаза замещается на менее плотный сухой газ и появляется возможность понизить давление, до которого возможно вести отбор из пласта ценного углеводородного сырья ("давление забрасывания");

снижаются в итоге пластовые потери газообразных и жидких углеводородов и повышается полнота использования запасов природного газа и конденсата;

продлевается период активного функционирования всей созданной на базе промысла и перерабатывающего завода инфраструктуры.

Принципиальной отличительной особенностью всех предложенных ВНИИГАЗом и внедренных на Вуктыльском месторождении технологий воздействия на истощенный газоконденсатный пласт является добыча с их помощью впервые в мировой газопромышленной практике выпавшего в период предшествующей разработки углеводородного конденсата, относимого обычно к неизвлекаемым запасам.

В ходе авторского надзора за внедрением проекта "Конденсат-2" были полностью подтверждены выводы, полученные при экспериментальном и теоретическом обосновании метода воздействия. Стало очевидным, что и в условиях реального пласта происходит активное испарение углеводородного конденсата в прокачиваемый неравновесный по отношению к пластовой смеси сухой газ. При увеличении доли сухого газа до 86% в продукции скважины, к которой прорвался газ, содержание высокомолекулярных углеводородов уменьшилось всего на треть от исходного, наблюдавшегося до начала закачки в пласт внешнего агента. Высокое промышленное содержание этих углеводородов (пентаны плюс вышекипящие компоненты), не ниже 30-32 г/м³, сохраняется в продукции всех скважин, к которым прорвался сухой газ, в течение длительного периода времени после прорыва. Это относится и к скважине №129, после прорыва сухого газа к забою которой прошло уже более года.

В течение года после начала реализации проекта "Конденсат-2" на площади менее одной десятой вуктыльского промысла дополнительная добыча пластового газа составила свыше 60 млн.м³, жидких углеводородов - приблизительно 25 тыс. т, в том числе более 6 тыс. т ретроградной части (то есть добытой

за счет испарения ранее выпавшего в пласте конденсата). По мере увеличения на опытном участке области пласта, охваченной нагнетаемым газом, объемы дополнительно добытых газа и жидких углеводородов быстро возрастают.

Внедрение на Вуктыльском газоконденсатном месторождении предложенных ВНИИГАЗом технологических процессов, в особенности проекта "Конденсат-2", способствовало заметному росту квалификации всех причастных к внедрению работников предприятия. Это было связано с необходимостью в короткие сроки освоить новые методы контроля за впервые осуществленным процессом вытеснения "жирного" пластового газа сухим, включая новые методы геофизического контроля и др. Следует отметить активную роль во всех этих делах многих специалистов института "СеверНИПИгаз". В результате выполнения большой совместной проработки при авторском надзоре ВНИИГАЗа у коллектива "Севергазпрома" и Вуктыльского ГПУ появилась уверенность в том, что у Вуктыльского месторождения есть будущее.

По инициативе ВНИИГАЗа и "Севергазпрома" принято решение не только активизировать процесс на опытном участке путем увеличения объемов нагнетаемого сухого газа, но и перейти к промышленной реализации успешно апробированной технологии воздействия на пласт сухим неравновесным газом с целью повышения эффективности разработки Вуктыльского месторождения на завершающей стадии.

Согласно проекту "Конденсат-3" сухой тюменский газ, состоящий более чем на 98% из метана, предлагается нагнетать через девять скважин на северном куполе Вуктыльской структуры. Продукция будет отбираться через 21 скважину. Общий фонд эксплуатационных скважин на месторождении порядка полтора сотен, так что с началом реализации проекта "Конденсат-3" в процессе воздействия будет вовлечена добрая четверть продуктивного объекта, а это значит, будет существенно увеличена углеводородоотдача Вуктыла, в том числе за счет добычи ранее потерянных в пласте жидких углеводородов.

Однако, предприятие "Севергазпром" смотрит дальше. Совместно с ВНИИГАЗом "Севергазпром" сделал предложение руководству РАО "Газпром" рассмотреть перспективы использования Вуктыльского месторождения в качестве регулятора подачи газа в систему магистральных газопроводов севера европейской части России с учетом результатов, полученных при реализации проекта "Конденсат-2". Эта инициатива получила одобрение в "Газпроме" и в настоящее время готовятся соответствующие технико-экономические соображения.

Можно утверждать, что Вуктыльское месторождение по существу приобрело статус полигона отраслевого значения, где происходят испытания новых технологий повышения углеводородоотдачи пласта.

За последние годы усилиями руководства "Севергазпрома"

здесь созданы соответствующие условия и накоплен серьезный опыт для отработки таких технологий. С другой стороны, результаты работ свидетельствуют о том, что эти технологии имеют большие перспективы для их использования на других газодобывающих предприятиях отрасли.

За более подробной информацией о технологических процессах, обеспечивающих повышение углеводородоотдачи пласта при разработке газоконденсатных месторождений, можно обращаться по адресу: Российская Федерация, 142717, п. Развилка Московской области, ВНИИГАЗ, Научный центр в области термодинамики и физики пласта.