

1

ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ: ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ

Газовые и газоконденсатные месторождения представляют собой сложные природные комплексы, главным признаком которых является наличие скопления углеводородов в пористом пласте-коллекторе, ограниченном непроницаемыми крышкой и основанием. Размеры скопления, состав, фазовое состояние и реологические свойства углеводородной смеси характеризуются большим разнообразием. Весьма разнообразны также коллекторские свойства, глубины залегания, толщины и начальные термобарические параметры вмещающих углеводороды пород. Если учесть еще и широту спектра природно-климатических условий в зонах расположения месторождений, то очевидно, сколь многообразны проблемы, решение которых необходимо при проектировании разработки залежей и отборе запасов природного газа.

В связи с этим полезно перед тем, как остановиться на собственно проблемах разработки, напомнить о составах природных углеводородных смесей, их физико-химических и реологических особенностях, а также о реализуемых в газопромысловой практике режимах отбора запасов газа и газового конденсата из продуктивного пласта, поскольку основные научно-технические проблемы разработки месторождений природных газов обусловлены именно конкретными характеристиками пластовых флюидов и динамикой термобарического состояния залежи, т.е. режимом отбора запасов углеводородов.

Авторы сознательно не рассматривают в этой главе такие весьма важные особенности газовой залежи, как фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и неоднородность вмещающего углеводородное скопление пород-коллекторов, также, несомненно, играющих заметную роль в комплексе проблем разработки месторождения. Влияние ФЕС и степени неоднородности пород на углеводородоотдачу и другие параметры разработки, несмотря на значительное количество посвященных этому вопросу публикаций, изучено, по существу, недостаточно и требует дальнейших исследований. Природно-климатические особенности региона в большой степени влияют на решение проблем практики разработки месторождения, и поэтому этот аспект авторы рассматривают в главе 4, где анализируются конкретные проекты эксплуатации объектов добычи газов.

1.1

КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Условия и процессы образования природных газов исключительно разнообразны. Это – биохимические и термокаталитические превращения органического вещества (ОВ), химические реакции, процессы, протекающие при воздействии на горные породы высоких температур и давлений, радиоактивный распад и др. Образующиеся при этом газы по химическому составу весьма различны. Нередко одни и те же процессы могут привести к образованию газовых смесей неодинакового состава. Часто одни и те же компоненты способны образовываться за счет разных процессов. Например, метан, азот, двуокись углерода могут быть биохимического генезиса и термокаталитического (абиогенного). Отличить компоненты по генетическому признаку часто практически невозможно. Обладая высокой подвижностью, газы в процессе миграции могут значительно изменять свой первоначальный химический состав в результате процессов сорбции, растворения, окисления и др. В связи с этим генетически чистые ассоциации (скопления) газов в природе практически отсутствуют, что создает определенные трудности при систематизации природных газов и создании оптимального варианта их классификации. Существует более 20 различных классификационных схем, основанных на различиях происхождения газов, условий нахождения их в природе, фазового состояния и форм проявления, связи газов с породами и флюидами, химического состава и т.д. Выбор той или иной классификации зависит от целей и задач исследований. Наиболее важными при решении общих и глобальных задач являются генетические схемы классификации. Однако в связи с полигенностью газов подобные классификации часто дискуссионны. Наиболее объективны классификации по химическому и фазовому составу газов, их морфологии (условиям нахождения в природе). Вместе с тем указанные схемы имеют ограниченное применение и менее информативны.

Первая классификация природных газов была дана В.И. Вернадским (1912). По морфологии им выделены две группы: 1) газы в свободном состоянии; 2) жидкие и твердые растворы газов. В первую группу включены: а) газы атмосферы; б) газы, содержащиеся в порах горных пород; в) газовые струи; г) газовые испарения. Ко второй группе отнесены газы: а) морей, океанов и различных водоисточников; б) адсорбированные горными породами и минералами. По химическому составу и условиям нахождения выделены три группы газов: 1) земной поверхности; 2) связанные с высокой температурой; 3) проникающие в земную кору. В последней группе выделены газы: а) атмосферы и б) тектонических струй. Газы тектонических струй по химическому составу В.И. Вернадским подразделены на азотные, углекислые, метановые и водородные.

И.М. Губкин (1932) подразделил природные газы Апшерона на метановые, азотно-метановые, углекисло-азотисто-метановые, азотистые и углекислые. По содержанию главного компонента (метана) и двух основных примесей (азота и углекислоты) газы территории образуют непрерывный ряд от метановых до азотных и углекислых. В.А. Соколов (1932) по химическому

составу выделил три основных типа газов: 1) углеводородные, 2) углекислые и 3) азотные.

Генетическое направление в классификации В.И. Вернадского в дальнейшем было развито В.В. Белоусовым. Все газы он разделил на четыре типа: биохимического, воздушного, химического и радиоактивного происхождения. А.Л. Козлов по генезису выделил еще одну группу газов – газы ядерных реакций.

И.В. Высоцкий предложил в своей классификации различать газы, формирующиеся в земной коре, циркуляционные и реликтивные (космические), определяя для них исходный материал, характер газообразующих процессов, формы нахождения или проявления и химический состав.

Поскольку генетически чистые скопления газов в природе не встречаются, М.И. Суббота предложил выделить газовые ассоциации: 1) газы преимущественно биохимического происхождения, 2) газы преимущественно метаморфического происхождения и 3) газы преимущественно радиоактивного происхождения.

В предложенной Н.А. Еременко и С.П. Максимовым классификации, которая охватывает наиболее часто встречающиеся в природе газы, выделено десять классов газа: 1 – углеводородные, 2 – углеводородно-углекисло-азотные, 3 – углеводородно-азотные, 4 – углеводородно-углекислые, 5 – азотные (воздушные), 6 – азотно-углеводородно-углекислые, 7 – азотно-углекислые, 8 – углекислые, 9 – углекисло-углеводородные, 10 – равновесные углеводородно-углекисло-азотные.

К.П. Флоренский разработал диагностическую классификацию, основанную на характерных отношениях между газовыми компонентами, позволяющими, по его мнению, определить условия газообразования. По величине отношения гелия к аргону природные газы им подразделены на три основные группы – современные, смешанные и древние.

Наиболее полная классификация природных газов, основанная на обобщении большого фактического материала, предложена В.А. Соколовым в 1956 г. и дополнена им в 1971 г. Эта классификация составлена с учетом условий нахождения, химического состава и генезиса газов. По условиям залегания выделены газы атмосферы, земной поверхности, осадочных пород, океанов и морей, метаморфических пород, магматических пород, вулканические и космоса. В группу газов осадочных пород, изучению которых посвящена настоящая работа, входят следующие газы: нефтяных, газовых, угольных месторождений, а также пластовых вод и рассеянные. По генезису различаются газы биохимического, химического, радиогенного и радиационно-химического происхождения. Для каждой группы газов определены состав и место развития их в земной коре.

Близка к классификации В.А. Соколова и схема А.И. Кравцова (1957). Главные типы природных газов А.И. Кравцов выделял, основываясь на геологических и геохимических условиях образования природных газов и их химическом составе.

Схемы классификации природных газов, касающиеся главным образом углеводородной части, предложены К.П. Кофановым, В.Ф. Никоновым, И.С. Старобинцем и др. Так, К.П. Кофанов подразделяет природные газы по содержанию в них этана и пропана. По соотношению метана и его гомологов выделены сухие газы с содержанием тяжелых углеводородов (ТУ) от нуля до 5 %, полужирные – 6–15 %, жирные – 16–25 %, высокожирные – более 25 %.

В.И. Ермаков для Предкавказья выделил пять типов газов: 1) углекисло-метановый и азотно-метановый, 2) метановый, 3) метановый с тяжелыми гомологами, 4) метановый с повышенным содержанием тяжелых гомологов метана и негорючих газов, 5) углекисло-метановый и азотно-метановый с повышенным содержанием тяжелых гомологов. 1-й и 2-й типы газов характерны для газовых, 3-й, 4-й – для газоконденсатных, 3, 4, 5-й – для газонефтяных и нефтяных месторождений. По соотношению ТУ различаются три подтипа газов: 1) этановый, 2) пропан (бутан)-этановый, 3) бутан-пропановый. Эта классификация была использована в дальнейшем многими исследователями при районировании территорий на газоносные и нефтеносные области. По условиям нахождения газы осадочных толщ В.И. Ермаковым подразделены на газы: 1) сорбированные породами; 2) растворенные в подземных водах; 3) растворенные в нефти; 4) образующие свободные скопления.

Известны классификации природных газов по содержанию гелия, конденсата, сероводорода и других компонентов, фазовому состоянию и т.д. Для изображения различных типов газа Е.И. Гайло, И.В. Гришиной, В.И. Ермаковым и другими разработана специальная индексация, которая была положена в основу составления карты районирования газоносных территорий СНГ (тогда СССР) по составу природного газа. Е.В. Стадником предложена классификация газов нефтегазоносных бассейнов по условиям залегания и связи их с породами и флюидами. По условиям залегания выделяются газы, рассеянные в породах, растворенные в подземных водах и заключенные в породах, растворенные в подземных водах и заключенные в залежах. Однако разделение газов по условиям фазового состояния на рассеянные в породах, растворенные в подземных водах (или нефтях) и заключенные в залежах (свободные газы) является довольно условным. При изменении термодинамической обстановки и особенностей залегания вмещающих пород газы из одного фазового состояния могут переходить в другое.

Эта классификация принимается, в частности, авторами работы [16].

В табл. 1.1 приводятся примеры составов природных газов ряда газовых и газоконденсатных месторождений.

Данные табл. 1.1 свидетельствуют о том, что при всем их разнообразии газы большинства месторождений состоят в основном из углеводородов метанового ряда (алканов). Бывают и исключения. Так, одно из крупнейших в России по запасам месторождений природного газа Астраханское является уникальным, в частности, по составу газа: суммарное содержание агрессивных компонентов (диоксида углерода и сероводорода) превышает 40 %. Таким же уникальным является месторождение Южный Маккалум в США (штат Колорадо), газ которого более чем на 90 % представляет диоксид углерода. Однако чаще всего газы месторождений не только чисто газовых, но и газоконденсатных – это смеси алканов с преобладанием метана.

Развитие глубокого бурения (около 4000–5000 м) привело к открытию залежей углеводородов (нефти и конденсата), обладающих сходными физико-химическими свойствами (плотность, усадка, цвет и др.). Характерно, что при исследовании таких объектов соотношение жидкой и газообразной фаз в сепараторе находится в зависимости от дебита скважины и, следовательно, от депрессии в призабойной зоне и скорости восходящего потока в насосно-компрессорных трубах (НКТ). Например, при исследовании Зайкинского месторождения при дебитах пластового газа 97–195 тыс. м³/сут скорость газового потока у башмака НКТ составила 1,8–4,3 м/с, а конденсатогазовый

ТАБЛИЦА 1.1

Состав природных газов газовых и газоконденсатных месторождений

Страна	Месторождение	Содержание компонентов, % (молярная доля)								
		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅₊	C ₇₊	N ₂	CO ₂	H ₂ S
Алжир	Гельта	15,8	23,3	34,0	18,9	7,8	–	–	–	–
Австралия	Прингл-Даунс	16,7	10,6	24,2	28,0	19,3	–	1,2	–	–
США, Колорадо	Южный Маккалум	3,5	1,7*	–	–	–	–	–	91,9	–
Россия	Вуктыльское	74,8**	8,7	3,9	1,8	6,4	–	4,3	0,1	–
“	Совхозное	79,1	6,4	3,6	2,2	4,8	–	3,4	0,5	–
“	Оренбургское	85,2	5,0	1,7	0,8	1,9	–	4,8	0,6	–
“	Астраханское	48,78	2,71	1,38	1,25	3,73	–	0,54	15,7	25,7
“	Ямбургское (объект I)	89,63	4,88	2,03	0,72	1,78	–	0,28	1	9
“	Медвежье	98,56*	0,09	–	–	–	–	1,0	0,35	–
“	Уренгойское (сеноман)	98,33	0,15	0,00	0,00	0,00	–К	1,16	0,35	Сл.
“	Уренгойское (валанжин)	87,27	5,42	2,50	1,02	3,07	–	0,38	0,34	–

* C₂₊.
** Включая примеси редких газов.

фактор находился в пределах от 893 до 1997 см³/м³. При этом отмечена дифференциация выхода конденсата в зависимости от скорости восходящего потока газа: 1750 см³/м³ при скорости до 2,6 м/с и 850–900 см³/м³ при меньшей скорости.

Исследования проб всех объектов показали близость фракционных составов углеводородов C₅₊: 80 % по объему выкипает при температуре 328–340 °С, остаток (3 %) – свыше 550–590 °С. В групповом углеводородном составе преобладают алканы; ряд нормальных алканов до C₃₂ с максимумом C₇–C₉. Больше половины нормальных алканов приходится на низкокипящие C₅–C₈. Доля высококипящих невелика и не превышает 5 % от суммы нормальных алканов. Количество аренов во фракциях по мере повышения температуры отбора увеличивается и, достигая максимального значения 23–24 % во фракции 122–150 °С, снижается до 14–17 % во фракции 300–350 °С. Для конечных фракций рассматриваемых жидкостей характерно высокое содержание аренов.

По характеру распределения концентрации аренов, по температуре кипения фракций и фракционному составу рассмотренные флюиды могут быть отнесены к нефтям, по распределению ряда нормальных алканов – к конденсатам.

Установление типов флюида (нефть – конденсат) в бомбе равновесия PVT также вызывало затруднение.

Некоторые авторы в качестве критерия для оценки продукции скважины предлагают использовать газовый фактор: при его значениях более 900 см³/м³ углеводородную смесь относить к газоконденсатной, а при значениях менее 300 см³/м³ – к нефтяной. В промежуточном интервале значений газового фактора считается, что флюид в зависимости от давления и темпе-

ратуры в залежи может находиться как в газовом состоянии (газоконденсатная залежь), так и в жидком (нефтяная залежь).

Эйлертом (1958) предложен еще один показатель – соотношение плотности углеводородов C_{5+} и газового фактора. Он считает, что при эксплуатационных газовых факторах 900–1100 м³/м³ и плотности C_{5+} , не превышающей 0,78 г/см³, пластовые флюиды являются газоконденсатными. Если же плотность стабильной фазы выше 0,78 г/м³ и газовый фактор ниже 630–650 м³/м³, то залежь является “типично нефтяной”.

Наименьший газовый фактор у флюида из залежи V_{19^a} Артюховского месторождения – 760 м³/м³. Фазовое поведение этой системы изучено на рекомбинированных пробах, и установлено, что данная залежь является газоконденсатной. При таком же соотношении жидких и газообразных углеводородов залежь V_{19^2} Анастасиевского месторождения оказалась нефтяной.

Пластовые системы рассматриваемых залежей имеют практически одинаковую плотность углеводородов C_{5+} (0,8 г/см³) и близкий состав пластового газа. Различия отмечаются лишь в свойствах тяжелых компонентов. Жидкость залежи Анастасиевского месторождения содержит углеводороды, в молекуле которых число атомов углерода достигает 34, а в залежи Артюховского месторождения при близких значениях температуры и давления в залежи – 26. Причем для рассматриваемых залежей в характере распределения углеводородов в ряду C_{5+} различий нет, лишь в конечных фракциях компонентный состав нефти характеризуется относительно высоким по сравнению с конденсатом содержанием углеводородов C_{16} : соответственно 23 и 16 % от их общего содержания. В индивидуальном составе флюидов Карачаганакского месторождения отсутствуют и эти отличительные признаки.

Характеры распределения ряда нормальных алканов нефти (глубина 5190 м) и конденсата (глубина 4980 м) идентичны: протяженность гомологического ряда до C_{40} , максимум приходится на C_{10} – C_{15} , содержание углеводородов C_{12+} в нефти составляет 38 % от общего их содержания, в конденсате – 32 %. Интересно, что распределение углеводородов в ряде нормальных алканов конденсата, отобранного на 500 м выше, иное: при несколько укороченном ряде углеводородов (C_{37}) концентрированный максимум расположен на C_6 – C_{10} , сумма C_{17+} составляет 19 %.

Из сказанного выше следует, что ни соотношение между количеством газа и жидкости в системе, ни индивидуальный состав углеводородов C_{5+} не являются определяющими в прогнозе типа флюидов глубоко залегающих залежей.

В работе [31] рассмотрена возможность определения типа залежи по свойствам стабильной жидкости. До недавнего времени считали, что конденсаты отличаются от нефти тем, что имеют плотность ниже 0,827 г/см³, молекулярную массу до 160, они бесцветные или светло-соломенные. Однако, по данным И.С. Старобинца (1974), в месторождении Кульбешкак имеется газоконденсатная залежь на глубине 1630 м, плотность конденсата которой 0,857 г/см³; стабильная жидкость месторождения Килгрэн имела черный цвет, плотность 0,863 г/см³, молекулярную массу 278. Несмотря на такие свойства, пластовый флюид этого месторождения относится к газоконденсатному типу. В то же время в Крыму, на Октябрьской площади, была открыта залежь нефти плотностью 0,784 г/см³.

Следовательно, свойства стабильной жидкости не могут быть показате-

лями типа залежи. Не может быть показателем наличие или отсутствие асфальтенов. Так, по данным А.И. Дзюбенко, в Днепровско-Донецкой впадине, залежи в которой находятся в жестких термобарических условиях (давление 50 МПа, температура 120 °С), встречены газоконденсатные системы, массовая доля асфальтенов в которых достигает 0,1 (Котелевское месторождение) и > 0,3 % (Матвеевское). В то же время в практике встречены месторождения нефти, не содержащие асфальтенов. А.И. Дзюбенко и Г.С. Степанова указывали, что фракционный и групповой углеводородный составы нефтей и конденсатов значительно различаются. В нефтях содержание фракций, по мере повышения температуры кипения последних, постепенно возрастает. В конденсатах же выход отдельных десятиградусных фракций возрастает до 80–130 °С, затем величина их начинает сначала резко, а затем медленнее уменьшаться. Конец кипения, как правило, не превышает 350 °С. Такой характер изменения фракционного состава конденсатов существовал для залежей, находящихся на глубинах до 3000–3500 м. Исследование истинных точек кипения конденсатов глубоко залегающих месторождений показало, что они выкипают при температуре 550 °С, и при этом остаток составляет 4 % и более (табл. 1.2). Под влиянием высокой температуры и давления в них велика доля высококипящих углеводородов. Распределение выходов фракций по температуре кипения в этих углеводородах занимает промежуточное положение между нефтями и конденсатами неглубоких залежей.

По групповому углеводородному составу нефти от конденсатов отлича-

ТАБЛИЦА 1.2
Фракционный состав конденсатов и нефтей

Показатель	Месторождение					
	Газоконденсатное			Урен- гойское	Нефтяное*	
	Зайкин- ское	Карача- ганакское	Астра- ханское		Камы- шаджа	Барса- Гельмес
Глубина, м	4600	4990	4000	2960	3180	2600
Пластовое давление, МПа	54,3	58,9	63	30	41,5	60
Пластовая температура, °С	105	85	109	72	90	85
Температура начала кипения, °С	46	43	48	33	53	55
Выход фракций (% по массе) при температурных пределах отбора фракций, °С:						
НК-60	9,8	9,5	4,4	1,5	0,3	0,9
60–95	5,9	6,9	7,7	16,9	0,9	2
95–122	10,3	11,1	8,8	19,1	1,4	2,1
122–150	7,9	9,3	8,8	16,3	1,9	4,3
150–200	12,8	15,5	16,7	13,1	3,6	8,5
200–250	4,2	7,2	9,7	12,5	6,8	8,9
250–300	14,2	11,9	11,1	9,6	8,5	9,4
300–350	10,5	7,2	8,6	11	9,7	10,7
а) в фл (КК) 325 °С						
350–400	7,4	9,2	6,4	9,4	9,4	9,8
400–450	5,6	4,4	5,7	–	11,4	12,6
450–500	4,8	3,9	3,9	–	4,8	5,1
500–550	2,3	2	–	–	3	2
> 550	4,4	1,9	8,2	–	38,3	23,7

* С.Ф. Монсейков и др. (1971).

ются характером распределения концентрации аренов по фракциям: в нефтях, по мере повышения температуры кипения фракций, содержание последних возрастает, в конденсатах – увеличивается до фракции 140–180 °С, а в высококипящих фракциях – снижается. В залежах на глубинах свыше 4000 м составы нефтей и конденсатов, в том числе и групповой углеводородный состав, сглаживаются. Содержание ароматических углеводородов в них достигает максимума не во фракции 140–180 °С, а во фракции 200–300 °С. В конденсате же Астраханского месторождения, находящемся в жестких термобарических условиях (давление 64 МПа, температура 109 °С), уже на глубине 3980 м концентрация ароматических углеводородов непрерывно возрастает по мере роста температуры кипения фракции: от 10 % по массе во фракции 95–122 °С до 63 % во фракции свыше 500 °С, т.е. в данном случае по характеру изменения группового углеводородного состава невозможно однозначно решить вопрос о типе флюида.

Ю.П. Коротаяевым, А.К. Карповым и другими (1968) был предложен метод, позволяющий определить тип залежи по соотношению в газе $\frac{EAO-C_4}{I-C_4}$. Ими показано, что при значении этого коэффициента 0,9–1,05 залежь является газоконденсатной, а при значении 0,5–0,8 – нефтяной. Результаты исследований, проведенных А.И. Дзюбенко (1976), показали, что в глубоководных газоконденсатных залежах значение отношения $\frac{EAO-C_4}{I-C_4}$ в ряде случаев равно 0,55–0,31, что значительно ниже, чем в залежах легких нефтей.

Следовательно, использовать и этот критерий для распознавания типа залежей не представляется возможным. Г.С. Степановой для прогнозирования фазового состояния углеводородов в залежах использован метод главных компонент. В качестве нормативных факторов рассматривались следующие: C_1/C_{5+} ; $C_2 + C_3 + C_4/C_{5+}$; C_2/C_3 ; C_{5+} . Контрольная выборка показала, что в 90 случаях из 100 распознавание типа залежи будет верным. Однако при проверке объектов из глубоких горизонтов, особенно в условиях АВПД, информативность метода резко снижается.

Многочисленные исследования состава попутных газов (растворенных в нефти) и газов конденсатных месторождений Западной Сибири показали существенное различие между ними. Характерной особенностью газоконденсатных газов является уменьшение концентрации от этана к пропану и от пропана к бутанам. В попутных газах указанная закономерность отсутствует; содержание этана всегда меньше пропана – C_2/C_3 более 1. В газоконденсатных месторождениях значение указанного коэффициента находится в пределах от 2 до 6. Отношение метана к сумме тяжелых углеводородов C_{2+} в газах газоконденсатных месторождений, как правило, примерно 40–50, в газах, растворенных в нефти, – до 13. Значение этого отношения непостоянно по площади месторождения – оно возрастает от сводовой части залежи к контуру. Газы газоконденсатных залежей, имеющих даже сравнительно небольшие нефтяные оторочки, содержат относительно меньше этана, чем залежей, не имеющих оторочек. Значение коэффициента C_2/C_3 в первых находится в пределах от 2 до 6, при наличии нефтяных оторочек – от 1 до 3. Влияние нефтяной оторочки сказывается и на сумме тяжелых углеводородов. Значение коэффициента C_1/C_{2+} в таких залежах равно 15–40, без оторочек – более 40.

Выявленные особенности в составе газов месторождений различных типов на глубинах до 3500–4000 м сведены в табл. 1.3.

Материалы изучения состава газа глубоко залегающих скоплений угле-

ТАБЛИЦА 1.3

Особенности состава газов залежей различных типов для месторождений на глубинах 3500–4000 м

Место отбора проб газа	C_2/C_3	C_1/C_{2+}
Попугные нефтяные газы	< 1	< 13
Свободная часть нефтяной залежи	0,3–0,6	3–6
Приконтурная часть нефтяной залежи	0,8–0,9	10–13
Законтурная часть нефтяной залежи	>1<2,5	>13<50
Непродуктивные пласты	> 3	< 50
Газоконденсатные залежи	2–6	40–60
Газовые шапки	> 1 < 3	15–40

ТАБЛИЦА 1.4

Состав газа месторождений на глубинах ниже 4000 м

Площадь	Глубина, м	C_2/C_3	C_1/C_{2+}	Тип залежи
Зайкинская	4350	1,9	1,4	Нефтяная
Зайкинская	4390	2,1	2,7	Газоконденсатная
Зайкинская	4560	2,2	1,8	Нефтяная
Зайкинская	4600	1,95	1,9	Газоконденсатная
Расташинская	4280	1,9	1,4	Нефтяная
Карачаганакская	4400	1,5	3,5	Газоконденсатная
Карачаганакская	4870	2,1	3,2	Нефтегазоконденсатная
Карачаганакская	5100	1,8	6	Нефтяная
Харьковцевская	4630	2	2,7	Газоконденсатная
Харьковцевская	4690	1,1	1,7	Нефтегазоконденсатная

водородов показали, что по соотношениям C_2/C_3 и C_1/C_2 также невозможно однозначно судить о типе залежи (табл. 1.4). Широкие исследования нефтей и конденсатов Западной Сибири и Сахалинского шельфа (выполнено свыше 500 определений) позволили выявить с помощью применения метода инфракрасной спектроскопии особенности строения ароматических углеводородов нефтей в сравнении с конденсатами и разработать метод отличия нефти от конденсатов. Установлено, что в составе ароматических углеводородов нефтей присутствуют сложные ароматические конденсированные би- и трициклические структуры, тогда как в конденсатах они отсутствуют. Эти структуры фиксируются на ИК-спектрах полосой поглощения при длине волны 820 см^{-1} . В конденсатах в указанной области поглощения вместо одной широкой полосы появляются две узкие. В пробах конденсатов, имеющих примесь нефти, отмечается некоторое расширение сигнала (рис. 1.1).

Таким образом, установленное различие в строении аренов позволяет не только отличать нефти от конденсатов, но и прогнозировать наличие нефтяных оторочек либо свободной жидкой фазы, поступающей при опробывании скважин вместе с газом и конденсатом. Данный метод разработан в результате исследования флюидов, находящихся при пластовых давлениях не выше 30 МПа и температуре до $10 \text{ }^\circ\text{C}$. На рис. 1.2 представлены ИК-спектры конденсатов из месторождений, находящихся в более жестких термодинамических условиях. В конденсате месторождений Гасбулат и Астраханское пластовые давление и температура соответственно равны 60 МПа и $106 \text{ }^\circ\text{C}$, 35 МПа и $130 \text{ }^\circ\text{C}$ (присутствует сложная ароматика). В конденсатах Ракушечного и Южно-Жетыбайского месторождений при таком же диапазоне пластовых температур, но давлении 26 МПа расширения сигнала при полосе поглощения 820 см^{-1} не наблюдается.

Результаты исследований подтверждают вывод Я.Д. Саввиной (1962), что давление предопределяет состав аренов, а появление сложной ароматики в конденсатах ограничивает применимость разработанного авторами критерия отличия нефтей от конденсатов.

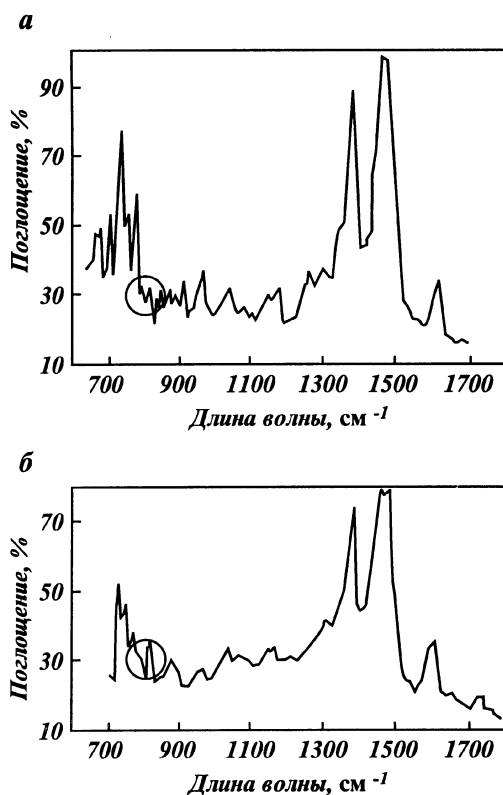


Рис. 1.1. Инфракрасные спектры конденсатов (а) и нефтей (б)

На рис. 1.3 представлены ИК-спектры флюидов Даулетабадского месторождения: нефти скв. 50, интервал 2975–3081 м, и конденсата скв. 56, интервал 2980–3086 м. В залежи при давлении 39,6 МПа и температуре 140 °С разница в структуре углеводородов различного фазового состояния исчезла. Выше, при рассмотрении характера изменения содержания аренов во фракциях нефтей и конденсатов и распределения углеводородов в ряду n-алканов в них, была показана идентичность для глубокозалегающих месторождений.

Инфракрасные спектры образцов нефракционированных нефтей и конденсатов близки. Флюиды Зайкинского месторождения характеризуются широким развитием парафиновых структур нормального и изостроения (полоса поглощения 1400–1300 см⁻¹), в большом количестве присут-

ствуют парафиновые цепочки (полоса поглощения 700–730 см⁻¹). Нафтеновые и ароматические углеводороды играют подчиненную роль (полоса поглощения 800–1000, 1500–1620, 600–900 см⁻¹). Среди последних наибольшее распространение имеют замещенные бензола (моно, би-тризамещенные), отмечено присутствие бициклических структур ароматических углеводородов, в основном нафталинового ряда (полоса поглощения 800–900 см⁻¹). Дифференциация фракции C₅₊ на компоненты показала, что значительное количество ароматических структур сосредоточено в высокомолекулярной части. Особо следует отметить характер распределения аренов в дистиллатной части. Во фракции 122–150 °С количество аренов достигает 20–24 %, в вышекипящих 50-градусных фракциях ее количество либо остается на том же уровне, либо повышается до 26–27 %, достигая 33 % во фракции 500–550 °С.

Для группового углеводородного состава нефтей и конденсатов Карачаганакского месторождения характерно преобладание класса нормальных алканов. Нафтеновые углеводороды во флюидах составляют небольшую часть, в структурном отношении обладают преимущественно циклогексановой структурой (полоса поглощения 970 см⁻¹). Характерно, что в составе аренов моноциклические (бензол, толуол, дизамещенные бензолы) имеют ограниченное развитие (полоса поглощения 690, 700, 750–660 см⁻¹), тогда как бициклические составляют основу класса углеводородов.

Анализ представленных материалов показывает, что ни по структурному составу углеводородов, ни по распределению ароматики по фракциям в

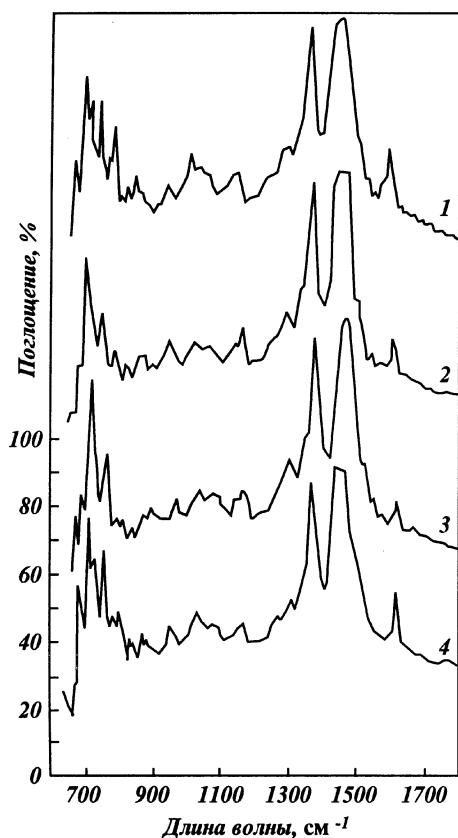


Рис. 1.2. Инфракрасные спектры конденсатов месторождений:
1 – Астраханского; 2 – Тасбулат; 3 – Ракушечного; 4 – Южно-Жетыбайского

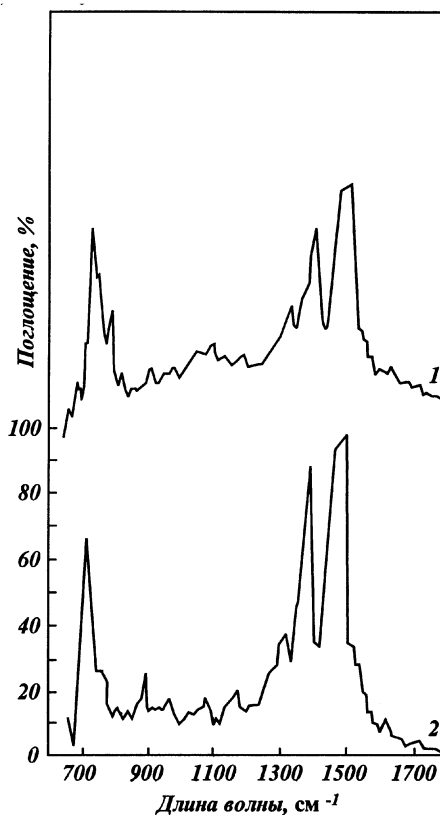


Рис. 1.3. Инфракрасные спектры флюидов Даулетабадского месторождения:
1 – конденсат, интервал отбора 2980–3086 м; 2 – нефть, интервал отбора 2975–3081 м

глубокозалегающих месторождениях не получено отличия нефтей от конденсатов, а именно: при большой протяженности гомологического ряда (до C_{28} – C_{32}) низкомолекулярные соединения (C_5 – C_8) составляют около половины всего количества нормальных алканов, что позволяет отнести флюиды к конденсатам, характер же распределения аренов по фракциям и наличие в них бициклов придают изученным углеводородам признаки, присущие нефтяному веществу.

Таким образом, анализ фактического материала исследований глубокозалегающих залежей углеводородов показал, что свойства нефтей и конденсатов в них сближаются, поэтому однозначно определить тип залежи и прогнозировать фазовые превращения пластовых систем существующими методами не представляется возможным.

Природные газоконденсатные системы характеризуются большим многообразием условий нахождения, компонентного состава газовой фазы (углеводородной и неуглеводородной) и степени их насыщенности углеводородами C_{5+} . Проведенный по отдельным регионам СНГ сравнительный ана-

лиз количественной и качественной характеристик углеводородов C_{5+} в газоконденсатных залежах указал на тесную взаимосвязь состава, содержания конденсата в пластовом газе и термобарических условий нахождения последних. В целом же для пластовых газоконденсатных систем факторы, влияющие на количество и состав конденсатов, сложны и многообразны.

Количество конденсата в газоконденсатных залежах зависит от растворимости индивидуальных высококипящих углеводородных смесей в пластовом газе.

В природных условиях все факторы, действуя одновременно, оказывают друг на друга взаимовлияние и предопределяют содержание конденсата в пластовом газе. Так, при изучении закономерностей растворимости углеводородов C_{5+} вниз по разрезу многопластовых месторождений установлено, что, несмотря на улучшение условий растворимости (рост давления и температуры), из-за увеличения роли аренов в высококипящей фракции способность перехода C_{5+} в газовое состояние снижается.

Существует тесная зависимость состава и количества углеводородов C_{5+} от степени насыщенности залежей, значений соотношения начальных пластовых давлений залежей и гидростатических. В условиях аномально высоких пластовых давлений, несмотря на повышенную концентрацию аренов в составе углеводородов C_{5+} , их содержание может быть высоким.

Только комплексный подход к изучению взаимовлияния всех факторов позволяет установить закономерности растворимости углеводородов C_{5+} в природных пластовых системах и, следовательно, глубже понять особенности фазовых превращений газоконденсатных систем, наблюдаемых как в момент опробывания разведочных скважин, так и в процессе разработки газоконденсатных залежей.

Применение структурно-хроматографического метода изучения углеводородов позволило авторам книги [31] разработать во ВНИИГАЗе способ идентификации нефтей в случаях, когда залежь расположена на глубине до 3000–3500 м. На больших глубинах свойства нефтей и конденсатов сближаются. Тип залежи в этих случаях можно установить лишь ориентировочно и лишь путем тщательного лабораторного изучения особенностей фазовых

ТАБЛИЦА 1.5

Физико-химическая характеристика жидкой фазы скв. 555 Зайкинского месторождения

Показатель	Интервал испытания, м			
	4344–4358	4392–4399	4414–4428	4518–4526
Температура начала кипения, °С	87	95	92	80
Температура (°С) отгона, % по объему:				
10	101	130	125	112
50	244	236	236	207
80	340	335	330	328
Температура конца кипения, °С	586	550	360	360
Объемная доля, %:				
отгона	87	93	71	86
остатка	3	2	28	13
потерь	10	5	1	1
Молекулярная масса	170	164	168	164
Плотность, г/см ³	0,8248	0,7886	0,7948	0,7915
Массовая доля, %:				
смолы	Не опр.	1,4	1,4	Не опр.
парафины	Не опр.	4,5	7,2	4,3
асфальтены	–	Не опр.	–	–

ТАБЛИЦА 1.6
Характеристика глубокозалегающих залежей флюидов

Показатель	Месторождение						
	Артюховское	Анастасиевское	Русский Хутор Северный	Хедли	Харьковцевское	Ханкала	Калгари
	Залежь						
	газоконденсатная, V_{19a}	нефтяная, V_{19}^2	газоконденсатная	газоконденсатная	нефтяная, V_{18}	газоконденсатная	нефтяная
Пластовые:							
давление, МПа	45,2	48,7	35	37,8	53,1	72	35
температура, °С	113	120	136	130	122	170	121
Газовый фактор, m^3/m^3	760	730	1200	945	720	694	565
Молярная доля компонента в пластовой системе, %:							
CH_4	59,2	60,4	67,8	59,4	59,6	69,7	54
C_2H_6	12,3	11,5	11,6	13,6	11	9,3	10,2
C_3H_8	8,8	6,8	3,2	7,6	8,2	3,8	9,1
C_4H_{10}	3,2	2,7	1,6	4,1	2,8	2,4	5,1
C_5H_{12+}	13,1	13,6	9,7	14,2	14,9	12,5	18,6
N_2	1,7	3	3,3	—	0,6	0,2	0,9
CO_2	1,7	2,9	2,8	0,9	2,9	2	2,1
Плотность C_{5+} , kg/m^3	0,799	0,801	0,774	0,771	0,787	0,787	0,8
Критическая температура пластовой системы, °С	108	140	61	102	132	110	131
Отношение $\bar{EAO}-C_4/1-C_4$	0,38	0,41	0,6	0,24	0,5	0,57	0,66

превращений пробы флюида. Следует отметить, что в случае глубокозалегающих залежей обеспечение представительности пробы пластового флюида является весьма сложной исследовательской задачей.

В табл. 1.2, 1.5 и 1.6 в качестве примеров приведены характеристики пластовых флюидов глубокозалегающих залежей газоконденсатного и нефтяного типов, включая свойства конденсатов и нефтей (фракций пентан плюс вышекипящие).

1.2 СВОЙСТВА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Природные смеси углеводородов 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.

В пластовых условиях 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 месторож-

дений 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 было начальное распределение углеводородов по толщине пласта и в других газоконденсатных месторождениях (Вуктыльском, Карачаганакском, Астраханском).

Вместилищем углеводородной залежи является поровое пространство пласта-коллектора, которое содержит в общем случае кроме углеводородов определенное количество воды; характеристика пластовых вод дается в конце данного раздела.

В зависимости от происхождения залежи смесь углеводородов имеет те или иные присущие только ей состав и свойства.

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 перехода системы из одно- в двухфазное состояние. Результаты обширных экспериментальных исследований по динамике констант фазового равновесия индивидуальных углеводородов позволяют судить об особенностях конкретных смесей углеводородов. Так, например, чем больше высокомолекулярных компонентов содержится в системе, тем ниже константы фазового равновесия фракции C_{7+} , т.е. тем меньше потенциальное содержание конденсата в пластовой газовой фазе. Константы фазового равновесия углеводородных компонентов при прочих равных условиях зависят от характеристического фактора [47]. 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 под руководством авторов, повышение содержания в газоконденсатной системе промежуточных углеводородных компонентов метанового ряда (этана, пропана, бутанов) сверх равновесного для газовой фазы при определенных термобарических условиях приводит к смещению фазового равновесия в пластовой системе в сторону либо газовой, либо жидкой фазы, что можно использовать для создания технологических процессов воздействия на пласт с целью повышения компонентоотдачи [50].

Аналогичного характера смещение равновесия в двухфазной углеводородной системе наблюдается и при увеличении содержания в системе такого неуглеводородного компонента, как азот, причем в широком диапазоне изменения давлений и температур.

Известен также эффект высаждения фракции C_{2+} при вытеснении “жирного” газа чистым метаном в области давлений, начиная 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+} ,

Рис. 1.4. Зависимость констант K_i фазового равновесия n -алканов C_i от давления p для газоконденсатной смеси с давлением схождения 34,3 МПа при температуре 60 °С. Пунктир – линия минимальных значений констант

снижается ее молекулярная масса, плотность, изменяются групповой и компонентный состав и другие параметры.

При давлении максимальной конденсации (5–15 МПа) в жидкой фазе находится преобладающая часть запасов углеводородов C_{2+} (рис. 1.4). Экспериментальные исследования показали, что, напротив, увеличение давления в залежи 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; практически не испаряются только высокомолекулярные асфальто-смолистые вещества (АСВ) и равновесная сорбированная породой часть углеводородной системы [32]. В связи с этим повышение давления, поддержание его на определенном уровне или замедление темпа снижения давления путем нагнетания в залежь газа – широко распространенный процесс, на котором основаны многие из предложенных и внедряемых на практике методов повышения углеводородоотдачи пласта.

Свойства пластовых смесей определяются совокупным проявлением свойств компонентов и зависят от особенностей межмолекулярного взаимодействия компонентов, образующих смесь.

Основные параметры компонентов природных газов приведены в табл. 1.7. Методы определения количественных значений этих параметров описаны в инструкции [17].

Термодинамические особенности газоконденсатных смесей хорошо иллюстрируются графиками поведения двухкомпонентной метан-гептановой ($C_1H_4 + \dot{I}-C_7H_{16}$) смеси при изменении давления в системе. На рис. 1.5 представлены зависимости от давления содержания \dot{I} -гептана при температуре 20 и 60 °С в равновесной газовой фазе. При давлениях выше 22–23 МПа смеси исследовавшихся авторами [5] составов находятся в однофазном состоянии: содержание $\dot{I}-C_7H_{16}$ в газовой фазе максимально и неизменно, при изменении давления жидкой фазы не образуется, изменяется лишь плотность смеси, но не фазовое состояние. Уменьшение давления до давле-

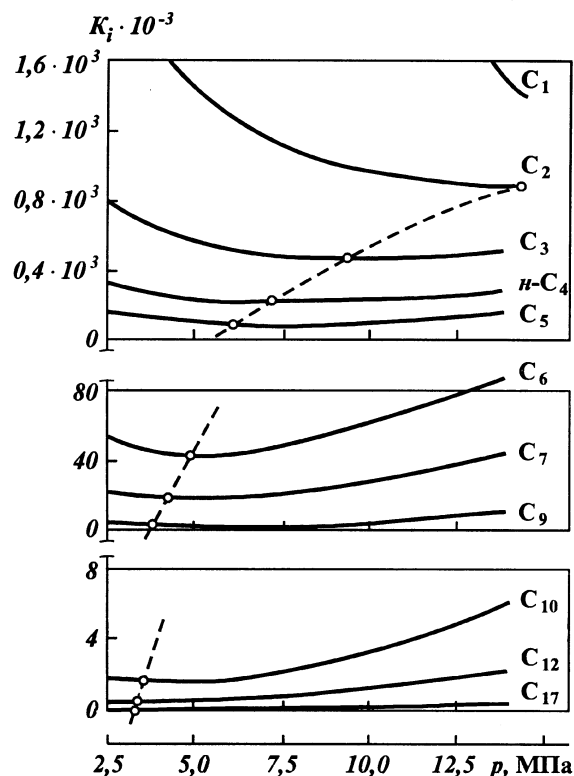


ТАБЛИЦА 1.7

Основные параметры компонентов природного газа

Показатели	Компоненты													
	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	і-ё ₄ С ₁₀	ізо-С ₄ Н ₁₀	н-С ₅ Н ₁₂	ізо-С ₅ Н ₁₂	Водяной пар	О ₂	Н ₂ S	SO ₂	CO ₂	CO	NO ₂
Молекулярная масса	16,042	30,068	44,094	58,120	58,120	72,151	72,151	18,016	32,0	34,082	64,06	44,011	28,011	46,006
Молекулярный объем при 0 °С и 760 мм рт.ст.	22,36	22,16	21,82	21,50	21,75	20,87	20,87	23,45	—	22,14	—	22,26	22,41	—
Плотность при 0 °С и 760 мм рт.ст., кг/м ³	0,7168	1,356	2,010	2,703	2,668	3,457	3,457	1,8041	1,429	1,539	2,927	1,977	1,250	2,055
Плотность при 20 °С и 760 мм рт.ст., кг/м ³	0,6679	1,263	1,872	2,5185	2,4859	3,221	3,221	0,7496	1,3315	1,434	2,727	1,842	1,165	1,915
Относительная плотность (по воздуху)	0,555	1,049	1,562	2,091	2,067	2,674	2,490	0,624	1,105	1,190	2,264	1,529	0,967	1,593
Газовая постоянная, м/°С	52,95	28,19	19,23	14,95	14,95	11,75	11,75	47,06	26,47	24,89	—	19,27	30,26	—
Теплоемкость при 0 °С и 760 мм рт.ст., C _p /C _v , ккал/кг.°С	<u>0,5172</u>	<u>0,3934</u>	<u>0,3701</u>	<u>0,3802</u>	<u>0,3802</u>	<u>0,3805</u>	<u>0,3805</u>	<u>0,4441</u>	<u>0,2185</u>	<u>0,253</u>	—	<u>0,1946</u>	<u>0,2483</u>	—
Коэффициент динамической вязкости при 20 °С и 760 мм рт.ст., 10 ⁻⁶ кг·с/м ²	0,39361	0,3273	0,3252	0,3466	0,3466	0,3533	0,3533	0,3469	0,156	0,192	—	0,1496	0,1774	—
Фактор ацентричности молекул ω	1,0484	0,8720	0,7649	0,6956	0,7027	0,6354	0,6507	0,9006	1,948	1,2025	1,1804	1,3942	1,6951	—
Параметры потенциалов:	0,0104	0,0986	0,1524	0,02010	0,1849	0,2539	0,2223	—	0,019	0,100	0,598	0,231	—	0,093
ε/k, К	140,0	236,0	206,0	208,0	217,0	269,0	269,0	—	88	343	347	190	110	220
σ, Å	3,808	4,384	5,420	5,869	5,819	6,099	6,057	—	3,541	3,49	4,04	3,996	3,590	3,879
δ _{безр}	—	—	—	—	—	—	—	—	0	0,21	0,42	—	—	—
Критическая температура T _{кр} , К	190,55	305,43	369,82	425,16	408,13	469,65	460,39	—	154,78	373,6	430,65	304,2	132,93	100
Критическое давление p _{кр} , кгс/см ²	46,95	49,76	43,33	38,71	37,19	34,35	34,48	—	51,8	91,85	80,49	75,27	35,68	431,0
Температура кипения T _{кип} , К	111,7	184,6	231,1	272,7	261,5	309,3	301,0	—	90	211,4	263,2	194,7	81,7	294,5
Теплопроводность при 0 °С и 760 мм рт.ст., ккал/м·ч·°С	0,026	0,016	0,013	0,011	0,010	0,0106	0,0106	0,015	—	0,011	—	0,012	—	—

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 1.7

Показатели	Компоненты														
	NO	He	Ar	Kr	Fr	Cl ₂	Этил- меркаптан C ₂ H ₅ SH	H ₂ O	Hg	C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₆	C ₈ H ₁₈	N ₂	H ₂	Воздух
Молекулярная масса	30,01	4,00	39,95	83,80	38,00	70,91	62,13	18,02	200,59	86,178	100,198	114,22	28,016	2,016	28,96
Молекулярный объем при 0 °С и 760 мм рт.ст.	–	–	–	–	–	–	–	–	18,019	22,42	22,47	22,71	22,404	22,43	22,4
Плотность при 0 °С и 760 мм рт.ст., кг/м ³	1,340	0,178	1,784	–	–	3,233	0,84	–	13 595	3,845	4,459	5,030	1,2503	0,0899	1,2928
Плотность при 20 °С и 760 мм рт.ст., кг/м ³	1,249	0,166	1,1662	–	–	3,012	–	998,2	13 546	3,583	4,155	4,687	1,1651	0,0837	1,2046
Относительная плот- ность (по воздуху)	1,037	1,138	1,380	–	–	2,501	–	–	–	2,974	3,450	3,820	0,967	0,069	1,000
Газовая постоянная, м/°С	–	211,84	–	–	–	–	–	–	–	9,84	8,46	7,42	30,26	420,63	29,27
Теплоемкость при 0 °С и 760 мм рт.ст., C _p /C _v , ккал/кг·°С	–	<u>1,260</u> 0,760	<u>1,2430</u> –	–	–	–	–	<u>1,0074</u> –	<u>0,0335</u> –	<u>0,3827</u> 0,3600	<u>0,3846</u> 0,3652	<u>0,3856</u> 0,3686	<u>0,2482</u> 0,1770	<u>3,3904</u> 2,4045	<u>0,2397</u> 0,1712
Коэффициент дина- мической вязкости при 20 °С и 760 мм рт.ст., 10 ⁻⁶ кг·с/м ²	1,8358	1,8970	2,1265	2,3764	–	1,2698	–	1,004	–	0,6169	0,5500	0,5030	1,6981	0,8984	1,7419
Фактор ацентричности молекул ω	–	0,246	–	0,002	0,071	0,082	–	0,348	–	0,3007	0,3498	0,4018	0,040	0	–
Параметры потенциа- лов:															
ε/k, K	119	10,8	124,9	166,7	112,0	357,0	447,6	775,0	–	423,0	288,0	333,0	91,5	33,3	78,6
σ, Å	3,470	2,57	3,423	3,679	3,653	4,117	4,644	2,52	–	5,916	7,000	7,407	3,681	2,968	3,711
δ _{безр}	0	0	0	0	–	–	0,156	1,0	–	–	–	–	0	0	–
Критическая темпе- ратура T _{кр} , K	180,3	5,2	150,72	309,41	144,2	417,2	499	647,4	–	507,35	540,15	568,76	126,26	33,25	37,2
Критическое давлени e _{кр} , кгс/см ²	66,64	2,34	49,59	56,0	56,83	78,63	56,0	225,55	–	30,72	27,90	25,35	34,65	13,25	132,4
Температура кипения T _{кип} , K	121,4	4,3	87,5	121,4	86,2	238,6	–	373,2	–	341,9	371,6	398,9	77,3	20,4	78,8
Теплопроводность при 0 °С и 760 мм рт.ст., ккал/м·ч·°С	–	0,123	–	–	–	–	–	–	–	0,00966	0,0092	0,0084	0,020	0,148	0,021

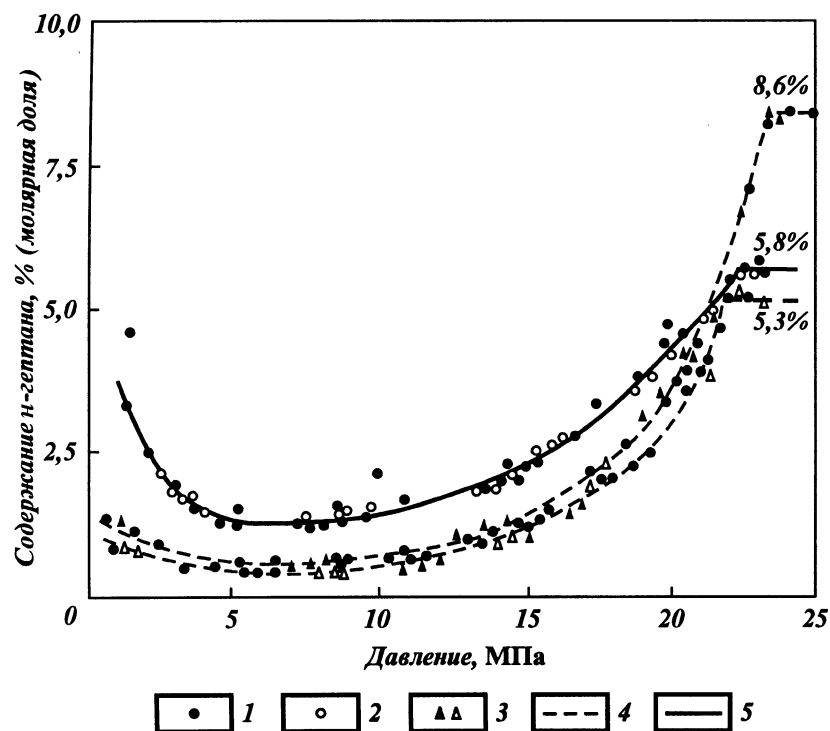


Рис. 1.5. Зависимость потенциального содержания \bar{I} -гептана в продукции от “пластового” давления. Проницаемость: 1 – $0,04 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, 2 – $1,49 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; 3 – сосуд PVT-соотношений; температура: 4 – $20 \text{ }^\circ\text{C}$, 5 – $60 \text{ }^\circ\text{C}$

ния начала конденсации и ниже приводит к образованию жидкой фазы, состоящей из *n*-гептана с растворенным в нем метаном, в отличие от сосуществующей газовой фазы, состоящей из метана с растворенным в нем *n*-гептаном. По мере снижения давления содержание *n*-гептана в газовой фазе уменьшается, а в жидкой фазе увеличивается. Это продолжается до тех пор, пока давление не упадет до давления максимальной конденсации *n*-гептана, составляющего для данных смесей около 7 МПа. При дальнейшем уменьшении давления массообменный процесс смещается в сторону испарения жидкой фазы, а поскольку содержание в ней *n*-гептана выше, чем в сосуществующей газовой фазе, последняя обогащается *n*-гептаном, причем в тем большей степени, чем ниже уровень давления; эта область давлений называется областью нормального испарения.

Таким образом, термодинамика газоконденсатной смеси характеризуется тремя областями давления: однофазного состояния; ретроградной конденсации; нормального испарения.

В природе достаточно часто встречаются газоконденсатные залежи, начальное пластовое давление в которых заметно превышает давление начала конденсации углеводородной смеси. К таким “недонасыщенным” относятся залежи месторождений Астраханского (недонасыщенность по давлению 14 МПа), Вуктыльского (4 МПа), Восточно-Таркосалинского (8 МПа), Харасавейского (4,7 МПа), Карачаганакского (10 МПа) и др.

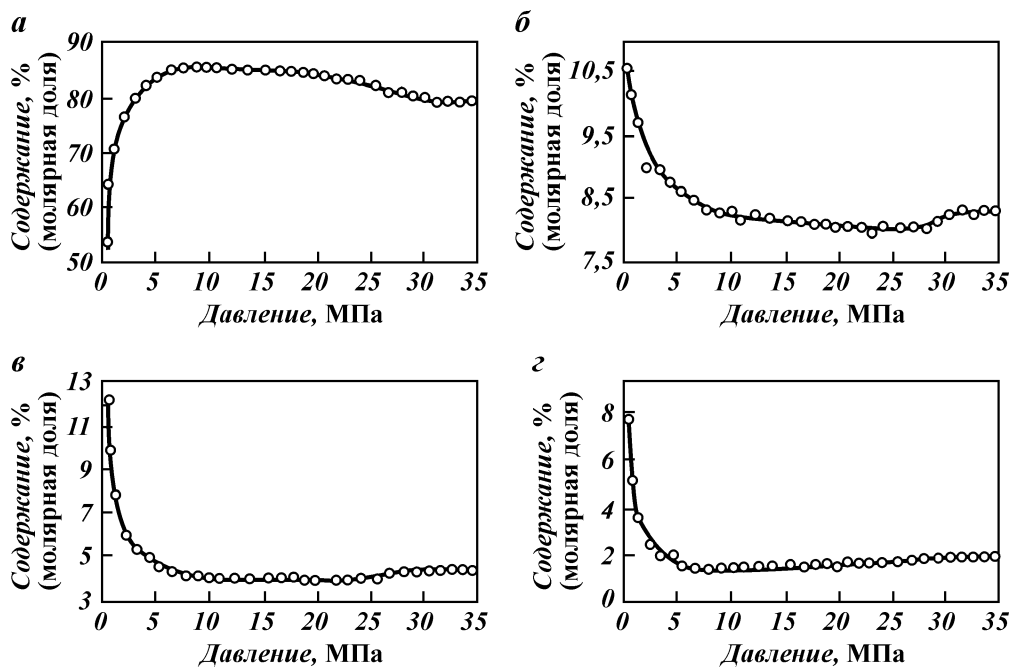


Рис. 1.6. Изменение содержания углеводородов в газовой фазе при истощении системы, содержащей газоконденсатную смесь Печорожвинского ГКМ (ПКГКМ):
а – метана, *б* – этана, *в* – пропана, *г* – *n*-бутана

В большинстве случаев, однако, давление начала конденсации пластового газа и начальное пластовое давление совпадают. Чаще всего это обусловливается наличием в залежи свободной жидкой углеводородной фазы, что означает, что пластовое давление, будучи равным давлению начала конденсации пластового газа, ниже давления начала конденсации пластовой смеси в целом. Область давлений, в которой пластовые массообменные процессы смещены в сторону ретроградной конденсации, достаточно хорошо исследована, поскольку именно при таких давлениях осуществляется во многих случаях разработка месторождений (режим истощения, см. раздел 1.4). На рис. 1.6–1.8 приведены зависимости от давления равновесного содержания компо-

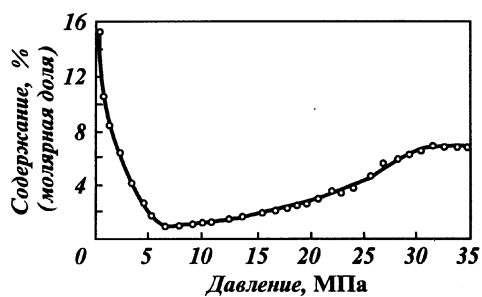


Рис. 1.7. Изменение содержания фракции пентаны плюс вышекипящие в газовой фазе при истощении системы, содержащей газоконденсатную смесь ПКГКМ

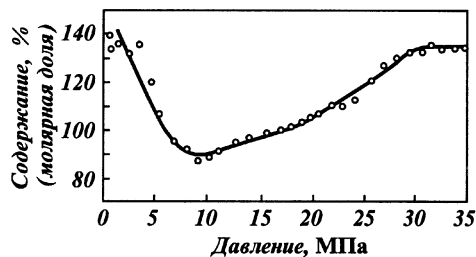


Рис. 1.8. Динамика молекулярной массы фракции пентаны плюс вышекипящие в газовой фазе при истощении системы, содержащей газоконденсатную смесь ПКГКМ

нентов $C_1H_4-C_5H_{12+}$, а также молекулярной массы C_5H_{12+} в газовой фазе газоконденсатной смеси (ГКС), моделирующей натурную пластовую смесь Печорожвинского месторождения ПКГКМ (табл. 1.8). Графики построены по результатам экспериментов, выполненных на сосуде PVT-соотношений. Вид графиков – типичный для газоконденсатных смесей. Обращает на себя внимание резкое увеличение содержания компонентов C_2H_{6+} в газовой фазе смеси после уменьшения давления до значений ниже давления максимальной конденсации. В табл. 1.9 приведены значения последних для всех компонентов смеси.

При разработке газоконденсатных месторождений нормальное испарение ретроградного конденсата наблюдается далеко не во всех случаях, поскольку эффект испарения проявляется лишь при достаточно высоких пластовых температурах (более 50–60 °С) и в коллекторах с не очень низкой проницаемостью. Низкопроницаемые пористые среды обуславливают гистерезисные процессы, смещая область давлений нормального испарения, так что она оказывается за пределами пластовых давлений, в которых осуществляется разработка продуктивного пласта, т.е. лежит ниже давления забрасывания последнего. Область нормального испарения газоконденсатных систем до настоящего времени исследована недостаточно. В то же время роль этой области давлений будет возрастать в связи с объективной необходимостью максимально понижать значения давлений забрасывания газоконденсатных месторождений.

Поэтому в настоящей работе достаточное внимание уделено изучению поведения газоконденсатных систем в области нормального испарения, в том числе при воздействии на пласт внешними агентами с целью повышения углеводородоотдачи.

Вступление многих российских ГKM и НКМ 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. Р.М. Тер-Саркисовым с сотрудниками были выполнены эксперименты в сосуде PVT-соотношений и на физической модели пласта, результаты которых позволили более четко представить физику массообменных процессов при

ТАБЛИЦА 1.8
Состав модельной газоконденсатной смеси, % (молярная доля)

Компонент	Содержание	Компонент	Содержание
Метан	78,90	Гексан	1,11
Этан	8,30	Октан	1,59
Пропан	4,30	Нонан	1,02
<i>n</i> -бутан	1,80	Додекан	1,23
Пентан	0,85	Гептадекан	0,90
Пентан + + высшие	6,70	Всего	100,0

ТАБЛИЦА 1.9
Давление максимальной конденсации компонентов модельной газоконденсатной смеси Печорожвинского месторождения

Компонент	Молекулярная масса, г/моль	Давление максимальной конденсации при 67 °С, МПа
Этан	30,07	24
Пропан	44,09	17
<i>n</i> -бутан	58,12	10,5
Пентан + + высшие	133,63	8,4

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. Эксперименты дали возможность предложить методы доразработки газоконденсатного пласта на конечном этапе завершающей стадии его эксплуатации и контроля за полнотой вытеснения пластовой газовой фазы сухим газом.

При разработке газоконденсатного месторождения важно знать реологические характеристики пластовой углеводородной смеси как функцию текущего пластового давления, поскольку последнее меняется (снижается) по мере отбора запасов углеводородов, а разработка с поддержанием пластового давления, как будет показано ниже, является в отечественной практике лишь редким исключением.

Ниже на примере исследования пластовых флюидов Западно-Соплесского ГКМ рассмотрены кратко методика и результаты измерения реологических параметров в условиях, соответствующих пластовым.

Западно-Соплесское газоконденсатное месторождение относится к сложным объектам разработки, поскольку продуктивный пласт залегает на глубинах до 4000 м и более, пластовая температура достигает и в некоторых случаях превышает 90 °С, крайне неравномерен темп падения давления по площади, скважины работают в широком диапазоне депрессий на пласт (1,5–20 МПа).

В пластовом флюиде содержатся тяжелые компоненты парафинового ряда, что может приводить к парафиноотложениям не только непосредственно в скважине и коммуникациях, но и в призабойных зонах.

Как известно, при разработке месторождений, содержащих нефтяную оторочку, к которой относятся и ЗСГКМ, отмечается заметное превышение содержания жидких углеводородов в продукции скважин по сравнению с результатами соответствующих исследований газожидкостного равновесия рекомбинированных проб пластовых смесей. Этот факт объясняется тем, что или в пласте до начала его разработки присутствует рассеянная пластовая жидкость, или определенная часть пористой среды занята свободной углеводородной фазой. Подвижность такого флюида свидетельствует о том, что его фазовая насыщенность равна или превышает значения порога гидродинамической подвижности, что в условиях малопроницаемого пласта соответствует насыщенностям 30–40 % объема пор и выше.

Если в продукции скважин, работающих в центральной части месторождения, содержание C_{17+} не превышает единиц процентов (до 8 %, массовая доля), то в жидкой углеводородной фазе коллектора количество парафинов может быть в несколько раз больше. Опасность массовой кристаллизации парафинов многократно возрастает для призабойных зон эксплуатационных скважин, поскольку таким участкам коллектора присуще резкое уменьшение площади фильтрации и при выпадении равных количеств твердых углеводородов в удаленном от скважин фрагменте коллектора и в окрестности скважины доля блокируемого сечения пористой среды в указанной зоне резко возрастает. Накопление высокомолекулярных соединений возможно в призабойной зоне в результате работы при высоких депрессиях, как это отмечалось для Карачаганакского НГКМ.

Из анализа литературных источников по химии нефти следует, что доминирующим фактором, влияющим на фазовое состояние парафинов, является температура. Исходя из того, что при температуре выше 40–50 °С парафин растворяется в нефти или смеси нефти и газоконденсата неограни-

ченно, а ЗСГКМ характеризуется относительно высокими пластовыми температурами, можно предположить, что опасность массовой кристаллизации C_{17+} в пласте-коллекторе невелика. Тем не менее ухудшение продуктивных характеристик скважин может наступать из-за пониженной подвижности пластовой жидкости вследствие значительного содержания в ней парафинов.

Эксперименты, проведенные применительно к условиям ЗСГКМ, показали значительное влияние парафинов, имеющихся в газоконденсатной смеси, которое выражается в ухудшении фильтрационно-емкостных свойств пористой среды независимо от того, в какой фазе находятся эти углеводороды. Выпадение в пласте жидких углеводородов, содержащих растворенные парафины, приводит к нарушению линейного закона фильтрации и появлению предельного градиента давления, что может приводить к полной остановке скважины. На Западно-Соплесском месторождении отмечается зависимость между повышенным содержанием парафина в продукции скважин и пониженными коллекторскими свойствами пласта, то есть чем ниже проницаемость участка пласта, тем больше осложнений может быть вызвано явлениями, сопутствующими повышенной парафинонасыщенности пластовой смеси.

Наиболее информативным параметром, который характеризует близость или удаленность состояния от критического (в фильтрационных критериях), является подвижность системы.

Исходя из этого, в качестве объекта изучения мы выбрали “фильтрационную” вязкость пластовых флюидов Западно-Соплесского ГKM – физический параметр, рассчитываемый из формулы закона Дарси в предположении, что в конкретных условиях опыта эта формула справедлива.

В случае, когда в пористой среде происходит фильтрация флюида, обладающего в определенных условиях неньютоновскими свойствами, фильтрационную вязкость и параметр проводимости k/μ_{ϕ} экспериментально можно определить с точностью до некоторых коэффициентов, которые определяют степень отклонения данной системы от течения жидкости, подчиняющегося закону Ньютона. Газовый конденсат и нефть Западно-Соплесского ГKM, имеющие в своем составе высококипящие углеводороды, в определенных термобарических условиях, очевидно, могут проявлять неньютоновские свойства, когда отсутствует прямая пропорциональность между скоростью деформации и напряжением сдвига.

Следовательно, экспериментально определенные величины фильтрационной вязкости и параметра проводимости являются функциями степени отклонения системы от ньютоновской:

$$\mu_{\phi}^{-10} = a_{\mu} \cdot \mu_{\phi}; \quad (1.1)$$

$$k / \mu_{\phi}^{-10} = a_{k/\mu} \cdot k / \mu_{\phi}, \quad (1.2)$$

где μ_{ϕ} и k/μ_{ϕ} – фильтрационная вязкость и параметр проводимости для ньютоновской системы; a_{μ} и $a_{k/\mu}$ – коэффициенты, определяющие степень отклонения системы от ньютоновской.

Для проведения исследований была разработана методика, спроектирована и построена портативная экспериментальная установка.

Установка (рис. 1.9) рассчитана на рабочие давления до 60 МПа и температуры до 100 °С. Основной частью установки является сменная насыпная измерительная модель пласта внутренним диаметром 0,4 см и длиной 100 см, расположенная в термостатируемом блоке. Корпусом модели служит трубка

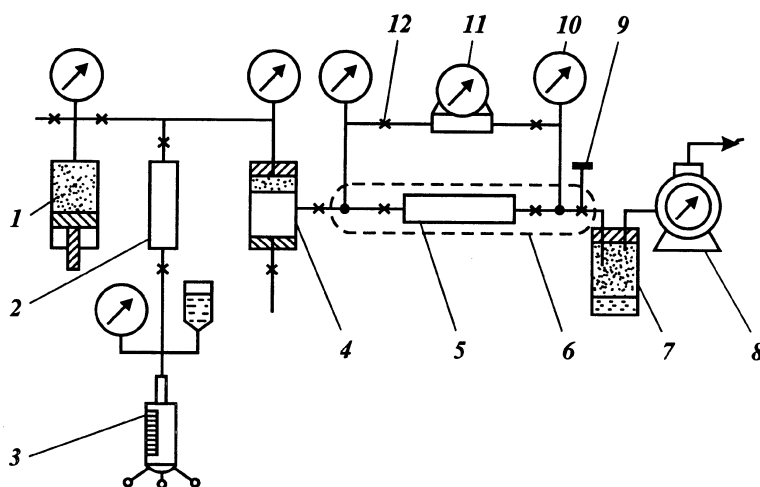


Рис. 1.9. Схема экспериментальной установки:

1 – контейнер-поджимка; 2 – пробоотборник с конденсатом; 3 – пресс измерительный; 4 – сосуд PVT-соотношений; 5 – измерительная модель пласта; 6 – термостат; 7 – сепаратор низкого давления; 8 – счетчик газовый; 9 – вентиль точной регулировки; 10 – манометр образцовый; 11 – дифманометр; 12 – вентиль игольчатый

из нержавеющей стали, пористой средой – фракция кварцевого песка с размерами зерен 0,06–0,50 мм. Конструкция установки предусматривает оперативную смену моделей с различающимися коллекторскими свойствами. Песок предварительно тщательно промывали раствором соляной кислоты и дистиллированной водой для того, чтобы удалить глинистые частицы и органику. Такая операция выполнялась с целью получения гарантии, что равновесие в системе жидкость – порода не смещается под влиянием глинистых частиц в сторону твердой фазы.

В качестве термостата при монтаже установки использован блок распространенного хроматографа ЛХМ-8МД, что обеспечило портативность основного узла аппарата. Чтобы в этой термостатической камере разместить измерительную модель пласта, последнюю навивали на стандартный фиксирующий цилиндрический каркас для хроматографических колонок.

Перепад давления на модели пласта фиксировали дифференциальным манометром типа ДМ-3577 со вторичным прибором. При превышении перепада давления 0,4 МПа предусматривалась возможность контроля перепада по образцовым манометрам, которыми были оборудованы вход и выход измерительной модели пласта.

На основании результатов предварительной серии экспериментов с использованием дифманометра ДМ-3577 в качестве охранного элемента гидравлической части прибора, предотвращающего попадание флюида в дифманометр, установили разделительный дрип емкостью 50 см³, заполненный толуолом.

Рекомбинированные пробы сырого западно-соплесского конденсата готовили в сосуде PVT-соотношений данной установки. При помощи измерительного электропресса ИП-6 в сосуд подавали стабильный конденсат в количестве, рассчитанном при рабочем давлении загрузки 20 МПа. После этого в сосуд PVT подавалась равновесная газовая фаза при постоянном переме-

шивании магнитной мешалкой и постоянной температуре опыта 90 °С. После выдержки во времени давление доводили до величины, принимаемой за базовую в конкретной серии опытов.

Методика экспериментальных исследований заключалась в следующем.

После проведения подготовительных операций, предусматривающих промывку модели пласта набором углеводородных растворителей и продувку сухим газом (метаном) с целью регенерации свойств пористой среды, проводили загрузку сосуда PVT-соотношений 4 (см. рис. 1.9) рабочим флюидом. Затем сосуд разогревали до температуры эксперимента (90 °С) и выдерживали для равномерного прогрева и установления термодинамического равновесия в течение четырех часов. Для загрузки использовали следующее оборудование: измерительный пресс ИП-6 3 с пробоотборником 2, а также поршневой контейнер-поджимку 1, необходимый для подачи в сосуд PVT или модель пласта сжатых углеводородных газов.

Окончив этот этап подготовки исходных условий опыта, начинали основную часть эксперимента по определению фильтрационной вязкости и параметра проводимости. Для этого из сосуда PVT-соотношений через разогретую в термостате 6 до рабочей температуры модель пласта проводили фильтрацию исследуемой системы.

Перепад давления, измеряемый дифференциальным манометром 11, задавали игольчатым вентилем точной регулировки 9. Далее смесь, вышедшая из модели пласта, поступала в жидкостный сепаратор низкого давления 7, где система разделялась на жидкую и газовую фазы. Здесь проводили точный замер количества жидкости. Объем газовой фазы измеряли с помощью газового счетчика барабанного типа ГСБ-400 8.

Данные, полученные после достижения стационарного режима фильтрации (заданный перепад давления и скорости фаз постоянны), который поддерживался в течение четырех часов, использовались для расчета фильтрационной вязкости и параметра проводимости по формуле Дарси.

На следующем этапе устанавливали другую величину перепада давления, после чего операции и расчеты повторяли. Таким образом, после нескольких опытов по стационарной фильтрации исследователи располагали информацией о зависимости расчетных параметров от перепада давления, приведенного перепада давления (отношения перепада к общему фону "пластового" давления). Эти данные в последующем анализировали и строили соответствующие графические зависимости.

Экспериментальное и аналитическое определение фильтрационных и реологических характеристик флюида при пластовых давлениях и температуре производилось с целью оценки гидродинамических условий фильтрации в разрабатываемой залежи.

Характеристики определяли как для однофазной газоконденсатной смеси – при высоком пластовом давлении, соответствующем начальным условиям залежи, – так и для равновесных фаз при давлениях, соответствующих двухфазной области. Компонентные составы равновесных фаз принимали на основании результатов термодинамических расчетов, используя разработанную специально математическую модель пластовой смеси Западно-Соплесского ГКМ. Поскольку предварительные термодинамические и геохимические (спектрографические) исследования свидетельствовали о существовании термодинамического равновесия в залежи на всех этапах ее разработки, включая начальные (до начала отбора газа и конденсата), при проведении расчетов принималось существование межфазного равновесия в сис-

теме. Экспериментальные и аналитические исследования дают близкие результаты. В процессе разработки на режиме истощения по мере снижения пластового давления газоконденсатная и нефтяная системы претерпевают глубокие фазовые превращения. При этом в газоконденсатной зоне увеличивается насыщенность порового пространства жидкой углеводородной фазой, в нефтесодержащей зоне, напротив, происходит дегазация нефти и снижение нефтенасыщенности порового пространства. Одновременно с изменением относительных насыщенныхностей порового пространства по мере снижения пластового давления происходят изменения плотности и вязкости фаз (табл. 1.10–1.13, рис. 1.10 – 1.11). Плотность и вязкость газовой фазы уменьшаются, жидкой фазы, наоборот, увеличиваются, что приводит к резкому увеличению относительной плотности и относительной вязкости жидкой фазы. След-

ТАБЛИЦА 1.10
Основные данные экспериментов по фильтрации проб флюидов газоконденсатной залежи Западно-Соплесского ГКМ

Тип флюида	Давление на входе, МПа	Перепад давления, МПа	Вязкость, мПа·с	Параметр проницаемости, $\frac{м^2}{Па·с} \cdot 10^{-10}$	Плотность флюида, г/см ³ , эксперимент (расчет)
Газовая фаза пробы флюида скв. 6.	35,0	0,025	0,0385	20,779	0,304 (0,301)
	35,0	0,068	0,0347	23,054	0,304 (0,301)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 140,0 г/моль	35,0	0,125	0,0367	21,793	0,304 (0,301)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 113,8 г/моль	25,0	0,083	0,0227	44,229	0,219 (0,211)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 104,3 г/моль	20,0	–	0,0210*	–	0,120 (0,116)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 100,1 г/моль	10,0	–	0,015*	–	0,078 (0,074)
Жидкая фаза пробы флюида скв. 6	35,0	0,217	0,0979	8,172	0,499 (0,470)
	35,0	0,346	0,0980	8,163	0,499 (0,470)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 171,7 г/моль	35,0	0,420	0,1010	7,921	0,499 (0,470)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 152,7 г/моль	25,0	0,238	0,1499	5,337	0,518 (0,503)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 152,7 г/моль	25,0	0,258	0,1503	5,323	0,518 (0,503)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 147,3 г/моль	25,0	0,444	0,1509	5,302	0,518 (0,503)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 147,3 г/моль	15,0	0,105	0,1920	5,229	0,587 (0,550)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 147,3 г/моль	15,0	0,218	0,1961	5,122	0,587 (0,550)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 146,4 г/моль	15,0	0,135	0,1892	5,312	0,587 (0,550)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 146,4 г/моль	15,0	0,400	0,1899	5,284	0,587 (0,550)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 146,4 г/моль	10,0	0,045	0,229	4,384	0,572 (0,572)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 146,4 г/моль	10,0	0,235	0,228	4,403	0,572 (0,572)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 146,4 г/моль	10,0	0,300	0,232	4,328	0,572 (0,572)
Молекулярная масса фракции C ₅₊ 146,4 г/моль	10,0	0,408	0,234	4,291	0,572 (0,572)

* Вязкость определена вибрационным методом.

ТАБЛИЦА 1.11
 Основные данные экспериментов по фильтрации проб флюидов жидкостной зоны
 Западно-Соплесского ГКМ

Тип флюида	Давление на входе, МПа	Перепад давления, МПа	Фильтрационная вязкость, мПа·с	Параметр проводимости, $\frac{м^2}{Па·с} \cdot 10^{-10}$	Плотность флюида, г/см ³ , эксперимент (расчет)
Рекомбинированная проба нефти ¹	35,0	0,101	0,1288	10,521	0,482 (0,477)
	35,0	0,129	0,1038	13,049	0,482 (0,477)
	35,0	0,149	0,1092	12,407	0,482 (0,477)
	35,0	0,176	0,1122	12,082	0,482 (0,477)
	35,0	0,250	0,1211	11,187	0,482 (0,477)
Рекомбинированная проба нефти ²	10,0	0,145	0,5160	2,6245	0,543 (0,521)
	10,0	0,228	0,5178	2,6170	0,543 (0,521)
	10,0	0,384	0,4996	2,7124	0,543 (0,521)

¹ Молекулярная масса жидких углеводородов 197,8 г/моль. Средняя вязкость, эксперимент (расчет): 0,5115 (0,490) мПа·с.
² Молекулярная масса жидких углеводородов 199,8 г/моль. Средняя вязкость, эксперимент (расчет): 0,5111 (0,490) мПа·с.

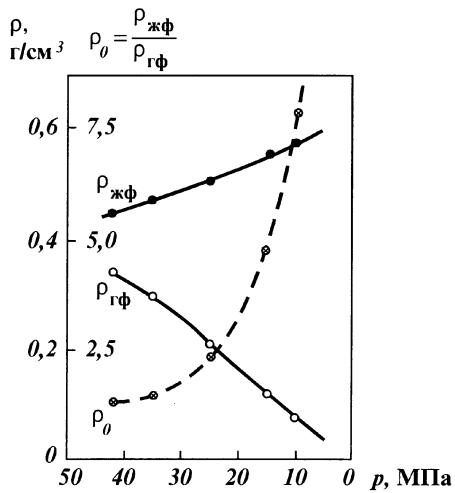


Рис. 1.10. Относительная плотность флюидов Западно-Соплесского ГКМ (ЗСГКМ) в условиях, соответствующих пластовым (газоконденсатная зона)

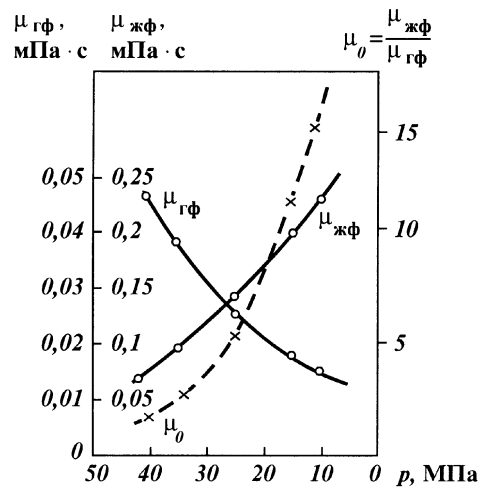


Рис. 1.11. Относительная вязкость флюидов ЗСГКМ в условиях, соответствующих пластовым (газоконденсатная зона)

ТАБЛИЦА 1.12

Относительная плотность флюидов ЗСГКМ в пластовых условиях (расчетные значения)

p , МПа	ρ , г/см ³		$\rho_{ж}/\rho_{г}$
	Газовая фаза	Жидкая фаза	
42	0,342	0,448	1,310
35	0,301	0,470	1,352
25	0,212	0,503	2,373
15	0,116	0,550	4,741
10	0,074	0,572	7,730

ТАБЛИЦА 1.13

Относительная вязкость флюидов ЗСГКМ в пластовых условиях (расчетные значения)

p , МПа	μ , мПа·с		$\mu_{ж}/\mu_{г}$
	Газовая фаза	Жидкая фаза	
42	0,049	0,069	1,408
35	0,038	0,095	2,500
25	0,025	0,140	5,600
15	0,018	0,200	11,11
10	0,015	0,2315	15,43

ствием таких изменений фазовых насыщенностей, плотности и вязкости фаз является очень значительное ухудшение гидродинамической подвижности жидкой углеводородной фазы и смеси в целом за счет соответствующей динамики фазовых проницаемостей флюидов.

Все изложенное выше объясняет ухудшение эксплуатационных характеристик продуктивных скважин в процессе разработки залежи, во многих случаях вплоть до прекращения отборов продукции. Это обстоятельство следует рассматривать в качестве определяющего при оценке перспектив воздействия на пласт Западно-Соплесского газоконденсатного месторождения с целью повышения углеводородоотдачи.

1.3

СОПУТСТВУЮЩИЕ ФЛЮИДЫ (РАССЕЯННЫЕ ЖИДКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ, НЕФТЬ, СВЯЗАННАЯ И ПЛАСТОВАЯ ВОДА)

В большинстве случаев в продуктивном газовом пласте поровое пространство частично занято другими флюидами. Это рассеянные жидкие углеводороды (РЖУ), нефть, связанная и пластовая вода. Количество сопутствующих флюидов и пространственное их распределение в поровом пространстве пласта-коллектора определяются особенностями образования залежи.

1.3.1

РАССЕЯННЫЕ ЖИДКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ, НЕФТЬ

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

Так, при выполнении газоконденсатных исследований и одновременно с

ними исследований проб пластовых флюидов [22] 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 РЖУ (разумеется, такой вывод делается после исключения других вероятных версий для объяснения данного факта, например, за счет выноса свободной жидкости, находящейся на забое скважины). Далее, при физико-химических исследованиях образцов керна, 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 [30]. Наконец, широко известны результаты разработки нефтегазоконденсатных месторождений, когда поступление в составе продукции скважин высокомолекулярной темной жидкости доказывает вовлечение в процесс фильтрации в пласте 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 за контурной водой при внедрении последней в залежь [32].

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 горизонта VI₃ Карадагского ГКМ. Автор [7] объясняет это двухфазным состоянием пластовой углеводородной системы с самого начала разработки и оценивает по керновым данным начальное содержание РЖУ в коллекторах горизонтов VI–VIII месторождения в 30–70 % объема пор. Интересные данные о естественном вовлечении в разработку совместно с выпавшим конденсатом РЖУ содержатся в работах И.А. Леонтьева, В.И. Петренко, Г.В. Рассохина [22, 38], 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 [22]. В большинстве случаев РЖУ извлекаются только как незначительная по содержанию примесь в составе пластового газового конденсата [34, 35].

Физико-химические особенности газоконденсатных систем, содержащих до начала разработки жидкую углеводородную фазу, впервые исследовали К.В. Покровский и его сотрудники [37]. Например, этими исследователями было установлено, что в залежах VII–VIII горизонтов Карадагского ГКМ давление начала конденсации пластовой смеси точно равно начальному пла-

товому давлению. Факт равенства давлений свидетельствовал о наличии в пласте жидкой углеводородной фазы, что подтверждалось обнаружением РЖУ в ядрах из газоконденсатных 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+} (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, изучали М.Т. Абасов, А.Г. Дурмишьян, А.Г. Ковалев, Н.Г. Куликова, Р.М. Кондрат, И.А. Леонтьев, В.А. Николаев, Ф.Г. Оруджалиев, В.И. Петренко, Г.В. Рассохин, К.В. Покровский, М.С. Разамат и другие исследователи [1, 7, 18, 19, 22, 32, 37]. 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.

Эксперименты свидетельствуют о существовании двойной обратной конденсации в системах, в которых один из компонентов представляет собой полярное вещество [5, 55]. Явление двойной обратной конденсации наблюдали С.Н. Бузинов и В.А. Николаев в совместных с М.А. Оприц исследованиях [3] на установке УФР-1 фазового поведения рекомбинированных проб глубокозалегающего ГКМ Булла-Море (VII горизонт) – в этом случае в качестве полярного компонента выступали асфальто-смолистые вещества (АСВ), причем из-за слабой растворимости АСВ в углеводородной смеси часть 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.

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, близкие химический и групповой составы, хотя нефть оторочки имеет несколько более высокие среднюю молекулярную массу, плотность и содержание асфальто-смолистых веществ.

1.3.2

СВЯЗАННАЯ И ПЛАСТОВАЯ ВОДА

Часть порового пространства углеводородсодержащих коллекторов занята водой, в большей или меньшей степени минерализованной.

В общем случае воды подразделяются на собственные продуктивных пластов (подошвенные, краевые, остаточная), посторонние – верхние и нижние, залегающие вне пределов углеводородсодержащего пласта, и промежуточные.

Подошвенными или краевыми принято называть воды, заполняющие поры коллектора под залежью и вокруг нее. Иногда краевые воды могут залегать и в верхних размытых сводовых частях антиклинальных складок или в головных частях моноклинально залегающих продуктивных пластов. Промежуточными называют воды, приуроченные к водоносным пропласткам, залегающим в самом продуктивном пласте.

Верхние и нижние воды приурочены к чисто водоносным пластам, залегающим выше и ниже продуктивного пласта.

Продуктивные пласты содержат также воду в углеводородсодержащей части залежи. Эту воду, оставшуюся в залежи со времени ее образования, называют остаточной. Связанные между собой водоносные и продуктивные части пластов представляют единую гидродинамическую систему, и всякие изменения пластового давления и свойств пластовых жидкостей при эксплуатации месторождения происходят не без влияния окружающей залежь водоносной части резервуара. Пластовая вода часто является агентом, вытесняющим углеводороды из пласта в процессе его разработки.

Большое значение для подсчета запасов углеводородов, проектирования разработки месторождений и осуществления различных мероприятий по воздействию на пласт имеет изучение свойств и закономерностей распределения остаточной воды в пористой среде, содержание которой может колебаться от десятых долей до 70 % от объема пор.

Состояние остаточной воды и начальное распределение жидких и газообразных углеводородов и воды в пористой среде пласта определяются многими свойствами пористой среды и пластовых жидкостей – структурой пор и составом пород, физико-химическими свойствами пород и пластовых жидкостей, количеством и составом остаточной воды и т.д.

Начальное распределение углеводородов и остаточной воды в пористой среде пласта играет чрезвычайно важную роль в процессах фильтрации флюидов в пористой среде и вытеснения углеводородов из пласта. Молекулярная природа поверхности коллекторов зависит от количества, состава и состояния остаточных вод.

Существенное влияние распределение остаточной воды в поровом пространстве оказывает на фазовые проницаемости породы для газообразных и жидких флюидов. Многие другие явления, происходящие в пласте, а именно: смачиваемость пород вытесняющими жидкостями, интенсивность капиллярных процессов, количество и формы существования углеводородов, остающихся в поровом пространстве пласта после истощения пластовой энергии, во многом также зависят от первоначального распределения жидкостей в пласте.

По распространенной гипотезе о происхождении месторождений углеводородов предполагается, что породы большинства нефтяных и газовых

коллекторов были вначале заполнены и смочены водой, а углеводороды, по-видимому, появились в пласте в более поздний период. Как отмечалось, вода, первоначально заполнявшая породу, не могла быть полностью удалена из пласта при образовании залежи, и часть ее оставалась в виде остаточной.

По вопросу о том, в каком виде остаточная вода находится в пористой среде и других дисперсных телах, различные исследователи высказывают неодинаковое мнение. Однако большинство из них приходит к заключению о существовании [4]:

1) капиллярно-связанной воды, находящейся в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;

2) адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанной с частицами пористой среды; молекулы адсорбированной воды ориентированы; по свойствам адсорбированная вода значительно отличается от свободной;

3) пленочной воды, покрывающей гидрофильные участки поверхности твердой фазы;

4) свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре, захваченной механически; ограничивается менисками на поверхностях раздела вода – нефть (конденсат), вода – газ.

При анализе кернового материала в образце породы обычно определяется общее количество остаточной воды без количественной оценки различных ее видов. Это объясняется неопределенностью условий существования и классификации остаточной воды и сложностью отдельного определения ее разных видов, так как недостаточно хорошо известно распределение воды и углеводородов в пористой среде.

Вначале предполагалось, что остаточная вода вследствие гидрофильных свойств, например, нефтесодержащих пород, покрывает всю поверхность каналов пористой среды. Исследования М.М. Кусакова и Л.И. Мекеницкой показали, что закономерности распределения связанной воды имеют более сложный характер. Состояние остаточной воды в нефтяном и газовом пластах определяется физико-химическими свойствами жидкостей. Чаще всего сплошная пленка воды между нефтью и твердой фазой отсутствует и большая часть остаточной воды находится в капиллярно-удержанном состоянии. При этом свойства воды имеют решающее влияние на состояние связанной воды. Увеличение концентрации солей в жесткой остаточной воде, первоначально заполнявшей керн, приводит в последующем к увеличению степени гидрофобизации твердой фазы нефтью из-за десольватирующего (т.е. разрушающего сольватные слои) действия ионов солей. Устойчивые пленки воды на поверхности твердого тела возникают только при очень низком значении поверхностного натяжения между водой и нефтью, при слабой минерализации воды. На этом основании можно предполагать, что в пластах, содержащих высокополярные нефти и слабо минерализованные сильно щелочные остаточные воды, последние находятся в капиллярно-удержанном и пленочном состоянии.

Опытами М.М. Кусакова доказано, что сильно минерализованные остаточные воды в газовом коллекторе также не образуют равновесной смачивающей пленки. Это объясняется десольватирующим действием ионов солей, находящихся в остаточной воде. Средняя равновесная толщина слоя слабо минерализованной воды на поверхности кварца на границе с воздухом составляет $5 \cdot 10^{-6}$ см.

Общее количество различных форм остаточной воды в породе зависит

также от состава и физических свойств пород и пластовых жидкостей. На рис. 1.12 приведена зависимость остаточной водонасыщенности пород от проницаемости кернов.

Приведенные кривые не универсальны. Для пород с иной структурой пор и содержащих другие количества глинистого материала зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости может количественно отличаться от приведенных. Однако характер зависимости в большинстве случаев тот же – с увеличением проницаемости количество остаточной воды в породе уменьшается.

В пластовой воде присутствует в растворенном состоянии большое количество составных минеральных частей в различных концентрациях. Лишь немногие вещества входят в состав растворов. Это катионы Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} и анионы Cl^- , CO_3^{--} + HCO_3^- , SO_4^{--} . Остальные вещества присутствуют в воде в незначительных концентрациях. В пластовых водах были встречены следующие катионы и анионы: K^+ , NH_4^+ , Li^+ , Sr^{++} , Ba^{++} , V^{+++} , Mn^{++} , Fe^{++} , BO_3^- , F^- , I^- , Br^- , SiO_2^- .

Аналитические данные по составу и количеству перечисленных веществ в водах редки и несопоставимы по точности. Мы ограничимся в дальнейшем только шестью основными составными минеральными частями. Каждый анализ соленой воды выражается шестью показателями концентраций по отношению к основным минеральным составляющим. Рекомендуется изображать результаты анализов в виде двух треугольников концентраций – один для катионов, другой для анионов. Для этого показатели концентрации в г/л пересчитывают в мол/л и мол-экв/л. Так как второстепенные составные минеральные части не участвуют в анализе, то почти во всех случаях для получения правильного анализа количество катион-экв/л должно соответствовать количеству анион-экв/л при условии, что пластовая вода не является

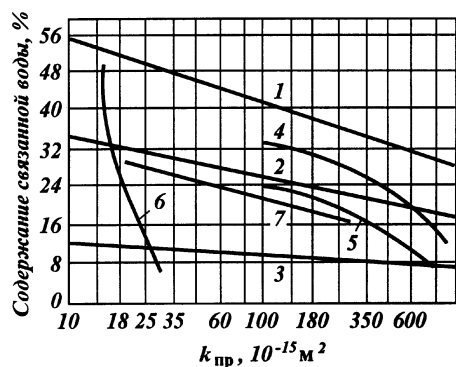


Рис. 1.12. Зависимость остаточной водонасыщенности пород (содержания связанной воды) от их проницаемости:

1 – мелкозернистые пески; 2 – среднезернистые пески; 3 – крупнозернистые пески, известняки и доломиты; 4 и 5 – песчанники различных участков Туймазинского нефтяного месторождения; 6 – известняки Ново-степановского месторождения; 7 – известняки Карташевского месторождения

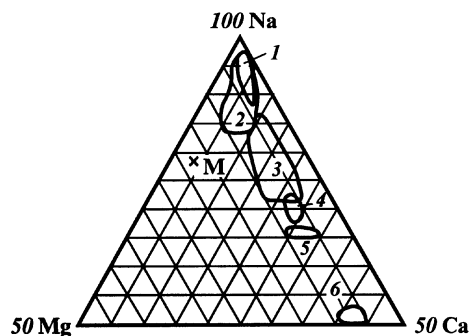
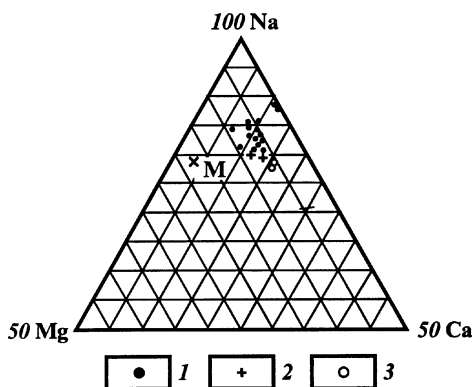


Рис. 1.13. Содержание катионов в пластовых водах нефтяных месторождений Северной Америки:

1 – меловые отложения, песчанник вудбайн, Техас; 2 – третичные отложения, Калифорния; 3 – палеозойские отложения, Оклахома и Канада; 4 – миссисипские отложения Аппалачей; 5 – отложения верхнего девона Аппалачей; 6 – юрские известняки Арканзаса; М – морская вода

Рис. 1.14. Содержание катионов в пластовых водах палеозойских пород Иллинойса:

1 – миссисипские отложения; 2 – отложения девона-силура; 3 – отложения ордовика; М – морская вода



сильно щелочной или очень кислой. Тогда число эквивалент-катионов и анионов делят на 100 и определяют в абсолютных цифрах эквивалент-проценты для катионов и анионов. Соответственно числу процентов находят для каждого вида воды точку в концентрационных треугольниках катионов Na–Ca–Mg и анионов Cl–SO₄–CO₃+HCO₃. Чтобы установить абсолютное содержание растворенных ионов, следует вычислить сумму присутствующих катион-экв/л раствора.

Графическое изображение анализов воды в виде концентрационного треугольника очень наглядно и ясно. Этим методом можно объединить также большое количество анализов для определения содержания в водах катионов как характерного параметра.

Примером таких сводных анализов является рис. 1.13, где сопоставляется содержание катионов в пластовых водах Соединенных Штатов Америки. Содержание Mg во всех водах не превышает 10 % экв, а основная масса катионов находится в ряду Na–Ca–Mg. Величина отношения Na/Ca сильно колеблется. Наивысшее содержание Ca встречено в водах юрских известняков Смаковера. Низкое содержание Ca отмечается в третичных слоях Калифорнии и меловых песчаниках Техаса, вудбайн.

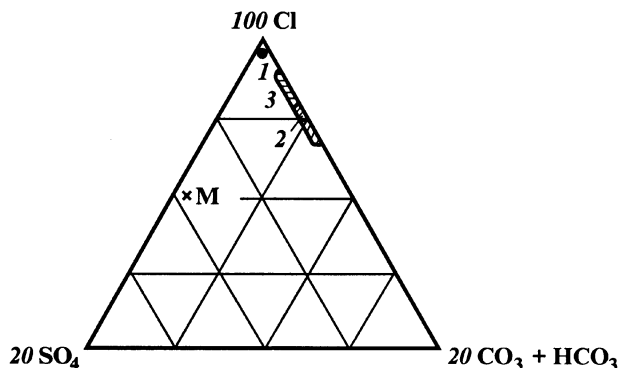
Аналогичную картину дает распределение катионов в водах нефтяных месторождений Иллинойса. На рис. 1.14 приведены сводные данные анализов вод из средней части бассейна Иллинойса, графство Марион. Содержание растворенных катионов по всем анализам в среднем составляет примерно 2,0 экв/л. Воды отобраны с глубин от 500 до 1500 м. Анионы на 99 % состоят из хлора.

Анионный состав пластовых вод характеризуется, как правило, резким преобладанием Cl (рис. 1.15).

На завершающей стадии разработки нефтегазоконденсатных месторождений, как правило, происходит внедрение пластовых вод в продуктивную часть

Рис. 1.15. Анионный состав пластовых вод месторождения Штокштадт (Германия):

1 – пехельборнские слои, олигоцен, 1800–1700 м; 2 – гидробенские слои, миоцен, 1600–800 м; 3 – раннетретичные слои, миоцен+плиоцен, 600–400 м; М – морская вода



коллектора. В результате повышается водонасыщенность 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 в условиях обводняющегося пласта российские специалисты стали приобретать 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 защемления 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 нефтегазоконденсатного 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 чаще всего карбонатами в интервале от верхневизейских до московских отложений. В этом разрезе содержатся высокопроницаемые закарстованные интервалы, наиболее опасные в смысле внедрения воды, и, кроме того, зоны повышенной трещиноватости.

Проведение широкомасштабных солянокислотных обработок способствует фильтрации пластовых вод, 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 $5 \text{ м}^3/\text{сут}$. 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. $\text{м}^3/\text{год}$, а в 1978–1979 гг. снизились до 11,1 тыс. $\text{м}^3/\text{год}$. Указанное снижение общих объемов поступления пластовой воды объясняется остановкой скв. 33 и 140, в продукции которых выносились до $45 \text{ м}^3/\text{сут}$ 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 г.

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 г. основная область обводнения сформировалась от скв. 26 до 188, далее – в восточном направлении и на запад от скв. 188 за счет обводнения скв. 7, 129 и 133. Проявился также локальный очаг обводнения в районе скв. 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 примененный на газоконденсатных месторождениях Кубани и впоследствии усовершенствованный. Такой метод позволяет определять момент появления воды на забое скважины, тип обводнения и динамику 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.

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 растворами 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 влияют 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 НГКМ приводится в табл. 1.14.

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 солянокислотных 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 продук-

ТАБЛИЦА 1.14
Характеристика попутных вод Вуктыльского НГКМ

Гидрохимические характеристики	Пластовые воды		Конденсационные воды
	подошвенные	краевые	
Химический состав	Cl; Na	Cl; Na	HCO ₃ ; HCO ₃ -Cl, реже Cl-HCO ₃ ; Na В основном < 1
Минерализация, г/л	217–170, реже до 285	240–270	
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
$r_{Na/(Ca + Mg)}$	3,50–7,00	9,20–14,20	> 0,80
$r_{\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}}$	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	–

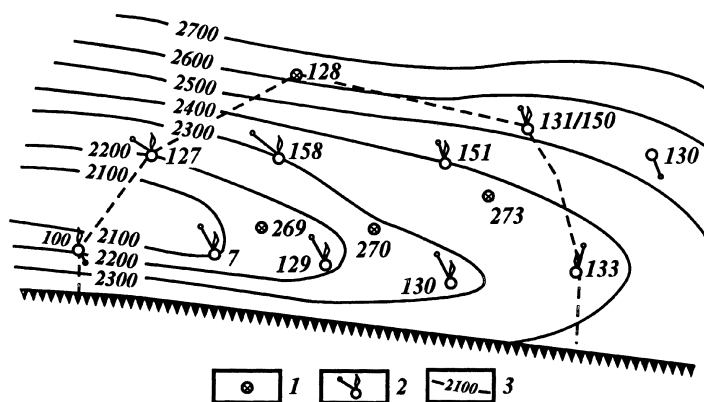


Рис. 1.16. Структурная карта опытного участка в районе УКП-8 Вуктыльского НКМ.
Скважины: 1 – нагнетательные, 2 – добывающие; 3 – изогипсы, м

тивные отложения московского яруса закачивается сухой тюменский газ. В качестве нагнетательных используются скважины 128, 270, 269 и 273. Эксплуатационные скважины опытного участка – 150, 127, 158, 129, 7, 151, 130, 131, 100 и 133. Структурная карта опытного участка изображена на рис. 1.16.

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. прогнозируемое отклонение от среднеарифметического значения пластового давления в московских отложениях опытного участка УКП-8 не превысило 0,11 МПа.

На рис. 1.17 изображен фрагмент карты водопроявлений на опытном участке УКП-8 по состоянию на конец 1990 г., из которого видно, что воды того или иного типа выносятся почти всеми скважинами участка. Сква. 128,

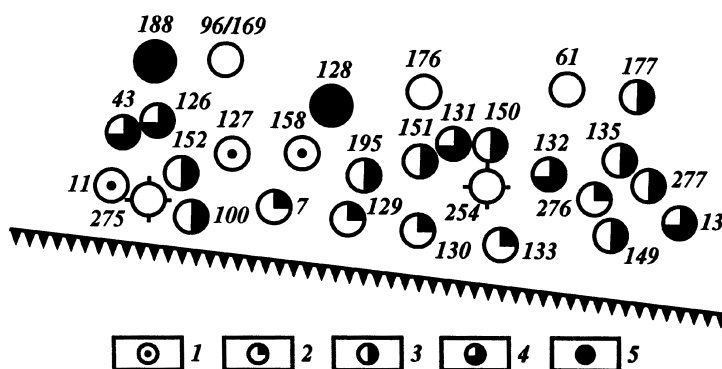


Рис. 1.17. Фрагмент карты водопроявлений, район опытного участка УКП-8 Вуктыльского НКМ:

1 – конденсационные воды с минерализацией 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 солянокислотных обработок; 5 – пластовые воды; цифры – номера скважин

находящаяся на восточной границе опытного участка, работала до перевода в нагнетательные 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 скв. 254.

По скв. 133, вскрывающей отложения московского, башкирского и серпуховского ярусов на южной границе опытного участка, в 1992 г. наблюдалось заметное снижение продуктивности, связанное с продвижением пластовой воды из башкирского яруса, динамика поступления которой отражена в табл. 1.15.

При маломеняющемся дебите газа в течение 1990 г. и даже снизившемся на 0,09 м³/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. м³/сут, а минерализация воды достигла 81,6 г/л. К 01.05.93 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 Р.М. Тер-Саркисова, 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 значениях водонасыщенности;

проведение экспериментов на установке фазовых равновесий по исследованию влияния степени минерализации пластовой воды, находящейся в контакте с двухфазной газоконденсатной смесью, на межфазное распределение углеводородов.

Пластовые воды, находящиеся в жидкой фазе, можно разделить на две части: гидродинамически свободную и связанную.

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 не-

ТАБЛИЦА 1.15

Дата исследования	Дебит		Минерализация, г/л	Плотность воды, г/см ³	Отношения		
	газа, тыс.м ³ /сут	воды, м ³ /сут			$r \frac{Na}{Cl}$	$r \frac{Cl}{Br}$	$r \frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$
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
17.12.92	293	0,94	81,60	1,000	0,97	4676,8	0,09

сколько молекул, и рыхло связанную воду. Последняя испытывает сорбционное давление до 0,1 МПа. Прочно связанная вода испытывает давление – 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 водонасыщенности в реальных газовых пластах по сравнению с определенными по коллекторским свойствам образцов пористой среды.

Приведем в качестве примера (табл. 1.16) результаты исследования кернового материала, отобранного из московского яруса опытного участка УКПГ-8, отведенного под закачку сухого газа (скв. 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. 1.16 приведены результаты определения коллекторских свойств и водонасыщенности образцов керна (для каждого долбления величины усреднены).

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. 1.18 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 различаться 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.

ТАБЛИЦА 1.16
Результаты определения водонасыщенности и коллекторских свойств
кернового материала скв. 269, 270

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

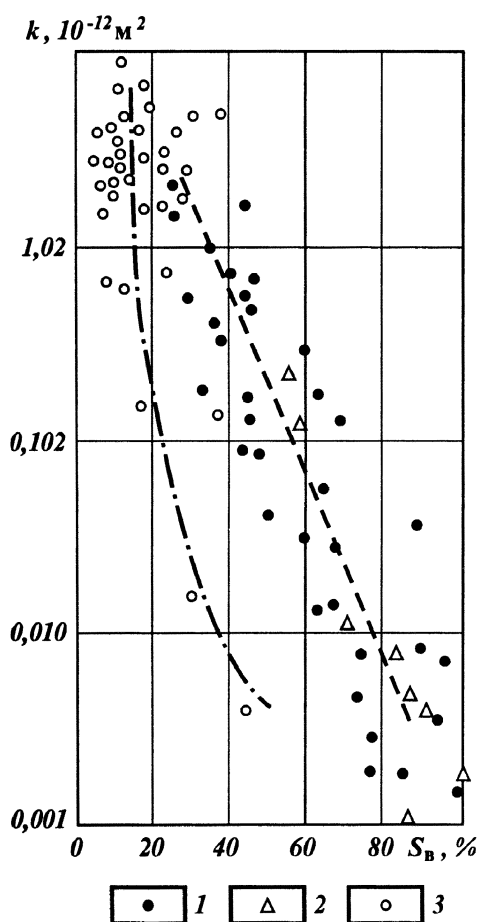
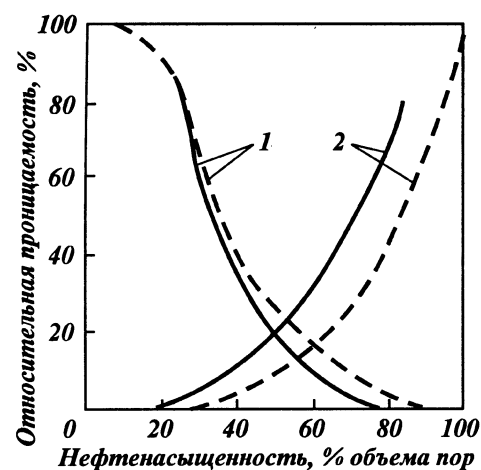


Рис. 1.18. Зависимость содержания связанной воды S_b от проницаемости кернов k для различных месторождений:
1 – Анахуак; 2 – Томболл; 3 – Ист-Тексас

Рис. 1.19. Относительные фазовые проницаемости газа (1) и нефти (2) при наличии 15–25 % объема пор связанной воды (сплошные линии) и в ее отсутствие (пунктирные линии)

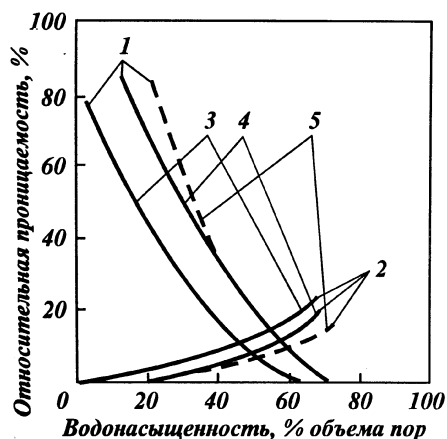


Первая работа, в которой исследовались основные факторы, определяющие условия движения трехфазных систем в пористых средах, была опубликована в США М. Левереттом и У. Льюисом в 1941 г. В частности, была исследована зависимость относительных проницаемостей газовой и жидкой фаз от нефтенасыщенности при 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 $5,4 \cdot 10^{-12}$ 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. 1.19 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 этой фазы,

Рис. 1.20. Относительные фазовые проницаемости нефти (1) и воды (2) при наличии 5 % (3), 10 % (4) и 20 % (5) объема пор связанной воды



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. 1.20). Экспериментальные точки, как и на рис. 1.20, не показаны. Из анализа 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 значений содержания связанной воды.

1.4

РЕЖИМЫ РАЗРАБОТКИ

1.4.1

ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Динамика проектных и фактических отборов газа из недр месторождения определяется конкретными геолого-промысловыми и региональными особенностями объекта разработки. В зависимости от активности подошвенных и законтурных вод при отборе газа проявляет себя в залежи либо газовый, либо водонапорный режим. Практика разработки свидетельствует о том, что чисто газовый режим встречается относительно редко. Как правило, по мере снижения давления в продуктивном пласте в него внедряется внешняя по отношению к пласту вода.

ГАЗОВЫЙ РЕЖИМ

Газовым (газонапорным) называют режим эксплуатации месторождения, при котором пластовые флюиды поступают в добывающие скважины под

воздействием энергии сжатого природного газа. Естественно, что падение давления в поровом пространстве коллектора обуславливает упругое расширение скелета вмещающих залежь горных пород. Однако основным источником энергии, благодаря которому пластовые флюиды фильтруются к забоям добывающих скважин, при газовом режиме является энергия содержащегося в пласте сжатого газа.

Поскольку от режима эксплуатации залежи зависят как система размещения скважин на месторождении, схема подготовки газа к транспорту и схема транспорта, так и технико-экономические показатели разработки, то обычно режим работы объекта стремятся обосновать как можно раньше после открытия залежи. При этом используются методы аналогии объектов региональной системы добычи газа, геолого-промысловые данные о залежи (ФЕС, насыщенность порового пространства РЖУ и водой, особенности ГВК и ГНК), а также данные опытно-промышленной эксплуатации месторождения.

Газовый режим разработки месторождения характеризуется постоянством газонасыщенного объема порового пространства залежи (с отмеченной выше оговоркой, касающейся упругого расширения вмещающих пород). Поэтому графическая зависимость приведенного давления $p/z = f(Q)$ представляет собой гипотенузу прямоугольного треугольника с катетами $(p/z)_{нач}$ и $Q_{нач}$. Здесь p – текущее пластовое давление, z – текущее значение коэффициента сжимаемости пластового газа, Q – текущий накопленный отбор газа, $Q_{нач}$ – начальные суммарные запасы газа в залежи.

С.Н. Закиров и Б.Б. Лапук отмечали [14], что прямолинейность зависимости p/z от Q в рассматриваемых координатах является необходимым, но недостаточным условием проявления газового режима. Из опыта разработки газовых месторождений следует, что в ряде случаев указанная зависимость может быть прямолинейной и при водонапорном режиме. Прямолинейность зависимости может быть в этом случае вызвана изменением темпа отбора газа, как показали своими исследованиями Ф.А. Требин и В.В. Савченко [14]. Режим работы залежи после начала ее эксплуатации определяется видом рассмотренной графической зависимости $p/z = f(Q)$, построенной по результатам систематического измерения текущего пластового давления с использованием данных о количестве добытого газа и текущем коэффициенте сжимаемости газа при данном пластовом давлении. Поскольку прямолинейная зависимость графика еще не является доказательством проявления газового режима, такой график может быть получен и в случае водонапорного режима при постоянном темпе отбора газа из залежи.

С другой стороны, следует отметить, что в пластах с крупными зонами слабопроницаемых коллекторов кривая приведенного давления на начальной стадии отбора запасов газа может демонстрировать более резкое снижение, чем это отвечает ожидавшемуся ее линейному положению. Причиной являются меньшие объемы текущих дренируемых запасов по сравнению с оцененными общими запасами газа в залежи. Когда давление в высокопроницаемых областях пласта в ходе разработки залежи существенно понизится, в эти области начнет поступать газ из слабопроницаемых областей, и в дальнейшем будет наблюдаться выполаживание кривой приведенного давления, ее стремление выйти на ожидавшуюся зависимость.

На рис. 1.21 представлены примеры зависимости приведенного давления от объема отобранного газа для Верхне-Омринского и Вой-Вожского (Республика Коми) газовых месторождений. При газовом режиме работы

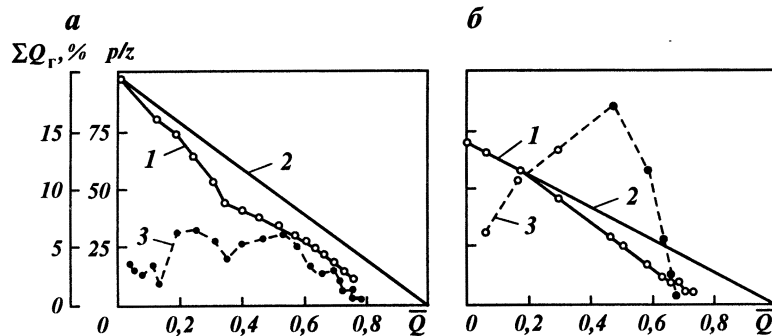


Рис. 1.21. p/z – зависимость для залежей Верхне-Омринского (а) и Вой-Вожского (б) месторождений:
 1 – фактическое снижение приведенного давления; 2 – линия газового режима; 3 – динамика темпов отбора газа (ΣQ_r) из залежей

залежи здесь наблюдается более резкое, чем ожидалось, падение давления. Это объясняется тем, что часть начальных запасов газа располагалась в слабопроницаемых зонах продуктивных отложений. Когда в ходе разработки залежей возникли гидродинамические условия (благодаря достаточно значительному снижению давления в дренировавшейся с самого начала области), слабопроницаемые области стали отдавать газ. Соответствующий период разработки виден на графиках – отсюда кривые стали выполаживаться. Тем не менее часть запасов осталась заблокированной в области плохих коллекторов (кривые давления идут параллельно ожидавшимся графикам, но при продолжении до оси отборов отсекают участки, которым соответствуют запасы меньше начальных).

ВОДОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ

Динамика в содержании попутной воды в продукции скважин и в подъеме ГВК свидетельствует о проявлении водонапорного режима.

П.Т. Шмыгля справедливо квалифицирует упруговодонапорный режим как наиболее общее проявление внешнего источника энергии разрабатываемого газового пласта [56]. При таком понимании выделяемый иногда жестководонапорный режим является лишь частным случаем упруговодонапорного режима, поскольку изменение темпов отбора газа из залежи немедленно вызывает проявление упругой составляющей в балансе сил, обеспечивающих фильтрацию флюидов.

Наиболее ранним признаком поступления в залежь воды является понижение уровня в пьезометрических скважинах, пробуренных на водоносный пласт или в законтурную область пласта-коллектора, являющуюся ближайшей к залежи частью водонапорного бассейна. Чем больше фонд пьезометрических скважин, тем точнее можно оценить текущий объем внедрившейся в газонасыщенную зону воды.

Источником дополнительной информации о режиме работы газоносного пласта являются также данные геофизических исследований скважин, а именно данные о подъеме ГВК (ГНК).

Далее свидетельством поступления в залежь воды могут быть промыс-

ловые данные по обводнению продукции скважин. Эти данные включают как результаты контроля за содержанием воды в продукции скважин, так и результаты химического анализа попутной воды (по динамике содержания, например, ионов хлора). Располагая информацией о составе подошвенной и законтурной воды, можно судить как о фактах внедрения этих вод в газонасыщенную область, так и о количестве поступающей воды, если систематически контролировать состав попутной воды добывающих скважин, начиная с периферийных.

На рис. 1.22 показаны возможные виды зависимости $p/z = f(Q)$ при разработке газовых залежей, в том числе в случае водонапорного режима. В зависимости от геологической и гидрогеологической обстановки, а также от динамики темпа отбора флюидов из пласта приведенное давление p/z может монотонно снижаться, может также после снижения давления демонстрировать стабилизацию и даже рост.

Рассматривая эти варианты, Г.В. Рассохин [22] писал о затухающем или активизирующемся упруговодонапорном режиме.

При водонапорном режиме приток газа к забоям скважин обуславливается как энергией давления сжатого газа, так и напором продвигающейся в газовую залежь контурной или подошвенной воды. Продвижение воды в газовую залежь приводит к замедлению темпа падения пластового давления.

Довольно часто при разработке месторождений природных газов в условиях водонапорного режима давление сначала падает, как при газовом режиме. Это явление объясняется тем, что в начальный промежуток времени в газовую залежь поступает мало воды по сравнению с начальным газонасыщенным объемом порового пространства. Поэтому вначале поступление воды незначительно влияет на темп падения пластового давления. Дальнейшее поступление воды в залежь приводит к заметному замедлению темпа падения пластового давления. Как пишет С.Н. Закиров, складывается впечатление, что месторождение вначале разрабатывается при газовом, а затем при водонапорном режиме [13, 14].

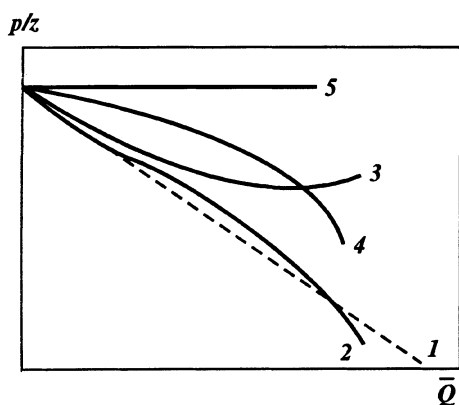


Рис. 1.22. Возможные виды p/z -зависимостей для газовых залежей. Режим: 1 - газовый; 2, 4 - затухающий и 3 - активизирующийся упруговодонапорный; 5 - жесткий водонапорный

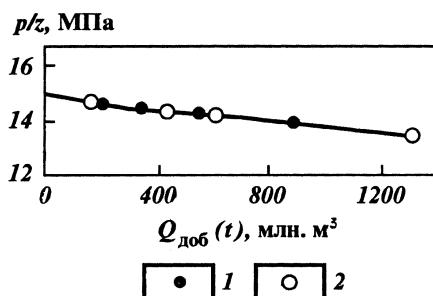


Рис. 1.23. Зависимости $p/z = f[Q_{доб}(t)]$ для залежей 2 и 3 в III горизонте Анастасиевско-Троицкого месторождения: 1 - залежь 2; 2 - залежь 3

Наиболее характерной для газовых месторождений является величина средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления. Физический смысл этого понятия следующий. Это такое давление, которое установится в газовой залежи после достаточно длительного простаивания всех эксплуатационных скважин (предполагается, что за время простаивания не происходит заметного продвижения границы раздела газ – вода).

Как показал С.Н. Закиров, изменение во времени среднего пластового давления (\bar{p}) в случае газового режима определяется следующим уравнением:

$$\bar{p}(t) = (p_n / z_n - p_{\text{атм}} Q_{\text{доб}}(t) / \alpha \Omega_n) z(\bar{p}), \quad (1.1)$$

где p_n – начальное пластовое давление; $Q_{\text{доб}}(t)$ – количество суммарно добытого газа ко времени t , приведенное к атмосферному давлению $p_{\text{атм}}$ и пластовой температуре $T_{\text{пл}}$; $\alpha \Omega_n$ – газонасыщенный объем порового пространства залежи; α – коэффициент газонасыщенности; Ω_n – поровый объем залежи; z_n и $z(\bar{p})$ – соответственно коэффициенты сверхсжимаемости газа при температуре $T_{\text{пл}}$ и давлениях p_n и $p(t)$.

Из приведенного уравнения следует, что для газового режима характерна прямолинейность зависимости $p/z(p) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$. При водонапорном режиме зависимость $p/z(p) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$ отклоняется от соответствующей зависимости, справедливой для газового режима.

Таким образом, при водонапорном режиме начальный участок кривой зависимости средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства газовой залежи пластового давления от количества добытого газа во многих случаях может описываться формулой, справедливой для газового режима. В ряде случаев (при хорошей проницаемости пласта, малом темпе разработки газовой залежи) вода поступает в газовую залежь настолько интенсивно, что водонапорный режим проявляется уже на ранней стадии разработки. На рис. 1.23 дан пример графика $p/z = f(Q)$, полученного при разработке Анастасиевско-Троицкого газонефтяного месторождения (Краснодарский край). Прямолинейный характер графика мог бы свидетельствовать о газонапорном режиме работы залежи. Однако фактически отбор газа сопровождался активным подъемом воды – фильтрационные сопротивления были незначительными вследствие хороших коллекторских свойств вмещающих залежь пород.

Правильное определение режима месторождения и темпа продвижения воды в процессе разработки газовой залежи имеет большое значение при проектировании, анализе и прогнозе перспектив разработки газового месторождения. Знать количество поступившей в газовую залежь воды необходимо при определении запасов газа по данным о количестве отобранного газа и изменении во времени среднего пластового давления.

От темпов продвижения контурной или подошвенной воды зависит темп падения пластового давления. Темп падения пластового давления непосредственно влияет на падение дебитов газовых скважин, а следовательно, на число необходимых скважин для обеспечения запланированного отбора газа из месторождения. Темп падения пластового давления определяет продолжительность периодов бескомпрессорной и компрессорной эксплуатации, постоянной и падающей добычи газа, эффективной работы установок низкотемпературной сепарации газа, изменение во времени потребной мощнос-

ти установок искусственного холода, мощности дожимной компрессорной станции.

Таким образом, режим месторождения и связанные с ним темпы падения пластового давления непосредственно влияют на технико-экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла.

Проявление водонапорного режима оказывает благоприятное влияние на эти показатели. Однако проявление водонапорного режима приводит к некоторым отрицательным последствиям, которые необходимо учитывать при проектировании и осуществлении процесса разработки газового месторождения. Прежде всего, в результате продвижения воды в газовую залежь часть скважин обводняется и вместо них приходится бурить новые скважины.

Вследствие изменчивости коллекторских свойств продуктивных отложений по площади газоносности, а также при неравномерном распределении отборов газа по площади залежи газовые скважины могут обводняться преждевременно. Неоднородность продуктивных отложений по мощности и неравномерность их дренирования по разрезу могут приводить к быстрому продвижению воды по наиболее проницаемым и дренируемым прослоям, пропласткам, пачкам, что также вызывает преждевременное обводнение скважин. Это ухудшает технико-экономические показатели разработки месторождения.

До недавнего времени считалось, что при разработке газовых месторождений, достаточно однородных по коллекторским свойствам и с высокими пластовыми давлениями, газоотдача в условиях водонапорного режима может достигать 95–98 %. Однако лабораторные исследования и промысловые наблюдения последних лет показывают, что газоотдача обводненной зоны месторождений значительно меньше и в отдельных случаях может снижаться до 50 %. По данным, например, А.А. Аксенова, А.Г. Габриэляна, Р.А. Пецюхи и В.И. Соболева, достигнутый или ожидаемый коэффициент газоотдачи по месторождениям природного газа Нижнего Поволжья изменяется в пределах от 0,48 до 0,92.

Следовательно, снижение коэффициента газоотдачи пласта – второе отрицательное последствие проявления водонапорного режима.

При решении вопросов размещения скважин на площади газоносности, очередности ввода их в эксплуатацию необходимо учитывать продвижение контурных или подошвенных вод. При проектировании и осуществлении разработки газового месторождения необходимо стремиться к обеспечению равномерного стягивания контуров водоносности. Продвижение воды в газовые залежи регулируют, устанавливая соответствующие дебиты газовых скважин, буря дополнительные скважины или закрывая некоторые скважины, в зависимости от характера продвижения контурных вод.

В условиях водонапорного режима процесс обводнения газовых скважин и месторождения – это естественный процесс. Поэтому при проектировании и осуществлении разработки месторождения природного газа следует предусматривать такое число эксплуатационных скважин, такое размещение их на структуре и соответствующие технологические режимы эксплуатации, систему обустройства газового промысла, значения коэффициента газоотдачи, которые обеспечили бы наилучшие экономические показатели.

Систему обустройства нефтяных промыслов всегда проектируют в предположении добычи нефти вместе с попутной водой. Обустройство же газовых промыслов позволяет отделять от газа лишь незначительное количество

влаги. Поэтому обводняющиеся газовые скважины быстро выходят из эксплуатации. Естественно, что это иногда отрицательно сказывается на коэффициенте газоотдачи. Вопросы отбора газа при наличии воды разработаны слабо. Для предотвращения обводнения газовых скважин рекомендуются изоляционные работы. При эксплуатации обводненных скважин находят применение плунжерные подъемники и даже глубинные насосы, используются различные пены для удаления воды с забоев скважин. Перспективны, по-видимому, методы изоляции притока воды путем закачки специальных пен. Таким образом, третье отрицательное последствие проявления водонапорного режима связано с осложнениями, возникающими при эксплуатации скважин и системы обустройства промысла.

На практике режим месторождения природного газа устанавливается следующим образом. Промысловые данные об изменении среднего пластового давления $\bar{p}(t)$ и о количестве

добытого газа $Q_{\text{доб}}^*(t)$ обрабатываются в координатах $\bar{p}(t)/z(\bar{p}) = f[Q_{\text{доб}}^*(t)]$ (здесь $z(\bar{p})$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при давлении \bar{p} и пластовой температуре; $Q_{\text{доб}}^*(t)$ – количество суммарно добытого газа к моменту времени t , приведенное к атмосферному давлению и стандартной температуре). Если в указанных координатах отмеченные промысловые данные ложатся на прямую, это указывает на проявление газового режима. Если с какого-то момента темп падения приведенного среднего пластового давления $\bar{p}(t)/z(\bar{p})$ начинает замедляться, это свидетельствует о начале заметного поступления воды в залежь (рис. 1.24).

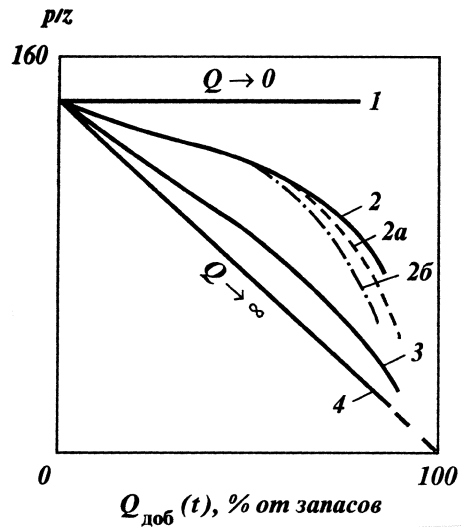


Рис. 1.24. Примеры зависимостей $p/z = f(Q_{\text{доб}}(t))$ для газовой залежи: 1 – при водонапорном режиме и бесконечно малом темпе отбора газа; 2, 2а, 2б; 3 – для разновидностей водонапорного режима при реальных темпах разработки; 4 – при газовом режиме, а также при бесконечно большом темпе разработки залежи в условиях водонапорного режима

1.4.2

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО ТИПА

В отличие от чисто газовых месторождений газоконденсатные разрабатываются для получения не только газа, но и высокомолекулярных компонентов – газового конденсата, ценнейшего сырья нефтехимического производства. Нередко конденсат является основным целевым сырьем. Поэтому режимы разработки газоконденсатных месторождений следует оценивать как способы добычи и газа, и – особенно – конденсата.

РАЗРАБОТКА НА ИСТОЩЕНИЕ

Газоконденсатные залежи в их начальном – на момент открытия – состоянии характеризуются высокими пластовыми давлениями, достигающими обычно нескольких десятков мегапаскалей. Встречаются залежи с относительно низкими (8–10) и очень высокими (до 150–180 МПа) начальными пластовыми давлениями. Основные запасы углеводородов в залежах газоконденсатного типа приурочены к объектам с начальными пластовыми давлениями 30–60 МПа. В отечественной газопромысловой практике разработка газоконденсатных месторождений осуществлялась до недавнего времени на режиме использования только естественной энергии пласта. Такой режим (“истощения”) требует для своей реализации минимальных капитальных вложений и относительно умеренных текущих материальных и финансовых затрат. В истории разработки газоконденсатного месторождения, как и при разработке чисто газового, происходит последовательная смена нескольких характерных периодов: освоения и пробной эксплуатации; нарастающей, максимальной, падающей добычи; завершающий период. В отличие от разработки чисто газовой залежи в данном случае приходится иметь дело с продукцией, постоянно изменяющей свой состав. Это связано с явлениями ретроградной конденсации пластовой углеводородной смеси при снижении пластового давления. Высокомолекулярные углеводородные компоненты смеси после снижения давления в залежи ниже давления начала конденсации $p_{нк}$ переходят в жидкую фазу, которая остается неподвижной практически на всем протяжении разработки месторождения в силу низкой фазовой насыщенности (не более 12–15 % объема пор), намного меньшей порога гидродинамической подвижности (40–60 %).

Отбор углеводородов из газоконденсатного пласта на режиме истощения сопровождается массообменными явлениями в углеводороднасыщенном поровом пространстве коллектора, которые соответствуют процессу дифференциальной конденсации смеси. В области высоких давлений (обычно выше 15–20 МПа) состав отбираемой из пласта продукции скважин изменяется практически таким же образом, как при контактной конденсации смеси. Процесс контактной конденсации отличается от процесса дифференциальной конденсации тем, что давление в системе снижают путем изотермического увеличения объема системы. Этот процесс исследуют либо расчетным путем, используя данные о константах межфазного равновесия составляющих смесь индивидуальных углеводородных компонентов, либо на сосуде фазовых равновесий с раздвижными поршнями. Следует отметить, что процесс контактной конденсации в газопромысловой практике не встречается, но иногда используется при исследовании межфазного массообмена в силу простоты и достаточно высокой степени соответствия пластовым явлениям, особенно для повышенных пластовых давлений.

Г.С. Степанова и В.Н. Шустеф подробно изучали особенности процесса дифференциальной конденсации вуктыльской пластовой смеси, выполняя одновременно для сравнения расчеты по контактной конденсации [47]. По данным этих исследователей, граничное давление, ниже которого расчетные составы газовой фазы для дифференциального и для контактного процессов несколько различаются, равно приблизительно 20 МПа.

В качестве примера разработки на режиме истощения можно рассмотреть эксплуатацию запасов углеводородов Вуктыльского газоконденсатного месторождения. История разработки этого месторождения (Республика Ко-

ми) началась с открытия в середине 60-х годов крупнейших в европейской части России залежей углеводородов в пермско-каменноугольных карбонатных отложениях. Месторождение приурочено к брахиантиклинали субмеридионального простирания площадью более 250 км² и амплитудой свыше 1500 м (по подошве ангидритовой пачки кунгурского яруса). Складка располагается в осевой части Верхнепечорской впадины Предуральского Краевого прогиба (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция). Западное крыло складки крутое (до 70–90°), свод узкий гребневидный; в приосевой части складки это крыло нарушено надвигом, падающим на восток под углом 65–70°. Амплитуда вертикального смещения около 600 м. Восточное крыло складки относительно пологое (20–25°).

В геологическом разрезе присутствуют ордовикско-силурийские, каменноугольные, пермские и триасовые отложения, перекрытые четвертичными. Установлены две газоконденсатные залежи. Основная залежь приурочена к органогенным известнякам и образовавшимся по ним вторичным доломитам визейско-артинского возраста. Продуктивная толща по вертикали составляет около 800 м; она перекрыта 50–100-метровой пачкой трещиноватых аргиллитов верхнеартинского подъяруса и гипсово-ангидритовой толщей кунгурского яруса, являющейся хорошей покрывкой. Открытая пористость коллекторов изменяется от 5–6 до 22–28 %, проницаемость колеблется от 10⁻¹⁵–10⁻¹⁶ до (4–8)·10⁻¹² м². Залежь массивная, сводовая, тектонически ограниченная. Глубина залегания кровли резервуара 2100–3300 м. Имеется нефтяная оторочка.

Пластовая газоконденсатная смесь характеризовалась следующим начальным усредненным составом, % (молярные доли): метан 74,6; этан 8,9; пропан 3,8; бутаны 1,8; пентан плюс вышекипящие 6,4; азот 4,5. Конденсат имел начальную плотность около 0,745 г/см³, содержание в нем метановых углеводородов составляло, % (молярные доли), 71; ароматических 11,9; нафтеновых 17,1. В конденсате было от 0,5 до 1,2 % парафина, от 0,02 до 0,09 % серы. Нефть нефтяной оторочки легкая (плотность 0,826–0,841 г/см³), высокопарафинистая (4,0–8,1 %), содержание серы в ней от 0,15 до 0,22 %.

Начальные запасы газа на Вуктыльском месторождении составляли 429,5 млрд. м³, конденсата 141,6 млн. т. Начальная характеристика пластовой системы оценивалась следующими средними величинами: пластовое давление 36,3 МПа, температура 62 °С, давление начала конденсации пластовой углеводородной смеси 32,4 МПа, конденсатогазовый фактор 360 г/см³.

Разработка Вуктыльского НГКМ была начата в 1968 г. Генеральный план расстановки скважин на месторождении формировался в соответствии с принципами, обоснованными в проектах ОПЭ и разработки. Бурение эксплуатационных скважин было начато в 1968 г. Залежь разбурилась без отступлений от генерального плана, не считая необходимых уточнений, связанных с рельефом местности и выдачей резервных точек взамен ликвидированных скважин.

Совмещение ОПЭ с разведкой позволило из 44 разведочных скважин использовать 28, т.е. 21 скважину перевести в эксплуатационные, шесть – в контрольно-наблюдательные и одну – в пьезометрические.

Темпы ввода скважин в эксплуатацию резко отставали от проектных, в то же время объемы добычи газа и конденсата соответствовали проекту.

Первые четыре года разрабатывался только северный купол, в котором сосредоточена основная доля запасов газа и конденсата. Южный купол введен в разработку в 1973 г. Среднесуточные дебиты поддерживались на максимально возможном уровне. При этом большинство скважин (около

80 %) работало одновременно по лифтовым трубам и затрубному пространству и при максимально допустимых депрессиях, составляющих от 6 до 8 МПа. Диапазон дебитов в тот период был очень большой – от 200 до 2000 тыс. м³/сут. По 15 скважинам среднегодовой дебит был более 1000 тыс. м³/сут, по 40 скважинам от 500 до 1000 тыс. м³/сут.

Учитывая большой этаж газоносности и сложное строение месторождения, для наблюдения за поведением пластового давления по залежи результаты всех замеров приводили к средневзвешенной по запасам плоскости с отметкой минус 3025 м. Распределение давления по скважинам до начала разработки месторождения определялось положением скважин на структуре и отметкой вскрытых интервалов. Среднее начальное пластовое давление на средневзвешенной плоскости составило 36,3 МПа.

Эксплуатационное бурение позволило к началу 80-х годов довести фонд действующих скважин до полутора сотен. Тем не менее, поскольку бурение отставало от проектных объемов отбора газа, скважины работали с относительно большими депрессиями. К этому периоду времени на месторождении были достигнуты максимальные отборы газа – 18–19 млрд. м³ в год. С 1982–1983 гг. начался период падающей добычи (рис. 1.25, табл. 1.17).

Освоение запасов углеводородов такого сложного глубокозалегающего месторождения, как Вуктыльское, с высоким начальным пластовым давлением, значительным содержанием конденсата в пластовой смеси, большим этажом газоносности, низкопроницаемыми трещиноватыми коллекторами потребовало постановки целого ряда новых технико-технологических задач. В проектах ОПЭ и разработки месторождения были обоснованы, а затем, с конца 60-х годов, реализованы на практике следующие решения:

разработка продуктивного пласта большой толщины (до 1500 м) одной сеткой скважин;

отбор запасов в зонах повышенной продуктивности скважинами увеличенного диаметра (219 мм);

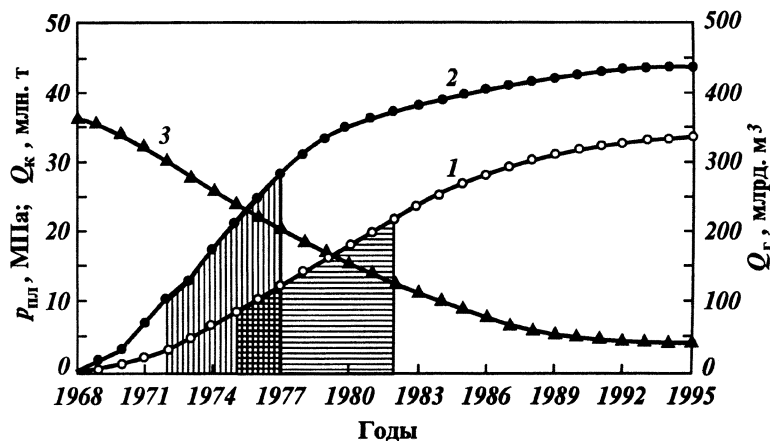


Рис. 1.25. Динамика некоторых технологических показателей при разработке Вуктыльского НГКМ:

1 – накопленная добыча газа, млрд. м³; 2 – то же конденсата, млн. т; 3 – средневзвешенное пластовое давление, МПа. Вертикальной штриховкой обозначен период максимальных годовых отборов конденсата, горизонтальной – газа

ТАБЛИЦА 1.17

Динамика показателей разработки Вуктыльского НКМ

Показатель	Год разработки						
	1968 IV кв.	1970	1975	1980	1985	1990	1995
Извлечение газа, млрд. м ³	<u>0,06</u> 0,5	<u>6,7</u> 8,0	<u>18,7</u> 18,0	<u>19,045</u> 18,900	<u>15,436</u> 15,326	<u>6,537</u> 7,730	<u>2,815</u> 2,249
Извлечение конденсата, млн. т	<u>0,02</u> 0,18	<u>2,4</u> 2,8	<u>3,7</u> 3,56	<u>1,705</u> 1,900	<u>0,719</u> 0,460	<u>0,3203</u> 0,200	<u>0,2155</u> 0,0789
Среднегодовой фонд действующих скважин	<u>2</u> 3	<u>15</u> 49	<u>59</u> 63	<u>102</u> 118	<u>145</u> 140	<u>166</u> 155	<u>159</u> 155
Средний дебит одной скважины, тыс. м ³ сут	<u>70</u> 500	<u>1100</u> 528	<u>910</u> 830	<u>539</u> —	<u>306</u> —	<u>115</u> —	<u>70</u> 47
Коэффициент эксплуатации скважин	—	<u>0,87</u> 0,85	<u>0,969</u> 0,95	<u>0,983</u> —	<u>0,982</u> —	<u>0,917</u> —	<u>0,694</u> 0,850
Коэффициент использования фонда скважин	—	<u>0,62</u> —	<u>0,69</u> —	<u>0,840</u> —	<u>0,866</u> —	<u>0,848</u> —	—

Примечание. В числителе фактические показатели, в знаменателе — проектные.

центральная расстановка скважин;
высокая подвеска лифтовой колонны;
транспорт нестабильного конденсата в однофазном состоянии на большие расстояния до перерабатывающего завода.

В условиях карбонатных коллекторов большой толщины были отработаны двухэтапная солянокислотная обработка скважин, методы их вскрытия, освоения и глушения.

Разработка газоконденсатных залежей, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам (на Вуктыле средняя проницаемость около 10^{-14} м²), — одна из наиболее сложных газопромисловых проблем. Особенно острой она становится после вступления месторождения в завершающую стадию эксплуатации, когда энергетические возможности пласта в основном уже исчерпаны.

Несмотря на все принятые меры, включая использование перечисленных выше прогрессивных технико-технологических решений, к концу разработки Вуктыльского месторождения на режиме истощения в недрах этого объекта добычи газа и газового конденсата остаточные запасы газа составят несколько десятков миллиардов кубометров (порядка 10 % от начальных запасов), жидких углеводородов — около 100 млн. т (порядка 70 % начальных запасов).

Известно, что в условиях низкопроницаемых коллекторов иногда невозможно отобрать с достаточной полнотой не только жидкие углеводороды, но и газ из-за резкого снижения фазовых проницаемостей при выпадении ретроградного конденсата в призабойных зонах скважины. Именно это обстоятельство побудило специалистов отказаться от разработки на режиме истощения месторождения Нокс-Бромайд: лабораторные исследования показали, что такой режим позволит отобрать лишь небольшую часть от запасов не только конденсата, но и газа (газоотдача не превысит 13 %).

С целью изучения особенностей отбора газоконденсатной смеси из пласта, характеризующегося низкими коллекторскими свойствами, Р.М. Тер-Саркисовым совместно с сотрудниками была реализована специальная исследовательская программа.

Предпринятые широкомасштабные экспериментальные исследования

процесса испарения выпавшего конденсата при реализации режима истощения газоконденсатной системы в диапазоне давлений от $p = p_1 > p_{нк}$ до $p = p_2 = 1$ МПа впервые позволяют проанализировать результаты опытов, в которых процесс проводился до состояния глубокого истощения системы, причем проницаемости физических моделей пласта существенно различались. Использовали две модели длиной 1,002 м, диаметром 0,387 м и с одинаковой пористостью – 24,8 %. В одних случаях модели пласта содержали связанную воду, в других были сухими (по воде) (табл. 1.18).

Эксперименты проводились применительно к условиям последнего этапа завершающей стадии разработки Вуктыльского НГКМ ($T_{пл} = 62$ °С = const). Были сформулированы следующие исследовательские задачи.

1. Определение области давлений максимальной конденсации (то есть начала процесса нормального испарения) компонентов пластовой углеводородной смеси путем моделирования режима разработки залежи на истощение с использованием модельной газоконденсатной системы (ГКС), физических моделей пласта и сосуда PVT-соотношений. Решение этой задачи необходимо для определения диапазона пластовых давлений, при которых можно ожидать проявления эффекта нормального испарения ГКС в условиях Вуктыльского НГКМ.

2. Исследование процесса нормального испарения выпавшего конденсата в пористых средах с различными проницаемостью и водонасыщенностью. Решение этой задачи необходимо для оценки зависимости интенсивности испарения компонентов выпавшего конденсата от таких параметров пласта-коллектора, как проницаемость и водонасыщенность, что существенно при доработке истощенной газоконденсатной залежи.

В качестве модели пластовой ГКС использованы во всех случаях многокомпонентные смеси алкановых углеводородов, близкие по своим физико-химическим свойствам к пластовой смеси исходного (до начала разработки) состава Вуктыльского НГКМ, имеющей следующие характеристики: содержание $C_1 - 79,1$; $C_2 - 8,8$; $C_3 - 3,9$; $C_4 - 1,8$; $C_{5+} - 6,4$, % (молярная доля); молекулярная масса C_{5+} приблизительно 115 г/моль; конденсатогазовый фактор около 330 г/м³; давление начала конденсации около 25 МПа; давление максимальной конденсации 6 ± 1 МПа.

Изучение процессов фильтрации модельной ГКС на режиме истощения, а также создание водонасыщенности физических моделей пласта проводились по разработанной во ВНИИГАЗе методике с использованием соответствующей экспериментальной установки [5].

Результаты исследований обрабатывали с помощью ЭВМ и специально разработанной программы расчетов всех рассматриваемых при моделировании параметров.

ТАБЛИЦА 1.18

Эксперименты по испарению выпавшего конденсата

Номер эксперимента	Номер модели пласта	Проницаемость, 10^{-15} м ²	Водонасыщенность, %
2	Бомба PVT	–	–
2a	КД-2-3	64	0
3	КД-6-7	9,1	0
3a	КД-2-3	64	10
3б	КД-6-7	9,1	30
4	КД-2-3	64	30
4a	КД-6-7	9,1	10

Для удобного (в рамках данной работы) анализа результатов исследований выполненные эксперименты сгруппировали в следующие серии (см. табл. 1.18):

исследование влияния проницаемости “сухой” (без связанной воды) пористой среды на компонентоотдачу (эксперименты 2, 2а, 3);

то же для пористой среды, содержащей 10 % от объема пор связанной воды (опыты 3а, 4а);

то же для пористой среды, содержащей 30 % от объема пор связанной воды (эксперименты 4, 3б).

Рассмотрим особенности углеводородоотдачи истощаемого газоконденсатного пласта, пористая среда которого является “сухой”, то есть не содержит связанную воду. Данный случай имеет не только теоретическое, но и практическое значение, поскольку содержание связанной воды во многих газоконденсатных залежах весьма незначительно (единицы процентов объема пор). Целесообразность проведения экспериментов без связанной воды обусловлена также необходимостью оценить влияние пористой среды на массообменные процессы при сравнении результатов с данными, полученными на бомбе PVT.

На рис. 1.26–1.30 представлены отдельные результаты сравнения динамики состава продукции истощаемого пласта и некоторых параметров добываемой смеси для моделей пласта с различной проницаемостью (сосуд PVT-

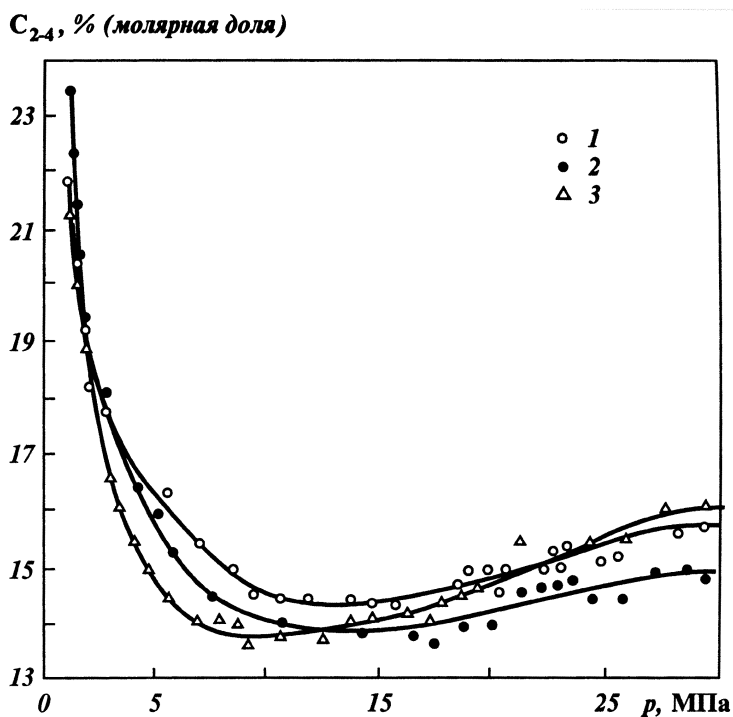


Рис. 1.26. Зависимость содержания фракции C_{2-4} в равновесной газовой фазе от “пластового” давления:
 1 – сосуд PVT-соотношений; пористая среда без связанной воды с проницаемостью: $2 - 64 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$;
 3 – $9,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

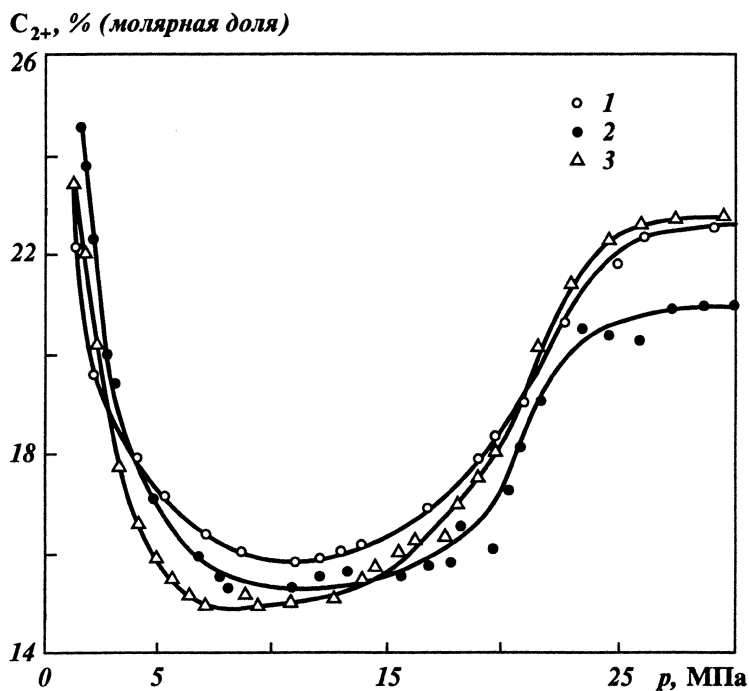


Рис. 1.27. Зависимость содержания C_{2+} от давления.
Условные обозначения см. рис. 1.26

соотношений можно условно рассматривать как образец пористой среды с весьма высокой проницаемостью, например, 10^{-10} – 10^{-11} м²). Из сравнения графиков следует, что с уменьшением проницаемости от 10^{-10} – 10^{-11} м² (эксперимент № 2) до $64 \cdot 10^{-15}$ м² (№ 2а) и далее до $9,1 \cdot 10^{-15}$ м² (№ 3) происходит снижение давления максимальной конденсации компонентов пластовой смеси. Особенно это проявилось у низкомолекулярных компонентов.

При исследовании типичных, но сравнительно “легких” газоконденсатных смесей (молекулярная масса фракции C_{5+} в смеси исходного состава равна 115 г/моль) наблюдается интенсивный рост содержания в продукции компонентов C_{2+} после снижения пластового давления ниже давления максимальной конденсации, причем вне зависимости от проницаемости пористой среды. Вследствие проявления эффекта нормального испарения конденсатогазовый фактор продукции после снижения давления ниже давления максимальной конденсации вновь возрастает (рис. 1.28), достигая вдвое больших, чем при давлении максимальной конденсации, значений к концу отбора пластовой смеси ($p \approx 1$ МПа). КГФ растет за счет компонентов C_5 и C_7 ; декан (C_{10}) практически не испаряется. При этом молекулярная масса фракции C_{5+} почти монотонно снижается во всей области давлений, от $p_{нк}$ до $p \approx 1$ МПа (рис. 1.30).

Если поведение кривой “содержание фракции C_{2-4} , % как функции пластового давления” аналогично поведению соответствующей кривой для фракции C_{5+} (график КГФ), то и зависимость молекулярной массы фракции C_{2-4} также аналогична этим двум кривым; в области давлений ниже давления

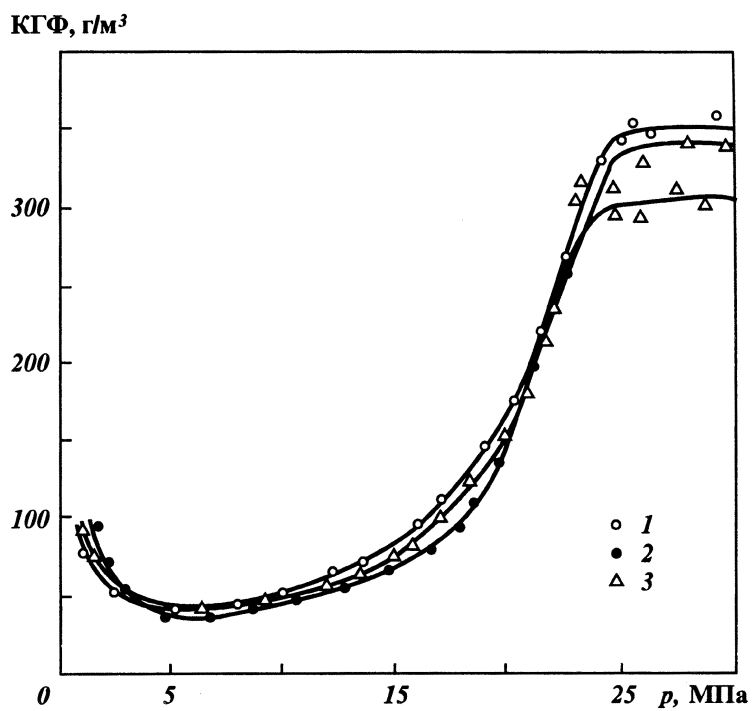


Рис. 1.28. Зависимость КГФ от пластового давления.
Условные обозначения см. рис. 1.26

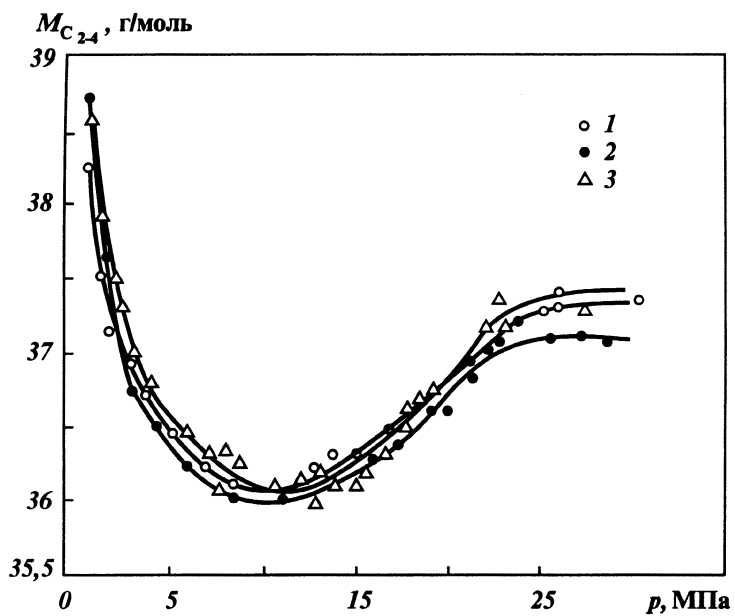


Рис. 1.29. Зависимость молекулярной массы C_{2-4} от давления.
Условные обозначения см. рис. 1.26

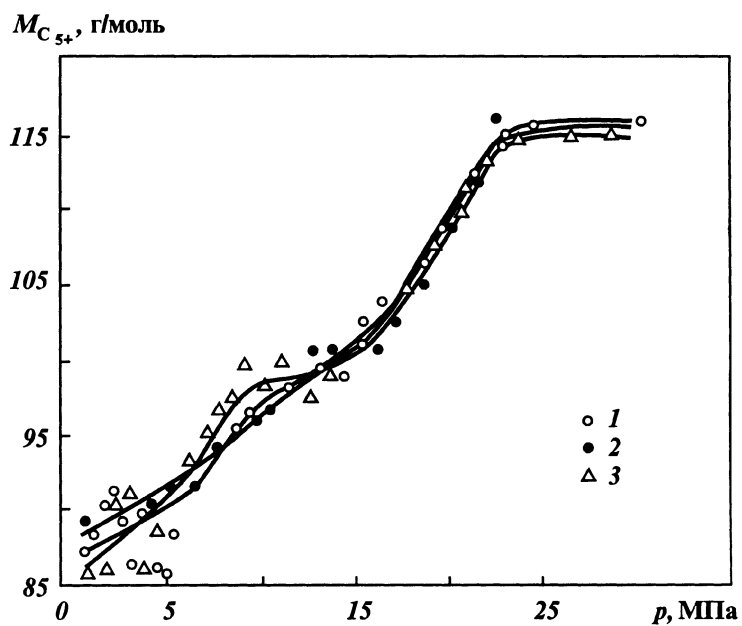


Рис. 1.30. Зависимость молекулярной массы C_{5+} от давления.
Условные обозначения см. рис. 1.26

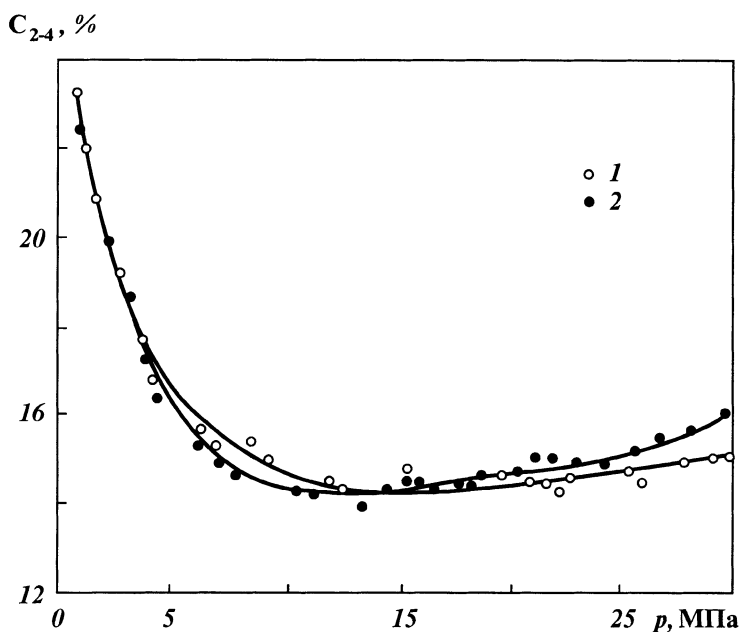


Рис. 1.31. Зависимость содержания фракции C_{2-4} от давления в пористой среде, содержащей 10 % от объема пор связанной воды.
Проницаемость: 1 - $64 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 2 - $9,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

максимальной конденсации молекулярная масса C_{2-4} вновь увеличивается, в отличие от этого параметра для стабильного конденсата.

Сопоставление результатов экспериментов на физических моделях пласта с бомбовыми данными показывает, что пористая среда в обследованном диапазоне не препятствует процессу нормального испарения выпавшего конденсата, хотя некоторые детали массообменных процессов в пустотелом сосуде PVT-соотношений и в пористой среде, естественно, различаются. Так, представляет интерес область давлений от 8–10 до 13–15 МПа (рис. 1.29, 1.30). Здесь заметно нарушается монотонный характер уменьшения молекулярной массы стабильного конденсата (фракция C_{5+}), что обуславливается вступлением в область максимальной конденсации фракции промежуточных углеводородов (см. рис. 1.26). По-видимому, смещение равновесия для этих углеводородов в сторону (нормального) испарения оказывает влияние на конденсацию легкой части фракции C_{5+} , близкой по химическому составу к промежуточным углеводородам: конденсация C_{5+} заметно затормаживается, причем более заметно в пористой среде с меньшей проницаемостью, по сравнению с сосудом PVT-соотношений (см. рис. 1.30).

Рассмотрим особенности углеводородоотдачи истощаемых газоконденсатных пластов, различающихся коллекторскими свойствами (проницаемостью), пористая среда которых содержала связанную воду в количестве 10 % объема пор (см. рис. 1.34). В данном случае сосуд PVT не рассматривается, сравниваются лишь эксперименты с частично водонасыщенными пористыми средами, различающимися проницаемостью ($64 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ – эксперимент № 3а; $9,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ – эксперимент № 4а).

Анализ результатов показал, что зависимости состава продукции и ее параметров от давления близки к тем, что характеризуют процесс истощения сухой пористой среды. Известно, что связанная вода, как правило, занимает наиболее мелкие поры, “выключая” их таким образом из процесса фильтрации и ухудшая сорбционные свойства коллектора. Поэтому присутствие воды в определенной степени сгладило различия между пористыми средами с большей и меньшей проницаемостями. Тем не менее и в этом случае для более проницаемой пористой среды кривая зависимости содержания, в частности, углеводородов C_{2-4} в продукции от текущего давления в “пласте” расположена несколько выше (рис. 1.31).

Графики зависимости молекулярных масс фракций от текущего пластового давления также аналогичны тем, что получены на “сухих” пористых средах.

Результаты экспериментов 4 и 3б (см. табл. 1.18), выполненных на тех же моделях пласта, но при более высоком содержании связанной воды в их пористых средах (30 % объема пор), в данной работе не приведены, так как они в значительной мере аналогичны результатам исследований на “сухих” моделях.

Повышенное содержание связанной воды лишь еще больше сглаживает различия между пористыми средами с большей и меньшей проницаемостями.

Таким образом, анализируя полученные результаты, можно сделать следующие выводы.

Процесс глубокого истощения газоконденсатной системы типа вуктыльской до давления порядка 1 МПа, моделируемый как в сосуде PVT-соотношений, так и в пористых средах с различной проницаемостью и водонасыщенностью, начиная с давления максимальной конденсации (т.е. при $p \approx 5-7$ МПа), характеризуется наличием области нормального испарения для компонентов от C_5 до C_8-C_9 .

Компоненты жидкой фазы пластовой смеси в процесс нормального испарения вовлекаются тем активнее, чем ниже их молекулярная масса.

При значениях молекулярной массы выше 100 г/моль выход компонентов мало изменяется в процессе снижения пластового давления от 5–7 до 1 МПа, а резкое снижение в продукции доли компонентов C_{10+} позволяет утверждать, что практического значения добыча этой высокомолекулярной части пластовой смеси в области давлений нормального испарения иметь не может, в отличие от легкой части пластовой смеси (фракции C_2-C_9).

Значения проницаемости, а также водонасыщенности вмещающей газоконденсатную смесь пористой среды в исследованной области практически не влияют на особенности процессов дифференциальной конденсации и нормального испарения газового конденсата.

Таким образом, при той газоконденсатной характеристике, какую имеет вуктыльская пластовая углеводородная смесь, динамика фазовых проницаемостей в пористой среде с типичными коллекторскими свойствами не столь драматична, как при разработке месторождения Нокс-Бромайд. Из средних по проницаемости и пористости объемов порового пространства вуктыльского пласта-коллектора на завершающей стадии разработки будут извлекаться углеводороды, в том числе за счет процесса нормального испарения. Естественно, в худших по сравнению со средними зонах коллектора возможны явления, из-за которых часть запасов углеводородов будет блокирована и составит неизвлекаемые пластовые потери. На снижение потерь, в том числе и этих, направлено предложенное ВНИИГАЗом и реализуемое на Вуктыле в районе УКПГ-8 и УКПГ-1 воздействие на пласт сухим неравновесным газом (см. разд. 2.4 и 6.2).

САЙКЛИНГ-ПРОЦЕСС

Увеличение коэффициента конденсатоотдачи, а нередко и газоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений может быть достигнуто путем возврата в пласт в течение определенного периода времени добытого газа, из которого предварительно извлечены компоненты C_{2+} или C_{3+} . Такой режим разработки, обеспечивающий отбор пластового газа с начальным высоким или слабо уменьшающимся содержанием конденсата (благодаря поддержанию давления) получил название сайклинг-процесса. Впервые применять его начали в конце 30-х годов, в годы второй мировой войны, когда резко возросла потребность в жидких углеводородах как сырье для производства моторных топлив, а потребность в углеводородном газе, напротив, несколько уменьшилась. В 1944 г. в США функционировали 37 установок для осуществления сайклинг-процесса при общем количестве разрабатываемых газоконденсатных месторождений 224. Обратная закачка “отбензиненного” газа применялась в тот период времени не только в США, но и в Канаде и ряде других газодобывающих стран, причем даже на таких газоконденсатных месторождениях, начальное содержание конденсата в газе которых составляло всего 150–180 г/м³. По окончании войны вследствие заметного изменения структуры потребления углеводородов и соответствующей динамики цен на жидкие и газообразные углеводороды объемы обратно нагнетаемого в пласт газа резко снизились. Удовлетворительные технико-экономические показатели при реализации сайклинг-процесса стали получать только на ГКМ с начальным содержанием конденсата в газе не ниже 250–300 г/м³. Основной

упор делался на реализацию вариантов частичного сайклинг-процесса, когда объем возвращаемого в пласт газа меньше объема газа, отбираемого из пласта. Одновременно значительно возросла доля нагнетаемых в пласт неуглеводородных газов. В целом, однако, количество объектов, на которых применялся сайклинг-процесс, очень сильно уменьшилось. Тем не менее часть газоконденсатных месторождений США, Канады, некоторых других стран разрабатывались и продолжают разрабатываться в режиме обратного нагнетания газа. Накопленный опыт применения сайклинг-процесса в различных условиях и на месторождениях с разными геолого-промысловыми характеристиками потребовал более глубокого обоснования каждого проекта разработки, предусматривавшего возврат в пласт газа. Стала очевидной необходимость тщательного изучения характера неоднородности пласта – потенциального объекта нагнетания сухого газа. С другой стороны, исследования ВНИИГАЗа доказали, что, во-первых, частичный сайклинг-процесс при низких пластовых давлениях может по своим показателям не уступать процессу при высоких, близких к начальному, давлениях, а во-вторых, можно повысить эффективность процесса, если учитывать состав пластовой смеси. Речь идет о целесообразности использования влияния промежуточных углеводородов (этан-пропан-бутановой фракции) на испаряемость ретроградного конденсата в газовую фазу в послепрорывный период. При этом было показано, что испарение ретроградного конденсата – весьма длительный процесс, и в течение многих лет после прорыва закачанного газа возможно получать из скважин продукцию с высоким промышленным содержанием конденсата.

В связи с тем, что в рыночных условиях при колебаниях спроса на газ и жидкие углеводороды повышается вероятность реализации на российских газоконденсатных месторождениях сайклинг-процесса, мировой опыт его применения представляет большой интерес [10, 26, 44].

Ниже анализируются результаты осуществления сайклинг-процесса за рубежом, а также результаты единственного, практически реализованного в странах СНГ сайклинг-процесса на Новотроицком ГКМ (Украина).

Опыт проектирования разработки крупнейшего газоконденсатного месторождения Канады Кэйбоб чрезвычайно интересен в смысле комплексного решения проблемы использования полезных ископаемых с учетом требований по охране недр и окружающей среды.

Газоконденсатное месторождение Кэйбоб, открытое в сентябре 1961 г., расположено в провинции Альберта, в 300 км к северо-западу от г. Эдмонта. Продуктивные отложения, сложенные в основном пористыми доломитами, приурочены к рифогенному массиву верхнего отдела свиты Свон Хиллс, образующему вытянутую с северо-запада на юго-восток структуру длиной около 60 км и шириной 3,5–9 км. Эти отложения осложнены межрифовым каналом значительных размеров, положение которого четко не зафиксировано. Створ канала заполнен плотными известняками. По всей площади месторождения, пласты которого регионально погружаются в юго-западном направлении с наклоном 1,05 м/км, продуктивные отложения подстилаются темными битуминозными карбонатами нижнего отдела свиты Свон Хиллс средней мощностью 33 м. Наряду с плотными известняками здесь представлены и пористые доломиты. Мощность продуктивного горизонта изменяется в пределах от 0 до 109 м. Покрышкой залежи служат плотные битуминозные известняки свиты Беверхилл Лейк. Таким образом, ловушка газа и конденсата на месторождении Кэйбоб образовалась в результате литологического выклинивания и литологического экранирования в подошве и кровле.

Начальное пластовое давление в газоконденсатной залежи, приведенное к абсолютной отметке средневесовой плоскости массива 2307 м, составляет 32,4 МПа. Пластовая температура ($T = 114\text{ }^{\circ}\text{C}$), как и давление, аномально высокая для глубин залегания около 2300–2350 м. Запасы пластового газа площади В составляли 93,5 млрд. м³, в том числе запасы товарного сухого газа – 63,3 млрд. м³, конденсата (C_{3+}) – 40,6 млн. м³, сжиженных газов (C_3-C_4) – 20,5 млн. м³, серы – 21,1 млн.т. В целом по месторождению запасы пластового газа были равны 110,6 млрд. м³, конденсата – 48 млн. м³.

Газоконденсатная залежь Кэйбоб массивная. На западе она ограничена пересечением кровли рифа с ГВК, а на востоке – выклиниванием свиты Свон Хиллс, замещающей плотными известняками. По данным исследования скважин, после вскрытия водонасыщенных отложений выявилось постепенное снижение пористости и проницаемости в направлении с северо-востока на юго-запад. Это снижение обусловлено как увеличением доли плотных рифогенных известняков, так и уменьшением пористости доломитовых интервалов. Средние значения пористости и проницаемости водоносной зоны составляют 6 % и $25 \cdot 10^{-15}\text{ м}^2$. По данным замеров давления в скважинах, расположенных за пределами ГВК, установили взаимодействие водоносных зон пласта Д-3 месторождения Пайн-Крик и Беверхилл Лейк месторождения Кэйбоб. Отбор 6,72 млрд. м³ газа из залежи Д-3 (Пайн-Крик) обусловил снижение давления на 0,34 МПа.

Расчеты показали, что в Пайн-Крик вторглось 16,54 млн. м³ воды, в том числе 10,32 млн. м³ – из зоны, подстилающей залежь Д-3. Остальная вода поступила из сопредельных водоносных областей, главным образом рифовой зоны Беверхилл Лейк. Это подтверждается снижением давления в залежи (площадь В) на 4,1 МПа.

Продуктивность и приемистость рассчитывались на основании данных по исследованию скважин с использованием известной степенной зависимости дебита от разности квадратов пластового и забойного давлений. Результаты обработки данных исследования применялись для построения карты равной производительности скважин, с помощью которой определяли параметр C в уравнении притока для неисследованных скважин. Максимально допустимая депрессия устанавливалась, исходя из необходимости предотвращения образования конуса воды, на уровне 0,012 МПа/м в продуктивной мощности ниже нижних перфорационных отверстий. Допускалось превышение этого значения вплоть до 0,023 МПа/м.

Газоконденсатная система месторождения Кэйбоб была недонасыщена высококипящими углеводородами – давление начала конденсации находилось на уровне 23,4 МПа. Компонентный состав пластовой смеси приведен в табл. 1.19.

Хотя в интервале снижения давления 32,4–23,4 МПа жидкая фаза в пласте не образуется, дальнейший отбор газоконденсатной смеси сопровождается интенсивным выпадением конденсата вплоть до давления максимальной конденсации $p_{\text{мк}} = 8,1\text{--}8,4\text{ МПа}$. Максимальная доля углеводороднасыщенного порового объема, занятая выделившимся стабильным конденсатом, составляет 5,0 %. В соответствии с изотермой текущего конденсатосодержания коэффициент извлечения стабильного конденсата при разработке на режиме истощения ($p_{\text{ист}} = 4,1\text{ МПа}$) без учета продвижения подошвенной воды составляет 63–65 %. Такая сравнительно высокая конденсатоотдача обусловлена сильным недонасыщением пластовой смеси, в результате которого около 17 % от запасов конденсата отбирается до начала выпадения его в

ТАБЛИЦА 1.19
Компонентный состав пластовой смеси

Компонент	Содержание компонента	
	% (молярная доля)	см ³ /м ³ газа
Азот	1,12	–
Углекислый газ	3,42	–
Сероводород	16,70	–
Метан	58,56	–
Этан	7,56	–
Пропан	3,12	114,0
<i>n</i> -Бутан	1,66	71,4
Изобутан	0,78	33,5
<i>n</i> -Пентан	0,78	38,0
Изопентан	0,67	33,0
Гексан	1,21	67,1
Гептан+высшие	4,42	295
Всего	100,00	562

пласте. Высокая концентрация в пластовой смеси сероводорода, пропан-бутанов и конденсата определяет сравнительно низкое соотношение между объемами остаточного (сухого) и жирного газов – молярная доля остаточного газа в смеси даже при $p_{мк}$ не превосходит 0,712.

Физико-химические свойства пластовой смеси

Плотность газа, кг/м ³	1,03
Псевдокритическая температура, К.....	491
Псевдокритическое давление, МПа.....	5,32
Вязкость газа при давлении 32,2 МПа, мПа·с.....	0,036
Содержание сжиженных газов, см ³ /м ³	219
Содержание конденсата (C ₅₊), см ³ /м ³	434
Содержание серы, г/м ³	225

Для изучения процессов вытеснения газа водой, жирного газа сухим, а также некоторых сопутствующих им явлений пользовались различными математическими моделями. Основные расчеты технологических показателей разработки были выполнены применительно к трехмерной трехфазной модели. Математическая модель описывает нестационарное течение двух- или трехфазной системы с учетом вязкости, капиллярных и гравитационных сил. Все агенты считаются сжимаемыми, а их свойства (объемный фактор, вязкость) полагаются однозначными функциями давлений. Фазовые проницаемости задаются в виде функций. При решении данной задачи использовалась концепция “вертикального равновесия”, позволяющая свести трехмерную фильтрацию к двумерной. Согласно этой концепции, потенциалы фаз $\Phi_{жг}$, $\Phi_{сг}$ и $\Phi_{в}$ постоянны по мощности пласта. Это означает, что давление по вертикали (мощности) изменяется по законам гидростатики, т. е. пластовая система находится в состоянии капиллярно-гравитационного равновесия. Строго говоря, данная концепция равнозначна допущению о бесконечно большой проницаемости – по вертикали. На практике же достаточным основанием для использования “вертикального равновесия” является высокая проницаемость по вертикали, существенное проявление гравитационных эффектов, низкие вязкости агентов и т. п. Все эти условия характерны для месторождения Кэйбоб, в связи с чем концепцию “вертикального равновесия” применили для расчетов продвижения подошвенной воды в залежь, а также перемещения границы газ – газ при процессе рециркуляции газа. В результате решения соответствующей системы уравнений получается распределе-

ние насыщенностей (площадное) в каждой ячейке моделируемой области фильтрации. Допущение вертикального равновесия позволяет установить распределение насыщенности и по мощности залежи (высоте ячейки). Таким образом, метод вертикального равновесия позволяет существенно облегчить (не в ущерб точности результатов) решение задачи.

На основании приведенной методики произвели расчеты продвижения воды в газонасыщенную часть залежи, а также текущего объемного коэффициента охвата. Кроме того, с помощью метода материального баланса рассчитали показатели добычи газа и конденсата для различных способов разработки месторождения. В указанных расчетах были сделаны следующие допущения.

1. Для различных вариантов процесса обратной закачки сухого газа начальная мощность промысла по газу устанавливалась на уровне 133 % от номинальной пропускной способности газоперерабатывающего завода без дополнительного бурения эксплуатационных скважин.

2. Для вариантов разработки на режиме истощения, а также истощения с компенсацией пиковых нагрузок за счет резервных мощностей ГПЗ и закачкой избыточных объемов газа в пласт в периоды пониженного потребления предусматривалась мощность промысла по газу, обеспечивающая удовлетворение пиковых потребностей с бурением при необходимости дополнительных скважин.

3. Расход газа на топливо и собственные нужды промысла принимался на уровне 5 % от суммарного объема остаточного газа.

4. Среднее пластовое давление однозначно определяет состав продукции скважины. Испарение выпавшего конденсата не принимается в расчет при определении добычи конденсата.

5. Вторжение воды так же влияет на состояние пластовой газоконденсатной системы, как и закачка газа; поэтому под коэффициентом охвата понимается отношение объема порового пространства, занятого закачиваемым газом и вторгшейся водой, к суммарному поровому объему, занятому углеводородами.

6. Учет влияния темпа вторжения воды обеспечивается проведением расчетов для различных факторов обводнения. Фактору обводнения (ФО-0) соответствует газовый режим, т.е. продвижение воды отсутствует. При ФО-1 вода продвигается с темпом, рассчитанным по упомянутой методике на основании приведенных исходных данных. При ФО-2 темп вторжения воды в 2 раза превышает предыдущий.

7. Закачка газа прекращается по достижении коэффициента охвата, равного 55 %, для всех вариантов.

8. В период доразработки на истощение соотношение отборов сухого и жирного газов поддерживается таким же, каким оно является в момент прекращения рециркуляции.

9. Давление при режиме истощения залежи, исходя из минимально допустимого давления на устье 2,1 МПа, составляет 4,1 МПа для всех вариантов.

10. Суточный темп отбора газа в период доразработки определялся из условий контракта на продажу в объеме $1/8400$ от извлекаемых запасов газа.

Результаты тщательного математического моделирования процесса разработки площади В месторождения Кэйбоб свидетельствуют о безусловной перспективности способа разработки при частичной закачке газа даже в ус-

ловиях, когда разработка на режиме истощения характеризуется сравнительно высокой конденсатоотдачей.

При разработке газоконденсатного месторождения Нокс-Бромайд, залегающего на большой глубине (4600 м), с поддержанием давления путем рециркуляции газа повышалась не только конденсатоотдача, но и газоотдача. Именно поэтому оправданы чрезвычайно высокие капиталовложения для поддержания давления на месторождении (стоимость одной скважины Нокс-Бромайд достигала 1 млн. долл.).

Месторождение расположено в штате Оклахома (США). Открытое в 1956 г., оно разрабатывалось на режиме истощения с 1960 до 1962 г. За этот период было добыто 538 млн. м³ газа и 480 тыс. м³ конденсата. Продуктивные горизонты месторождения II и III представлены весьма плотными песчаниками с низкими коллекторскими свойствами (пористость 4,5–6,8 %, проницаемость $4,5 \cdot 10^{-15}$ м², водонасыщенность 11 %). Структура представляет собой вытянутую с северо-запада на юго-восток антиклиналь размерами 16 × 2 км. Запасы газа в двух горизонтах составляли 8,1 млрд. м³, запасы – конденсата (точнее, широкой фракции C₃₊) – около 6 млн. м³. Содержание фракции C₃₊ в газе горизонта II – 1030 см³/м³, в газе горизонта III – 510 см³/м³.

Начальное пластовое давление (расчетное) было равно 65,7 МПа, пластовая температура 114 °С. Давление начала конденсации $p_{нк}$ пластового газа горизонта II равно 45,1 МПа, горизонта III – 38,9 МПа. Отметим, что, наряду со значительным превышением пластового давления над гидростатическим (в 1,3–1,4 раза), пластовой газоконденсатной системе было свойственно исключительно большое недонасыщение конденсатом: $p_{нк}$ отличается от $p_{пл}$ для горизонта II на 20,6 МПа, а для горизонта III на 26,8 МПа.

Лабораторные и промысловые исследования показали, что специфические особенности строения песчаника свиты бромайд обуславливают резкое снижение его фазовой проницаемости для газа по мере выпадения конденсата в пласте. При изучении шлифов кернов было обнаружено наличие на зернах песчаника конденсатной пленки, резко снижающей проницаемость породы. Полученная исследователями кривая фазовой проницаемости по газу свидетельствовала о том, что фильтрация газа практически прекращается по достижении насыщенности жидкой фазой 50 %. Именно в результате этого ожидался исключительно низкий коэффициент газоотдачи при разработке на режиме истощения (11 %). Иными словами, выпадающий в призабойной зоне конденсат “запирает” газ в залежи. По данным расчетов, разработка на режиме истощения позволяла добыть всего около 900 млн. м³ газа и 850 тыс. м³ конденсата: тем самым рентабельная разработка месторождения прекратилась бы уже в 1965 г. В то же время разработка при поддержании давления обеспечивала извлечение 5 млрд. м³ газа и 5,25 млн. м³ конденсата. Давление в пласте (в призабойной зоне) следовало поддерживать более высоким, чем $> p_{нк}$. По-видимому, в данном случае оптимальным условием является $p_{заб} > > p_{нк}$ (выпадающий в призабойной зоне конденсат, несмотря на высокую насыщенность, остается малоподвижным или вообще неподвижным в связи с крайне низкими фильтрационными характеристиками среды).

Согласно проекту разработки с рециркуляцией газа, из десяти имеющихся эксплуатационных скважин три предполагалось перевести под нагнетание. Объем закачки намечался на уровне 450–600 тыс. м³/сут, темп отбора – 400–500 тыс. м³/сут. Около 20 % закачиваемого газа приобретается со стороны; этот газ компенсирует уменьшение объема добываемого его количе-

ства за счет выделения конденсата, расхода на топливо, а также изменения сжимаемости газа по мере выделения конденсата.

При довольно низкой продуктивности скважин на месторождении Нокс-Бромайд предполагалось широко использовать мероприятия по интенсификации притока и, в первую очередь, гидроразрыв пласта. Успешное проведение в 1960 г. на скважинах Нокс-Бромайда гидроразрыва впервые в мире было осуществлено на глубине 4600–4800 м. Применение процесса рециркуляции на этом месторождении, несмотря на огромные трудности технического, технологического и экономического характера, лишней раз подтверждает большие возможности этого способа разработки.

В качестве интересного примера разработки газоконденсатного месторождения с применением обратной закачки газа можно привести месторождение Ла Глория, на котором поддерживалось давление в течение 8 лет. В то время это был один из самых больших проектов по закачке газа с целью получения конденсата в штате Техас.

Залежь приурочена к структуре овальной формы. Продуктивная площадь составляет 1070 га. Этаж газоносности около 100 м.

В процессе разведки залежи и эксплуатационного бурения было пробурено около 40 скважин.

Глубина залегания продуктивного горизонта в центре структуры 1955 м. Средняя мощность песчаника в этой зоне 10 м. Средняя пористость его 22,2 %, проницаемость $0,52 \cdot 10^{-12}$ м². Начальное пластовое давление 23,9 МПа, температура 95 °С. Содержание связанной воды оценивалось в 20 %.

Запасы газа в залежи равнялись 3,95 млрд. м³ (при нормальных условиях). Запасы конденсата (пропан+) составляли 1,07 млн. м³. Из этого количества пентаны + составляли 0,639 млн. м³, изо- и нормальные бутаны 0,178 млн. м³ и пропан 0,252 млн. м³.

Закачка газа на месторождении Ла Глория началась в мае 1941 г. К этому времени на месторождении было шесть продуктивных и две нагнетательные скважины. В последующие годы число эксплуатационных скважин увеличилось до восьми, а нагнетательных до четырех. В течение первых 4 лет из пласта в среднем отбиралось 1415 тыс. м³/сут газа. В дальнейшем ввиду того, что нагнетаемый сухой газ стал прорываться в эксплуатационные скважины, отбор из пласта уменьшили до 595 тыс. м³/сут.

За все время нагнетания в пласт было возвращено 97 % добытого сухого газа. Для обслуживания установки газ получали со стороны.

Благодаря малым темпам отбора и возврату практически всего добытого сухого газа пластовое давление снизилось очень незначительно. Поэтому было предотвращено выпадение конденсата в пласте и его потери. Это подтверждается тем, что в продукции скважины, пробуренной в заключительной стадии процесса в зоне, не охваченной нагнетанием сухого газа, содержание конденсата не отличалось от начального.

В процессе закачки газа с целью контроля за его перемещением по пласту из каждой скважины раз в три месяца отбирались пробы газа для определения содержания конденсата.

Исследования показали, что в зоне, охваченной закачкой газа, коэффициент вытеснения достигал 80 %. Коэффициент охвата при выбранном расположении нагнетательных и эксплуатационных скважин по расчетам составлял 85 %.

Следовательно, в результате проведения процесса из пласта было добыто 68 % первоначально содержащегося конденсата. При последующей эксп-

дуатации пласта на истощение было добыто еще 20,8 % конденсата. Всего из пласта было отобрано 88,8 % первоначально содержащегося конденсата (C_{5+}).

Нагнетание сухого газа прекратили в середине 1949 г., когда содержание конденсата в продукции резко уменьшилось.

При разработке отечественных газоконденсатных месторождений неоднократно предпринимались попытки реализовать сайклинг-процесс, однако, как правило, дело ограничивалось физическим или математическим моделированием, а также проведением технико-экономических расчетов.

Одним из возможных объектов применения сайклинг-процесса было крупнейшее в европейской части России Вуктыльское газоконденсатное месторождение. Во ВНИИГАЗе были выполнены расчеты по извлечению конденсата из Вуктыльского месторождения при закачке сухого газа на различных уровнях пластового давления.

Общий коэффициент извлечения конденсата для Вуктыльского месторождения за счет его растворения в сухом газе согласно расчетам не превышал 70–75 %, т.е. по сравнению с разработкой на истощение коэффициент извлечения конденсата мог быть увеличен на 30–35 %. Объясняется это значительным утяжелением фракционного состава конденсата, выпавшего в пласте, в процессе закачки сухого газа. Автор расчета Г.С. Степанова полагала, что достичь такого увеличения коэффициента извлечения выгоднее при “меньшем” объеме закачиваемого газа, т.е. при более высоком давлении. В этом случае и фракционный состав добываемого конденсата будет тяжелее, и, следовательно, коэффициент извлечения его из газа на промысловых установках будет выше. Если закачка газа осуществляется при давлении 5–6 МПа, то в газовую фазу переходят фракции конденсата, выкипающие до 150–180 °С (т.е. бензиновые фракции); в количестве около 60 г/м. Низкие давления на устье эксплуатационных скважин приводят к необходимости компримирования газа и его последующего охлаждения. Для выделения конденсата в этом случае необходимо осуществлять сепарацию при достаточно низких температурах – в пределах минус 40 – минус 50 °С или применять процесс адсорбции. Если же газ закачивать при пластовых давлениях выше 20 МПа, то для создания низких температур в сепараторе можно использовать турбодетандеры.

Одним из авторов работы [52] была обоснована схема использования турбодетандера при относительно низких пластовых давлениях (около 10 МПа). При этом турбодетандер устанавливался перед дожимной компрессорной станцией. В условиях Вуктыльского месторождения такая схема позволила определенное время вести подготовку газа и конденсата к транспорту более эффективно.

Основной недостаток, мешающий внедрению турбодетандеров для создания низких температур, – это изменяющийся перепад давления на турбодетандере при снижении давления в залежи. Если закачка газа будет осуществляться в течение длительного времени, турбодетандеры экономически окажутся значительно выгодней, чем холодильные установки. Для максимального извлечения конденсата из добываемого газа следует применять процессы низкотемпературной масляной адсорбции или короткоцикловой адсорбции. Тогда потери конденсата будут минимальными и эффект от закачки сухого газа в пласт будет наибольшим.

Как известно, сайклинг-процесс на Вуктыльском месторождении не был осуществлен и с 1968 г. оно разрабатывалось на режиме истощения. Основ-

ными причинами для отказа от возврата газа в пласт стали опасения низкого охвата пласта (не более 20 %) нагнетаемым агентом в условиях резко неоднородного трещиноватого коллектора; решение остановиться на способе разработки более экономичном с точки зрения материальных и финансовых затрат; отсутствие в стране налаженного производства высоконапорного компрессорного и трубопроводного оборудования; психологическая неподготовленность специалистов вести разработку на ином, нежели истощение, режиме отбора запасов.

Открытие уникальных по запасам газоконденсатных месторождений с высоким содержанием в газе ценных высокомолекулярных углеводородных компонентов (табл. 1.20) побудило газовиков России, а также Казахстана вновь обратиться к проблеме разработки ГКМ с поддержанием пластового давления. Были выполнены технико-экономические оценки и подготовлены проектные решения, согласно которым реализация сайклинг-процесса на Уренгойском, Карачаганакском и других ГКМ обеспечивала увеличение конденсатоотдачи продуктивных пластов не менее чем на 10 %. Практически, однако, до настоящего времени нет уверенности в том, что предусмотренное проектами разработки этих объектов нагнетание сухого газа будет осуществлено. Кроме тех причин, что воспрепятствовали внедрению сайклинг-процесса на Вуктыльском месторождении, в последние годы стала играть важную роль еще одна – экспортные обязательства по поставкам крупных объемов природного газа в европейские страны при одновременном снижении финансируемых потребностей в газе.

И все же в странах СНГ несколько лет назад удалось довести до практического осуществления один проект разработки ГКМ на режиме сайклинг-процесса, хотя и с задержкой во времени и при давлении в пласте, меньшем проектного, – на Новотроицком месторождении на Украине. Проект был подготовлен специалистами ВНИИГАЗа и УкрНИИгаза под руководством С.Н. Бузинова, И.Н. Токоя, Е.И. Степанюка.

ТАБЛИЦА 1.20
Характеристика крупнейших ГКМ

Месторождение	Глубина залегания продуктивных отложений, м	Начальные параметры				Конденсатоотдача на режиме истощения (ожидаемые средние величины)
		Давление, МПа (среднее)	Температура, °С (средняя)	КГФ, г/м ³ (максимальный на пластовый газ)	Запасы газа, млрд. м ³	
Астраханское (Россия)	3870–4100	61,2	106	224	2·10 ³ (верхнебашкирские отложения)	64
Карачаганакское (Казахстан)	3730–4950	57	80	780	884	23
Уренгойское, валанжин, III и IV объекты (Россия)	2790–3036	30,1	86	250	1,95·10 ³	52
Ямбургское (Россия)	2525–2918	31,6	65	275	1,44·10 ³	68

Новотроицкое газоконденсатное месторождение открыто в 1966 г., когда был получен приток газа с конденсатом из скв. № 4, и введено в разработку на истощение в 1974 г.

Газоконденсатная залежь приурочена к отложениям нижнего карбона горизонта В-23 визейского яруса, залегает в интервале глубин 3280–3390 м. Начальные запасы газа утверждены в объеме 11 620 млн. м³, конденсата 5200 тыс. т (извлекаемые 2590 тыс. т). Начальное содержание конденсата в отсепарированном газе 454,5 г/м³, начальное пластовое давление составляло 35,6 МПа. Средняя эффективная мощность продуктивного пласта 16 м, средняя проницаемость $1,02 \cdot 10^{-12}$ м².

К моменту подсчета запасов газа (1973) считалось, что Новотроицкое поднятие достаточно детально изучено; оно представлялось асимметричной брахиантиклинальной складкой, разделенной единственным тектоническим нарушением, подсеченным скв. 4, на два блока (северо-западный и юго-восточный). Эти представления о геологическом строении были приняты за основу при составлении проекта разработки 1976 г.

Бурение эксплуатационных скважин внесло существенное изменение в представление о геологическом строении залежи. В 1984 г. при анализе разработки месторождения был пересмотрен весь имеющийся геологический материал и выполнены новые структурные построения. Для более уверенной корреляции разрезов скважин, помимо стратиграфических границ внутри стратиграфических комплексов, были выбраны хорошо выдержанные по площади реперные пласты, что позволило более детально проследить характер изменения мощностей в разрезах скважин и точнее определить глубины подсечения ими тектонических нарушений.

На основании новых для того времени представлений о строении Новотроицкого месторождения юго-восточная часть залежи характеризовалась относительно простым строением. Северо-западная часть складки отличалась вместе с тем очень сложным блоковым строением, которое, несмотря на большое число пробуренных скважин, оставалось не до конца выясненным. Блоковое строение в этой части месторождения затрудняло размещение системы нагнетательных и эксплуатационных скважин.

Таким образом, геологическое строение Новотроицкой залежи оказалось значительно сложнее, чем предполагалось по результатам разведочных работ (когда было пробурено 16 скважин). По данным бурения эксплуатационных и нагнетательных скважин был выявлен ряд нарушений, блоков и локальных поднятий в пределах площади газоносности.

За период разработки месторождения на истощение (1974–1979 гг.) из месторождения было добыто 2144 млн. м³ газа и 658,2 тыс. т конденсата, при этом пластовое давление снизилось на 7,5 МПа. Отбор газа был на 320 млн. м³ выше проектного. Содержание конденсата в пластовом газе уменьшилось до 317 г/м³, а потери его в пласте составили около 1500 тыс. т.

В связи с отставанием обустройства в период 1979–1981 гг. месторождение находилось в консервации. За это время вследствие проявления водонапорного режима пластовое давление в залежи увеличилось с 27,4 до 28,1 МПа. Подъем ГВК составил около 7 м.

Закачка сухого газа в пласт была начата в июне 1981 г. Добыча сырого газа осуществлялась из четырех скважин, а закачка – в две нагнетательные скважины № 30 и 36. Приемистость нагнетательных скважин в начале закачки соответствовала проектной. Однако впоследствии было отмечено существенное ее снижение, обусловленное загрязнением призабойных зон скважин

компрессорным маслом. Поэтому начали проводить периодическую продувку нагнетательных скважин в газопровод. При этом приемистость скважины улучшалась, но полного восстановления не происходило.

На основе новых представлений о геологическом строении месторождения были пересмотрены первоначальные проектные решения по числу нагнетательных и эксплуатационных скважин, объемам добычи и закачки газа. Объем закачки газа был установлен в количестве 230 млн. м³.

В 1984 г. был проведен детальный анализ обводнения залежи. С помощью математического моделирования воспроизведена 9,5-летняя история разработки месторождения, определены эффективные параметры водоносного пласта. Сопоставляя геологические построения с данными материального баланса, оценили среднюю остаточную газонасыщенность обводненного порового объема – 0,54, причем 7 % порового пространства занято выпавшим конденсатом. Столь высокое значение средней остаточной газонасыщенности свидетельствовало о том, что за фронтом обводнения газ оставался не только в заземленном состоянии. Подъем ГВК составил около 30 м.

Динамика добычи газа и конденсата приведена в табл. 1.21. На 01.09.87 из месторождения было извлечено 3948 млн. м³ газа и 1169 тыс. т конденсата. Суммарная добыча конденсата за период сайклинг-процесса составила 510,8 тыс. т, закачка сухого газа в пласт – 1443 млн. м³.

Сравнение двух технологий – сайклинг-процесса и истощения – было проведено по добыче конденсата при условии одинаковой накопленной добычи. В табл. 1.21 приведены данные по дополнительной добыче конденсата при сайклинг-процессе по отношению к разработке залежи на истощение. Вариант истощения был рассчитан с найденными по истории разработки эффективными параметрами водоносного пласта.

Фактическое состояние фонда скважин на 01.09.87 г. было следующим:

эксплуатационные:

действующие № 10, 13, 16, 34, 37;

в ожидании ремонта № 4, 17;

нагнетательные:

действующие № 30, 31, 33, 35, 38, 39;

в ожидании ремонта № 40;

наблюдательные: № 6, 9, 12, 36, 42.

Скв. 10, 16 работали с высоким содержанием конденсата (375+425 г/м³). Это было обусловлено образованием “конденсатного вала” вблизи забоев этих скважин в результате продвижения контурных вод. Продукция скв. 34 в течение 1984–1985 гг. постепенно осушалась (до 166 г/м³). Во второй половине 1986 г. к ее забою также подошел “конденсатный вал”, в связи с чем удельный выход конденсата повысился до 250 г/м³. Более всего оказалась осушена продукция скв. 13: доля сухого газа составляла 79 %.

Подготовка газа для закачки в пласт осуществлялась методом низкотемпературной сепарации с охлаждением газа пропановой холодильной установкой. Газоконденсатная смесь из эксплуатационных скважин поступала на УКПГ, где в сепараторах первой ступени при давлении 12,5 МПа и температуре 298 К происходило отделение капельной жидкости от газа. После этого газ подавался в теплообменник, где охлаждался за счет холода, получаемого от пропановой холодильной установки и при давлении 10,5–11,0 МПа направлялся в низкотемпературный сепаратор второй ступени, где происходило разделение сконденсировавшейся жидкости и газа. Отсепарированный газ при температуре 263–258 К и давлении 10,5–11,0 МПа содержал 30–

ТАБЛИЦА 1.21
Динамика добычи газа и конденсата по Новотроицкому ГКМ

Годы	Добыча газа, тыс. м ³		Закачка газа в пласт, тыс. м ³		Добыча конденсата, т		Дополнительная добыча конденсата, тыс. т
	годовая	с начала эксплуатации	годовая	с начала эксплуатации	годовая	с начала эксплуатации	
1974	4 500	4 500					
1975	524 262	528 762			168 151	168 151	
1976	574 241	1 103 003			194 288	362 439	
1977	477 822	1 580 825			153 407	515 846	
1978	277 074	1 857 899			77 430	593 376	
1979	238 662	2 096 561			54 160	647 436	
1980	33 001	2 129 562			6 500	653 936	
1981	225 057	2 354 619	150 116	150 116	53 450	707 386	5,0
1982	210 030	2 564 649	147 735	297 851	53 060	760 446	8,0
1983	244 743	2 809 392	205 226	503 117	69 720	830 166	13,5
1984	314 422	3 123 714	257 845	760 962	105 257	935 423	38,5
1985	351 457	3 475 171	289 400	1 050 362	97 840	1 033 263	23,5
1986	283 180	3 758 351	237 340	1 287 702	73 740	1 107 003	28,1
Итого:							116,6

32 г/м³ конденсата. С целью повышения извлечения конденсата технология низкотемпературной подготовки газа была дополнена абсорбцией в потоке. В качестве абсорбента был использован тяжелый конденсат I ступени сепарации. Это дало возможность дополнительно извлечь 10–17 г/м³ конденсата из газа, закачиваемого в пласт.

Закачка газа в пласт осуществлялась тремя газомоторными компрессорами 10ГКНА1/(100–12)–(200–275) производительностью 480–620 тыс. м³/сут каждый, работающими параллельно. В процессе эксплуатации компрессорной станции был выявлен и устранен ряд факторов, снижающих работоспособность компрессоров: заменены втулки компрессорных цилиндров; изменена конструкция поршней и сальников штока; удвоена подача лубрикаторной смазки поршней, заменена запорная арматура обвязки компрессоров на импортную; установлены фторопластовые фильтры конструкции УкрНИИгаза на входе газа в компрессоры и на линиях нагнетания в скважины; изготовлено и установлено общестанционное загрузочное кольцо для обкатки компрессоров после ремонтов, предусмотрены дренаж для удаления жидкости из обвязки узла продувки всасывающего коллектора, а также буферных емкостей; произведен ремонт фундаментов и опор.

Экономическая оценка разработки Новотроицкого месторождения показывала высокую себестоимость добычи газа и конденсата. Однако опыт реализации проекта весьма ценен для газопромысловиков.

Анализ разработки Новотроицкого ГКМ позволил сделать следующие выводы.

1. Новотроицкое месторождение характеризуется сложным геологическим строением, выявленным в процессе осуществления сайклинг-процесса и существенно повлиявшим на первоначальные проектные решения. Для обеспечения разработки месторождения в режиме сайклинг-процесса необходимо было провести детальную разведку залежей как разведочными, так и опережающими эксплуатационными скважинами.

2. На месторождении сайклинг-процессу предшествовала разработка в режиме истощения. В условиях проявления водонапорного режима это при-

вело к защемлению значительных количеств газа за фронтом вытеснения. Наиболее высокий технологический и экономический эффект мог быть получен при применении сайклинг-процесса без предварительного отбора газа.

3. При подготовке проекта необходимо предусматривать обвязку нагнетательных и эксплуатационных скважин по одной схеме – как на нагнетание, так и на отбор. Это позволит осуществлять оперативное регулирование разработки, очистку забоя скважин и т.д.

4. При проектировании установок подготовки газа для осуществления сайклинг-процесса в зависимости от конкретных условий и возможностей необходимо:

а) применять установки с низкотемпературной абсорбцией при давлении около 11,0 МПа;

б) использовать установки низкотемпературной сепарации при давлении максимальной конденсации 5,5–6,5 МПа с турбодетандером с последующим поджатием газа до давления 11,0 МПа компрессором, находящимся на одном валу с турбодетандером (наиболее экономичный вариант);

в) устанавливать перед компрессорной станцией фильтры для очистки газа от твердых примесей, а после компрессорной станции – маслоуловители для защиты нагнетательных скважин от масла, попадающего в газ при его компримировании.

5. Разработка Новотроицкого месторождения в режиме сайклинг-процесса при существовавших оптовых ценах предприятий на газ и конденсат являлась убыточной.

Для газоконденсатных месторождений, на которых планируется внедрение сайклинг-процесса, необходимо устанавливать льготные индивидуальные оптовые цены предприятий.

Анализ показал, что возможности сайклинг-процесса изучены и используются недостаточно. Это касается, например, области применения данной технологии при умеренных и низких пластовых давлениях, в частности, на завершающей стадии разработки газоконденсатных месторождений, а также особенностей ее применения на месторождениях с разными составами пластовых углеводородных смесей.

В связи с этим были предприняты широкомасштабные теоретические и экспериментальные исследования.

Был изучен механизм и эффективность углеводородоотдачи при закачке в газоконденсатную залежь сухого газа на различных стадиях истощения пласта.

С использованием метода, основанного на концепции давления схождения, и уравнения состояния Пенга – Робинсона проведено математическое моделирование природной газоконденсатной системы. В качестве примера были взяты термобарические условия и состав углеводородной смеси, характерные для одного из месторождений Днепровско-Донецкой впадины (Западного свода Березовского газоконденсатного месторождения). Углеводородная система имела следующий начальный состав: $C_1 - 81,2 \%$; $C_2 - 7,32 \%$; $C_3 - 3,13 \%$; $C_4 - 1,12 \%$ и $C_5 - 6,14 \%$, углеводороды C_{5+} моделировались тремя фракциями: $\Phi_1 - 18 \%$ ($M_{\text{мол}} = 107$); $\Phi_2 - 79 \%$ ($M_{\text{мол}} = 161$) и $\Phi_3 = 3 \%$ ($M_{\text{мол}} = 237$). Начальные пластовые давление и температура равнялись соответственно 51 МПа и 113 °С.

Были получены данные по динамике конденсатогазового фактора (КГФ) и насыщенности порового пространства жидкой фазой. Давление начала конденсации практически равняется начальному пластовому давлению. На-

чальный КГФ составляет 420 г/м^3 . При давлении максимальной конденсации $7,7 \text{ МПа}$ КГФ = 45 г/м^3 . Максимальное значение насыщенности порового пространства жидкой фазой достигает 12% . Коэффициент извлечения углеводородов C_{5+} при истощении до 2 МПа при данных пластовых термобарических условиях не превышает 32% .

Процесс закачки в пласт сухого газа был рассмотрен при следующих пластовых давлениях: 22 ; 16 ; $7,7$; 6 и 3 МПа . При давлениях 22 и 16 МПа система находится на ветви ретроградной конденсации (рис. 1.32, а). Давление максимальной конденсации составляет $7,7 \text{ МПа}$, и при давлениях 6 и 3 МПа система расположена на ветви прямого испарения. Конденсатогазовый фактор пластового флюида при давлениях 16 и 3 МПа одинаков.

Методика расчета процесса вытеснения сухим газом пластовой системы основана на решении дифференциальных уравнений многокомпонентной фильтрации безытерационным численным методом в допущении изотермичности процесса, локального термодинамического равновесия и справедливости обобщенного закона Дарси для фаз.

Расчеты были проведены для линейной модели пласта длиной 3 м , пористостью 25% и проницаемостью $4,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, заполненной при выбранных давлениях смесями, моделирующими пластовую смесь. Сухой газ моделировался метаном.

Метан в процессе фильтрации вытесняет равновесную пластовую газовую фазу и вызывает интенсивный массообмен между фазами, приводящий к существенному испарению ретроградного конденсата и снижению насыщенности порового пространства модели пласта углеводородной жидкостью. При этом насыщенность жидкой фазой всегда существенно ниже “критической”, т.е. жидкая фаза неподвижна и весь массоперенос происходит в газовой фазе.

Прокачка двух поровых объемов метана при давлении 22 МПа позволяет извлечь практически 100% C_2-C_4 и 32% углеводородов C_{5+} . При этом фракция $\Phi_1 (M_{\text{мол}} = 107)$ извлекается на 72% , $\Phi_2 (M_{\text{мол}} = 161)$ – на 19% , а $\Phi_3 (M_{\text{мол}} = 237)$ – на 9% . При более низких пластовых давлениях прокачка двух поровых объемов модели пласта дает существенно более низкое извлечение углеводородов C_{5+} , а тяжелая фракция $\Phi_3 (M_{\text{мол}} = 237)$ практически не вытесняется.

Для сравнения эффективности процесса при разных пластовых давлениях следует привести объемы закачиваемого газа к одной единице измерения. В качестве такой единицы выбрано необходимое количество метана для прокачки одного порового объема пласта при давлении 22 МПа .

Расчеты показывают (рис. 1.32, б), что для давления 3 и 6 МПа (ветвь прямого испарения) для полного извлечения углеводородов C_2-C_4 требуется существенно меньшее количество закачиваемого газа. Компоненты C_5-C_8 (рис. 1.32, в) извлекаются при давлениях ниже давления максимальной конденсации полнее, чем при давлениях до максимальной конденсации (в исследуемом диапазоне). И лишь наиболее тяжелые фракции ($M_{\text{мол}} = 161$ и выше) эффективно переходят в газовую фазу при более высоких пластовых давлениях. Так, для добычи всех запасов углеводородов C_2-C_4 следует прокачать $0,3$ относительной единицы измерения объема закачиваемого метана при давлении 3 МПа и около двух – при давлениях 16 и 22 МПа . Прокачка двух относительных единиц измерения метана позволяет извлечь 80% фракции Φ_1 при давлении воздействия 3 МПа , 65% при 6 МПа , 60% при $7,7 \text{ МПа}$, 57% при 16 МПа и 72% при 22 МПа . В целом, с учетом дополнительного

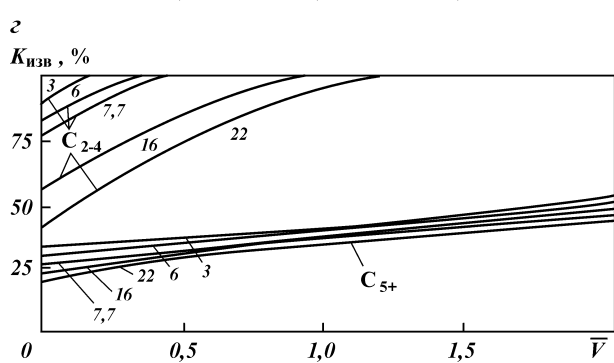
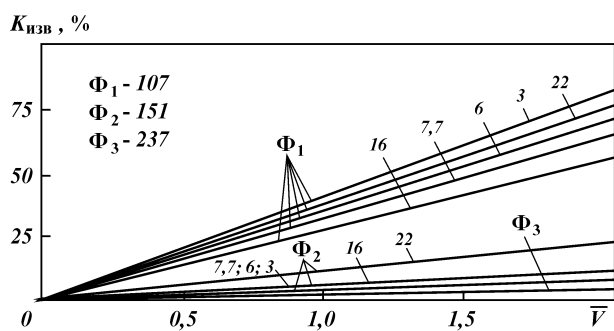
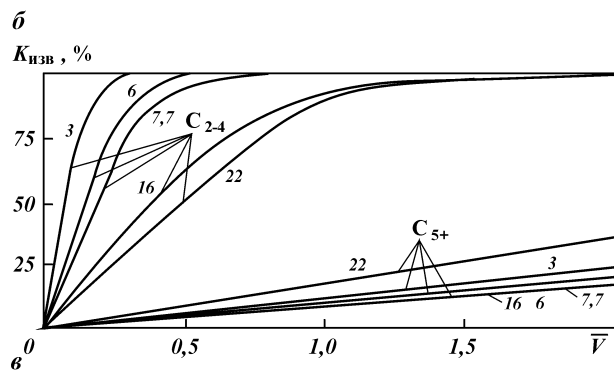
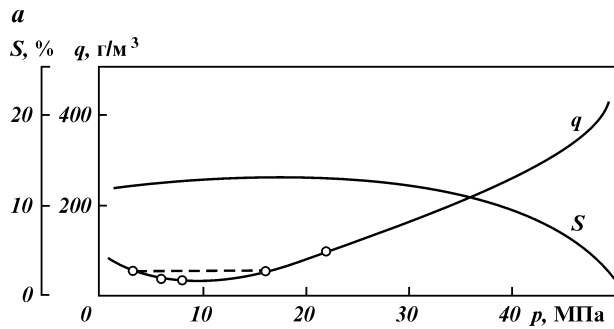


Рис. 1.32. Газоконденсатная характеристика q и график изменения насыщенности S системы жидкой фазой в процессе дифференциальной конденсации (Φ), динамика при различных давлениях воздействия: углеводородоотдачи пласта от текущих запасов (\cdot), извлечения высококипящих фракций от текущих запасов (\circ), углеводородоотдачи пласта от начальных запасов (\bullet)

извлечения при истощении до более низких давлений, при равном количестве закачиваемого сухого газа извлечение углеводородов C_{5+} в диапазоне давлений 3–7,7 МПа соизмеримо с извлечением при воздействии в диапазоне давлений 7,7–22 МПа (рис. 1.32, з).

Таким образом, исследования, с одной стороны, показали, что воздействие на газоконденсатный пласт неравновесным газообразным агентом (сухой газ) в областях прямого испарения не снижает удельную компонентоотдачу (на 1 м³ закачиваемого газа) пласта по сравнению с воздействием при более высоких пластовых давлениях. С другой стороны, технико-экономические показатели такого процесса, особенно для месторождений с целевыми продуктами углеводородов C_2 – C_8 , могут оказаться существенно выше за счет снижения объемов консервируемого газа, возможности бескомпрессорной закачки и более высокого коэффициента охвата.

Был выполнен также большой объем теоретических и экспериментальных исследований с целью научного обоснования таких методов повышения конденсатоотдачи при разработке ГКМ, которые базируются на учете особенностей группового и компонентного состава пластовой углеводородной смеси, что позволяет повысить степень извлечения высокомолекулярных углеводородов этой смеси.

Как известно, многообразие составов природных газов определяет – наряду с особенностями вмещающих горных пород и термобарических условий залежей – физическое состояние в пласте газовой смеси, наличие и относительное содержание жидкой, а иногда твердой фазы в смеси. Естественно, что от состава углеводородной смеси зависит и конденсатоотдача пласта при разработке его на режиме истощения.

Среди других составляющих особую роль в природных газовых смесях играют промежуточные углеводороды – этан, пропан, изо- и нормальный бутан. Суммарное их содержание в газовых смесях газовых залежей составляет в среднем до 5 %, газоконденсатных 5–30 %; в растворенных газах нефтяных месторождений содержится от 10–20 до 85–95 % промежуточных углеводородов [46, 16]. Количественное содержание в природных газах низкомолекулярных гомологов метана, в частности фракции C_2 – C_4 , определяется условиями образования газовой и жидкой углеводородной смеси из органического вещества осадочных нефтегазоматеринских пород, а также условиями миграции и накопления углеводородов в пористых пластах залежей. Значительное влияние на физико-химические свойства и фазовое состояние и поведение пластовых газов углеводородов фракции C_2 – C_4 обусловлено тем, что эти компоненты достаточно легко переходят из газового состояния в жидкое и обратно при изменении в пласте термобарических условий (табл. 1.22). Соответственно вовлекаются в межфазный массообмен другие компоненты смеси, в первую очередь с относительно близкими к промежуточным углеводородам свойствами. По данным работ [31, 45] существует прямая связь между содержанием в пластовой газовой смеси фракции C_2 – C_4 и выходом стабильного конденсата (C_{5+}) на первом этапе разработки некоторых ГКМ основных газодобывающих регионов стран СНГ.

Результаты статистического анализа данных разработки ГКМ России и некоторых других стран СНГ, а также экспериментальные данные изучения поведения рекомбинированных проб пластовых газоконденсатных смесей с использованием сосудов PVT-соотношений позволили специалистам ВНИИГАЗа в свое время предложить обобщенную зависимость средних потерь стабильного конденсата (C_{5+}) в пласте от потенциального содержания

ТАБЛИЦА 1.22

Некоторые физико-химические свойства низкомолекулярных алканов

Показатели	Алканы					
	метан	этан	пропан	изобу- тан	нормаль- ный бутан	нормаль- ный пентан
Химическая формула	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>изо</i> -C ₄ H ₁₀	<i>н</i> -C ₄ H ₁₀	<i>н</i> -C ₅ H ₁₂
Молекулярная масса	16,04	30,07	44,09	58,12	58,12	72,15
Температура кипения при давлении 0,1 МПа, °С	-161,3	-88,6	-42,2	-10,1	-0,5	+36,2
Критические параметры:						
температура, К	190,8	305,3	369,9	408,1	425,2	469,7
давление, МПа	4,63	4,87	4,25	3,65	3,80	3,37
плотность, кг/м ³	163,5	204,5	218,5	221,0	226,1	227,8
Теплота испарения при давлении 0,1 МПа, кДж/кг	570	490	427	352	394	341

конденсата в газе начального состава. Однако этой зависимости не всегда соответствуют газоконденсатные смеси, в которых значительно содержание углеводородных компонентов и (или) фракции C₂–C₄, или, напротив, содержание последней ниже “среднего”. Во ВНИИГАЗе Р.М. Тер-Саркисовым с сотрудниками исследована зависимость растворимости углеводородов C₅₊ в газе от содержания в смеси фракций C₂–C₄. Установлено, что давление начала конденсации смеси в большой степени зависит от содержания в смеси промежуточных углеводородов: чем их больше, тем при меньшем давлении начинается переход системы в двухфазное состояние. Таким образом, компоненты C₂, C₃, C₄ способствуют смещению равновесия в газоконденсатной смеси в сторону газовой фазы. Отсюда становится понятным механизм влияния промежуточных углеводородов на конденсатоотдачу пласта при прочих равных условиях.

В процессе экспериментальных и аналитических исследований по проблеме повышения конденсатоотдачи пласта на завершающей стадии разработки ГКМ ВНИИГАЗом были предложены методы воздействия на газоконденсатный пласт путем нагнетания газообразных агентов, обогащенных промежуточными углеводородами [45, 48, 49, 53]. Сущность воздействия заключается в значительном смещении фазового равновесия в пластовой двухфазной системе в сторону жидкой фазы, что позволяет вовлечь в разработку запасы ретроградного углеводородного конденсата.

Дальнейшие исследования ВНИИГАЗа показали, что во многих случаях весьма технологичными являются методы воздействия на газоконденсатный пласт, основанные на принудительном смещении равновесия в сторону газовой фазы. Эти методы позволяют как повышать на 10–20 % продуктивность добывающих скважин, так и извлекать не менее 10–15 % ретроградного углеводородного конденсата, относимого при обычной разработке месторождений на режиме истощения к неизвлекаемым потерям. Физическое и математическое моделирование свидетельствовало о возможности (учитывая роль промежуточных углеводородов в массообменных процессах) установления оптимальной области пластовых давлений в ходе отбора запасов углеводородов на режиме истощения, когда следует осуществлять нагнетание газообразного агента для более эффективного извлечения ретроградного конденсата путем его испарения.

В развитие изложенных идей и на базе накопленного опыта изучения

ТАБЛИЦА 1.23

Расчетный состав модельной газоконденсатной смеси (опыт 1).
КГФ 373,51 г/м³, молекулярная масса конденсата 90,85 г/моль

Компонент	Метан	Этан	Пропан	<i>n</i> -Бутан	Пентан	Гексан	Октан
Содержание компонента, %	76	0	10	5	3	3	3

ТАБЛИЦА 1.24

Расчетный состав модельной газоконденсатной смеси (опыт 2).
КГФ 373,51 г/м³, молекулярная масса конденсата 90,85 г/моль

Компонент	Метан	Этан	Пропан	<i>n</i> -Бутан	Пентан	Гексан	Октан
Содержание компонента, %	91	0	0	0	3	3	3

роли промежуточных углеводородов в конденсатоотдаче пласта было осуществлено физическое моделирование процессов разработки ГКМ, пластовая смесь которых содержит разное количество этан-пропан-бутановой фракции. Все исследования можно разделить на два этапа. На первом из них были проведены два эксперимента по истощению гипотетической модельной ГКС в сосуде PVT-соотношений. В первом опыте система, состав и основные параметры которой приведены в табл. 1.23, содержала промежуточные компоненты C₃, C₄. Во втором опыте данные углеводороды в исходной ГКС отсутствовали, их долю в составе смеси восполнили метаном (табл. 1.24). Истощение ГКС как в первом, так и во втором случае проводилось от давления $p_{пл} = 25$ МПа при температуре 80 °С, что вполне типично для среднестатистического состояния газоконденсатного объекта. Ограничение максимального темпа падения пластового давления в опытах обеспечивало равновесный межфазный массообмен.

Результаты экспериментов наглядно демонстрируют роль промежуточных углеводородов в удерживании компонентов C₅₊ в газовой фазе на начальной стадии отбора пластовой ГКС.

Однако дальнейшее снижение давления приводит к тому, что уже при $p_{пл} = 14$ МПа происходит инверсия зависимостей. Более значительное накопление ретроградных углеводородов C₅₊ в начале истощения во втором эксперименте обеспечило больший потенциал для их последующего перехода в газовую фазу при вступлении системы в область прямого испарения, причем данное явление нашло свое проявление не только в количественном отношении, но и в качественном.

Следует иметь в виду возможное влияние ретроградного конденсата в жидкой фазе ГКС как на величину $p_{мк}$, так и на интенсивность прямого перехода жидких компонентов в газовую фазу. Безусловную роль в рассматриваемых явлениях играют также качественные характеристики фракции C₅₊, отличающейся намеренно упрощенным составом и невысокой молекулярной массой, и фракции промежуточных углеводородов, не имеющей в своем составе этана.

Рассматриваемые экспериментальные данные были соотнесены с результатами соответствующих термодинамических расчетов (рис. 1.33), позволивших дополнительно продемонстрировать роль пропан-бутановой фракции в межфазных массообменных процессах при истощении ГКС. Для расчетов

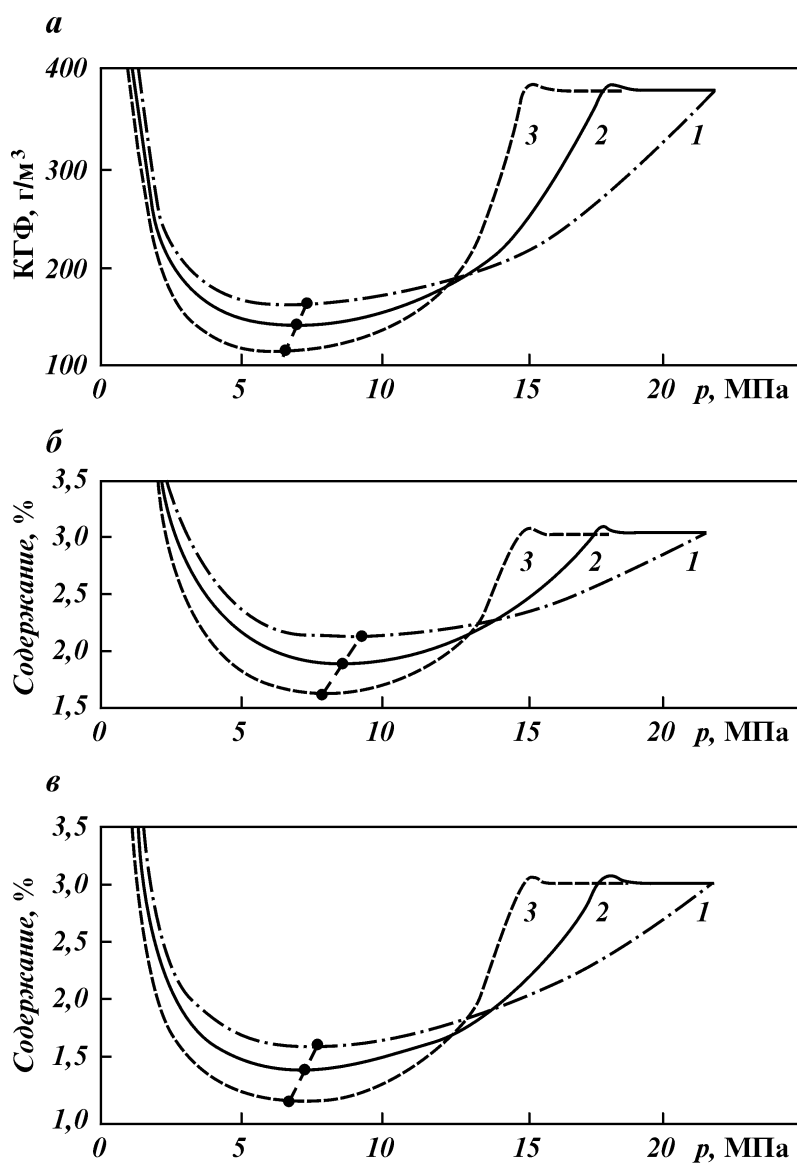


Рис. 1.33. Зависимость параметров от давления при температуре 80 °С:
a – конденсатогазового фактора, *б* – содержания C_{5+} , *в* – содержания C_6 , *г* – содержания C_8 ;
 1, 2, 3 – варианты (см. табл. 1.25)

было взято три варианта состава исходной ГКС (табл. 1.25), первые два из которых полностью аналогичны уже приводившимся модельным системам (см. табл. 1.23, 1.24).

Из рис. 1.33 видно, что потери конденсата на начальной стадии отбора пластовой смеси при “недостаточном” содержании компонентов C_3 – C_4 в исходной ГКС возрастают пропорционально площади между кривыми, соответствующими “менее благоприятным” и “более благоприятным” с точки зрения

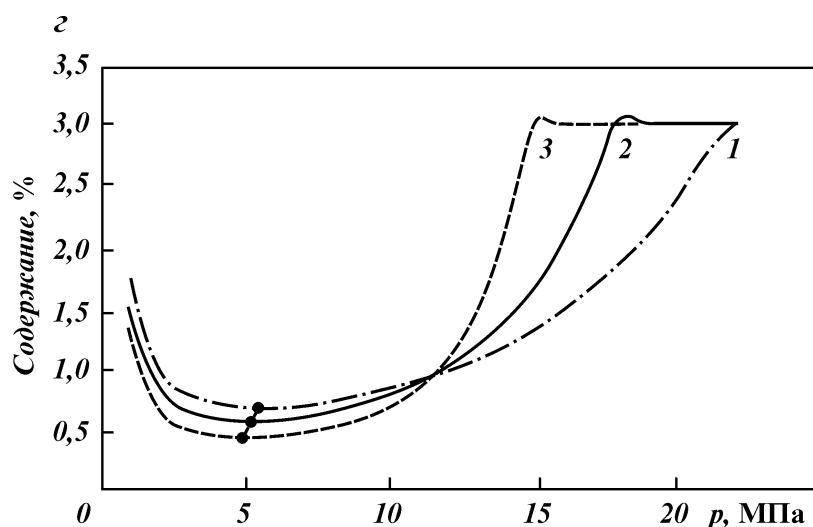


ТАБЛИЦА 1.25
Состав газоконденсатной системы в расчетах дифференциальной конденсации

Компонент	Содержание, % (молярные доли)		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Метан	91,0	76,0	61,0
Пропан	0	10,0	20,0
Бутан	0	5,0	10,0
Пентан	3,0	3,0	3,0
Гексан	3,0	3,0	3,0
Октан	3,0	3,0	3,0

присутствия C_3-C_4 условиям эксперимента. Рассмотрение графических зависимостей, построенных на основании аналитических расчетов, позволило выявить более четкую, по сравнению с экспериментальными данными, зависимость $p_{нк}$ фракции C_{5+} от величины пластового давления. Следует отметить достаточно хорошее совпадение экспериментальных результатов с расчетными данными.

Таким образом, исследования ВНИИГАЗа показали, что для повышения конденсатоотдачи пласта при разработке газоконденсатных месторождений возможно использование сайклинг-процесса не только в его “классических” вариантах. Предложенные новые варианты частичного поддержания пластового давления с учетом состава пластовой смеси предусматривают нагнетание газа на той стадии истощения объекта, когда природное количество этан-пропан-бутановой фракции в смеси обеспечивает повышенное содержание конденсата (фракции C_{5+}) в равновесной газовой фазе. Если природного количества C_2-C_4 недостаточно, возможно до нагнетания сухого газа создание в истощенном пласте оторочки из газа, обогащенного этими компонентами. По существу, речь идет об оптимизации частичного сайклинг-процесса. На такой способ разработки газоконденсатных месторождений автором и группой специалистов получен патент [45].

ПОДДЕРЖАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ПУТЕМ НАГНЕТАНИЯ ВОДЫ

Одним из возможных способов повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений могло бы быть заводнение продуктивных пластов по аналогии с нефтяными и газовыми залежами. Однако применительно к газоконденсатным залежам этот способ воздействия далеко не универсален и требует специального рассмотрения с учетом особенностей конкретного продуктивного пласта.

Одной из наиболее важных геолого-промысловых характеристик залежи является глубина ее залегания. Для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей она варьирует от менее 1000 до 6000 м и более. При небольших отступлениях обычно выдерживается прямая зависимость начального пластового давления, начального содержания конденсата в газе и обратная зависимость пористости, а также проницаемости от глубины залегания продуктивных отложений. Серьезной проблемой является эксплуатация скважин на месторождении при наличии в их продукции значительного количества свободной жидкости (углеводородного конденсата, нефти, воды). Особенно усугубляется эта проблема при больших глубинах залегания объекта разработки, поскольку отечественные газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения эксплуатируются, за редким исключением, на режиме использования только естественной энергии пласта и на определенной стадии отбора запасов углеводородов снизившееся забойное давление не обеспечивает вынос жидкости на поверхность, дебит скважины падает, и в конце концов скважина может остановиться.

Таким образом, поддержание пластового давления при разработке месторождения является средством не только повышения углеводородоотдачи пласта, но и сохранения работоспособности добывающих скважин.

Примеры различных, достаточно широко применяемых за рубежом вариантов поддержания давления в залежи нагнетанием газа были рассмотрены выше (в предыдущем разделе).

Закачка воды в продуктивные газоконденсатные и нефтегазоконденсатные пласты также может в конкретных случаях быть приемлемым способом повышения эффективности разработки объекта. Однако отмеченные выше особенности глубокозалегающих продуктивных пластов и скважин обычно ограничивают возможности искусственного заводнения. Иногда препятствием для данного метода воздействия может стать резкая неоднородность и трещиноватость пород, поскольку лабораторные эксперименты указывают на быстрые прорывы воды в этом случае к добывающей скважине. Тем не менее предложены варианты технологий разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, позволяющие достаточно успешно применять заводнение в условиях конкретных объектов.

Ниже излагаются результаты некоторых теоретических, экспериментальных и промысловых исследований по проблеме повышения эффективности разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей и поддержания работоспособности добывающих скважин путем воздействия на залежь нагнетанием воды или путем регулирования отборов пластовых флюидов.

В.Н. Мартос проанализировал результаты использования заводнения при разработке ряда отечественных и зарубежных нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений [10, 26]. В отличие от газоконденсатных месторождений, при этом важна последовательность отбора запасов углеводоро-

дов, изначально представленных не только газовой фазой в пластовых условиях, но и жидкой. Если запасы жидких углеводородов (нефти) достаточно велики, то иногда именно эти углеводороды представляют основной объект эксплуатации.

В промышленных масштабах впервые в России на Бахметьевском месторождении было применено барьерное заводнение в 60-е годы. Нефтегазовая залежь B_1 тульского горизонта приурочена к брахиантиклинальной складке с пологим восточным ($1,5-2^\circ$) и крутым западным (до 40°) крыльями. Продуктивный пласт залегает на глубинах 1000–1100 м. В разрезе насчитывается до шести слоев мелко- и среднезернистых, неравномерно консолидированных песчаников, различающихся переменной толщиной. Эти слои расчленены глинами и алевролитами. Наиболее выдержаны по площади три верхних слоя, причем два из них изолированы от остальной толщи глинистым пропластком толщиной от 1 до 6 м. Соответственно в продуктивном интервале выделяют верхнюю пачку B_1^1 , включающую два первых песчаных слоя, и нижнюю B_1^2 , объединяющую остальные.

Начальное положение ВНК в обеих пачках было одинаковым, на абсолютной отметке минус 913 м. ГНК занимал различное положение: в пачке B_1^1 на отметке минус 875 м, в пачке B_1^2 – минус 860 м. Этаж нефтеносности составлял соответственно 38 и 53 м, газонасыщенности – 69 и 50 м. Отношение объемов газовых и нефтяных зон равнялось 1,2 и 0,2, причем 80 % всех запасов нефти было сосредоточено в нижней пачке. Начальное пластовое давление составляло 10,4 МПа.

Нефть нафтенометановой природы характеризовалась в пластовых условиях начальными вязкостью 4,5 мПа·с и плотностью 0,808 г/см³. Объемный пластовый фактор нефти был равен 1,11, газонасыщенность нефти – 60 м³/т. Давление насыщения было близко к начальному пластовому давлению.

Согласно первоначальному варианту, разработку залежи предполагали вести путем отбора только нефти при консервации газовой шапки, поддерживая давление нагнетанием воды за контур нефтеносности. На восточном крыле структуры с основными запасами нефти пробурили три ряда эксплуатационных скважин, сосредоточив их преимущественно в пределах чисто нефтяной зоны пачки B_1^2 . Чтобы избежать загазовывания нефтяной оторочки, скважины центрального ряда предполагалось эксплуатировать при забойных давлениях не ниже давления в газовой шапке.

В промышленную разработку залежь ввели в 1955 г., однако проектные показатели не были выдержаны: закачка воды не компенсировала отборов нефти. К 1960 г. пластовое давление снизилось на 1 МПа, начали загазовываться скважины внутреннего ряда. Некоторые скважины с особенно высокими газовыми факторами остановили и законсервировали. В этой ситуации специалисты института “ВолгоградНИПИнефть” предложили наряду с законтурным применить барьерное заводнение. Несмотря на неравномерность ряда “барьерных” скважин, задержки в освоении и в темпах нагнетания воды, закачка воды в зону нефтегазового контакта благоприятно повлияла на динамику отборов нефти и нефтеотдачу. Согласно прогнозу, конечная нефтеотдача должна была составить примерно 70 % от начальных запасов. В 1970 г. была введена в эксплуатацию газовая шапка, что стало возможным благодаря барьерному заводнению. Наблюдениями за скважинами внешнего и среднего рядов, которые испытывали влияние барьерного заводнения, было установле-

но, что отсеченный водой газ перемещается в глубь оторочки. По этой причине газовые факторы скважин временно возрастали до нескольких тысяч м³/т. За газом двигался нефтяной вал. После его подхода к скважинам газовые факторы резко снижались, а дебиты скважин нередко превышали начальные величины. Геофизическими исследованиями был установлен характер растекания воды на подошве пласта. Возможно, на него повлияла не только гравитация, но и слоистая неоднородность нижней пачки. Было также установлено, что продвижение воды в газонасыщенную зону шло неравномерно: в нижней, более проницаемой пачке фронт воды продвигался быстрее, чем в верхней пачке.

Опыт применения барьерного заводнения на Бахметьевском месторождении весьма полезен, несмотря на ряд недостатков системы разработки, поскольку продемонстрировал реальные возможности повышения углеводородоотдачи пластов.

Несомненный интерес представляет описанный В.Н. Мартосом опыт применения барьерного заводнения при разработке крупной нефтегазоконденсатной залежи месторождения Адена (США, Колорадо, округ Морган). Моноклинально залегающий продуктивный пласт дакота мелового возраста представлен мелкозернистыми песчаниками со средней пористостью 19,7 % и проницаемостью $356 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Угол падения пласта около 0,5°, средняя глубина залегания минус 1725 м, средняя толщина 9 м. Размеры залежи в плане 5,5×11 км, площадь нефтеносности 3410 га, газоносности 1880 га.

Начальное пластовое давление составляло 10,7 МПа, температура 81,4 °С. Плотность нефти 0,8096 г/см³, вязкость при пластовых условиях 0,35 мПа·с. Газонасыщенность нефти при начальных пластовых условиях была равна 89 м³/м³. Геологические запасы нефти оценены в 22,1 млн. м³.

Газоконденсатная зона залежи была открыта в мае 1953 г., нефтяная – в ноябре 1953 г. К середине 1954 г. на месторождении имелось 170 нефтяных и 15 газовых скважин. По первоначальному плану залежь предполагалось разрабатывать на нефть с консервацией газовой шапки, причем давление поддерживать не предполагалось.

За первые 9 мес разработки нефтяной оторочки пластовое давление понизилось на 0,52 МПа. Нефтяные скважины вблизи ГНК вступали в работу с повышенным газовым фактором и быстро загазовывались. Быстро возрастал газовый фактор и на скважинах, удаленных от начального ГНК. Анализ динамики показателей эксплуатации скважин свидетельствовал о том, что основные энергетические ресурсы пласта обусловлены сжатым газом газовой шапки и растворенным в нефти газом. Из-за пологого залегания пласта режим газовой шапки оказался малоэффективным, наблюдалась тенденция к загазовыванию нефтяной оторочки вследствие локальных прорывов газа по высокопроницаемым пропласткам.

Лабораторные опыты на кернах, отобранных из продуктивного объекта, показали, что эффективное извлечение остаточных запасов нефти должно обеспечить заводнение. Было установлено также, что линейное заводнение в данном случае целесообразнее площадного.

При составлении проекта вторичной разработки залежи рассматривали два варианта. По первому из них предполагалось осуществить приконтурное заводнение, по второму – барьерное. После тщательного изучения преимуществ и недостатков этих вариантов был выбран второй – барьерное заводнение.

Согласно принятому проекту в зоне контакта газ – нефть были пробуре-

ны 24 нагнетательные скважины. Кроме того, под нагнетание переоборудовали восемь эксплуатационных скважин. Закачку воды начали 1 июля 1957 г. Темп нагнетания за 6 мес возрос с 6350 до 11 900 м³/сут. К ноябрю 1957 г. между нефтяной и газовой зонами был образован сплошной водяной барьер. Пластовое давление начало повышаться.

Первоначально общую нефтеотдачу после окончания заводнения оценивали в 55 %. Фактический ход разработки показал, однако, что отдельные участки в пределах нефтяной оторочки слабо реагировали на закачку воды. Было установлено также, что в подошве продуктивного интервала имеется малопроницаемый пропласток, не охваченный вытеснением. С учетом этих обстоятельств было подсчитано, что коэффициент нефтеотдачи по различным участкам составит от 55 до 40 % при среднем значении 47 %.

Ход разработки и достигнутые результаты подтвердили рациональность барьерного заводнения на месторождении Адена. По расчетам, эксплуатацией залежи на истощение можно извлечь максимум 30 % геологических запасов нефти. Таким образом, дополнительный прирост нефтеотдачи за счет закачки воды уже к середине 1965 г. составил 10 %, а общий прирост – 17 %. Однако выигрыш, полученный благодаря применению барьерного заводнения, этим не исчерпывается. В период разработки залежи на истощение промысел испытывал значительные затруднения, связанные с загазовыванием скважин. Скважины приходилось останавливать из-за превышения предельно допустимых газовых факторов. Поддерживать нормированный темп извлечения нефти при достигнутой нефтеотдаче 12 % оказалось невозможным. Это означало, что срок разработки залежи растянулся бы на долгие годы. Барьерное заводнение радикально изменило положение дел на промысле. Указанные затруднения отпали вскоре после закачки воды.

Наряду с интенсификацией добычи нефти представилась возможность ввести в эксплуатацию газоконденсатную зону, что повысило экономичность системы разработки. Ликвидация прорывов газа в нефтяную зону улучшила коэффициент его утилизации.

Несмотря на высокую оценку эффективности барьерного заводнения, полнота использования запасов нефти не удовлетворяет компанию “Юнион ойл”, которая разрабатывает месторождение Адена. В связи с этим компания обратилась к третичным методам добычи. Лабораторными опытами было установлено, что в местных условиях для извлечения остаточной нефти целесообразно использовать метод смешивающегося вытеснения, предусматривающий образование в пласте оторочки из пропана и продвижение ее путем попеременной закачки газа и воды. Поэтому в 1962–1965 гг. провели два промышленных эксперимента, результаты которых показали, что основные затруднения на пути промышленного внедрения метода смешивающегося вытеснения связаны с регулированием коэффициента охвата.

На фоне общего потока воды от начального ГНК в глубь оторочки закачиваемый через одиночные скважины пропан продвигался в этом же направлении узкими языками. Временное прекращение барьерного заводнения в полосе одного из опытных участков привело к локальному вторжению в эту зону газа из газоконденсатной шапки. Зафиксированы также быстрые прорывы газа, закачиваемого вслед за пропаном, в наблюдательные скважины. Коэффициент вытеснения в охваченных зонах по расчету близок к 1, но коэффициенты охвата примерно в 4 раза ниже прогнозных.

Накопленный в ходе промышленных экспериментов опыт позволяет специалистам в общем оптимистично оценивать возможности смешивающего

ся вытеснения остаточной нефти. Предположительно на 1 м³ закачанного пропана можно добыть 2 м³ нефти. Соотношение затрат и прибылей в этом случае оказывается выгодным. Поэтому можно было ожидать, что после окончания заводнения приступят к третичной разработке месторождения Адена.

Прогрессивная технология барьерного заводнения с использованием загустителя воды была испытана на нефтегазовом месторождении Норт Ист Холсвил (США).

Залежь Крейн месторождения расположена в округе Харисон (штат Техас) и приурочена к оолитовым известнякам, залегающим на глубине 2100 м. Она была открыта в 1950 г. и считалась газовой, пока в 1956 г. не была обнаружена нефтяная оторочка.

Продуктивный интервал представлен двумя тонкими пропластками с окнами слияния в пределах нефтяной оторочки. Средняя эффективная мощность равна 2,4 м, пористость коллекторов – 17 %, проницаемость $50 \cdot 10^{-15}$ м². В структурном отношении залежь представляет собой пологую моноклираль вытянутой формы. Площадь продуктивности оценивается в 6,9 тыс. га, из них 2,8 тыс. га занимает оторочка. Начальные запасы нефти составляли 2,7 млн. м³. Нефть легкая, летучая.

Добыча газа до обнаружения нефтяной оторочки вызвала смещение ее вверх по структуре. Четкого контакта газ – нефть к 1956 г. уже не было, а образовалась широкая переходная зона в интервале отметок от –1920 до –1950 м.

Оторочку быстро разбурили и ввели в эксплуатацию. Нефть, однако, продолжала мигрировать в газовую шапку. Пластовое давление снижалось быстрее, чем это могло быть вызвано отбором нефти. Наряду со смещением оторочки наблюдались локальные прорывы в нее газа. Большинство скважин работало с ГФ более 3500 м³/м³, и поэтому дебиты их были резко ограничены.

В такой ситуации единственным реальным методом, способным остановить миграцию нефти, было признано барьерное заводнение. Проведенные расчеты показали, однако, что водяной барьер окажется недостаточно эффективным. Закачиваемая вода в сложившихся условиях будет вторгаться в основном в газовую зону и полностью остановить нефть не сможет. Возникла идея загустить воду с помощью водорастворимого полимера. В результате лабораторных и промысловых экспериментов сделан вывод о том, что для создания эффективного барьера между нефтяной и газовой зонами в закачиваемую воду достаточно ввести 0,025 % частично гидролизованного полиакриламида типа пушер.

Под закачку воды перевели две газовые скважины, которые вместе с двумя дополнительно пробуренными создали довольно плотный “барьерный” ряд, примерно отвечавший текущему положению ГНК. В мае 1963 г. через скв. 37-2 и 35-1 начали закачивать воду с расходом 480 м³/сут. В ноябре в воду стали вводить полимер, поддерживая его концентрацию на уровне 0,025 %. Из промежуточных скв. 36-1 и 37-3 в начальный период заводнения отбирали жидкость и газ для ускоренного образования барьера.

В январе 1965 г., после того как было закачено 67 т пушера, перешли к нагнетанию пресной воды. В октябре 1967 г. под закачку переоборудовали скв. 36-1 и 37-3. К этому времени выяснилось, что дебиты эксплуатационных нефтяных скважин, расположенных по соседству с барьером, заметно выросли, а газовый фактор снизился с нескольких тысяч до 60 м³/м³. На фронте вытеснения, судя по этим изменениям, сформировался нефтяной вал. По-

следнее явилось неожиданностью, поскольку из-за высокой газонасыщенности коллектора на образование нефтяного вала здесь не рассчитывали.

Одновременно с барьерным начали осуществлять площадное заводнение центральной части оторочки. Для этого под нагнетание оборудовали шесть скважин, приемистость которых составляла в среднем $320 \text{ м}^3/\text{сут}$. Через пять месяцев было зафиксировано влияние заводнения на работу скв. 25-1, 20-1, 10-1 и 11-1. Период безводной добычи был непродолжительным. Из-за неоднородности пласта прорывы воды происходили при низких коэффициентах охвата.

Сопоставление показателей разработки центральной части нефтяной оторочки и полосы, прилегающей к барьеру, дало основание считать, что закачка полимера гасит гетерогенную неустойчивость вытеснения. В связи с этим было принято решение закачать в центральные нагнетательные скважины порции полимерного раствора повышенной концентрации, чтобы блокировать промытые водой зоны пласта. Эту операцию начали в июле 1964 г. В течение 80 сут в скв. 12-1, 15-1, 44-1 и 66-1 закачивали 0,05%-ный раствор пушера, затем перешли к нагнетанию воды. Спустя два месяца было зафиксировано значительное повышение дебитов и снижение обводненности нефти по скв. 10-1 и 11-1. Остальные эксплуатационные скважины на закачку полимера реагировали слабо.

К ноябрю 1965 г. полимерное заводнение распространили на западную часть нефтяной оторочки. Здесь с самого начала закачивали 0,025%-ный раствор пушера, причем общий его объем составил 8 % объема пор участка. Показатели разработки этого участка оказались лучше, чем центрального. Это подтверждает известное положение, что при закачке полимера в локально обводненный пласт достигается меньший эффект. Закачивать полимер выгоднее с самого начала операции по поддержанию пластового давления.

Период эксплуатации на истощение характеризуется быстрым снижением пластового давления и дебитов нефти, ростом ГФ. Максимальный месячный отбор ($6,75 \text{ тыс. м}^3$) наблюдался в марте 1959 г., а к 1963 г. добыча нефти снизилась до $0,95 \text{ тыс. м}^3/\text{мес}$. С началом заводнения отмечена стабилизация, а в дальнейшем – повышение пластового давления с 9,8 до 13,7 МПа. По мере расширения масштабов воздействия на залежь росли отборы нефти, которые к середине 1966 г. достигли $12,6 \text{ тыс. м}^3/\text{мес}$. Средний газовый фактор упал с 2300 до $180 \text{ м}^3/\text{м}^3$. На 01.01.1969 г. из залежи было добыто 650 тыс. м^3 нефти, из них 450 тыс. м^3 получено за счет полимерного заводнения.

При оценке эффективности полимерного заводнения продуктивную площадь разбили на семь участков, выделенных с учетом истории их разработки. Для каждой эксплуатационной скважины рассчитали предельный отбор нефти путем экстраполяции графиков дебитов, которые в настоящее время повсюду имеют тенденцию к постепенному снижению. Суммированием оценили предельную нефтеотдачу по участкам и сопоставили последнюю с расходом полимера. При этом было установлено, что закачка пушера в количестве меньше $18,5 \text{ кг}/(\text{га}\cdot\text{м})$ практически не повышает эффективность вытеснения нефти. Для участка № 5, расположенного в центральной части оторочки, где расход полимера составил около $9 \text{ кг}/(\text{га}\cdot\text{м})$, удельная нефтеотдача оценивалась в $90 \text{ м}^3/(\text{га}\cdot\text{м})$, что близко по эффективности к простому заводнению – $83 \text{ м}^3/(\text{га}\cdot\text{м})$.

Максимальный эффект – $211 \text{ м}^3/(\text{га}\cdot\text{м})$ – ожидался на участке № 2, где расход полимера составил $38,5 \text{ кг}/(\text{га}\cdot\text{м})$. На соседнем с ним участке № 3

было закачано еще больше полимера – 42,5 кг/(га·м), но из-за того, что этой операции предшествовало простое заводнение, нефтеотдача здесь оценивалась ниже – 128 м³/(га·м).

В среднем по залежи рассчитывали получить по 127 м³/(га·м) нефти, что в 2,5 раза превышало прогнозную нефтеотдачу при разработке оторочки на естественном пластовом режиме. Прирост нефтеотдачи за счет загущения воды полимером составил 36 м³/(га·м). В расчете на 1 м³ добытой нефти затраты на полимер были оценены в 2,07 долл. Несмотря на приближенность расчета экономических показателей, полимерное заводнение на данном месторождении оказалось выгодным.

Опыт разработки залежи Крейн показывает, насколько эффективным может быть оперативное изменение системы воздействия на нефтегазоконденсатные пласты. Здесь применили уникальную технологию добычи нефти, но особенно важно то, что к ней пришли в результате систематических наблюдений за состоянием оторочки при различных способах воздействия на пласт. Загущение воды полимером с целью создания устойчивого барьера между нефтяной и газовой зонами само по себе является крупным достижением в области совершенствования барьерного заводнения. Это мероприятие, к тому же, позволило установить, что в местных условиях закачка полимера значительно улучшает коэффициент охвата. Распространение полимерного заводнения на всю нефтенасыщенную зону весьма благоприятно сказалось на нефтеотдаче. В то же время следует отметить, что не удалось остановить движение оторочки регулированием дебитов путем форсированного отбора нефти.

Ю.В. Желтов, В.М. Рыжик, В.Н. Мартос предложили также способ разработки нефтегазоконденсатного месторождения путем частичного поддержания пластового давления в газовой шапке за счет барьерного заводнения и регулируемых отборов нефти и газа. Согласно этому способу “сухого поля” в течение определенного периода времени в зону ГНК нагнетается вода [10]. Одновременно осуществляется разработка нефтяной оторочки и газовой шапки. При этом темпы отбора нефти из оторочки и газа с конденсатом из газовой шапки устанавливаются такими, чтобы к концу выработки основных запасов нефти часть газоконденсатной зоны осталась необводненной. После прекращения закачки воды нефтяную оторочку продолжают разрабатывать на истощение до заданного предела обводненности продукции. В это же время идет интенсивный отбор газа из зоны “сухого поля”. Поскольку даже частичного поддержания давления после прекращения нагнетания воды не ведется, в результате отбора нефти и газа пластовое давление достаточно быстро снижается, а газонасыщенный объем обводненной зоны увеличивается и соответственно происходит внедрение воды из этой зоны в “сухое поле”. После достижения порога гидродинамической подвижности защемленный газ обводненной зоны начинает фильтроваться не только в составе внедряющейся воды, но и как сплошная свободная фаза, обеспечивая увеличение дебитов газа эксплуатационных скважин. Авторы способа признают, что рассчитанные темпы добычи газа с конденсатом могут оказаться слишком низкими. В этом случае рекомендуется устанавливать отборы нефти и газа в соответствии с существующими потребностями, но после обводнения заранее установленной части газоконденсатной шапки “сухое поле” следует законсервировать. Размеры “сухого поля” можно выбрать с таким расчетом, чтобы к моменту предельного снижения давления полного обводнения этого поля не произошло и имелась бы возможность в период доработки залежи отби-

рать газ без воды. Экспериментальные исследования авторов способа показали, что в этом случае размеры “сухого поля” должны быть значительными.

Период доработки будет сопровождаться снижением давления, в частности, в зоне “сухого поля”. Соответственно будет уменьшаться конденсатосодержание добываемого газа. Отсюда следует, что для оптимизации не только доработки, но и разработки в целом объекта необходимо сравнить ожидаемые показатели для нескольких вариантов, различающихся объемами нагнетания воды и размерами “сухого поля” к моменту прекращения поддержания давления. Очевидно, эти расчеты должны носить конкретный характер с учетом характеристики объекта разработки.

Эксперименты показали, что доля воды в продукции оказывается допустимой после снижения насыщенности пласта на 10–15 %. Таким образом, если после обводнения “сухого поля” средняя водонасыщенность пласта снизится на подобную величину, обводнившиеся ранее скважины могут быть пущены в работу и будут фонтанировать газом с водой. По мере отбора из пласта воды и снижения его водонасыщенности обводненность продукции будет непрерывно снижаться.

В некоторых случаях на нефтегазоконденсатных месторождениях может оказаться целесообразным применение законтурного заводнения. При рассмотрении этого способа обычно возникают опасения потерь нефти из-за вторжения ее в газонасыщенную зону, и для предотвращения этого принимают специальные меры. Законтурное заводнение служит прежде всего целям повышения нефтеотдачи и в случае мощных нефтяных оторочек может дать значительный технико-экономический эффект.

Как известно, в газоконденсатных шапках нефтегазоконденсатных залежей может присутствовать так называемая остаточная (погребенная) нефть, причем насыщенность ею порового пространства и ее запасы могут быть значительными [15, 28, 58]. Это обстоятельство заставляет изменить устоявшуюся точку зрения на недопустимость вторжения нефтяной оторочки в газоконденсатную зону. Результаты проведенного Ю.В. Желтовым и В.Н. Мартосом экспериментального исследования закономерностей движения оторочек позволили предложить способ разработки нефтегазоконденсатных залежей с преднамеренным принудительным смещением нефтяных оторочек в купол залежи. Смысл предложенного способа состоит в том, что при достаточно высокой насыщенности пласта погребенной нефтью (примерно 25 % и больше от объема пор) будет происходить накопление нефти в оторочке. За счет добычи погребенной нефти общая нефтеотдача может превысить начальные запасы оторочки. При менее высоких насыщенностях размеры оторочки по мере ее движения сокращаются, однако и в этом случае может быть получена сравнительно высокая нефтеотдача. Единственным непременным условием применения этого способа является поддержание в залежи начального давления.

Размещение эксплуатационных скважин при применении способа принудительного смещения нефтяной оторочки должно производиться с учетом физико-геологических особенностей залежи. Во-первых, нужно иметь в виду то обстоятельство, что при высокой насыщенности пласта погребенной нефтью нефтеотдача будет возрастать с увеличением пути перемещения оторочки, а при низкой – снижаться. Во-вторых, нужно учитывать, что газ вытесняется углеводородными жидкостями значительно более полно, чем водой. Этот факт установлен рядом исследователей и подтверждается нашими экспериментами. Это означает, что при принудительном смещении оторочек в

период поддержания давления может быть получена более высокая газоотдача и конденсатоотдача, чем при барьерном заводнении. Естественно, что полнота извлечения конденсата должна возрастать с увеличением пути перемещения оторочки.

На основании таких характеристик залежи, как насыщенность пласта погребенной нефтью, потенциальное содержание конденсата в газе, запасы газа, конденсата и нефти, размеры газоконденсатной и нефтяной зон, величина ретроградных потерь конденсата при снижении давления и т.д., в каждом отдельном случае можно определить оптимальный масштаб смещения оторочки с целью максимального использования общих запасов залежи. В соответствии с этим и должно производиться размещение эксплуатационных скважин по залежи, устанавливаться темпы закачки воды и отборов нефти.

Частичное смещение оторочки в газоконденсатную шапку может оказаться целесообразным и в случаях узких оторочек. Такие оторочки могут иметь большой этаж нефтеносности и сосредоточивать значительные запасы нефти. Обычно их разбуривание представляет значительные трудности. Следствием этого является неравномерность дренирования нефтяной зоны, что приводит к дополнительным потерям нефти в пласте. Регулируемое смещение оторочек устраняет необходимость точной проводки скважин: они могут быть пробурены вблизи газонефтяного контакта и вводятся в эксплуатацию по мере прорыва в них нефти.

Сравнивая преимущества и недостатки способов барьерного заводнения и принудительного смещения оторочек, Ю.В. Желтов, В.М. Рыжик, В.Н. Мартос отмечают следующее. Первый из них характеризуется возможностью маневрирования очередностью и интенсивностью извлечения запасов нефти и газа с конденсатом, обеспечивает высокие конечные результаты разработки залежей и может быть рекомендован к широкому применению. Область применения способа принудительного смещения оторочек ограничена, но в определенных условиях он может обеспечить наиболее полное использование запасов в сравнении с прочими способами разработки, в том числе и в сравнении с барьерным заводнением. Наиболее важными условиями, определяющими целесообразность его применения, являются величина насыщенности пласта погребенной нефтью, потенциальное содержание конденсата в газе и соотношение запасов нефтяной и газоконденсатной зон залежи.

Заслуживают внимания комбинированные способы заводнения нефтегазоконденсатных залежей. В случае мощных нефтяных оторочек целесообразно поддерживать давление закачкой воды на газонефтяной и водонефтяной контакты одновременно.

Двухстороннее заводнение нефтяных оторочек способствует более равномерному поддержанию давления по площади, и это благоприятно сказывается на нефтеотдаче. Иногда с этой целью прибегают еще и к площадному заводнению оторочки.

На наш взгляд, площадное заводнение может служить также способом доразработки нефтяных оторочек, которые при первичной эксплуатации были истощены неравномерно по площади. При применении систем "на истощение" давления такое положение часто создается из-за неконтролируемого вторжения нефти в газонасыщенную зону (с прорывами воды через оторочку) или из-за низкого коэффициента охвата при использовании режима газовой шапки. При этих способах в конечном счете целостность оторочек на-

рушается, и последние представляют собой отдельные невыработанные участки, разобщенные зонами локальных прорывов газа и воды.

Применяя, например, пятиточечные элементы площадного заводнения на этих участках, можно повысить нефтеотдачу и в какой-то мере компенсировать ущерб, нанесенный запасам нефти при первичной разработке залежи “на истощение”.

Закачка воды в нефтегазоконденсатный пласт может быть использована не только как средство поддержания давления, но и для регулирования равномерности перемещения газонефтяного контакта при разработке оторочек на режиме газовой шапки. Поэтому представляется целесообразным в загазованные нефтяные скважины закачивать (возможно, периодически) порции воды. Искусственное снижение фазовой проницаемости для газа в зонах локальных прорывов его в оторочку замедляет развитие языков газа, благодаря чему улучшаются коэффициенты охвата по площади и разрезу.

Следует иметь в виду, что применение способов поддержания давления закачкой воды предопределяет необходимость проведения детальных исследований термодинамических и фильтрационных процессов в нефтегазоконденсатных системах в пластовых условиях. При выборе способа и составлении проекта разработки залежи нужно иметь количественные сведения об изменении свойств жидкостей и газа в зависимости от давления (вязкость, плотность, объемный коэффициент, растворимость и т.д.), о фазовых проницаемостях в тройных системах: газ – конденсат – вода, газ – нефть – вода, о влиянии условий вытеснения на полноту отбора из пласта нефти и газа с конденсатом и т.д.

При применении способов заводнения на нефтегазоконденсатных залежах особо важное значение приобретает контроль за состоянием пластовых жидкостей и движением границ оторочек. Систематический контроль позволит вовремя предупредить развитие нежелательных процессов в пласте, выяснять и оперативно устранять недостатки принятой системы. Именно это в конечном счете определяет эффективность разработки месторождения.

Р.И. Медведский, А.Б. Кряквин, В.П. Балин, Ю.Ф. Юшков [44] при анализе перспектив разработки газоконденсатнефтяных месторождений Западной Сибири считали наиболее приемлемым методом поддержания пластового давления заводнение (законтурное, площадное, барьерное и их комбинации). Рассмотрев все существующие и предложенные варианты заводнения, эти авторы подчеркивают, что возможность применения того или иного варианта определяется конкретным геологическим строением и коллекторскими свойствами пласта, особенностями начального состояния пластовой системы. Отсюда они сделали вывод, что для нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири ни один из способов заводнения в чистом виде не может быть рекомендован и требуется изыскивать новые модификации заводнения, позволяющие рационально эксплуатировать обширные подгазовые зоны небольшой толщины. Было сделано предположение, что наиболее эффективным подходом с точки зрения повышения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи может явиться комбинация нескольких методов воздействия, в первую очередь сочетание физико-химических методов блокирования газа с направленным гидроразрывом пласта и заводнением.

С.Н. Закиров и Р.М. Кондрат [13] полагают, что активное воздействие на процесс разработки месторождений природных газов при водонапорном режиме должно обеспечить регулирование продвижения пластовых вод, снижение размеров заводненной зоны пласта и количества защемленного в ней

газа. Оно достигается эксплуатацией обводненных газовых скважин. Для реализации технологии активного воздействия на водонапорный режим необходимо создать сетку добывающих и контрольно-наблюдательных скважин, охватывающую всю площадь газоносности. Первоначально из скважин отбирают газ. По мере появления воды в добываемой продукции применяют методы интенсификации выноса жидкости на поверхность. При этом обязательным условием успешного внедрения технологии является сохранение режимов эксплуатации скважин, поддерживавшихся до начала их обводнения, а при необходимости перевод скважин на форсированный режим отбора газа и воды. Вокруг забоя каждой обводненной скважины по мере отбора воды и газа образуется зона пониженного давления. Результаты лабораторных экспериментов, проведенных С.Н. Закировым и Р.М. Кондратом, показали, что при снижении давления в обводненных объемах пласта защемленный газ сначала расширяется, оставаясь практически неподвижным. После снижения давления на 23–37 % по отношению к давлению заводнения весь объем газа, получаемый при его расширении, становится подвижным. Защемление газа в пористой среде, последующее его расширение и движение приводят к существенному снижению фазовой проницаемости для воды – в 10–100 раз и более. В результате эксплуатации обводненных скважин замедляется продвижение пластовых вод в зоне их расположения, что способствует выравниванию контура газоносности. Одновременно с выполнением задач регулирования в разработку вовлекается газ из зон пласта, обойденных и отсеченных фронтом воды, и из заводненной зоны извлекается часть защемленного газа как за счет отбора его вместе с водой, так и за счет поступления в газонасыщенную часть пласта. Таким образом, в предложенном методе активного воздействия на процесс разработки газовых месторождений отрицательные последствия проявления водонапорного режима – защемление газа водой – используются для регулирования продвижения пластовых вод и повышения коэффициента газоотдачи. Применительно к месторождениям, разработка которых закончена при полном обводнении всех скважин, или к месторождениям, вступившим в завершающую стадию эксплуатации, технология активного воздействия на водонапорный режим реализуется путем организации вторичной добычи газа из обводненных пластов. Исходя из результатов лабораторных экспериментов, для получения положительного эффекта давление в обводненных пластах необходимо снизить ниже значения, соответствующего максимуму газожидкостного фактора (примерно 0,25–0,30 от давления заводнения).

Теоретические исследования технологии активного воздействия на водонапорный режим проведены на примере Битковского газоконденсатного месторождения [19]. За период разработки из месторождения извлечено 71,2 % газа, в обводненной зоне защемлено 17,3 % от начальных и 57 % от остаточных запасов газа. Расчетные данные показывают, что в период доработки месторождения (без регулирования продвижения пластовых вод) коэффициент газоотдачи по остаточному газу составит всего 21,18 %, а при совместном отборе из скважин газа с водой в зависимости от варианта их эксплуатации он будет изменяться от 47,8 до 58,9 % [20].

Заводнение является одним из возможных направлений повышения углеводородоотдачи и при разработке газоконденсатных месторождений. Теоретические и экспериментальные исследования показывают, что в области изменения давления заводнения от начального до давления начала конденсации углеводородной смеси коэффициент конденсатоотдачи постепенно увеличива-

ется по мере снижения давления, достигая максимального значения при давлении начала конденсации. Ретроградная конденсация углеводородной смеси сопровождается уменьшением коэффициента конденсатоотдачи, что связано с заземлением водой всего выпадающего в пористой среде конденсата. После достижения определенного (критического) значения насыщенности пор пласта выпавшим конденсатом, которое в экспериментах С.Н. Закирова и Р.М. Кондрата на моделях несцементированных пористых сред равно 0,025–0,06, часть его начинает вытесняться водой из пористой среды с образованием впереди фронта воды оторочки. Это приводит к замедлению темпа снижения коэффициента конденсатоотдачи, который, достигнув минимального значения, увеличивается. Результаты проведенных исследований показывают, что наиболее рациональным является заводнение при давлениях, близких к давлению начала конденсации углеводородной смеси, а также при пониженных пластовых давлениях в условиях наличия в пористой среде выпавшего конденсата. Согласно экспериментальным данным, закачка перед фронтом воды оторочки углеводородного растворителя, водогазовых смесей, раствора ПАВ и последовательное нагнетание водного раствора ПАВ и газа способствуют повышению коэффициента извлечения конденсата по сравнению с закачкой только воды. Высокие значения коэффициента конденсатоотдачи могут быть достигнуты при заводнении в условиях конденсации в пласте тяжелых фракций углеводородного конденсата и частичной гидрофобизации ими поверхности поровых каналов, а также при давлениях, соответствующих минимальным значениям плотности и вязкости выпавшего в пласте конденсата. Эффективность заводнения газоконденсатных пластов подтверждена теоретическими исследованиями, проведенными для условий горизонта В-16 Гадячского газоконденсатного месторождения.

Предложенная технология активного воздействия на процесс разработки газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками включает отбор газоконденсатной смеси через добывающие скважины, расположенные в своде структуры, обратную закачку в пласт всего конденсата через нагнетательные скважины, расположенные на границе раздела газовой и нефтяной зон, и обратную закачку сухого газа через другую сетку нагнетательных скважин, расположенных выше по напластованию. После создания оторочки конденсата требуемого размера (примерно 20–25 % от объема нефтенасыщенных пор) переходят на закачку воды через первую сетку нагнетательных скважин. Отбор нефти производят после образования в пласте оторочки конденсата, а в случае большой разности между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом – с момента ввода месторождения в раз-работку.

Применительно к разработке газоконденсатных месторождений с остаточной нефтью предложенная технология повышения коэффициента углеводородоотдачи предусматривает первоначальное извлечение газоконденсатной смеси в режиме истощения до момента снижения пластового давления до значения, соответствующего максимальной насыщенности пористой среды остаточной нефтью и выпавшим конденсатом. Затем в пласт закачивают вытесняющий агент (газ, воду), поддерживая давление постоянным. В рассмотренном случае для повышения эффективности извлечения остаточной нефти используется отрицательное последствие разработки газоконденсатных месторождений на режиме истощения – выпадение в пласте углеводородного конденсата.

Р.М. Кондратом [19] достаточно подробно описаны особенности разра-

ботки Битковского и Гадячского газоконденсатных месторождений (Украина) с применением заводнения.

Газоносные пласты Битковского газоконденсатного месторождения (Украина) приурочены к отложениям ямненской, манявской и выгодско-пасечнянской свит складки “Глубинная”, залегающим на глубинах 1900–2800 м. Выше по разрезу в менилитовых отложениях этой же складки содержится нефть. Продуктивные отложения представлены чередованием песчаников, известняков, глинистых сланцев, алевролитов, аргиллитов и гравелитов. В каждой из свит насчитывается от 2 до 20 песчаных пропластков толщиной от 1 до 22 м. Газоносные пласты характеризуются низкими коллекторскими свойствами (пористость составляет в среднем 0,12, проницаемость по промысловым данным $(2+15) \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$) и высокой неоднородностью. Среднее значение коэффициента начальной газонасыщенности равно 0,7. В уплотненных песчано-алевролитовых породах развиты трещины. Трещинная пористость невелика, составляет 0,002–0,04, но играет решающую роль в проницаемости коллекторов.

Месторождение пластово-массивного типа с размерами 2500–6000 м по короткой и 18 000 м по длинной осям складки. Поперечными нарушениями оно разбито на шесть блоков (с севера на юг): Старунский (I), Баченский (II), Битковский (III), Пасечнянский (IV), Любижнянский (V) и Юго-Западный (VI). Экранирующим является только нарушение, отделяющее Старунский блок. Начальный газоводяной контакт был единым для всех блоков на абсолютной отметке минус 1945 м. Начальное пластовое давление, приведенное к плоскости начального контура газоносности, составляло 30,35 МПа, начальные запасы газа – $45 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, начальное содержание конденсата в газе – 62 г/м^3 .

Месторождение приурочено к замкнутому водоносному бассейну, представленному в пределах отдельных блоков изолированными гидродинамическими системами. Пластовые воды относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе. Минерализация воды изменяется от 120 до 220 кг/м^3 , составляя в среднем 168 кг/м^3 .

Месторождение введено в разработку в 1962 г. Максимальный уровень добычи газа достигнут в 1968 г. и составил 7,88 % от начальных запасов газа, утвержденных в ГКЗ. В 1989 г. добыто 0,82 % газа от начальных запасов. На 01.01.90 г. из месторождения извлечено с потерями 79,7 % газа и 44,5 % конденсата. Суммарный отбор пластовой воды равен 165 598 м^3 . Среднее пластовое давление составляет 5,5 МПа. По площади газоносности оно распределено неравномерно и изменяется от 4,8 МПа в Битковском блоке до 8,9 МПа в Юго-Западном блоке.

Месторождение разрабатывается при водонапорном режиме. В конце 1967 г. начали обводняться приконтурные скважины 400 и 450. На 01.01.90 г. из 61 скважины, пробуренной в пределах начального контура газоносности, 6 ликвидированы по геологическим и техническим причинам, 17 – вследствие обводнения, 7 обводненных скважин переведены в контрольные. В фонде добывающих числятся 32 скважины. По данным за декабрь 1989 г., пять скважин (24, 28, 45, 385, 478) эксплуатируются газлифтным способом (периодически или непрерывно) с дебитом газа 5–95 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, восемь (9, 25, 26, 435, 457, 464, 473, 476) эксплуатируются периодически или работают барботажным газом с дебитом 1–5 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. По остальным скважинам дебиты газа изменяются от 18 до 77 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Среднее по скважинам составляет 0,7–5,8 МПа, давление в затрубном пространстве 0,7–6,7 МПа, водный фактор $8 \cdot 10^{-6}$ – $49 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Результаты промыслово-геофизических и термогазодинамических исследований скважин показывают, что обводнение происходило за счет как общего подъема газовой воды, так и опережающего перемещения фронта воды по отдельным, наиболее дренируемым и проницаемым пропласткам, расположенным в различных частях продуктивного разреза.

Анализ промысловых данных показывает, что по мере отбора газа и снижения пластового давления происходило постепенное увеличение скорости внедрения воды в западную часть Битковского блока. На конец 1969 г. она достигла максимального значения, равного 110 м/год. В дальнейшем темп поступления воды уменьшается, а зависимости $H = f(t)$ и $w = \psi(t)$ постепенно выполаживаются. Аналогичные зависимости получены и для других блоков. В целом порядок обводнения добывающих скважин определяется положением их на структуре. Так, для обеих частей Пасечнянского блока получена линейная зависимость между абсолютными отметками кровли выгодско-пасечнянских и манявских отложений (расстояние до начального контура газоносности) и временем появления воды в продукции скважин.

Результаты промыслово-геофизических исследований обводненных скважин свидетельствуют о высоком значении коэффициента текущей газонасыщенности, при котором происходит отключение продуктивных пластов. Пласты со значением газонасыщенности 0,49–0,52 практически не работают. В продуктивном разрезе большинства скважин на момент их отключения имелись пропластки с начальной газонасыщенностью. Так, согласно данным промыслово-геофизических исследований скв. 32, проведенных в декабре 1975 г. после прекращения ее работы вследствие обводнения, газонасыщенные пласты отмечены в верхней части выгодско-пасечнянской свиты и в средней части манявской свиты. При повторных исследованиях скважины, проведенных в мае 1979 г. через три с половиной года после ее остановки, изменений в расположении газонасыщенных пластов не произошло. Обращает на себя внимание сравнительно высокое значение коэффициента остаточной газонасыщенности обводненных пластов: порядка 0,61 для выгодско-пасечнянской свиты и 0,5–0,59 для манявской свиты. За период эксплуатации скважины пластовое давление в зоне ее расположения снизилось с 17 МПа при появлении воды в продукции до 9,3 МПа – на момент прекращения ее работы из-за обводнения и 8,22 МПа – по замерам в мае 1979 г. С использованием этих данных определено значение коэффициента остаточной газонасыщенности продуктивных отложений на момент заземления газа водой. Для отложений выгодско-пасечнянской свиты коэффициент остаточной газонасыщенности оказался равным 0,31, для пластов манявской свиты – 0,254–0,3. Эти значения совпадают с результатами лабораторных экспериментов по вытеснению газа водой из естественных образцов Битковского месторождения в условиях, близких к пластовым; согласно им коэффициент остаточной газонасыщенности на момент прорыва воды составляет 0,3–0,35, а после прокачки одного порового объема воды уменьшается до 0,23–0,25.

В условиях Битковского месторождения контур газоносности перемещается крайне неравномерно по площади газоносности и продуктивному разрезу. В связи с этим можно достоверно оценить только положение передней кромки фронта вытеснения. На 01.07.83 г. из месторождения было отобрано 73,34 % начальных запасов газа, в том числе из взаимодействующих Бабченского, Битковского, Пасечнянского, Любижнянского и Юго-Западного блоков – 74,12 % начальных запасов газа в этих блоках. В результате анализа данных по обводнению месторождения получены следующие значения высоты подъема

ма газоводяного контакта в отдельных блоках: Бабченский – 149 м, Битковский – 363 м в западной части и 316 м в восточной части; Пасечнянский – от 200 (скв. 457) до 272,8 м (скв. 6) и 418,8 м (скв. 25) в западной части и от 78,7 (скв. 28) до 323,9 м (скв. 385) и 380,7 м (скв. 478) в восточной части; Любижнянский – 155 м; Юго-Западный – 107 м в западной части и 47 м в восточной.

Расчеты, проведенные с использованием принятого положения газоводяного контакта, показали, что на 01.07.1983 г. в Битковское месторождение, за исключением Старунского блока, внедрилось $31,5 \cdot 10^6$ м³ воды, что привело к обводнению (в пределах передней кромки фронта вытеснения) около 70 % порового объема пласта. Количество газа в заводненной зоне составляет 17,32 % от начальных и 66,92 % от остаточных запасов. Среднее значение коэффициента остаточной газонасыщенности равно 0,579. Оно выше критического значения, при котором для условий Битковского месторождения остаточный газ приобретает подвижность. Сравнительно высокая газонасыщенность заводненной зоны объясняется как расширением остаточного газа по мере снижения пластового давления, так и наличием в заводненной зоне отдельных газонасыщенных участков, обойденных и отсеченных фронтом воды.

Приведенные данные свидетельствуют о целесообразности проведения мероприятий по вовлечению в разработку остаточных запасов газа.

Для получения высоких значений коэффициента газоотдачи продуктивных пластов при водонапорном режиме необходимо было обеспечить устойчивую работу обводненных скважин. На Битковском месторождении применялись такие методы интенсификации выноса жидкости из газовых скважин, как снижение устьевых давлений путем подключения ряда скважин к конденсатопроводу (скв. 24, 26, 385, 478), общее снижение давления на приеме компрессорной станции, изменение конструкции лифта в отдельных обводнившихся скважинах при проведении ремонтных работ и др.

Помимо рассмотренных выше вариантов разработки ГКМ с нагнетанием воды в опубликованных в разное время работах предлагалась так называемая водогазовая репрессия, целью которой является выравнивание фильтрационных сопротивлений в неоднородном пласте путем блокирования наиболее проницаемых зон пласта и вовлечения в фильтрацию углеводородов из ранее застойных зон. По-видимому, в условиях реального пласта следует опасаться того, что блокироваться будет лишь ближайшая к нагнетательной скважине часть наиболее проницаемых областей коллектора. Для достижения эффекта потребуется нагнетать значительные объемы воды и газа, соответственно следует быть готовыми к тому, что возникнет необходимость – после прорыва воды – эксплуатировать скважины с большим содержанием в продукции воды, т.е. оборудовать скважины глубинными насосами (при глубинах залегания пласта приблизительно до 2500 м) или газлифтными подъемниками (при более значительных глубинах).

Обобщая все изложенное по проблеме разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений с нагнетанием воды в пласт или с регулированием фронта ее распространения по пласту, можно сделать следующие выводы.

Искусственное заводнение пласта может быть применено в газоконденсатных залежах, в том числе с нефтяными оторочками, при глубинах приблизительно до 2500 м, и в коллекторах с проницаемостью не ниже 10^{-14} м². Наиболее изученным и оправдавшим применение на реальных объектах яв-

ляется барьерное заводнение на газонефтяном контакте, а также в зоне нефтяной оторочки.

Как при разработке с искусственным заводнением, так и при регулировании продвижения фронта воды часть скважин на месторождении должна быть переведена на отбор воды или водогазовой смеси, в том числе на форсированном режиме, что позволит управлять процессом продвижения воды по пласту, обеспечить более полный его охват и снизить потери углеводородов из-за защемления.

Увеличить конечную газоконденсатоотдачу пласта после его искусственного или естественного заводнения возможно, разрабатывая пласт на истощение путем отбора водогазовой смеси.

Очевидно, при разработке залежи с отбором больших объемов воды важно экологически грамотно утилизировать добываемую воду, например использовать ее для закачки в эксплуатируемые нефтяные или отработанные газовые пласты.

1.5

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Текущее состояние и конечная эффективность разработки газовых месторождений определяются тем, насколько совершенна запроектированная система разработки, как она учитывает все особенности геологического строения месторождения и окружающего водонапорного бассейна и насколько эта система реализована практически. В соответствии с геологическими и гидрогеологическими условиями, а также с выбранной технологией разработки проектируется и система контроля.

Факторы и условия, определяющие степень сложности разработки месторождения, под влиянием которых формируется комплекс контролируемых параметров, условно можно разделить на две группы:

геологические и гидрогеологические;
технологические [22].

К первой группе следует отнести размеры залежи и ее начальные параметры (глубина залегания продуктивного пласта, пластовые давление и температура, запасы газа и конденсата), геологическое строение продуктивного горизонта (многопластовость, неоднородность коллекторских свойств, разрывные нарушения и пр.), тип залежи (пластовая, массивная, водоплавающая), физико-химические свойства пластовых флюидов и т.д. Эта же группа включает характер контакта залежи с окружающим водонапорным бассейном. Особенности этого бассейна – протяженность, проницаемость, гидростатические напоры.

Во вторую группу входят: способ разработки залежи (с поддержанием давления, на истощение, с консервацией газовой части залежи или нефтяной оторочки и т.д.); стадия разработки (начальная, основная и др.); темп отбора углеводородов из залежи и дебиты отдельных скважин, их рабочие давления и текущее состояние; система вскрытия продуктивного

горизонта и размещение скважин на структуре; наличие межпластовых или внутрипластовых перетоков газа и пр.

Некоторые факторы, такие как взаимодействие соседних залежей, режим разработки и другие, являются общими, но, поскольку возникают они только в процессе разработки месторождений, условно отнесем их к второй группе.

В общем случае система контроля тем сложнее, чем больше упомянутых факторов и условий характерно для данного месторождения, чем больше особенностей и осложнений в его разработке. Крупное по размерам и этажу газоносности многопластовое месторождение с резко неоднородными коллекторами, с блоковым строением, а также с внедрением пластовых вод требует максимума контролируемых параметров. Небольшое однопластовое газовое месторождение может достаточно эффективно эксплуатироваться и при упрощенной системе контроля.

Система контроля определяется уже на стадии составления технологических схем и проектов опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) или проектов промышленной разработки.

Особое внимание на всех стадиях разработки газового месторождения следует уделять внедрению подошвенной и законтурной воды в случае водонапорного режима работы пласта [22]. Естественно, активность воды неодинакова на разных стадиях отбора запасов газа из пласта. Обычно сначала наблюдаются признаки только газонапорного режима. По мере снижения давления отмечается все более активное внедрение воды. На завершающей стадии разработки, когда образуются обширные зоны обводнения с зачехленным и обойденным газом, темп внедрения воды вновь замедляется из-за возросших фильтрационных сопротивлений. Динамизм процесса обводнения различен в поровых и трещиноватых коллекторах, что диктует необходимость конкретного подхода к системе контроля за обводнением газового пласта. Разработка газоконденсатных месторождений [5, 25, 36, 47, 49] имеет свою специфику.

Помимо всех особенностей разработки, присущих чисто газовым месторождениям, в этом случае возникают сложные проблемы, связанные с отбором углеводородного конденсата. С одной стороны, это те вопросы, которые требуют своего решения при достижении максимально возможной конденсатоотдачи пласта. С другой стороны, это вопросы поддержания или восстановления продуктивности скважин, поскольку наибольшее насыщение порового пространства выпадающим конденсатом происходит именно в призабойных зонах скважин, приводя к более или менее значительному снижению фазовой газопроницаемости.

Если в ходе эксплуатации газоконденсатной залежи к забоям добывающих скважин подступает подошвенная или законтурная вода, то возникает проблема поддержания работоспособности скважин, в продукции которых содержится значительное количество жидкости (углеводородного конденсата и воды). Варианты решения этой проблемы рассмотрены ниже в главе 5.

Особенно сложной является разработка газоконденсатного пласта, характеризующегося низкой проницаемостью пород. Выпадение ретроградного конденсата в поровом пространстве обуславливает в таких случаях необходимость поддержания давления для приемлемых отборов не только конденсата, но и газа.

Вообще проблема обеспечения достаточно большой углеводородоотдачи, особенно конденсатоотдачи, считается специалистами одной из наиболее

сложных при разработке месторождения газоконденсатного типа. Предложен целый ряд методов повышения газоконденсатоотдачи, однако, за исключением лишь некоторых из них, эти методы из-за больших капитальных и эксплуатационных затрат не применяются в газопромисловой практике.

Авторы с коллегами научно обосновали и внедрили на ряде объектов газодобывающей отрасли такие методы эксплуатации газоконденсатных месторождений и воздействия на пласт, которые требуют минимальных затрат и достаточно эффективно повышают газоконденсатнефтеотдачу (см. главы 2, 3, 5, 6, 7). Объектами воздействия при этом являются газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи на разных этапах истощения пластовой энергии.