

5

УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

Один из авторов монографии совместно с Н.А. Гужовым, В.А. Николаевым, А.Н. Шандрыгиным исследовал причины снижения продуктивности эксплуатационных скважин при разработке газоконденсатных месторождений, используя многочисленные опубликованные данные по этой проблеме, а также собственный опыт. Итогом этой работы стало то, что предложены и найдены внедрение методы повышения продуктивности скважин. Соответствующие результаты теоретических, экспериментальных и опытно-промышленных исследований составляют содержание настоящего раздела.

5.1

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН. ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ

Опыт разработки газоконденсатных месторождений указывает на существенное изменение продуктивности скважин в процессе эксплуатации месторождений. В практике нефтегазодобычи понятие продуктивности скважин в общем случае включает в себя характеристику добывных возможностей скважин, связанных как с коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов, вскрытых скважиной, так и с ее техническим состоянием. Зачастую вместо этого термина используют аналогичный – производительность скважин. Более узкое понятие продуктивности скважин обычно определяют интенсивностью отбора скважиной пластовых флюидов при создании на ее забое определенных условий. В этом случае продуктивность скважин количественно характеризуется коэффициентами продуктивности, которые представляются в виде отношения дебитов скважин и соответствующей им разности пластового и забойного давлений (депрессии на забое скважин) или, для газовых скважин, разности квадратов этих давлений. Несмотря на то, что в хо-

де эксплуатации газоконденсатных месторождений коэффициенты продуктивности скважин иногда изменяются в сторону их увеличения, в подавляющем большинстве случаев разработка месторождений сопровождается значительным уменьшением коэффициентов продуктивности. Снижение продуктивности скважин вызывает не только целый комплекс проблем при их эксплуатации, но и значительные осложнения в управлении разработкой залежей и в конечном счете снижение технико-экономических показателей этого процесса. И, наконец, уменьшение продуктивности газоконденсатных скважин зачастую является одной из основных причин их полной остановки и вывода из эксплуатации.

5.1.1

ПРИЧИНЫ СНИЖЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

Снижение продуктивности скважин в процессе разработки газоконденсатных месторождений связано с проявлением различных геолого-промысловых факторов. Основными из них являются:

изменение состояния призабойных зон этих скважин (ПЗС), а именно ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в этой области пласта;

осложнение в эксплуатации скважин из-за ухудшения технического состояния ствола скважин;

накопление жидкости в стволе скважины из-за изменения фазового состояния углеводородной смеси или прорыва к скважине воды.

Проявление каждого из перечисленных факторов может быть обусловлено различными физико-химическими процессами, происходящими в пласте и в скважине. Различными оказываются и последствия от их воздействия. Наиболее значительное изменение продуктивности вызывают изменения состояния призабойных (прискважинных) зон пласта. Проблеме снижения продуктивности скважин из-за изменения фильтрационных параметров коллектора в призабойной зоне скважин следует уделять особое внимание.

Прискважинные зоны – это особая часть пласта, не только определяющая дебиты скважин, но и во многом влияющая в целом на извлечение из залежи газа и конденсата. В зоне нескольких метров вокруг скважины возникают основные фильтрационные сопротивления при притоке к ней флюидов. Поэтому даже незначительное ухудшение фильтрационных свойств коллектора в этой зоне сопровождается существенным уменьшением продуктивности скважин. Фильтрационные процессы в прискважинной зоне осложняются проявляющимися в этой области пласта различными локальными эффектами, связанными с особенностями распределения полей давления, температуры, напряжений и насыщенности коллектора жидкостью и газом.

Изменение продуктивности скважин из-за ухудшения фильтрационных параметров прискважинной зоны пласта обычно отражается в понятии скин-эффекта. Впервые оно было введено в нефтегазодобыче Van Everdingen и Hurst, которые отметили несоответствие измеряемых на скважине депрессий вычисленным их значениям. Примечательно, что Van Everdingen и Hurst использовали понятие скин-эффекта только для случая ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны пласта. Параметр скин-эффекта (скин-фактор) в случае притока жидкости к скважине они представили как

$$s = kh(\Delta p)_{\text{скин}} / (141,2q\mu_0 B_0), \quad (5.1)$$

где k – проницаемость пласта; h – толщина пласта; $(\Delta p)_{\text{скин}}$ – депрессия на скважине при проявлении скин-эффекта; q – дебит скважины; μ_0 – вязкость жидкости; B_0 – объемный коэффициент жидкости. Формула 5.1 представлена в системе единиц SPE и поэтому содержит переводной коэффициент 141,2.

Несколько позже Hawkins ввел понятие отрицательного скин-фактора для описания притока к скважине с улучшенными характеристиками коллектора в прискважинной зоне. Для скважины радиусом R_c , вокруг которой имеется зона радиусом $R_{\text{скин}}$ с проницаемостью $k_{\text{скин}}$, большей проницаемости пласта k , он записал скин-фактор в виде

$$s = (k/k_{\text{скин}} - 1) \ln(R_{\text{скин}}/R_c). \quad (5.2)$$

Проявление скин-эффекта в работе газовых скважин в несколько упрощенном виде можно показать с помощью уравнения установившегося притока газа к скважине. Уравнение притока газа при нелинейном двучленном законе фильтрации к скважине имеет вид

$$p_{\text{пл}}^2 - p_3^2 = AQ + BQ^2, \quad (5.3)$$

где A и B – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от несовершенства скважины, геометрии зоны дренирования, параметров и свойств газа. Они определяются по следующим формулам:

$$A = \lambda(\ln R_k/R_c + C_1 + C_2), \quad (5.4)$$

где

$$\lambda = \mu(p, T)Z(p, T)p_{\text{ат}}T_{\text{пл}} / (\pi k(p)hT_c);$$

$$B = \alpha(1/R_c - 1/R_k + C_3 + C_4), \quad (5.5)$$

где $\alpha = \rho_{\text{ат}}Z(p, T)p_{\text{ат}}T_{\text{пл}} / (2\pi^2 LhT_c)$.

Здесь $p_{\text{пл}}$, p_3 – пластовое и забойное давления; C_1 , C_3 – коэффициенты несовершенства по степени вскрытия пласта; C_2 , C_4 – коэффициенты несовершенства по степени и характеру вскрытия пласта; $\mu(p, T)$ – вязкость газа; $Z(p, T)$ – коэффициент сжимаемости газа; $\rho_{\text{ат}}$ – плотность газа при атмосферном давлении; $p_{\text{ат}}$ – атмосферное давление; $T_{\text{пл}}$, T_c – температура пластовая и стандартная; $k(p)$ – коэффициент проницаемости пласта; h – толщина пласта; L – коэффициент макрошероховатости; R_k – радиус контура.

Изменение фильтрационного сопротивления за счет скин-эффекта можно выразить в виде изменения коэффициента фильтрационного сопротивления A на величину, определяемую некоторым коэффициентом $C_{\text{скин}}$:

$$A = \lambda(\ln R_k/R_c + C_1 + C_2 + C_{\text{скин}}). \quad (5.6)$$

В несколько иной форме проявление скин-эффекта можно выразить для скважины, совершенной по степени и характеру вскрытия. В этом случае коэффициент фильтрационного сопротивления

$$A = \lambda(1/k_{\text{скин}} \ln R_{\text{скин}}/R_c + 1/k \ln R_k/R_{\text{скин}}), \quad (5.7)$$

где $k_{\text{скин}}$, k – коэффициенты проницаемости коллектора в зоне вокруг сква-

жины с измененными фильтрационными свойствами (т.е. в зоне проявления скин-эффекта) и по всему пласту в целом соответственно; $R_{\text{скин}}$ – радиус зоны с измененными фильтрационными свойствами.

Как правило, значения скин-фактора превышают единицу и могут достигать больших значений (до десятков и сотен единиц). Как видно из уравнений (5.1)–(5.7), ухудшение фильтрационных свойств коллектора в узкой зоне вокруг скважины, вызывающее изменение проницаемости, может оказать существенное влияние на продуктивность скважины. Для иллюстрации на рис. 5.1 изображены кривые относительной продуктивности скважины в случае существования у забоя скважины зоны с ухудшенными фильтрационными свойствами (зоны поражения) различного радиуса и с различными соотношениями проницаемости в этой зоне и средней по пласту проницаемости. Относительная продуктивность рассматривалась как соотношение продуктивности скважины в двух случаях: при наличии у ее забоя зоны поражения и без нее. Как видно из рис. 5.1, уменьшение проницаемости в 10 раз в зоне всего нескольких десятков сантиметров вокруг скважины приводит к уменьшению продуктивности в 2–3 раза, а уменьшение проницаемости в той же зоне в 100 раз вызывает снижение продуктивности уже на порядок и более.

Ухудшение фильтрационных свойств пласта в призабойной зоне скважин может происходить за счет снижения как абсолютной, так и относительной фазовой проницаемости коллектора. Абсолютная проницаемость коллектора в прискважинной зоне пласта может уменьшаться за счет закупоривания порового пространства глинистым раствором и его фильтратом, а также частицами других веществ, осаждающихся у забоя скважин. Уменьшение абсолютной проницаемости коллектора связано также с различными деформационными процессами и разрушением породы.

Существует несколько причин уменьшения относительной фазовой проницаемости коллектора в призабойной зоне скважин для фильтрующихся жидкостей и газов. Изменение фазовой проницаемости для газа и углеводородной жидкости (конденсата) происходит за счет увеличения водонасыщенности коллектора вследствие проникновения фильтрата бурового раствора и обводнения пласта. Немаловажное влияние на фазовые проницаемости коллектора оказывает изменение характеристик смачивания породы под действием инфильтрата бурового раствора (как на водной, так и на углеводородной основе), а также адсорбция смол и асфальтенов из фильтрующейся газоконденсатной (нефтегазоконденсатной) смеси. Все эти причины изменения фа-

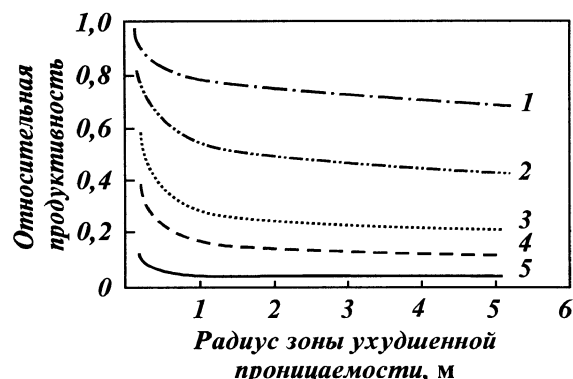


Рис. 5.1. Кривые относительной продуктивности скважины при различных радиусах зоны с ухудшенными фильтрационными свойствами и разным соотношении проницаемостей в зонах: 1 – 0,50; 2 – 0,25; 3 – 0,10; 4 – 0,05; 5 – 0,01

зовой проницаемости коллектора так или иначе входят в понятие скин-эффекта. В то же время основной фактор уменьшения фазовой проницаемости коллектора у забоя газоконденсатной скважины, каким является накопление в этой зоне ретроградного конденсата, как правило, не включается в определение одной из составляющих скин-эффекта. Как показывают результаты многочисленных исследований, накопление ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин может явиться фактором, вполне сопоставимым по воздействию на продуктивность скважин с другими факторами, обуславливающими скин-эффект. Поэтому проблеме влияния процесса накопления ретроградного конденсата на продуктивность газоконденсатных скважин следует уделять не меньшее внимание, чем другим формам ухудшения фильтрационных свойств пласта у забоя скважин. Более того, из-за многообразия проявления процессов, происходящих в призабойных зонах газоконденсатных скважин, очень важна детальная оценка причин ухудшения их продуктивности. Среди факторов, определяющих продуктивность скважин, особую роль, несомненно, играет состояние прискважинных зон пласта.

5.1.2

ВЛИЯНИЕ НАКОПЛЕНИЯ РЕТРОГРАДНОГО КОНДЕНСАТА В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИНЫ

Отличительной особенностью эксплуатации скважин газоконденсатных месторождений, безусловно, является снижение продуктивности их из-за накопления ретроградного конденсата у забоя скважин. Этот процесс вызывает увеличение насыщенности коллектора ретроградной углеводородной жидкостью и соответственно уменьшение фазовой проницаемости коллектора для газа. Процесс накопления конденсата в призабойных зонах скважин обуславливается особенностями фазового поведения природных газоконденсатных систем.

ВЫПАДЕНИЕ РЕТРОГРАДНОГО КОНДЕНСАТА В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ. ЯВЛЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ КОНДЕНСАЦИИ

Проблема накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин в последнее время вызывает повышенный интерес, поскольку она тесным образом связана с изменением продуктивности скважин. Изучению механизма накопления конденсата у забоя скважины посвящены работы З.С. Алиева, В.Л. Вдовенко, А.И. Гриценко, Н.А. Гужова, Е.М. Гурленова, Ю.П. Коротаева, Б.В. Макеева, А.Х. Мирзаджанзаде, В.А. Николаева, В.Н. Николаевского, М.Б. Панфилова, М.А. Пешкина, В.Г. Подюка, Б.Е. Сомова, Р.М. Тер-Саркисова, А.В. Федосеева, А.Н. Шандрыгина, R.A. Alexander, W. Boom, J.G. Maas, Mc. Caln, S. Oedal, A.M. Schulte, K. Wit, H.C. Weeda, J.P.W. Zeelenberg. Исследования этих авторов позволяют представить накопление ретроградного конденсата у забоя скважины как процесс так называемой динамической конденсации. Упрощенно “динамическую конденсацию” можно описать следующим образом.

Известно, что условия накопления ретроградного конденсата в целом по всему пласту и в непосредственной близости от эксплуатационных скважин неодинаковы из-за резкого изменения термобарических условий у забоев

скважин. Таким образом, по характеру накопления ретроградного конденсата в пористой среде пласта в нем можно выделить две области: область “статической” конденсации, расположенную вдали от скважины, и область “динамической” конденсации, находящуюся непосредственно у скважины (рис. 5.2).

Выделение ретроградного конденсата в области “статической” конденсации описывается процессом дифференциальной конденсации и зависит только от давления и состава исходной смеси. Накопление ретроградного конденсата в области “динамической” конденсации зависит как от фазового состояния углеводородной системы, так и от массопереноса углеводородов.

Процесс “динамического” накопления конденсата развивается следующим образом. После прохождения фильтрующегося пластового газа через точку пласта с давлением ниже давления начала конденсации в пористой среде выпадает конденсат. В области высоких градиентов давления выпавшая жидкость может быть неподвижной (в случае насыщенности ее ниже критической) или фильтруется со скоростью, меньшей, чем скорость фильтрующегося газа.

Из всех новых порций пластового газа, проходящего через эту точку пласта, выделяется ретроградный конденсат, который не успевает фильтроваться вместе с газом к скважине, и, таким образом, идет накопление жидкости. Повышение насыщенности жидкой фазой влечет за собой увеличение скорости ее фильтрации. Этот процесс происходит до тех пор, пока не установится динамическое равновесие, при котором скорость выпадения конденсата становится равной скорости его оттока к скважине. В результате насыщенность пористой среды жидкостью в этой зоне пласта может значительно превышать среднее значение насыщенности по пласту в целом.

Для дополнительной иллюстрации природы резкого увеличения насыщенности коллектора ретроградным конденсатом в условиях, характерных для прискважинных зон пласта, можно рассмотреть процесс многоконтakтного смешения газоконденсатной смеси с газовой фазой той же смеси, соответ-

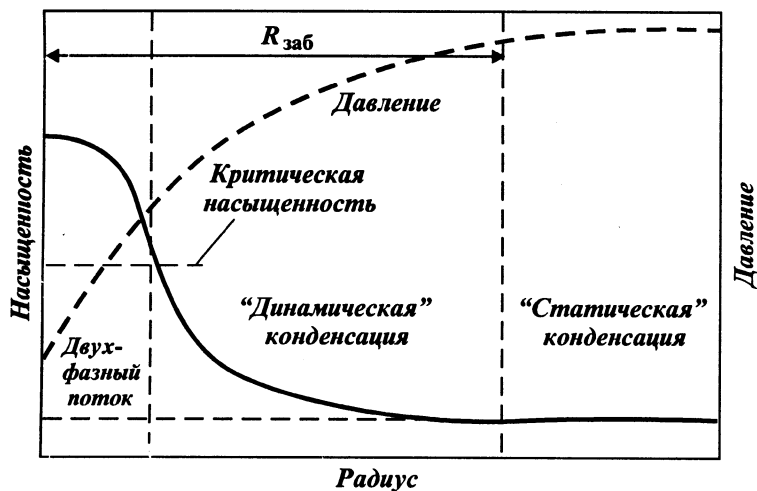


Рис. 5.2. Схема “динамической” конденсации газоконденсатной смеси в призабойной зоне скважины

ствующей несколько большему давлению (с отбором из системы только газовой фазы). Этот процесс во многом аналогичен динамической конденсации, но в данном случае отсутствует отток жидкой фазы. Такие расчеты были выполнены для смеси следующего исходного состава (% молярная доля): $C_1 - 85$; *изо*- $C_4 - 10$ и $C_{12} - 5$. Производились расчеты процесса изотермической дифференциальной конденсации данной смеси до давления 19 МПа (при температуре 363 К) с последовательным замещением затем равновесной газовой фазы на газовую фазу той же системы, но соответствующую давлению 20 МПа. По мере увеличения объема прокачки газовой фазы увеличивался относительный объем жидкости (насыщенность жидкости). Это хорошо видно из рис. 5.3, на котором представлена зависимость насыщенности, а также содержания компонентов смеси и жидкой фазы от относительного объема прокачанного газа (соотношения объемов прокачанного газа и системы).

Характерно, что установление равновесия для данной исходной смеси при прокачке значительных объемов обогащенного газа протекало с увеличением более тяжелых компонентов *изо*- C_4 и C_{12} в смеси с практически постоянным содержанием их в жидкости. Данное явление можно объяснить с помощью тройных диаграмм углеводородных смесей. На рис. 5.4 схематически изображена динамика компонентного состава смеси и фаз при осуществлении рассматриваемого процесса.

Известно, что тройные диаграммы используются для оценки фазового состояния смесей, содержащих три компонента (при большем их числе компоненты объединяются в псевдокомпоненты). На рис. 5.4, а представлена тройная диаграмма для некоторой системы, содержащей компоненты (C_1 , C_{2-4} (*изо*- C_4) и C_{5+}/C_{12}). Они изображены условно без указания точного содержания компонентов). На тройной диаграмме нанесены линии для двух значений давления: более высокому давлению соответствует пунктирная линия, а меньшему – сплошная. Каждая из линий состоит из кривой насыщенных паров (верхняя) и насыщенной жидкости (нижняя линия). Точки, соответствующие равновесным составам насыщенных паров и насыщенных жидкостей, связываются соединительными линиями – нодами. Каждая точка ноды соответствует составу смеси, разделяющейся на газовую и жидкую фазу с составами, соответствующими концам ноды. Наклон нод в общем случае определяется составом смеси и термобарическими условиями. При обоих значениях давления смесь разделяется на жидкую (составы L_1 и L_2) и газовую (составы G_1 и G_2) фазы. Смешение двухфазной системы с газовой фазой, притекающей из зоны с более высоким давлением, протекает по линии, соединяющей составы газа G_1 (притекающего из зоны с более высоким давлением) и жидкости L_2 (находящейся в зоне более низкого давления). Состав смеси определяется точкой на этой линии, отстоящей от точек G_1 и L_2 прямо пропорционально соотношению масс (или молей) газовой и жидкой фаз. Нода, проходящая через эту точку, определяет составы фаз новой смеси, а именно: концы нод на линии насыщенных паров определяют состав газа и на линии насыщенной жидкости – состав жидкости. При том положении нод, которое показано на рис. 5.4, б, разделение новой смеси на фазы происходит так же, как и до смешения с очередной порцией газа. Поэтому меняется состав смеси (за счет увеличения массы жидкости) при неизменных составах фаз. Этот процесс продолжается до тех пор, пока состав смеси не становится равным составу жидкой фазы (точка L_3), и смесь переходит в однофазное состояние. Естественно, что такое состояние в реальных условиях призабойных зон скважин недостижимо, поскольку возникающая (при

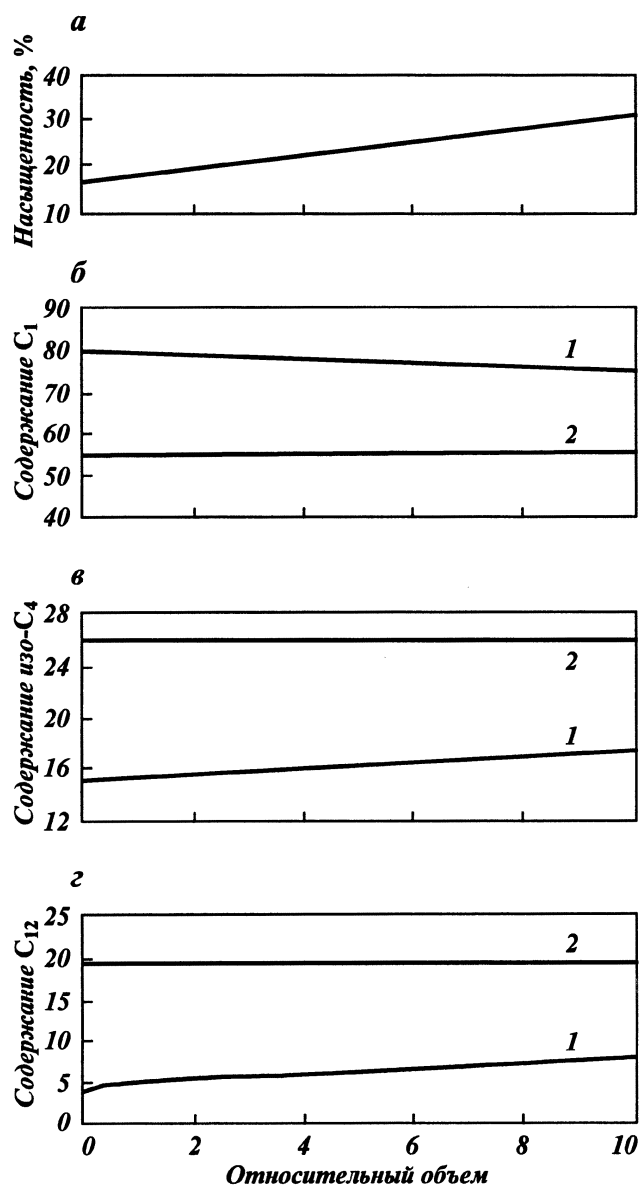


Рис. 5.3. Зависимость параметров углеводородной системы от относительного объема газа при многократном ее смешении с обогащенным газом:
 а – насыщенность; б, в, г – содержание компонентов C_1 , $изо-C_4$, C_{12} соответственно в смеси (1) и жидкой фазе (2)

определенных значениях конденсатонасыщенности) фильтрация жидкой фазы обеспечивает уменьшение в смеси не только газовой, но и жидкой фазы. Несколько иной характер изменения состава смеси при смешении ее с газовой фазой отмечается в том случае, если ноды располагаются так, как это показано на рис. 5.4, в. В этом случае при смешении отмечается постепенное

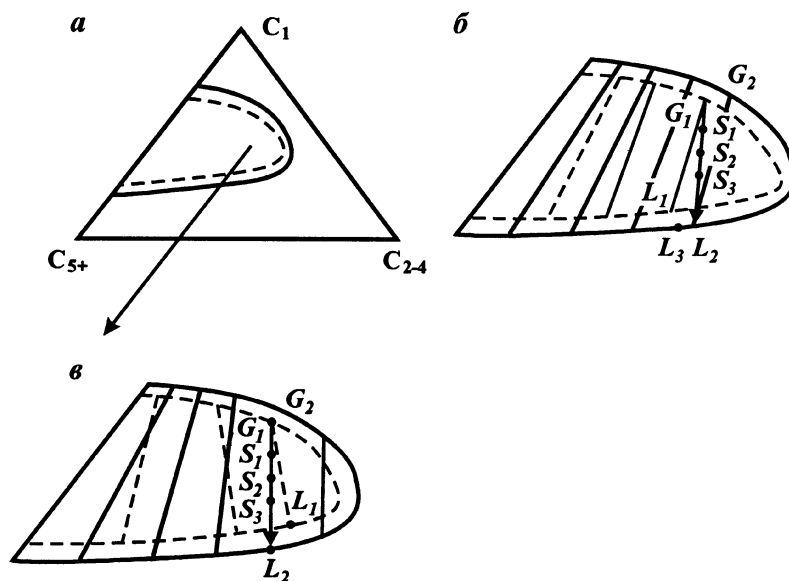


Рис. 5.4. Тройная диаграмма смеси

приближение состава смеси к составу жидкости при меньшем значении давления. Возможны также и другие варианты изменения составов смеси и фаз в зависимости от характера распределения нод в области двухфазного состояния системы.

ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССА НАКОПЛЕНИЯ РЕТРОГРАДНОГО КОНДЕНСАТА НА ПРОДУКТИВНОСТЬ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Снижение продуктивности газоконденсатных скважин из-за накопления у их забоя конденсата обуславливается действием двух основных факторов. Первый из них, и основной, связан с увеличением насыщенности пористой среды жидкой углеводородной фазой и уменьшением фазовой проницаемости ее по газу в зоне пласта у скважины. Уменьшение фазовой проницаемости по газу в этой зоне (где возникает основное газогидродинамическое сопротивление потоку флюидов) резко снижает продуктивность скважины как по газу, так и по конденсату, поскольку в газовую фазу поступает большое количество конденсата. Этот фактор отражается в увеличении вязкостных составляющих фильтрационного сопротивления. Выше уже описывалось, каким образом увеличение насыщенности коллектора жидкостью приводит к уменьшению фазовой проницаемости его для газа.

Не менее важным, на наш взгляд, при выпадении конденсата в пористой среде представляется изменение структуры потоков флюидов в микромасштабе этой среды и возникающее при этом увеличение инерционных составляющих фильтрационных сопротивлений. Известно, что фазовые проницаемости являются, во-первых, характеристиками, усредненными в масштабе пористой среды, с размерами от нескольких сантиметров до нескольких метров и поэтому учитывают процессы, протекающие в микромасштабе

пористой среды только опосредованным образом. Во-вторых, в понятие фазовых проницаемостей включаются только вязкостные составляющие фильтрационных сопротивлений и не учитываются инерционные составляющие.

Инерционный эффект – основная причина отклонения от линейного закона Дарси. Существенными факторами, определяющими проявление инерционного эффекта при фильтрации газов и жидкостей в пористых средах, являются пористость, проницаемость, извилистость, геометрия пористого пространства и его неоднородность. Наиболее известный нелинейный закон фильтрации флюидов в пористых средах – несомненно, закон Форхгеймера, который для случая одномерного течения может быть представлен в виде

$$-dp/dl = \mu/kv + \beta\rho v^2,$$

где p – давление; μ – вязкость флюида; k – проницаемость среды; v – скорость фильтрации; β – коэффициент инерционных сопротивлений; ρ – плотность флюида.

Для многофазного течения обобщенное уравнение Форхгеймера было представлено Т. Schulenberg и V. Muller в виде

$$-dp_\alpha / dl = \mu_\alpha / k_\alpha v_\alpha + \beta_\alpha \rho_\alpha v_\alpha^2,$$

где α обозначает α -фазу.

Многочисленные корреляции для коэффициента инерционных сопротивлений проводились как у нас в стране, так и за рубежом. При этом предлагались корреляционные зависимости между коэффициентами β , а также различными комплексами, включающими его, с одной стороны, и пористостью и проницаемостью, с другой стороны. Корреляции D. Cornell и D.L. Katz (рис. 5.5, *a*) и R.D. Evans, C.S. Hudson, J.E. Greenlee (рис. 5.5, *б*) одни из таких. В отличие от этих зависимостей при появлении в пористых средах второй фазы возникает необходимость учитывать насыщенность этой фазы. Это вызывается очень большим изменением коэффициентов инерционных сопротивлений. В качестве примера на рис. 5.6 представлены результаты экспериментальных исследований М.Н. Al-Rumhy и М.З. Kalam влияния насыщенности жидкостью на инерционные сопротивления в первоначально газонасыщенных коллекторах. Для нескольких различных по свойствам образцов пористой среды на данном рисунке представлены зависимости приведенного коэффициента инерционных сопротивлений (соотношение коэффициентов инерционных сопротивлений при двухфазном и однофазном насыщении среды) от насыщенности среды жидкостью. Как видно из рисунка, для всех использованных в опытах образцов характерно значительное (на один-два порядка) увеличение инерционных сопротивлений с увеличением насыщенности от 0 до 50–60 %. При этом определенное влияние на прирост инерционных сопротивлений оказывает эффект Клинкерберга – проскальзывание газа (данные с поправкой на эффект показаны пунктирными линиями) у поверхности скелета породы. Интересен факт уменьшения инерционных сопротивлений за счет проскальзывания газа при более высоких значениях абсолютных проницаемостей кернов (0,146 и 0,250 мкм², варианты на рис. 5.6, *a* и *б*) и их увеличения при низких значениях абсолютных проницаемостей (0,062 мкм², варианты на рис. 5.6, *в*).

В реальных условиях увеличение инерционных сопротивлений по скважинам отмечалось при их обводнении на ряде газоконденсатных месторождений Республики Коми (Е.М. Гурленов, Г.В. Петров, Н.Н. Трегуб). Зна-

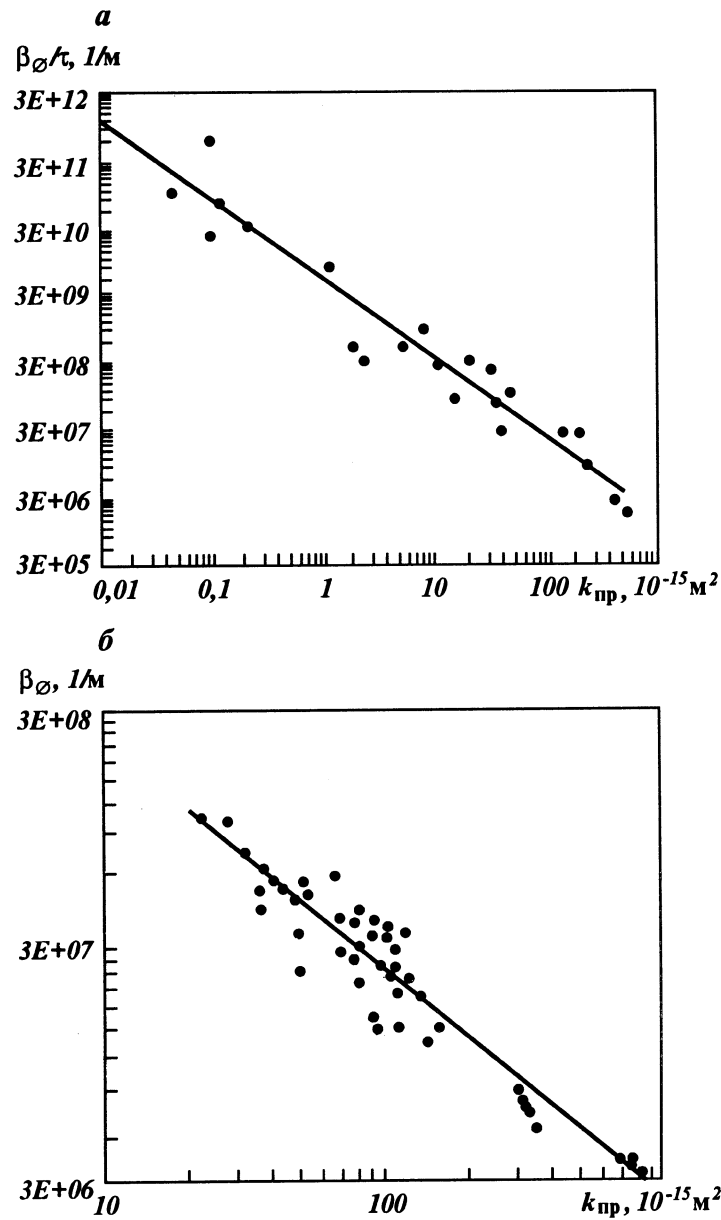


Рис. 5.5. Корреляция между параметрами β_0/τ (а), β_0 (б) и коэффициентом проницаемости

чительное влияние насыщения коллектора углеводородной жидкостью на инерционные сопротивления отмечалось нами при анализе изменения продуктивности скважин Печоро-Кожвинского месторождения. При исследовании фильтрационных сопротивлений по скважинам этого месторождения предполагалось, что даже при одном и том же значении насыщенности пористой среды жидкостью на значение коэффициента B будут сильно

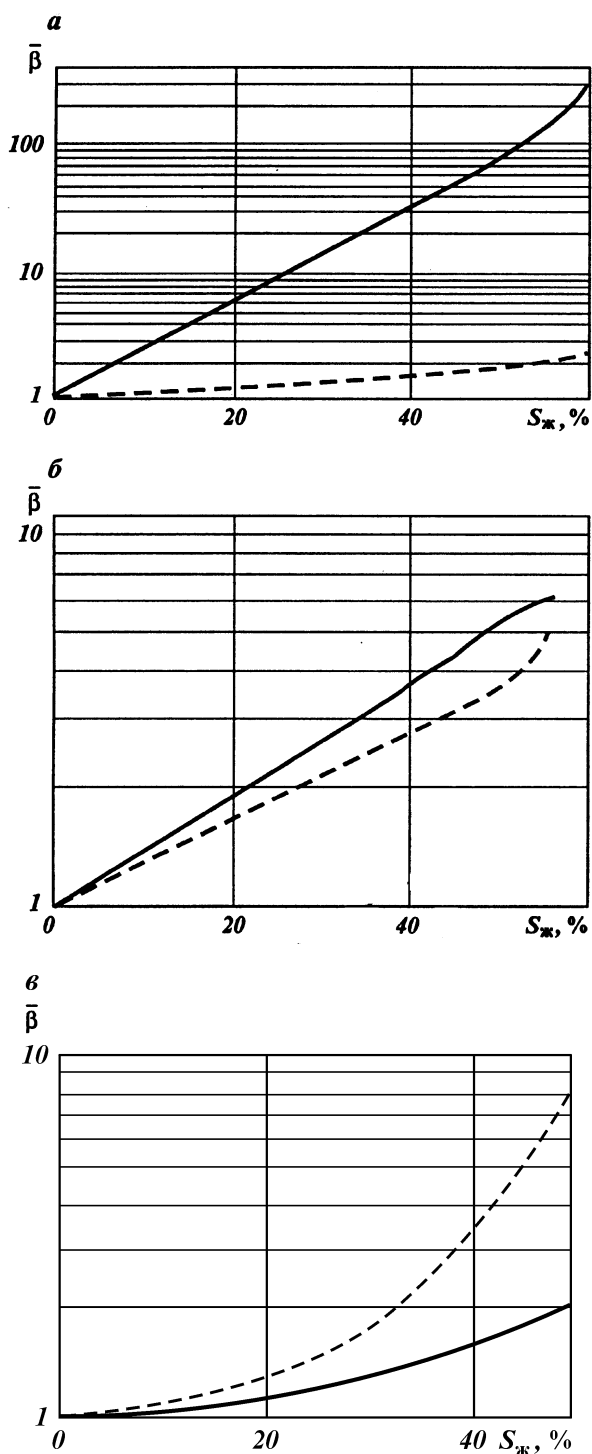


Рис. 5.6. Зависимость приведенного коэффициента инерционных сопротивлений $\bar{\beta}$ от насыщенности образца жидкостью $S_{ж}$ для образцов с проницаемостью 0,146 (а), 0,250 (б) и 0,062 (в) мкм²

влиять скорость фильтрации флюидов и пластовое давление (от которого зависит поверхностное натяжение на границе раздела фаз). Эти параметры определяют распределение жидкости в пористом коллекторе, а следовательно, и структуру газонасыщенной его части. Таким образом, представляется возможным использовать капиллярное число в качестве параметра, влияющего на значение коэффициента фильтрационных сопротивлений B .

Оценка влияния капиллярного числа на B была выполнена для нескольких скважин Печоро-Кожвинского месторождения с использованием данных гидродинамических исследований этих скважин. При этом применялись зависимости вязкости флюидов и поверхностного натяжения от давления, полученные в расчетах процесса дифференциальной конденсации модельной газоконденсатной смеси. Были построены соответствующие зависимости коэффициентов B [в (МПа·сут/тыс. м³)²] от капиллярного числа. Хорошая корреляция между этими величинами наблюдалась для скв. 102 и 103, несколько худшая – для скв. 21. Эти зависимости представляют собой следующие выражения:

для скв. 21 $B = 5,6 / N_c^{0,26}$;

для скв. 102 $B = 4,24 / N_c^{0,95}$;

для скв. 103 $B = 1,32 / N_c^{1,9}$,

где N_c – капиллярное число.

Определенные трудности в оценке зависимости коэффициентов фильтрационных сопротивлений B от капиллярного числа были связаны с возможным (по данным промысловых исследований) появлением нефти на забоях этих скважин. Влияние же на коэффициент B насыщенности коллектора жидкостью в промысловых условиях выявить, к сожалению, невозможно.

Определение соотношения доли уменьшения продуктивности скважины от проявления каждого из факторов представляет не только научную, но и практическую ценность. Вполне естественно предположить, что повышение продуктивности газоконденсатных скважин может быть достигнуто двумя основными путями: удалением выпавшего ретроградного конденсата из призабойной зоны скважин в глубь пласта и отбором его скважиной. Первый путь представляется более перспективным для тех случаев, когда основное изменение продуктивности скважин вызывается вязкостными составляющими фильтрационных сопротивлений. Второй путь, на наш взгляд, предпочтительнее в том случае, когда накопление конденсата сопровождается преобладающим увеличением инерционных сопротивлений. Ниже это утверждение будет проанализировано более подробно.

5.1.3

ВЛИЯНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ НА ТЕЧЕНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ

Из основных параметров, характеризующих коллекторские свойства пластов, безусловно, главное влияние на процесс динамической конденсации оказывают абсолютные и относительные фазовые проницаемости. Абсолютной проницаемостью пласта определяются необходимые депрессии (а следовательно, и значение изменения у забоя скважин пластового давления) для достижения данного дебита скважин. Поэтому направленность действия этого фактора более-менее ясна априорно. Более сложную роль в процессе накопления конденсата и изменении продуктивности скважин играют относительные фазовые проницаемости коллектора. Относительные фазовые проницаемости горной породы представляют собой усредненные по достаточно представительному объему среды отношения проницаемости ее для данной фазы (при многофазном насыщении) к абсолютной проницаемости среды. Предполагается, что относительные фазовые проницаемости являются функциями насыщенности. В различных подходах рассматривается также влияние на них поверхностного натяжения на границе раздела фаз и вязкости фаз, производится учет влияния поверхностного натяжения и скорости фильтрации флюидов. К настоящему времени выполнен огромный объем экспериментальных и теоретических исследований фазовых проницаемостей пористых сред.

Подавляющее число работ посвящено изучению фазовых проницаемос-

тей в условиях фильтрации фаз с внешней их подачей в пористую среду. Это больше соответствует течению несмешивающихся флюидов, а не газоконденсатных смесей, для которых характерны фазовые переходы в пределах рассматриваемой пористой среды. В этом случае фазовые проницаемости коллектора могут качественно отличаться от традиционных фазовых проницаемостей. На это указывают, в частности, исследования, выполненные с конденсацией в пористых образцах углеводородов из жирного газа и с последующей прокачкой равновесного к жидкости газа.

Отсутствие экспериментальных данных вынуждает в исследованиях процессов динамического накопления конденсата у забоя скважин использовать традиционные зависимости фазовых проницаемостей. В то же время необходимо учитывать некоторые другие важные факторы, проявляющиеся для условий призабойных зон скважин. Прежде всего, это зависимость фазовых проницаемостей от поверхностного натяжения на границе раздела фаз и влияние на них скорости фильтрации флюидов. Влияние первого фактора на фазовые проницаемости достаточно убедительно показано во многих работах.

В наших исследованиях этот фактор учитывали, включая в фазовые проницаемости параметры, зависящие от поверхностного натяжения, а само значение поверхностного натяжения пересчитывали по компонентному составу газоконденсатной смеси и пластовому давлению. Влияние скорости фильтрации на фазовые проницаемости нами также учитывалось, что обсуждается ниже.

Несмотря на то, что относительные фазовые проницаемости являются уникальными свойствами горных пород, характер их изменения во многом коррелируется с типом смачиваемости породы. Для случая двухфазной фильтрации изменение типа смачиваемости породы вызывает также значительные количественные изменения в зависимостях фазовых проницаемостей от насыщенности, в том числе и в критических значениях насыщенности, соответствующих началу подвижности фаз (Villiam G. Anderson). Исследование влияния типа смачивания пород на процессы накопления ретроградного конденсата представляет дополнительный интерес еще в связи с тем, что существуют представления о возможности значительного изменения продуктивности скважин за счет осуществления мероприятий по изменению смачиваемости коллектора в прискважинной зоне пластов. В связи с этим представляется целесообразным проведение исследований влияния фазовых проницаемостей на процесс накопления конденсата в призабойных зонах скважин для наиболее типичных случаев смачиваемости пород – для гидрофильных и гидрофобных коллекторов.

Указанные положения легли в основу задания нескольких вариантов зависимости фазовых проницаемостей от насыщенности. Фазовые проницаемости коллектора задавались в пяти различных вариантах и учитывали как влияние на их характер смачивания коллектора, так и возможную зависимость их от давления из-за изменения поверхностного натяжения на границе раздела газ – конденсат с уменьшением давления. Варианты 1П и 2П учитывали различный характер смачивания коллектора, а варианты 3П и 4П – зависимость фазовых проницаемостей от давления. Используемые в расчетах зависимости фазовых проницаемостей показаны на рис. 5.7. Фазовые проницаемости 5П представлялись в виде прямых линий (линии А и Г на рис. 5.7, а и б) и соответствовали предельному случаю неразличимых по свойствам фаз. Гидрофобный коллектор моделировался в вариантах 2П и 4П, а

гидрофильный – в вариантах 1П и 3П. Фазовые проницаемости в вариантах 2П (линия *B* на рис. 5.7, *a*) и 1П (линия *E* на рис. 5.7, *б*) не зависели от давления. Влияние давления на фазовые проницаемости в вариантах 3П и 4П учитывалось следующим образом. Для рассматриваемого в расчетах интервала изменения давления поверхностное натяжение на границе раздела газ – конденсат изменялось от 0 до 5 мПа·с. Фазовые проницаемости в варианте 4П, соответствующие этим предельным значениям поверхностного натяжения, представлялись линиями *A* и *B* на рис. 5.7, *a*. Фазовые проницаемости при значениях поверхностного натяжения в интервале от 0 до 5 мПа·с последовательно занимали определенные положения между двумя этими предельными случаями. В качестве примера на рис. 5.7, *a* представлены зависимости фазовых проницаемостей для поверхностного натяжения 2 мПа·с (линии *Б*). Аналогичным образом задавалось изменение фазовых проницаемостей для варианта 3П: предельные значения для случаев поверхностного натяжения 0 и 5 мПа·с представлялись линиями *Г* и *Е* на рис. 5.7, *б*. Для поверхностного натяжения 2 мПа·с фазовые проницаемости имели вид *Д* (см. рис. 5.7, *б*).

Значения абсолютной проницаемости пластов изменялись также в широком диапазоне – от 0,01 до 1 мкм². В качестве модельной газоконденсатной смеси использовалась смесь Западно-Соплесского нефтегазоконденсатного месторождения. Расчеты проводились для различных депрессий на пласт (различных дебитов скважины и темпов отбора). Варьирование в расчетах этих параметров было связано с необходимостью учитывать различную динамику выпадения конденсата в призабойной зоне скважины. Естественно, что изменение депрессии на пласт вызывает изменение как скорости фильтрации флюидов, так и соотношения давлений в призабойной зоне скважины и в пласте, а следовательно, и интенсивности выпадения конденсата в призабойной зоне. В то же время использование одной только депрессии для характеристики процесса накопления конденсата представляется недостаточным вследствие того, что на скорость переноса фаз (газа и конденсата) в пласте кроме депрессии влияет еще и проницаемость пласта. В связи с этим

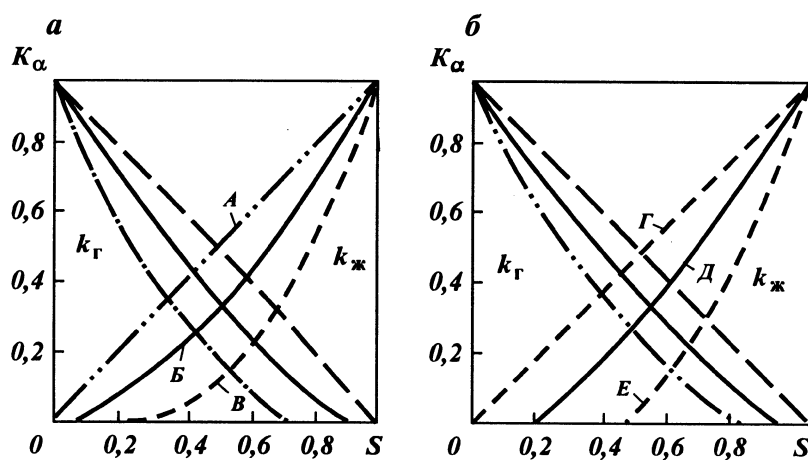


Рис. 5.7. Зависимости относительных фазовых проницаемостей коллектора от насыщенностей: *a* – вид проницаемостей *A*, *B* и *B*; *б* – вид проницаемостей *Г*, *Д* и *Е*

в качестве параметра, характеризующего влияние темпов отбора газа, в расчетах использовалось относительное давление, представляющее собой отношение забойного давления к среднепластовому давлению. В расчетах задавалось изменение относительного давления от 0,65–0,75 до 0,95–0,98. В первом случае моделировался приток к скважинам в низкопроницаемых коллекторах (с проницаемостью около 0,01–0,015 мкм²), а во втором – в высокопроницаемых пластах (с проницаемостью 0,1 мкм² и более). Депрессии на пласт составляли в первом случае около 10 МПа, а во втором – не более 1 МПа. Все расчеты проводились для пласта толщиной 10 м. Этот параметр задавался в значительной мере условно, так как анализ результатов расчета производили в относительных величинах (относительный дебит газа, коэффициент продуктивности и т.д.). Пористость пласта задавалась от 10 до 15 %.

Результаты расчетов показали, что для широкого диапазона изменения абсолютной проницаемости коллектора и различных видов фазовых проницаемостей характерны вид профиля насыщенности конденсатом призабойной зоны скважины и его динамика. Выделялась зона “динамической” конденсации, размеры которой и значение максимальной насыщенности определялись в основном типом фазовых проницаемостей коллектора, значениями текущего пластового давления и относительного забойного давления. Зона динамической конденсации возникала после достижения пластовым давлением в призабойной зоне скважины значений давления начала конденсации и в дальнейшем сохранялась на всем протяжении периода понижения пластового давления. Это видно из рис. 5.8 и 5.9, на которых представлено распределение насыщенности призабойной зоны скважины при различных пластовых давлениях для коллекторов с фазовыми проницаемостями 1П, 2П (варианты с относительным забойным давлением 0,75–0,8).

Выводы о значительном влиянии на процесс накопления конденсата абсолютной и относительных фазовых проницаемостей коллектора подтверждают данные, представленные в табл. 5.1 и на рис. 5.10. На рисунках показано распределение насыщенности призабойной зоны пласта жидкостью (конденсатом) при пластовом давлении 15 МПа для вариантов расчета про-

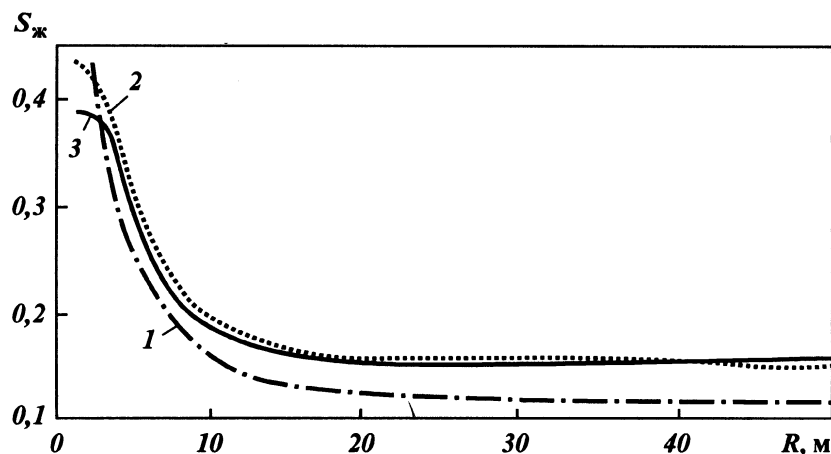


Рис. 5.8. Профиль насыщенности коллектора с фазовой проницаемостью вида 1П в призабойной зоне скважины при различных пластовых давлениях $p_{\text{ср.пл.}}$:
1 – 33,5 МПа; 2 – 25 МПа; 3 – 15 МПа

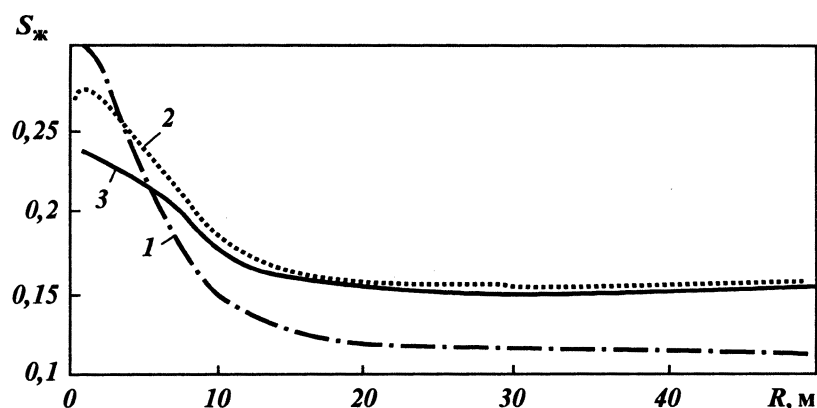


Рис. 5.9. Профиль насыщенности коллектора с фазовой проницаемостью вида 2П в призабойной зоне скважины при различных пластовых давлениях $p_{ср.пл.}$:
1 – 33,5 МПа; 2 – 25 МПа; 3 – 15 МПа

песса истощения залежи (от 42 МПа) в пластах с различными фазовыми проницаемостями. В таблице для этих же вариантов расчетов даны значения приведенной проницаемости коллектора для газа в призабойной зоне скважин при различных средних пластовых давлениях. Под приведенной проницаемостью понималось соотношение текущего коэффициента проницаемости пласта по газу (для двухфазной системы газ – конденсат) и начального его значения (для однофазной фильтрации газа при забойном давлении выше давления начала конденсации). Коэффициенты проницаемости при этом определялись по рассчитанным коэффициентам фильтрационного сопротивления и, таким образом, представляли собой значения, усредненные по объему всей призабойной зоны скважины.

Как видно из рис. 5.10, наименьший прирост насыщенности жидкости в призабойной зоне отмечался для случая фильтрации флюидов в коллекторе с проницаемостью вида 5П. Так, при незначительных депрессиях на пласт (в вариантах расчетов № 1 и 4) насыщенность коллектора у забоя скважины

ТАБЛИЦА 5.1
Зависимость приведенной проницаемости от давления

Но- мер вари- анта	Относитель- ное забойное давление	Вид фазо- вых про- ницае- мостей	Отношение проницаемости для газовой фазы газо- конденсатной смеси к абсолютной проницаемости при разных пластовых давлениях, МПа						
			40	36,5	33,5	27,5	25	20	15
1	0,95–0,98	5П	0,668	0,726	0,762	0,802	0,810	0,804	0,785
2	0,95–0,98	1П	0,197	0,199	0,215	0,206	0,210	0,216	0,227
3	0,95–0,98	2П	0,234	0,240	0,249	0,262	0,269	0,278	0,287
4	0,85–0,90	5П	0,670	0,720	0,754	0,792	0,797	0,795	0,773
5	0,85–0,90	1П	0,121	0,125	0,132	0,147	0,153	0,160	0,174
6	0,85–0,90	2П	0,147	0,158	0,171	0,190	0,200	0,217	0,234
7	0,65–0,75	5П	0,700	0,690	0,726	0,749	0,776	0,776	0,776
8	0,65–0,75	1П	0,095	0,099	0,103	0,114	0,116	0,126	0,139
9	0,65–0,75	2П	0,112	0,120	0,128	0,143	0,151	0,168	0,191
10	0,65–0,75	3П	0,529	0,511	0,475	0,362	0,302	0,192	0,126
11	0,65–0,75	4П	0,596	0,602	0,596	0,547	0,520	0,437	0,400

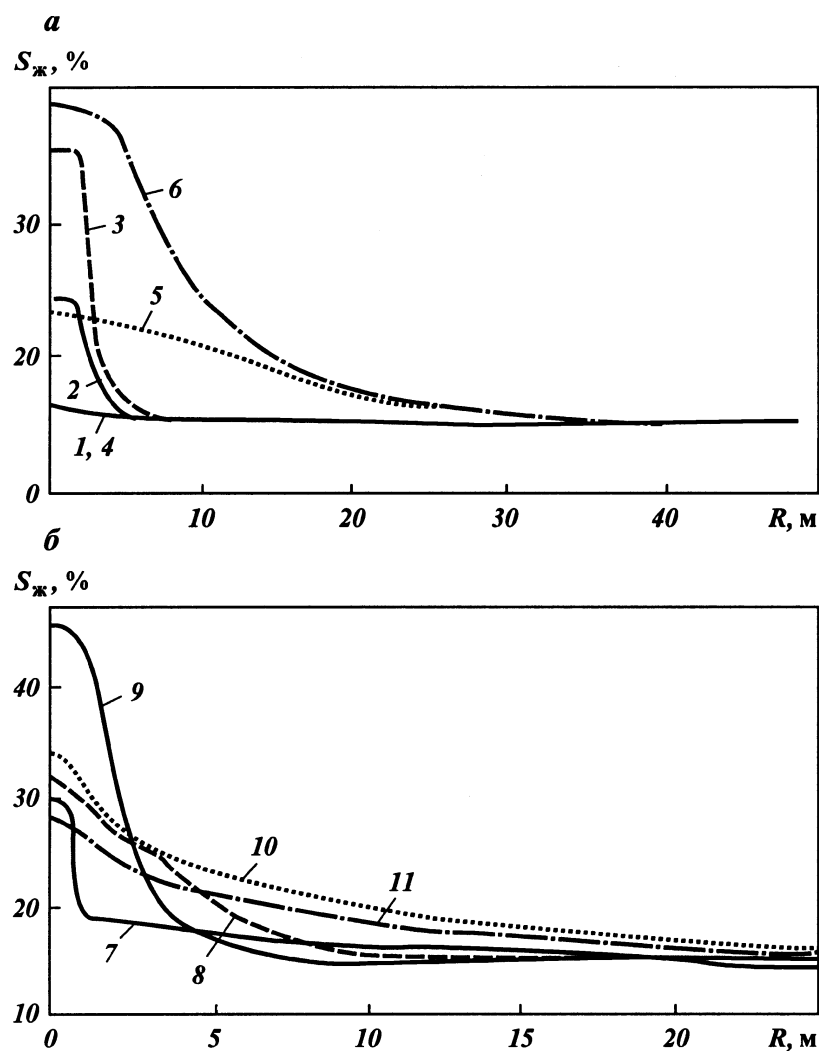


Рис. 5.10. Профиль насыщенности коллектора в призабойной зоне скважины в различных вариантах расчета:
a – варианты № 1–6; *б* – варианты № 7–11; цифры кривых – номера вариантов

отличалась всего на 5–10 % от средней по пласту (рис. 5.10, *a*). Существенное возрастание насыщенности в призабойной зоне скважины (в 1,5–1,7 раза превосходящее среднее по пласту) наблюдалось лишь при значительных депрессиях на пласт (вариант № 7 на рис. 5.10, *б*). Во всех этих вариантах отмечалось незначительное изменение относительной проницаемости коллектора для газа; в среднем 0,85 – при малых и 0,7 – при больших депрессиях на пласт (см. табл. 5.1). Наибольшее накопление жидкости у забоя скважины отмечалось в вариантах расчетов эксплуатации скважины в гидрофильном пласте (фазовые проницаемости вида 1П). Основное накопление конденсата в этом случае происходило в зоне радиусом около 5 м от

скважины. Как видно из рис. 5.10, при эксплуатации скважины с малыми депрессиями на пласт максимальная насыщенность коллектора конденсатом для принятых в расчетах условий составляла 0,35 (вариант № 3) и 0,38 (вариант № 6). С увеличением депрессии и при более глубоком понижении давления на забое скважины максимальная насыщенность возрастала при прочих условиях до 0,45. Наиболее значительное накопление конденсата в призабойной зоне пласта происходило при более высоких пластовых давлениях (в области ретроградной конденсации на фазовой диаграмме углеводородной системы). При более низких давлениях насыщенность коллектора конденсатом несколько уменьшалась за счет прямого его испарения. Это явление хорошо отражалось зависимостью приведенной проницаемости коллектора для газа от давления. Как видно из табл. 5.1, особенно значительное изменение относительной проницаемости в ходе понижения пластового давления происходило при высоких депрессиях на пласт. В этом случае отмечалось также и наиболее значительное снижение относительной проницаемости коллектора для газа – в среднем до 0,055–0,066 (вариант № 9). По мере уменьшения депрессий на пласт соответственным образом увеличивалась относительная проницаемость коллектора. Так, в вариантах № 3 и 6 она составляла в среднем соответственно 0,66–0,39 и 0,40–0,22.

Эксплуатация скважины в гидрофобном пласте, согласно расчетам, может происходить с меньшим накоплением конденсата. Основное накопление конденсата в этом случае отмечалось, как и для гидрофильного коллектора, в зоне радиусом около 5 м. Однако для условий расчетов максимальная насыщенность конденсатом изменялась уже от 0,24 (вариант № 2, малая депрессия) до 0,34 (вариант № 8, значительная депрессия). Выше, чем в случае гидрофильного пласта, оказалась и относительная проницаемость коллектора для газа (см. табл. 5.1).

Определенное влияние на процесс накопления конденсата в призабойной зоне скважины оказывает зависимость фазовых проницаемостей от давления. Это видно из сопоставления расчетных данных по вариантам № 9 и 10, а также по вариантам № 8 и 11. Как видно из рис. 5.10, б, изменение фазовых проницаемостей в ходе понижения давления (при соответствующем увеличении поверхностного натяжения) приводило к уменьшению накопления конденсата в призабойной зоне скважины. Особенно значительным оказалось влияние этого фактора при высоких пластовых давлениях, т.е. в том случае, когда поверхностное натяжение достаточно мало. Меньшее накопление конденсата у скважины приводит к менее значительному понижению относительной проницаемости коллектора для газа (см. табл. 5.1).

В рамках рассматриваемой модели притока к скважине двухфазной многокомпонентной углеводородной смеси представленные результаты можно объяснить следующим образом. При фильтрации многокомпонентной углеводородной смеси в пористом коллекторе перенос отдельных ее компонентов может происходить или в газовой фазе (в случае однофазной фильтрации), или в жидкой и газовой фазах (в случае двухфазной фильтрации). Скорости фильтрации фаз зависят от вида фазовых проницаемостей, а фазовое равновесие газовой и жидкой фаз в первую очередь определяется значением давления. Компоненты между фазами распределяются таким образом, что выпавший в призабойной зоне ретроградный конденсат находится в равновесии с фильтрующимся газом. При создании в газоконденсатных пластах определенной депрессии состав газоконденсатной смеси в призабойной зоне

пласта, а также распределение компонентов между фазами будут определяться как давлением, так и скоростями фильтрации газовой и жидкой фаз (поскольку ими определяются приток и отток отдельных компонентов). Определенное равновесие между фазами устанавливается в ходе изменения насыщенности. Насыщенность как бы “настраивается” таким образом, чтобы перенос отдельных компонентов в фазах сопровождался установлением равновесия в фазах. Изменение насыщенности вызывает перераспределение скоростей фильтрации, а следовательно, и доли отдельных компонентов в фазах. Изменение доли компонентов в фазах при данном давлении ведет вновь к изменению насыщенности пласта. Этот процесс продолжается до тех пор, пока насыщенность (а также компонентный состав смеси и обеих фаз) не установится на том уровне, который будет отвечать состоянию динамического равновесия, при котором скорость накопления жидкости становится равной скорости ее оттока к скважине.

В гидрофобных коллекторах могут отмечаться меньшие значения максимальной насыщенности призабойной зоны в связи с тем, что установление соотношения скоростей фильтрации жидкости и газа, соответствующих равновесному состоянию, наступает при меньших, чем в гидрофильных пластах, значениях насыщенности. В то же время для гидрофильных коллекторов вовсе не обязательно более резкое изменение относительной проницаемости коллектора для газа по мере накопления конденсата. Этот параметр связан со значением изменения фазовой проницаемости коллектора для газа в интервале изменения насыщенности от нуля до критической насыщенности по жидкости, т.е. в той области, в которой перенос компонентов осуществляется в газовой фазе, а жидкость является неподвижной.

5.1.4

НАКОПЛЕНИЕ КОНДЕНСАТА В ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОНАХ СКВАЖИН В ПЛАСТАХ С НЕОДНОРОДНЫМ КОЛЛЕКТОРОМ

Рассматривалось два вида неоднородности коллектора у забоя скважин: пласт со случайным полем проницаемости (разнопроницаемые элементы не образуют отдельных более крупномасштабных зон разной проницаемости) – условно назовем его “случайно-неоднородный” пласт;

зонально-неоднородный пласт (разнопроницаемые элементы на отдельных участках объединяются в более крупномасштабные зоны разной проницаемости) – условно назовем его “зонально-неоднородный” пласт.

Для описания распределения проницаемости гетерогенного коллектора в призабойной зоне скважины использовалась методика P.S. Pingrose, G.E. Pickup, J.L. Jensen и K.S. Sorbie, которая достаточно удобна для генерирования случайного поля параметров при сеточном моделировании фильтрационных процессов. Эта методика предполагает описание значения рассматриваемого параметра в любой точке пласта (ячейки пространственной сетки при сеточном моделировании) через значения соседних точек (ячеек) пласта. Для случая двумерной профильной фильтрации основная формула в алгоритме построения поля параметра представляется в виде

$$Y_{i,j} = \alpha_x(Y_{i-1,j} + Y_{i+1,j}) + \alpha_y(Y_{i,j-1} + Y_{i,j+1}) + \eta \epsilon_{i,j}, \quad (5.8)$$

где $Y_{i,j}$ – натуральный логарифм значения параметра в блоке i, j ; α_x, α_y – корреляционные параметры в направлении R и Z ; $\varepsilon_{i,j}$ – случайная переменная.

Уравнение (5.8) использовалось для описания распределения проницаемости в пласте. Для первого случая неоднородности (пласт со случайным полем проницаемости) задавались следующие параметры: $\alpha_x = \alpha_y = -0,95$; $\eta = 0,55$. Коэффициент проницаемости (в мкм²) определялся в виде $k_{i,j} = 0,08 \exp(Y_{i,j})$. Для второго случая неоднородности (зонально-неоднородный пласт) принимались: $\alpha_x = \alpha_y = 0,95$; $\eta = 0,75$. Коэффициент проницаемости (в мкм²) определялся в виде $k_{i,j} = 0,065 \exp(Y_{i,j})$.

Коллектор предполагался однородным по пористости с коэффициентом пористости 0,15. Относительные фазовые проницаемости задавались одними и теми же в пределах всего пласта. В каждом из вариантов расчета использовалась модельная газоконденсатная смесь № 1. Моделировалось понижение пластового давления от 35 до 10 МПа при депрессии 0,06–0,08 МПа. Использовалась двухмерная профильная модель многокомпонентной фильтрации углеводородов, описанная, например, в работе [6].

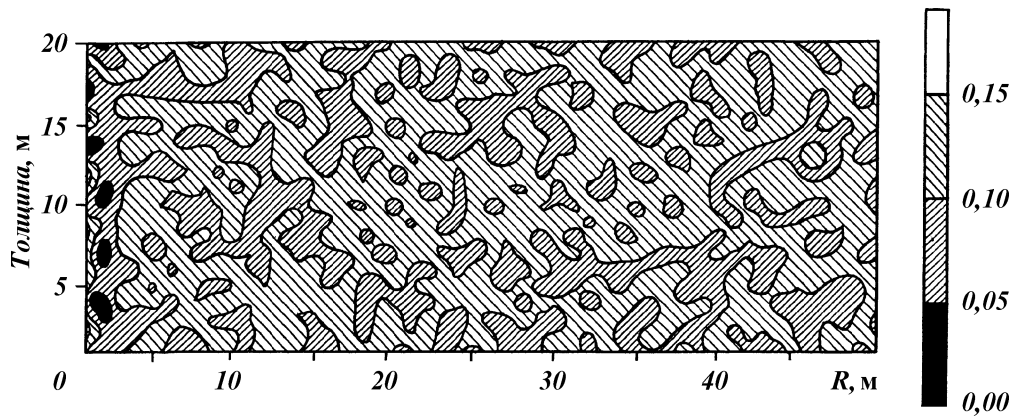


Рис. 5.11. Распределение проницаемости в призабойной зоне скважины (случайное поле проницаемости). Шкала проницаемости указана в мкм²

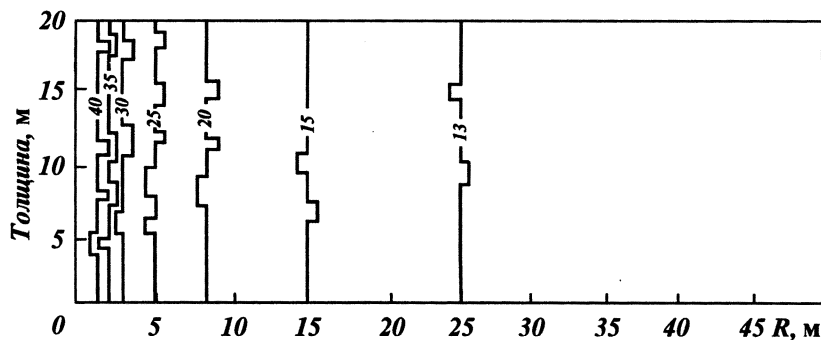


Рис. 5.12. Распределение насыщенности в призабойной зоне неоднородного пласта

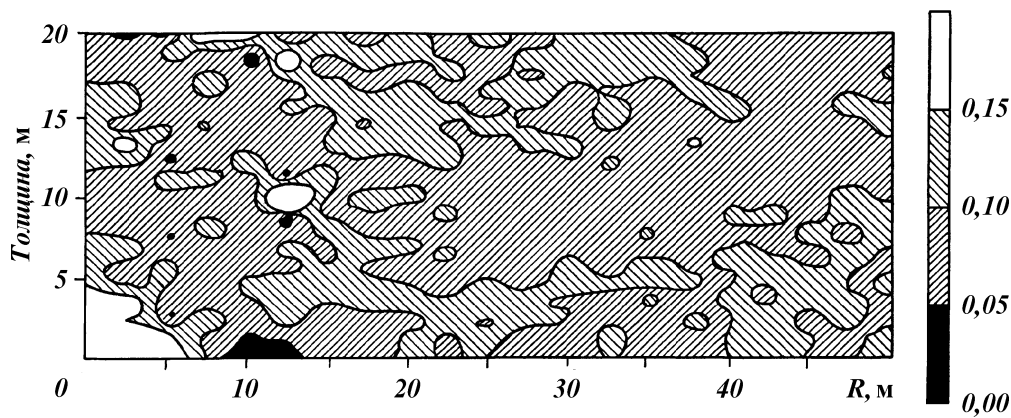


Рис. 5.13. Распределение проницаемости в призабойной зоне скважины (зонально-неоднородный пласт). Шкала проницаемости указана в мкм^2

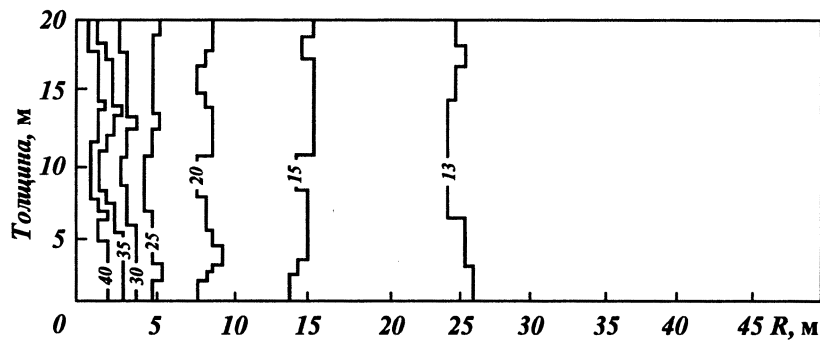


Рис. 5.14. Распределение насыщенности в призабойной зоне зонально-неоднородного пласта

Расчеты показали, что неоднородность пласта со случайным полем распределения проницаемости незначительно влияет на профиль насыщенности у забоя скважины. Это видно из рис. 5.11 и 5.12, на которых представлены распределение проницаемости в прискважинной зоне пласта для данного случая неоднородности коллектора и профиль насыщенности в этой зоне пласта.

Более существенное, хотя так же не кардинальное изменение профиля насыщенности отмечается в случае эксплуатации скважины в зонально-неоднородном пласте. Как видно из рис. 5.13 и 5.14, в этом случае наблюдается более значительное удаление от скважины линий равных насыщенностей в направлении участков с повышенной проницаемостью. Это вполне объяснимо тем, что по этим направлениям фильтруется большее количество газоконденсатной смеси и соответственно больше выпадает конденсата в виде жидкости. Однако различие в насыщенностях оказывается все же незначительным.

НАКОПЛЕНИЕ КОНДЕНСАТА В ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОНАХ СКВАЖИН В СЛОИСТЫХ ПЛАСТАХ

В слоистых пластах отмечается значительное различие насыщенностей разнопроницаемых пропластков. На это указывают результаты расчетов, выполненные одним из авторов данной монографии с коллегами, а также опубликованные в печати. В частности, W.D.Mc. Caln, R.A. Alexander рассмотрели фильтрацию газоконденсатной смеси в пятислойном пласте с соотношением проницаемостей между самым высокопроницаемым и самым низкопроницаемым прослоями около 12. Профиль насыщенности для этого случая представлен на рис. 5.15, из которого видно, что размеры зоны повышенной проницаемости в отдельных пропластках явно увеличиваются с ростом их проницаемости. Это вполне объясняется характерным распределением в слоистом пласте давления и фильтрационных потоков. При одинаковых давлениях на стенке скважины во всех вскрытых скважиной пропластках отмечаются очень близкие воронки депрессии, но скорости фильтрации оказываются выше в наиболее проницаемых из них. В результате в наиболее проницаемых слоях в единицу времени фильтруется большее количество газоконденсатной смеси, а следовательно, и более интенсивно протекают массообменные процессы между газом и накопившейся жидкостью.

Во многом аналогичные результаты были получены при исследовании особенностей притока газоконденсатной смеси к скважинам Печоро-Кожвинского НГКМ (Республика Коми). В качестве примера представим расчетные данные по распределению насыщенности в призабойной зоне скв. 21 и 104 этого месторождения. При разработке Печоро-Кожвинского месторождения возникли значительные осложнения в работе скважин, эксплуатирующих основную залежь месторождения в песчаниках старооскольского горизонта среднего девона (D_{st}). Пласты залежи отличаются низкой проницаемостью (от тысячных до сотых долей мкм^2) и высокой степенью их неоднородности. Дебиты газа по этим скважинам к настоящему времени уже уменьшились до 50–80 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ (дебиты конденсата 10–19 т/сут) при достаточно высоких депрессиях на их забоях – от 4 до 8 МПа. Текущее пластовое давление около 21 МПа, а пластовая температура – 90 °С. Углеводородная пластовая смесь моделировалась смесью, состоящей из 10 компонентов. Задавался начальный компонентный состав модельной смеси (в %, молярных): N_2 – 3,10; C_1 – 74,20; C_2 – 8,80; C_3 – 4,30; $n-C_4$ – 2,00; $n-C_5$ – 2,65; Ko_1 – 2,17; Ko_2 – 1,13; Ko_3 – 0,45; Ko_4 – 0,75, где псевдокомпоненты Ko_1 , Ko_2 , Ko_3 и Ko_4 имели следующие основные параметры: температура кипения фракций соответственно – 357; 444; 517 и 580 К, плотность 673; 723; 825 и 852 $\text{кг}/\text{м}^3$, молекулярная масса 101,8; 151,4; 207,2 и 280,2.

Пласт в районе скважины моделировался тремя пропластками со следующими параметрами: толщина пропластков № 1, 2 и 3 соответственно 0,7; 1,2 и 30,6 м, коэффициент проницаемости по ним – 0,223; 0,088 и 0,001 мкм^2 , а пористости – 7; 30 и 15 %. Таким образом моделировался пласт с очень низкой проницаемостью основной толщи и тонкими высокопроницаемым и среднепроницаемым пропластками. Соотношение проницаемости между пропластками равнялось 233 и 88 при доле высокопроницаемого и низкопроницаемого пропластков в общей толщине пласта 2,2 и 3,7 %. Для скв. 104 принималась также трехслойная модель пласта с толщиной пропластков № 1, 2 и 3 соответственно 1,5; 35,5 и 5 м. Коэффициент проницаемости задавался равным 0,040; 0,020 и 0,0002 мкм^2 , а пористости – 11; 19 и 16 %. Таким обра-

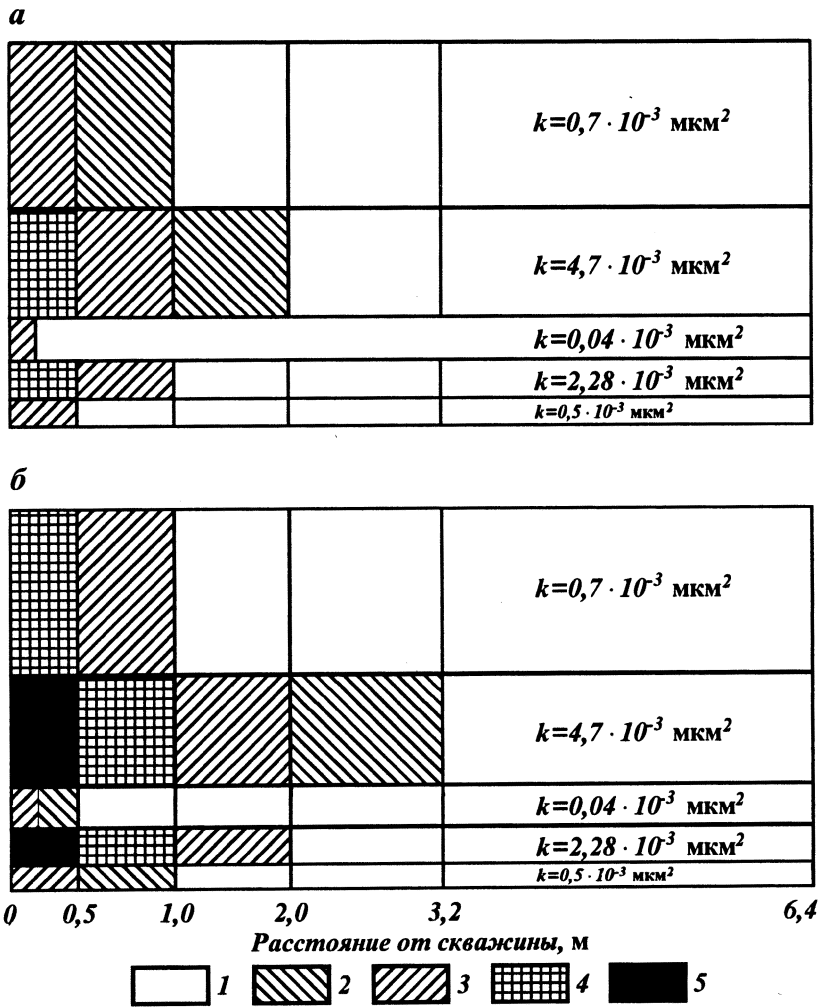


Рис. 5.15. Профиль насыщенности в прискважинной зоне слоистого пласта (по данным W.D. Mc. Caln и R.A. Alexander) после 10 сут (а) и 20 сут (б):
 1 – 0–4 %; 2 – 4–8 %; 3 – 8–12 %; 4 – 12–16 %; 5 – 16–20 %

зом, в этом случае толщины низкопроницаемого и высокопроницаемых пропластков были примерно равными.

Результаты расчетов подтверждают неравномерное накопление ретроградного конденсата по отдельным пропласткам. Для обеих скважин в наиболее проницаемом пропластке № 1 отмечается наиболее значительное увеличение насыщенности коллектора углеводородной жидкостью (рис. 5.16, 5.17). Для среднего по проницаемости пропластка № 2 характерны менее значительные насыщенности. Наименьшее накопление конденсата происходит в наименее проницаемом пропластке № 3. Количественное различие в значениях насыщенности по пропласткам обуславливается разным соотношением их проницаемостей.

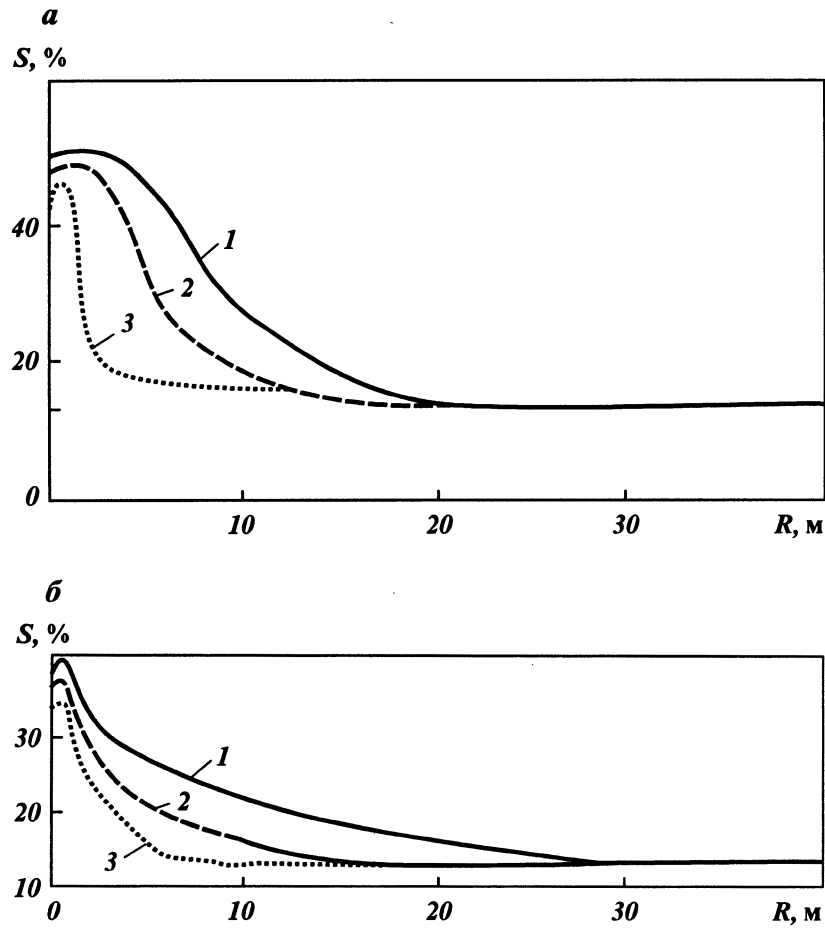
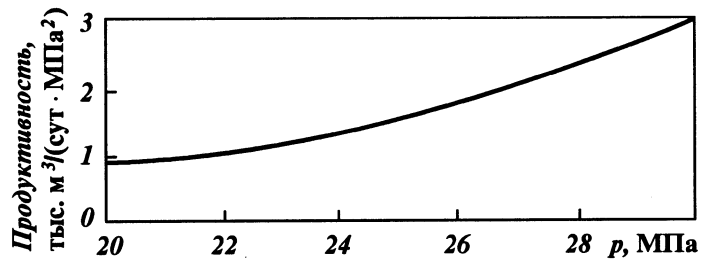


Рис. 5.16. Расчетное распределение насыщенности в отдельных пропластках: *a* – у забоя скв. 21, Печора – Кожва; *б* – у забоя скв. 104, Печора – Кожва; 1–3 – номера пропластков

Следует отметить, что неравномерное насыщение конденсатом при скважинной зоне в разнопроницаемых пропластках слоистых пластов может приводить к более существенному снижению продуктивности скважин, чем в однородных пластах. В более высокопроницаемых пропластках более обширны зоны повышенной насыщенности коллектора жидкостью, а следовательно, и значительно по этим пропласткам уменьшается приток газа.

Рис. 5.17. Расчетная зависимость продуктивности от пластового давления



В качестве примера на рис. 5.17 приведено расчетное изменение продуктивности скв. 21 Печора – Кожва от пластового давления (продуктивность рассматривалась как отношение дебита газа к разности квадратов пластового и забойного давлений). Как видно из этого рисунка, наиболее значительно изменялась продуктивность скважины при понижении давления до значений, близких к давлению максимальной конденсации. Продуктивность при уменьшении давления от 30 до 20 МПа уменьшалась почти в 3,5 раза, в то время как в однородном пласте при тех же условиях отмечалось бы сокращение продуктивности в 2,4–2,5 раза.

5.1.5

ВЛИЯНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПРОЦЕСС ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ

К числу наиболее важных динамических параметров, определяющих процесс фильтрации газоконденсатных смесей в призабойной зоне пласта, следует отнести скорость фильтрации и темп изменения давления. Наиболее существенным фактором, влияющим на механизм накопления конденсата, безусловно, является скорость фильтрации. Прежде всего, высокие скорости фильтрации, характерные для условий призабойной зоны, вызывают существенную неравновесность массообменных процессов. Во-вторых, скорость фильтрации влияет на характер распределения фаз в пористой среде, что выражается в зависимости относительных фазовых проницаемостей от скорости. И, наконец, с возрастанием скорости фильтрации увеличиваются инерционные сопротивления.

При фильтрации газоконденсатных смесей в пористых средах неравновесность массообменных процессов может возникать из-за влияния на эти процессы самой пористой среды, а также за счет относительного движения фаз. Некоторые исследователи вводят понятия неравновесности обменных процессов 1-го рода, возникающих за счет влияния пористой среды, и 2-го рода, обусловленных движением фаз. Подавляющее большинство исследований, выполненных к настоящему времени, касаются неравновесности обменных процессов первого рода. В частности, широко исследовалось влияние пористой среды на фазовые переходы и неравновесность процесса конденсации и испарения. При этом использовались два основных подхода к изучению этой проблемы. Один из них состоит в учете влияния капиллярных сил на парожидкостное равновесие углеводородной смеси. Второй подход основан на изучении влияния процессов адсорбции и десорбции отдельных углеводородных компонентов на фазовое поведение многокомпонентных углеводородных смесей. В числе основных работ, развивающих первое из указанных направлений исследований, можно назвать экспериментальные и теоретические исследования, проведенные Ф.А. Требиным и Г.И. Задорой, А.И. Ширковским, Ю.В. Желтовым и В.В. Латоновым, А.Ю. Намиотом, Э.С. Садых-Заде, Ю.Г. Мамедовым и Н.М. Рафибейли, А.И. Брусиловским, В.Е. Мискевич, С.W. Oxford и R. Huntington, P.M. Sigmund, P.M. Dranchuk и N.R. Mow, C.F. Weinaug и J.C. Cordell, K.S. Udell. Второе направление развивалось С.Н. Бузиновым, А.С. Великовским, А.И. Гриценко, З.И. Козловой, А.Х. Мирзаджанзаде, В.А. Николаевым, М.А. Пешкиным, P.M. Тер-Саркисовым, В.В. Юшкиным, С.R. Clark.

В результате этих исследований было установлено незначительное влияние пористой среды на степень неравновесности процесса ретроградной конденсации в статических условиях и несколько более значительное влияние пористой среды на неравновесность процессов испарения. Однако эти выводы справедливы лишь, если фазы в пористой среде хорошо перемешаны. В противном случае пористая среда может существенно изменить структуру распределения фаз в порах и тем самым повысить неравновесность массообмена.

Значительный объем исследований был осуществлен по определению неравновесности фазовых переходов в газожидкостных системах, насыщающих пористые образцы. Изучению момента зародышеобразования в газированных жидкостях и определению характера развития процесса перенасыщения углеводородной жидкости газом в зависимости от структуры пористой среды посвящены работы Д.А. Эфроса, И.М. Аметова, А.М. Мамед-Заде, Г.Х. Меликова, А. Firoozabadi, Baard Ottesen, Morten Mikkelsen. Влияние структуры пористой среды, ее вещественного состава, а также количества содержания глинистых веществ в пористой среде на выделение газа из нефти и давление насыщения газожидкостной системы рассматривалось в работе [54].

Особенностям фазового поведения газоконденсатных систем в условиях неравновесности массообменных процессов посвящены исследования А.К. Курбанова, М.Д. Розенберга, Э.С. Юсуповой; Ю.В. Желтова, В.Н. Мартоса, А.Х. Мирзаджанзаде, Г.С. Степановой. Влияние фальсификации породы на неравновесность массообменных процессов в газоконденсатных смесях первого рода было обнаружено Э.С. Садых-Заде, М.А. Белкиной, М.С. Ягубовым. Ими было установлено, что массообменные процессы с увеличением проницаемости интенсифицируются в гидрофильной среде и уменьшаются в гидрофобной. Эти результаты объяснялись влиянием фальсификации породы и проницаемости на степень дисперсности жидкой фазы и в конечном счете на время фазового перехода.

Гораздо хуже исследована неравновесность массообменных процессов второго рода, вызванных конвективным обменом. Оценка неравновесности процесса обмена при контакте двух фиксированных порций газа и жидкости предпринята М.Б. Панфиловым с соавторами. Ими было показано, что при скоростях фильтрации, присущих призабойным зонам скважины, обмен между газовой и жидкой фазами происходит с большим запаздыванием и с нарушением локального равновесия. Задача притока газоконденсатной смеси с учетом неравновесности фильтрационных параметров пласта решалась С.Е. Ершовым [8].

На наш взгляд, проблема влияния неравновесности массообменных процессов на накопление ретроградного конденсата в прискважинных областях пласта требует объемных самостоятельных как экспериментальных, так и теоретических исследований и выходит за пределы настоящей работы.

Более детально изучено влияние на динамическую конденсацию скорости фильтрации как фактора, вызывающего изменение фазовых проницаемостей коллектора и инерционных сопротивлений.

Экспериментальные данные о влиянии скорости фильтрации на фазовые проницаемости и критические насыщенности фаз при двухфазной фильтрации жидкости и газа получены многими исследователями.

На рис. 5.18 показаны зависимости фазовых проницаемостей от насыщенности для газожидкостных систем при различных скоростях фильтрации по данным работы [57]. На рис. 5.19 представлена зависимость критической

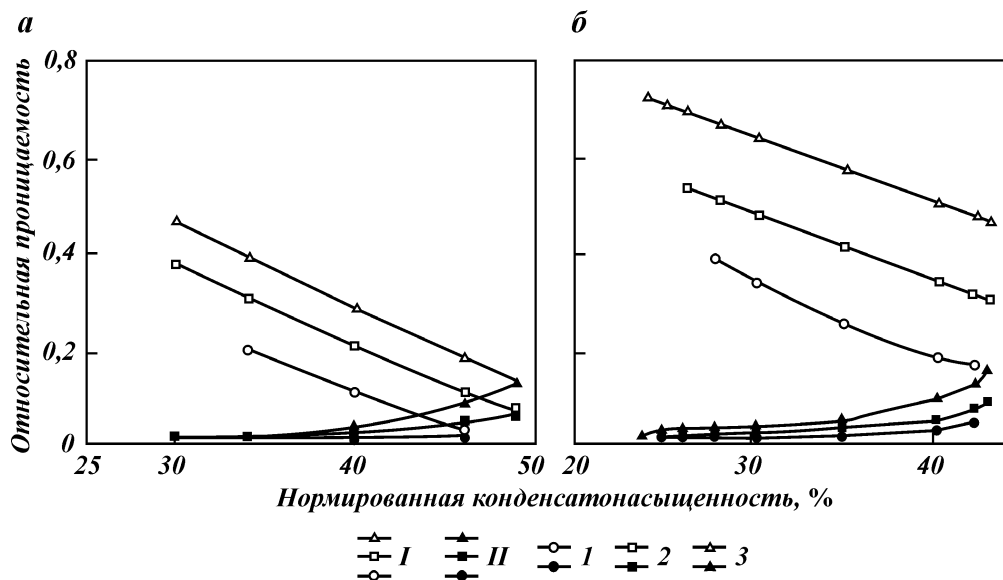


Рис. 5.18. Зависимость фазовых проницаемостей от насыщенности при различных скоростях фильтрации:
 I – проницаемость для газа; II – проницаемость для конденсата; 1 – 0,88 м/сут; 2 – 8,8 м/сут; 3 – 35,2 м/сут

насыщенности жидкости от капиллярного числа для образцов Печоро-Кожвинского НГКМ (по данным СеверНИПИгаз). Эти рисунки наглядно подтверждают утверждения (в перечисленных ранее работах) об уменьшении критических насыщенностей фаз и увеличении фазовой проницаемости с возрастанием скорости фильтрации. Данное явление может оказывать воздействие на процесс динамической конденсации в прискважинных зонах пластов (в области резкого возрастания скоростей фильтрации) и уменьшать насыщенность коллектора жидкостью в этих зонах.

Немонотонное распределение насыщенности призабойной зоны пласта углеводородной жидкостью, т.е. замедление роста насыщенности у забоя

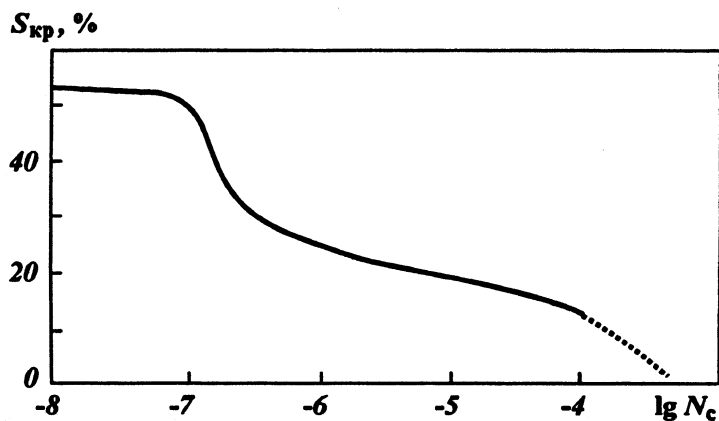


Рис. 5.19. Зависимость от капиллярного числа критической насыщенности жидкостью образцов Печоро-Кожвинского НГКМ

скважины и даже определенное уменьшение конденсатонасыщенности пласта непосредственно у забоя скважины (по сравнению с ее значениями в остальной части призабойной зоны скважины) при учете влияния на процесс скорости фильтрации отмечалось в работах W. Boom, K. Wit, A.M. Schulte, S. Oedal, J.P.W. Zeelenberg, J.G. Maas. Уменьшение насыщенности вызывает соответствующее увеличение дебита скважин. Во многом аналогичные данные о влиянии скорости фильтрации на процесс динамической конденсации были получены и А.В. Назаровым.

Исследования влияния скорости фильтрации на процесс накопления ретроградного конденсата нами выполнялись на основе численного моделирования притока газоконденсатной смеси к скважинам в условиях, близких к условиям Печоро-Кожвинского НГКМ. Использовалась зависимость фазовых проницаемостей от капиллярного числа, представляющего собой соотношение вязкостных и капиллярных сил и выражающегося в виде

$$N_c = v\mu/\sigma,$$

где v – скорость фильтрации; μ – вязкость жидкой фазы; σ – поверхностное натяжение между жидкой и газовой фазами.

В широком диапазоне капиллярных чисел относительные фазовые проницаемости и критические насыщенности фаз (значения начала подвижности фаз) остаются постоянными (автомодельная область); а затем, начиная с некоторых значений капиллярного числа, критические значения насыщенностей уменьшаются, а зависимости относительных фазовых проницаемостей от насыщенности выполаживаются. Фазовые проницаемости принимались $a_{ж} = 2,5$ и $a_{г} = 2,5$. Зависимость критической насыщенности коллектора жидкостью от капиллярного числа определялась по данным института СеверНИПИГаз для низкопроницаемых коллекторов ряда месторождений Республики Коми и аппроксимировалась в виде

$$\begin{aligned} S_{жо} &= S_{ж}^k - a \cdot \text{LOG}(N_c / N_c^k) && \text{при } S_{жо} \geq 0,1; \\ S_{жо} &= 0,1 && \text{при } S_{жо} < 0,1, \end{aligned}$$

где $S_{ж}^k$ – критическая насыщенность коллектора углеводородной жидкостью, не зависящая от капиллярного числа (автомодельная область); N_c^k – соответствующее значению $S_{ж}^k$ капиллярное число; a – коэффициент, отражающий интенсивность падения критической насыщенности с увеличением капиллярного числа.

В двух сериях расчетов использовались одни и те же значения $S_{ж}^k = 0,4$; $N_c^k = 10^{-8}$ и два значения коэффициентов $a = 0,1$ и $a = 0,05$.

Расчеты проводились для нескольких вариантов с различными абсолютными проницаемостями коллектора при сохранении примерно одних и тех же скоростей фильтрации. Необходимость таких расчетов обуславливалась следующим. Накопление конденсата у забоя скважины происходит в результате проявления двух механизмов. Во-первых, это выделение жидкости в данном элементе пласта за счет понижения давления во времени. Во-вторых, выделение жидкости из новых порций газа, перетекающих в данный элемент пласта из соседнего элемента. В рамках рассматриваемой модели притока к скважине двухфазной многокомпонентной углеводородной смеси (исключающей рассмотрение неравновесности процесса массообмена между

фазами) распределение компонентов между фазами происходит таким образом, что выпавший в призабойной зоне скважины ретроградный конденсат находится в равновесии с фильтрующимся газом. При создании в газоконденсатных пластах определенной депрессии состав газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта, а также распределение компонентов между фазами будут определяться как давлением, так и скоростями фильтрации газовой и жидкой фаз (поскольку ими определяются приток и отток отдельных компонентов). Поэтому в вариантах с одними и теми же скоростями фильтрации флюидов, но с разными перепадами давления значения насыщенности коллектора ретроградным конденсатом у забоя скважины могут существенно различаться.

В расчетах рассматривались пласты с двумя значениями коэффициента абсолютной проницаемости пласта – $0,01 \text{ мкм}^2$ (рис. 5.20, *а*) и $0,1 \text{ мкм}^2$ (рис. 5.20, *б*). Депрессии на пласт задавались равными 1,0 и 9,5 МПа, и капиллярные числа в обоих вариантах на расстоянии от скважины от 0,1 до 25 м изменялись примерно в одних и тех же пределах: от $9 \cdot 10^{-6}$ (кривая 3) до $6 \cdot 10^{-9}$ (кривая 2).

Результаты расчетов показали, что при определенных условиях ско-

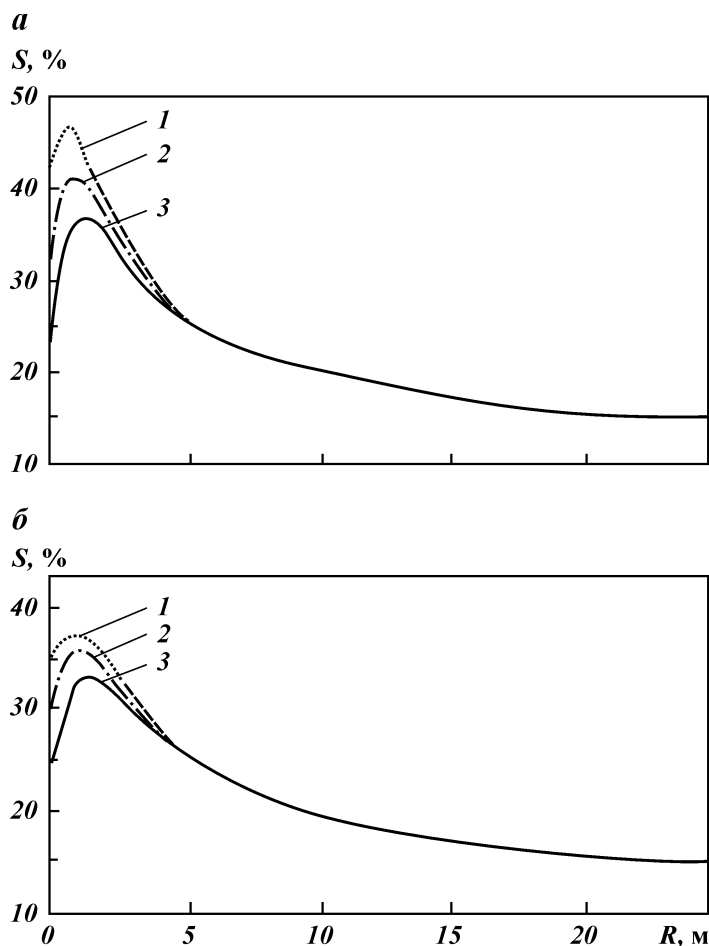


Рис. 5.20. Профиль конденсатонасыщенности без учета (кривая 1) и с учетом (кривые 2 и 3) зависимости фазовых проницаемостей от капиллярного числа с проницаемостью коллектора $0,01 \text{ мкм}^2$ (*а*) и $0,1 \text{ мкм}^2$ (*б*)

рость фильтрации (а соответственно и капиллярное число) может влиять на динамику и значение насыщенности призабойной зоны скважины ретроградным конденсатом. На рис. 5.20 представлены результаты расчета процесса накопления ретроградного конденсата у забоя скважины. Как видно из этого рисунка, влияние скорости фильтрации (или, точнее, капиллярного числа) на фазовые проницаемости коллектора проявляется в изменении характера накопления конденсата в призабойной зоне скважин, а именно в нарушении монотонной зависимости “конденсатонасыщенность – расстояние от скважины”. В зоне пласта вокруг скважины, там, где капиллярные числа значительны, наблюдается уменьшение насыщенности пласта углеводородной жидкостью по мере приближения к скважине. Для существующих в реальной промышленной практике скоростей фильтрации размеры этой зоны очень малы (до 2–3 м) из-за уменьшения скоростей фильтрации газа и жидкости на границе этой зоны до значений, уже близких к пластовым. Например, даже при достаточно высоких дебитах скважин (до 100–200 тыс. м³/сут на 1 м толщины пласта), радиусе скважины около 0,1 м и пластовом давлении 10–20 МПа скорость фильтрации газа на расстоянии 2 м от скважины будет около $3 \cdot 10^{-4}$ – $12 \cdot 10^{-4}$ м/с. Скорость углеводородной жидкости окажется как минимум на два порядка ниже, поскольку на порядок отличаются вязкости жидкости и газа и на порядок ниже фазовой проницаемости по газу значения фазовой проницаемости коллектора для жидкости (при значениях насыщенности жидкости, близких к критическим). Поверхностное натяжение – еще один параметр, входящий в капиллярное число, для природных газоконденсатных смесей в области давлений ниже 0,7–0,8 от давления начала конденсации составляет единицы мПа·м. Таким образом, в реальных условиях на расстояниях от скважины 2–3 м капиллярные числа могут составлять уже примерно 10^{-7} – 10^{-6} , т.е. находятся в области, которая характеризуется малым влиянием капиллярных чисел на фазовые проницаемости коллектора.

Характерно для рассматриваемых процессов накопления ретроградного конденсата у забоя скважины также то, что значительное изменение критической насыщенности коллектора жидкостью в области высоких скоростей фильтрации не сопровождалось таким же значительным уменьшением насыщенности коллектора жидкостью. Конденсатонасыщенности пласта даже непосредственно у забоя скважины значительно превышали значения критической насыщенности. Например, на рис. 5.20 насыщенности пласта жидкостью на забое скважины составляли 0,22–0,25, в то время как критические значения насыщенности жидкостью равнялись 0,1. Это вполне объяснимо в рамках известного явления “динамического” накопления ретроградной жидкости в пористой среде. Значение насыщенности коллектора в данном элементе пласта определяется количеством ретроградной жидкости, выделяющейся из газа, а также балансом в элементе двух потоков подвижной жидкости: направленным в элемент из соседнего элемента с более высоким давлением и направленным из элемента в соседний элемент с меньшим давлением. Площадь фильтрации на входе в элемент (по направлению градиента давления) выше, чем на его выходе. Скорости фильтрации фаз зависят от вида фазовых проницаемостей. Следовательно, для компенсации оттока и притока жидкости в элементе в нем должно установиться какое-то значение насыщенности (выше критических значений), обеспечивающее значение фазовой проницаемости по жидкости выше, чем в соседнем элементе с более высоким давлением. Насыщенность в данной точке пласта как бы “настраивается” таким образом, чтобы перенос отдельных компонентов в фазах сопровождался

установлением равновесия в фазах и балансом притока-оттока жидкости в этой точке. Естественно, что в этом случае ее величина может в значительной мере превосходить критические значения насыщенности пласта жидкостью.

Анализируя результаты проведенных исследований, можно сделать вывод, что эффект от влияния капиллярного числа на относительные фазовые проницаемости коллектора может оказать определенное воздействие и на характер распределения насыщенности пористой среды в призабойных зонах скважин. Монотонное увеличение насыщенности коллектора жидкостью по мере приближения к газоконденсатной скважине сменяется некоторым ее уменьшением в непосредственной близости от скважины. Однако, по нашим данным, это явление может отмечаться в незначительной по размерам зоне вокруг скважин и несущественно изменяет общую картину уменьшения продуктивности скважин при накоплении ретроградного конденсата.

Описанные выше особенности накопления ретроградного конденсата исследовались в предположении проявления линейного закона фильтрации Дарси. Процесс динамической конденсации в условиях проявления нелинейного закона фильтрации исследован в меньшей мере. К числу основных работ, посвященных проблеме математического моделирования притока газоконденсатной смеси к скважине при проявлении нелинейных законов фильтрации, следует отнести работы R.G. Comachj-V, R.D. Evans, F. Civan, J.R. Jones, V.J. Kniazeff, N.A. Navill, R. Raghavan и ряда других авторов.

Проведенные авторами расчеты в основном касались особенностей интерпретации газодинамических исследований скважин в условиях фильтрации газоконденсатной смеси по закону Форхгеймера. Тем не менее некоторые из представленных данных могут быть использованы для оценки влияния нелинейности притока на процесс накопления ретроградного конденсата. Математическое моделирование производилось на основе решения уравнений многокомпонентной фильтрации углеводородной смеси. Решалась система исходных уравнений неразрывности многокомпонентной смеси в общепринятой форме. Исходя из общепринятой формы закона Форхгеймера, записанной для α -фазы в виде

$$-d/p_{\alpha}/dl = \mu_{\alpha}/k_{\alpha}u_{\alpha} + \beta_{\alpha}\rho_{\alpha}u_{\alpha}^2,$$

Ф. Civan использовалась несколько иная запись коэффициента проводимости фазы λ_{α} , а именно вводился множитель $f = (1 + \beta_{\alpha}k_{\alpha}\rho_{\alpha}u_{\alpha}/\mu_{\alpha})^{-1}$, где u_{α} – скорость фазы. Уравнения же решались по традиционной схеме, как и при использовании линейного закона Дарси, но с включением в проводимость скорости фильтрации.

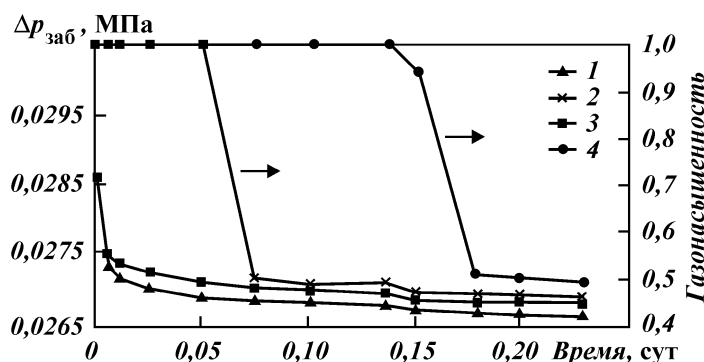


Рис. 5.21. Кривые изменения во времени забойного давления и газонасыщенности у забоя скважины при выполнении различных законов фильтрации (по данным Н. Hernandez-G):
1, 2 – по закону Дарси;
3, 4 – нелинейное течение

Результаты исследований показывают, что проявление нелинейного закона фильтрации на приток газоконденсатной смеси к скважине может в основном заключаться в более быстром падении давления на забое скважины и в призабойной зоне пласта. Соответственно это приводит к более быстрому проявлению у забоя скважины двухфазного режима фильтрации.

В качестве иллюстрации этого явления на рис. 5.21 представлены результаты расчетов изменения забойного давления и газонасыщенности у стенок скважины после пуска ее в эксплуатацию с постоянным дебитом. Как видно из этого рисунка, накопление ретроградного конденсата у забоя скважин в условиях проявления нелинейного закона фильтрации протекает гораздо быстрее.

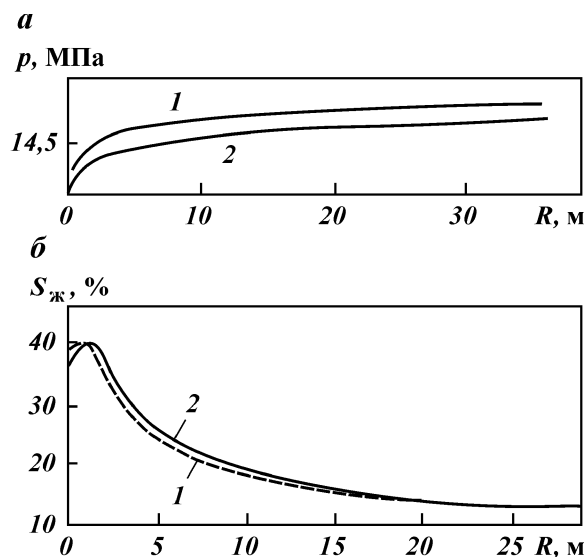
Степень влияния нелинейности фильтрации газоконденсатных смесей на интенсивность накопления в прискважинной зоне пласта ретроградного конденсата во многом определяется задаваемыми на скважине условиями – технологическим режимом ее работы. На это указывают проведенные автором с коллегами расчеты притока газоконденсатных смесей к скважине при различных граничных условиях. Расчеты выполнялись с использованием математической модели с учетом коэффициента проводимости фазы λ_α , которым в данном случае учитывались нелинейность фильтрации:

$$\lambda_\alpha = \rho_\alpha [(1 + 4\beta_\alpha k k_\alpha / \mu_\alpha |\nabla p|)^{-1/2} - 1] / (2\beta_\alpha |\nabla p|).$$

Результаты расчетов показали, что в том случае, когда используются режимы работы скважин с заданными депрессиями, градиентами давления и забойными давлениями, влияние закона фильтрации на процесс накопления ретроградного конденсата у забоя скважин оказывается несущественным. В качестве примера на рис. 5.22 показано распределение насыщенности в призабойной зоне скважины в случае притока к ней газоконденсатной смеси в условиях проявления линейного и нелинейного законов фильтрации. В расчетах задавались следующие исходные данные: пластовое давление 15 МПа, депрессия на скважине 1 МПа, проницаемость и пористость коллектора 0,01 мкм² и 15 %. Параметр β в данном варианте расчетов задавался равным 5 м⁻¹, а в общем случае этот параметр задавался в широких пределах изменения, в том числе и в виде функции насыщенности. Использовалась модельная смесь Западно-Соплесского НГКМ.

Как видно из рис. 5.22, при одном и том же перепаде давления (разности пластового и забойного давлений) в

Рис. 5.22. Распределение давления (а) и насыщенности (б) в призабойной зоне скважины:
1 – нелинейный закон фильтрации;
2 – линейный закон фильтрации



случае нелинейного закона фильтрации более значительное понижение давления наблюдается непосредственно у забоя скважин (в зоне радиусом до 0,5 м). Соответственно в этой зоне несколько выше оказываются значения насыщенности. В целом же при задании одного и того же значения перепадов давления профили насыщенности в случае проявления линейного и нелинейного законов фильтрации практически не различаются.

5.1.6

ПРИТОК К СКВАЖИНЕ ПОДВИЖНОЙ РЕТРОГРАДНОЙ ЖИДКОСТИ

Во многих случаях накопление ретроградной жидкости у забоя скважин протекает в условиях притока к ним подвижной углеводородной жидкости из удаленных от скважины областей пласта. Данное явление, например, характерно для переходных газожидкостных зон нефтегазоконденсатных мес-

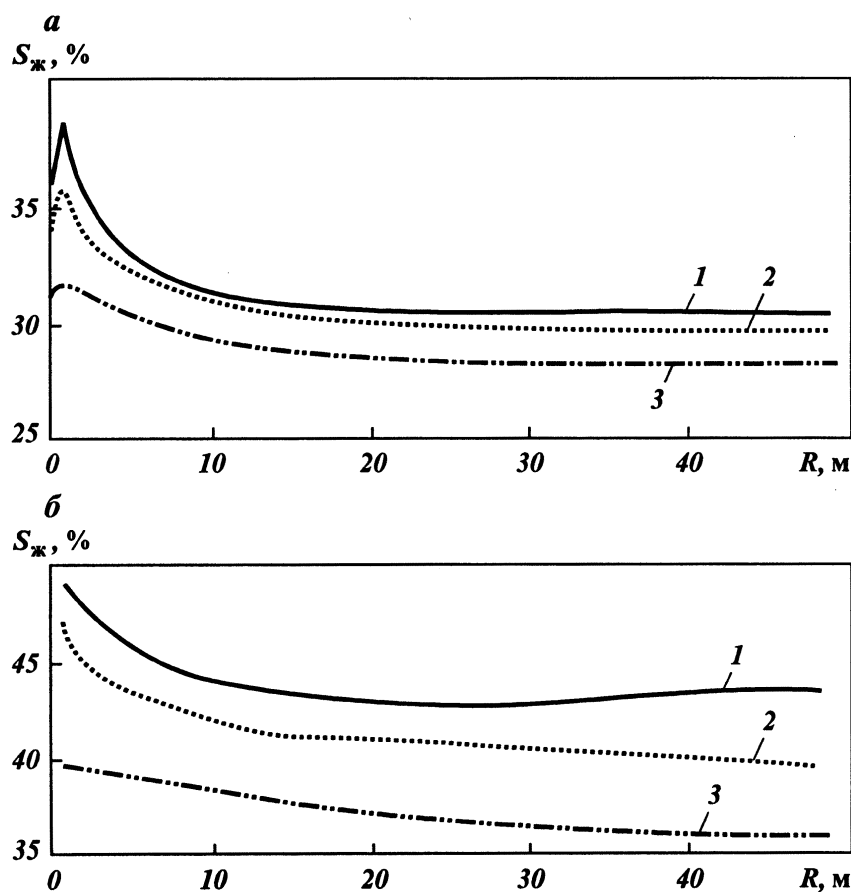


Рис. 5.23. Насыщенность жидкостью прискважинной зоны нефтегазоконденсатного пласта для различных соотношений (*a* – 25÷75 %; *б* – 50÷50 %) в пластовой системе газоконденсатной смеси и нефти.

Давления, МПа: 1 – 34; 2 – 28; 3 – 20

торождений. Характер накопления углеводородной жидкости у забоя этих скважин уже отличается от описанного выше процесса динамической конденсации.

В качестве иллюстрации можно представить результаты выполненных автором с коллегами расчетов изменения насыщенности у забоя скв. 83 Западно-Соплесск, находящейся в газожидкостной зоне месторождения. Рассматривалась фильтрация углеводородной системы, состоящей из газоконденсатной смеси и равновесной к ней нефти с соотношением их 25–75 и 50–50 %. Значение насыщенности коллектора углеводородной жидкостью для данных систем превосходило критические значения подвижности при давлениях ниже начального пластового давления. В результате углеводородная жидкость оказывалась подвижной не только в ПЗС, но и на удалении от скважин. Подвижность жидкости обеспечивала более интенсивный ее приток к скважине и менее значительное возрастание насыщенности жидкостью непосредственно у забоя скважины (рис. 5.23). Значение прироста насыщенности у забоя скважин от средних по пласту уменьшалось с увеличением среднепластовых значений.

5.2

ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ПУТЕМ ОБРАБОТКИ ИХ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ГАЗОМ

Накопление ретроградного конденсата у забоя газоконденсатных скважин является одним из основных факторов снижения их продуктивности. Поэтому вполне естественно для повышения продуктивности скважин использовать методы удаления ретроградного конденсата из их призабойных зон. К таким методам, в первую очередь, следует отнести обработку прискважинных зон пласта углеводородными растворителями. Для удаления ретроградного конденсата пригодны различные газообразные и жидкие углеводородные растворители. Наиболее эффективный газообразный растворитель – сухой углеводородный газ (содержащий свыше 90–95 % метана). В качестве неуглеводородных газообразных агентов могут использоваться азот, двуокись углерода и дымовые газы (состоящие в основном из смеси азота и двуокиси углерода).

5.2.1

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН СУХИМ ГАЗОМ

К настоящему времени уже не только разработаны основные принципы обработки призабойных зон газоконденсатных скважин сухим газом, но и создана соответствующая технология повышения продуктивности скважин, основанная на таком воздействии. Проблема восстановления продуктивности газоконденсатных скважин изучалась А.И. Гриценко, Н.А. Гужовым, Б.В. Макеевым, В.А. Николаевым, М.А. Пешкиным, В.Г. Подюком, В.В. Ремизовым,

Р.М. Тер-Саркисовым, А.Н. Шандрыгиным, I.M. Cuciati. Результаты этих исследований позволяют получить довольно полное представление о механизме процессов, протекающих при обработке призабойных зон газоконденсатных скважин, и устанавливают характер влияния различных факторов на эффективность этого процесса.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ. ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ГАЗОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ

По данным теоретических и экспериментальных исследований основными факторами, уменьшающими насыщенность пласта жидкостью при нагнетании в скважину сухого газа, являются испарение промежуточных и тяжелых компонентов из жидкости в нагнетаемый газ и вынос в нем этих компонентов за пределы призабойной зоны. При этом в небольшой зоне вокруг скважины может происходить также вытеснение ретроградного конденсата газом. В результате обработки конденсат удаляется в радиусе нескольких метров от скважины – из зоны повышенного газогидродинамического сопротивления потоку, вследствие чего восстанавливается продуктивность газоконденсатной скважины. На границах призабойной зоны образуется зона неподвижного конденсата с повышенной насыщенностью им пористой среды. Насыщенность в этой зоне может превышать среднюю по пласту, но, как правило, не превосходит значения порога подвижности конденсата.

Воздействие на ретроградный конденсат сухим и обогащенным газом изучалось в многочисленных экспериментах на физических моделях пласта и достаточно подробно обсуждалось в работах А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисова, О.Ф. Андреева, С.Н. Бузинова с соавторами.

Эксперименты проводились в основном по исследованию основных особенностей массообменных процессов между фазами и эффективности испарения отдельных компонентов жидкости в газовую фазу. Поэтому результаты этих экспериментов интересны с точки зрения проблемы обработки призабойных зон газоконденсатных скважин и подтверждают возможность удаления ретроградного конденсата из призабойной зоны пласта сухим газом за счет его испарения и переноса в газовой фазе в глубь пласта. Тем не менее они не могут дать полного представления о взаимодействии газоконденсатной смеси и нагнетаемого сухого газа в условиях призабойной зоны. Это объясняется значительным изменением по объему призабойной зоны таких параметров, как компонентный состав газоконденсатной смеси и ретроградной жидкости, объемы прокачанного сухого газа, а также термобарических условий.

Физические явления, возникающие в ходе обработки скважин, можно подробно изучать на основе математического моделирования этого процесса. В качестве примера, иллюстрирующего механизм воздействия на ретроградный конденсат, могут быть использованы результаты проведенных автором с коллегами прогнозных расчетов обработки сухим углеводородным газом скв. 15 Западный Соплесск. Расчеты проводились на основе математической модели многокомпонентной фильтрации углеводородов в однородном пористом коллекторе. Большинство расчетных данных, приведенных в этом разделе, выполнены с использованием этой модели.

Результаты расчета процесса показали, что нагнетание сухого газа в призабойную зону скважин перераспределяет в ней жидкую фазу и на определенное время увеличивает производительность скважины. На рис. 5.24

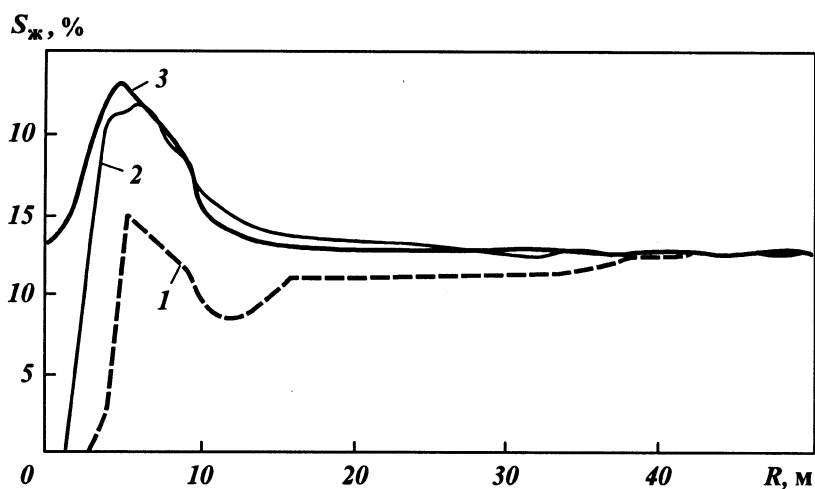


Рис. 5.24. Кривые изменения насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скв. 15 Западно-Соплесского НГКМ после обработки сухим газом (1), через 1 мес (2) и через 4 мес (3)

показано распределение насыщенности коллектора жидкой углеводородной фазой у забоя скважины на различные моменты эксплуатации скважины после обработки ее газом в объеме 400 тыс. м^3 (объем газа приведен к атмосферным условиям). Как видно из этого рисунка, такая обработка скважины газом позволяет удалить конденсат из зоны вокруг скважины радиусом 2–3 м. Зона с максимальной насыщенностью жидкостью перемещается на расстояние 5–9 м от скважины. Характерно при этом снижение максимальных значений насыщенности пласта жидкостью до значений 0,16–0,18 (вместо 0,42–0,43 до обработки). В результате обработки продуктивность скважины увеличивается в 1,7 раза. Это видно из рис. 5.25, на котором показана динамика коэффициента фильтрационного сопротивления A для газа после обработки скважины. В том случае, когда расчеты выполняются с использованием линейного закона Дарси математической модели фильтрации флюидов, коэффициент фильтрационных сопротивлений A является, по сути, величиной, обратной продуктивности скважины. В результате обработки скв. 15 Западный Соплесск сухим углеводородным газом расчетный коэффициент фильтрационного сопротивления A уменьшился от 0,37 до 0,2 $\text{МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})$.

Процесс эксплуатации скважины после ее обработки сопровождается повторным накоплением жидкой фазы у забоя скважины. В рассматриваемом примере эксплуатация скважины с депрессией 1,2 МПа уже через месяц приводит к росту насыщенности в призабойной зоне скважины. Максималь-

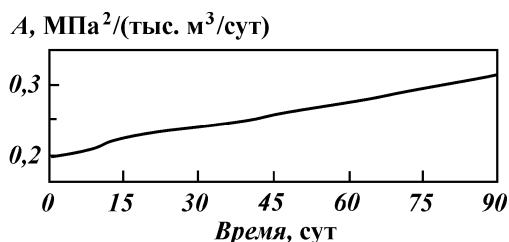


Рис. 5.25. Прогнозируемая динамика коэффициента фильтрационного сопротивления A во времени после обработки сухим газом скв. 15 Западно-Соплесского НГКМ

ное значение насыщенности жидкой фазы увеличивается до 0,22–0,23, а сама зона с повышенными значениями насыщенности не только расширяется, но и приближается к скважине. Границы зоны располагаются на расстоянии 2–9 м от скважины, а насыщенность жидкости на скважине составляет уже 0,03–0,04. С течением времени зона повышенной насыщенности расширяется в направлении скважины, и через 4 мес после обработки насыщенность пласта у забоя скважины возрастает до 0,13–0,14 (при неизменном значении максимальной насыщенности).

Вторичное образование у забоя скважины зоны с повышенным значением конденсатонасыщенности достаточно подробно описано в работах Р.М. Тер-Саркисова, А.Н. Шандрыгина, Н.А. Гужова. Выпавший у забоя скважины конденсат обладает подвижностью только в очень малой зоне радиусом 1–2 м, там, где конденсатонасыщенность оказывается выше значений порога его подвижности. За пределами этой зоны он неподвижен. При нагнетании сухого газа в пласт насыщенность пласта жидкостью уменьшается в основном за счет испарения промежуточных и тяжелых компонентов из жидкой в газовую фазу. Таким образом, идет обогащение закачиваемого газа этими компонентами, а жидкая фаза, оставшаяся в зоне обработки, оказывается уже неравновесной газовой фазе пластовой системы. В то же время оставшаяся после обработки жидкость находится на довольно близком расстоянии от скважины.

На этапе эксплуатации скважины при фильтрации к ней газоконденсатной смеси происходит опять выпадение промежуточных и тяжелых компонентов в жидкую фазу и повторное накопление конденсата. Особенно интенсивно этот процесс протекает на участках пласта, насыщенных оставшимся после обработки конденсатом. Этого явления можно избежать лишь в случае полной “осушки” призабойной зоны радиусом около нескольких десятков метров, что потребует при обработке скважин очень значительного объема нагнетания газа. Интенсивное повторное накопление ретроградного конденсата может происходить как в недостаточно “осушенных” областях пласта, так и непосредственно у забоя скважины – в области наиболее значительного изменения давления. Как будет показано ниже, при поддержании на скважине больших депрессий после ее обработки это может привести к образованию двух максимумов в профиле насыщенности коллектора ретроградным конденсатом.

Постепенное накопление конденсата после обработки скважины газом приводит к постепенному ухудшению продуктивных характеристик скважины и снижению ее дебита. На это указывают расчетные данные по изменению во времени коэффициента фильтрационных сопротивлений A , показанные на рис. 5.25. За счет повторного накопления конденсата в течение 3–4 мес происходит постепенное его увеличение до значений $0,31 \text{ МПа}^2 / (\text{тыс. м}^3 / \text{сут})$. Однако даже после длительной эксплуатации скважины коэффициент фильтрационных сопротивлений A не достигает своих начальных (до обработки) значений.

Следует отметить, что процесс удаления и повторного накопления ретроградного конденсата во многом определяется объемом нагнетаемого сухого газа и поддерживаемыми на забое скважины депрессиями в ходе последующей за обработкой эксплуатации скважины. Выполненные расчеты показывают, что при обработке скважины газом с меньшими объемами закачки соответственным образом изменяются количественные показатели процесса при неизменных качественных его характеристиках. Так, в рассматриваемом

примере обработка скважины с объемом 200 тыс. м³ позволит увеличить ее продуктивность всего в 1,4 раза, с продолжительностью работы скважины с повышенным дебитом около 1 мес. Это вполне объясняется меньшими размерами “осушенной” от конденсата зоны пласта и недостаточно глубоким уносом в глубь пласта испарившихся из жидкости углеводородов. Увеличение перепада давления на скважине после ее обработки позволяет эксплуатировать скважину с более высокими дебитами. Однако процесс накопления жидкости в этом случае протекает более интенсивно. В результате прирост объемов газа, отобранных за счет воздействия на призабойную зону скважины, практически не изменяется по сравнению с описанным основным вариантом обработки скважины.

В качестве газообразных агентов для удаления ретроградного конденсата наряду с сухим углеводородным газом могут использоваться также неуглеводородные газы: азот, двуокись углерода и их смесь. Полнота “очистки” призабойной зоны скважины от ретроградного конденсата во многом определяется испаряющими способностями нагнетаемого газа. Естественно, что интенсивность испарения углеводородов из ретроградной жидкости в различные газы определяется не только составом этой жидкости, но и значениями давления и температуры.

В то же время для процессов, протекающих в прискважинной зоне пласта при нагнетании в нее газовых агентов, характерна прокачка очень больших объемов газа по сравнению с объемом порового пространства этих зон. Это несколько нивелирует различие в испаряющих свойствах различных газов. Кроме того, испаряющие свойства неуглеводородных газов в некоторых областях давлений и температур не только не уступают, но и несколько превосходят испаряющие свойства углеводородных газов. На это указывают, в частности, проведенные ранее Р.М. Тер-Саркисовым совместно с М.А. Пешкиным исследования по взаимодействию различных углеводородных смесей с диоксидом (двуокисью) углерода и азотом [40, 49].

Отличие в характере взаимодействия углеводородных и неуглеводородных газов с ретроградной жидкостью проявляется в преимущественном испарении различных фракций и компонентов жидкости. Это приводит к различному количественному изменению конденсатонасыщенности призабойных зон скважин при их обработке газовыми агентами того или иного типа.

Эффективность удаления ретроградного конденсата из прискважинной зоны пласта различными газообразными агентами исследовалась автором для различных газоконденсатных смесей в широком диапазоне давлений, температур. Исследования производились путем термодинамических расчетов взаимодействия газоконденсатных смесей с агентами воздействия и математического моделирования процесса обработки призабойной зоны скважин этими агентами. Примером таких исследований может быть расчет процесса обработки газоконденсатной скважины в условиях, характерных для Западно-Соплесского НГКМ. В отличие от описанного выше примера расчета процесса обработки скв. 15 Западный Соплесск, в данном варианте расчетов задавались следующие основные исходные параметры: коэффициент проницаемости пласта 0,1 мкм², пластовое давление 12,5 МПа, депрессия 0,7 МПа. Остальные исходные данные брались из основного примера расчетов. Рассматривались варианты обработки призабойной зоны скважины двуокисью углерода, азотом и их смесью (с содержанием каждого компонента по 50 %) при различных значениях пластового давления. Для детального анализа механизма взаимодействия ретроградного конденсата с нагнетаемым агентом

производилось математическое моделирование процесса смешения в бомбе PVT-соотношений одной порции газоконденсатной смеси с различными по объему порциями газа закачки. Расчеты выполнялись для давлений, изменяющихся в диапазоне 10–30 МПа. При этом состав газоконденсатной смеси соответствовал условиям призабойной зоны пласта на расстоянии 2,5 м от скважины, т.е. в зоне наибольшего насыщения коллектора ретроградной жидкостью. Результаты этих расчетов приведены на рис. 5.26, 5.27 в виде распределения конденсатонасыщенности и концентраций фракций C_{5+} в призабойной зоне скважины при обработке ее каждым из рассматриваемых газов и на рис. 5.28 – в виде зависимости относительного объема жидкости в бомбе PVT-соотношений (или соответственно насыщенности коллектора жидкостью) от относительного объема нагнетаемого газа (объем газа, отнесенный к объему бомбы PVT-соотношений).

Как видно из рис. 5.26, нагнетание неуглеводородных газов даже при достаточно низких давлениях (10–12 МПа) приводит к хорошему удалению ретроградного конденсата из призабойной зоны скважины. В представленном примере обработка прискважинной зоны азотом лишь немногим уступает по эффективности аналогичному воздействию метаном. Несколько хуже в этих условиях удаляет конденсат двуокись углерода. Так, в вариантах с нагнетанием в скважину метана и азота радиус зоны пониженной насыщенности коллектора жидкостью составлял около 30–35 м, а в варианте с нагнетанием двуокиси углерода – около 25 м. Интересно, что состав оставшейся после обработки ретроградной жидкости оказался во многом похожим во всех вариантах воздействия (рис. 5.27). В наиболее “осушенной” зоне пласта жидкость состояла в основном из наиболее тяжелых фракций Φ_3 , а в зоне с изменяющимся насыщением – из менее тяжелой фракции Φ_2 . Хорошая

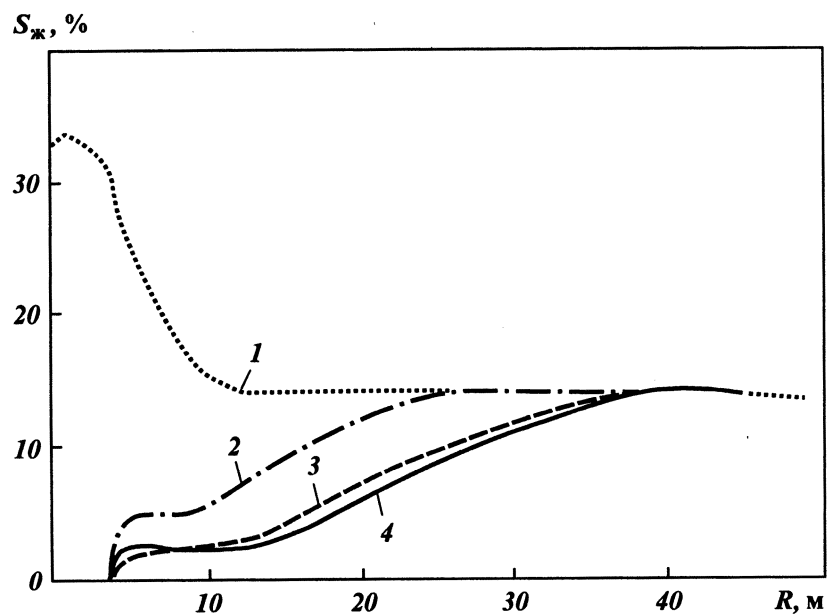


Рис. 5.26. Кривые насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины: 1 – до обработки; 2 – обработка диоксидом углерода; 3 – обработка азотом; 4 – обработка метаном

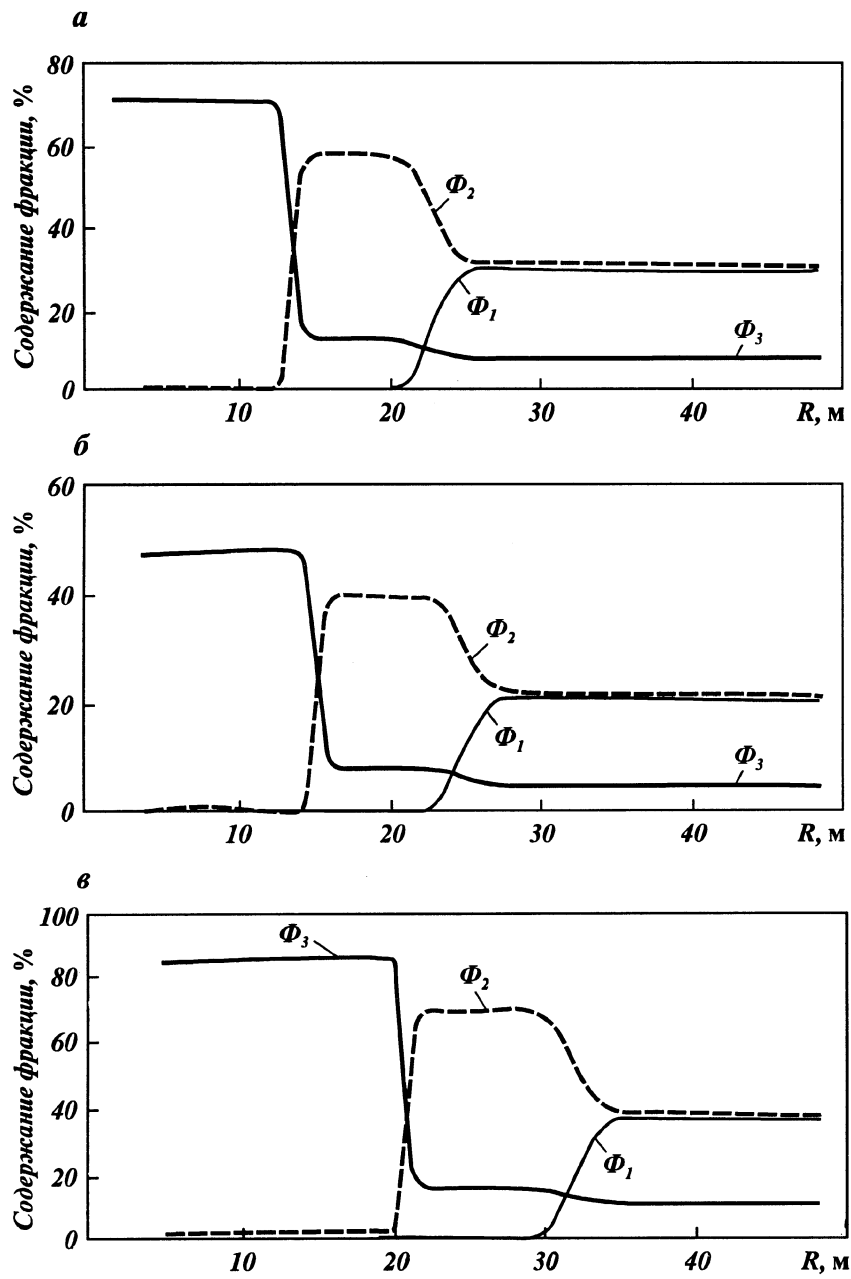


Рис. 5.27. Распределение углеводородных компонентов в жидкой фазе у забоя скважины после обработки газами:
а – метаном; *б* – диоксидом углерода; *в* – азотом. Фракции Φ_1 , Φ_2 , Φ_3 – моделирующие компоненты C_{3+}

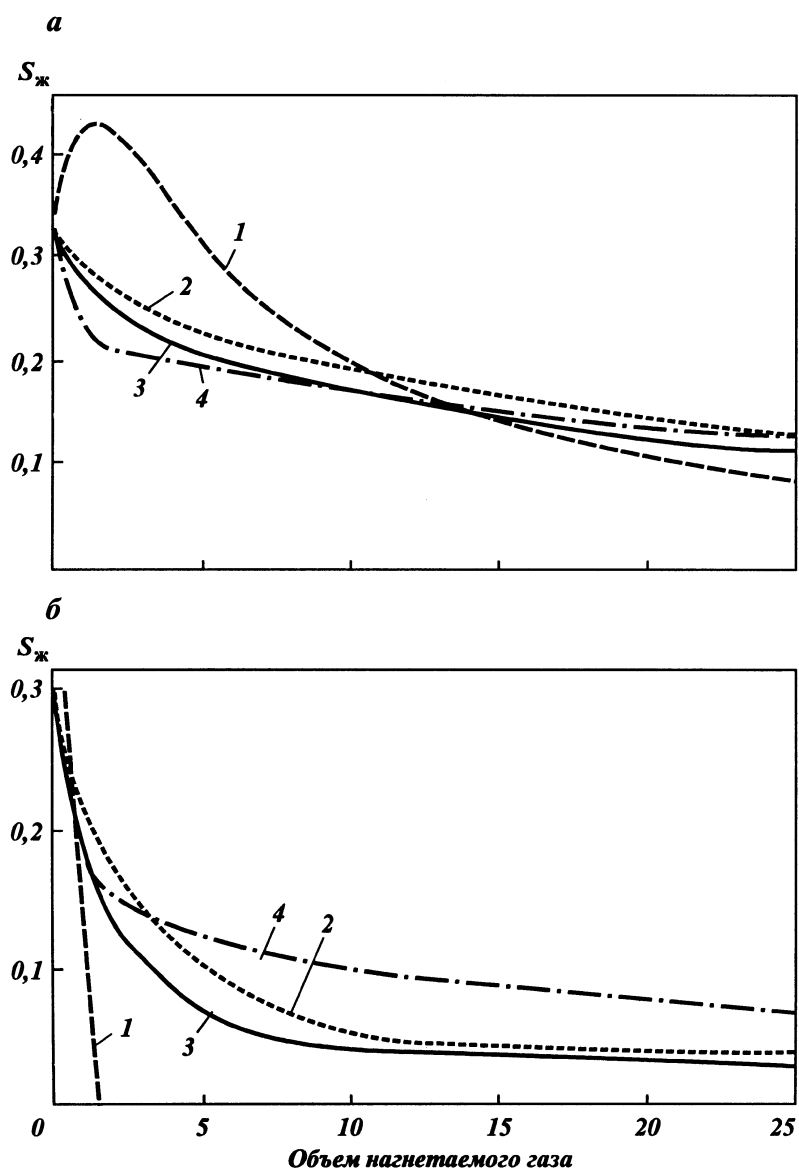


Рис. 5.28. Зависимость насыщенности жидкостью сосуда PVT-соотношений от относительного объема прокачанного газа при давлениях 12,5 МПа (а) и 20 МПа (б):
 1 - CO_2 ; 2 - $\text{N}_2 + \text{CO}_2$; 3 - C_1 ; 4 - N_2

испаряющая способность рассматриваемых газов подтверждается данными математического моделирования процесса смешения их с газоконденсатной смесью, приведенными на рис. 5.28. При давлении 12,5 МПа смешение газоконденсатной смеси с относительно небольшим количеством (около 5 относительных объемов) метана, азота или их смесью уменьшает насыщенность коллектора жидкостью в 1,5 раза (рис. 5.28, а). При прокачке газа в количе-

стве 25 поровых объемов (относительных объемов бомбы PVT-соотношений) насыщенность уменьшается уже почти в 3 раза. Начальный период прокачки двуокиси углерода (при прокачке до 5 поровых объемов) сопровождается даже некоторым увеличением начальной насыщенности жидкостью. Однако дальнейшая прокачка его (от 10 поровых объемов и выше) приводит к быстрому снижению насыщенности.

При более высоких давлениях двуокись углерода обладает даже лучшими испаряющими способностями, чем метан. Так, при давлении 20 МПа величина конденсатонасыщенности уменьшается до нуля при нагнетании двуокиси углерода всего лишь в объеме 1 порового объема (рис. 5.28, б). Наихудшими результатами характеризуется процесс смешения с газоконденсатной системой азота. Однако и в этом случае прокачка 25 поровых объемов азота вызывает уменьшение конденсатонасыщенности в 4,5 раза относительно начального ее значения.

Представленные результаты расчетов, а также данные экспериментальных исследований взаимодействия углеводородных и неуглеводородных газов с газоконденсатными системами [5, 27, 40] указывают на схожесть качественных характеристик процессов удаления ретроградного конденсата из призабойных зон скважин различными газами. Поэтому в дальнейшем при описании основных особенностей обработки призабойных зон скважин газовыми агентами целесообразно использовать данные исследований этого процесса для сухого углеводородного газа. Количественные же различия показателей воздействия на призабойную зону скважин различными газами будут выражаться в необходимости использования для обработки разных объемов газа.

Как уже указывалось, процесс накопления ретроградного конденсата у забоя скважины и его взаимодействие с нагнетаемым газом определяются не только пластовым давлением и объемом нагнетаемого газа, но и многими другими факторами. Тем не менее изучение эффективности обработки призабойных зон в различных условиях следует начинать в первую очередь с изучения этого процесса при различных пластовых давлениях.

ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРОЦЕСС ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН

Пластовое давление – один из основных факторов, определяющих эффективность обработки призабойных зон скважин сухим газом. Во-первых, от него зависит интенсивность испарения углеводородов сухим газом и удаление им ретроградного конденсата из призабойной зоны скважины. Во-вторых, значение пластового давления определяет интенсивность повторного накопления ретроградной жидкости у забоя скважины. В работе А.И. Гриценко с соавторами [40] указывается, что особое внимание в исследованиях процесса воздействия на призабойную зону скважин следует уделять соотношению пластового давления и давления максимальной конденсации.

Это объясняется своеобразным характером зависимости конденсатной характеристики природных углеводородных систем от давления. Понижение пластового давления в области давлений выше давления максимальной конденсации сопровождается выделением дополнительного количества углеводородов из газа в жидкость. Это проявляется в увеличении значения конденсатонасыщенности и уменьшении конденсатогазового фактора. При понижении давления в области давлений ниже давления максимальной конденсации преобладают процессы испарения углеводородов из жидкости в газ, что на-

ходит отражение в уменьшении значения конденсатонасыщенности и увеличении конденсатогазовых факторов. Естественно, что кривая дифференциальной конденсации исходной газоконденсатной смеси не характеризует те процессы, которые протекают в призабойной зоне скважин. Составы газоконденсатной смеси в этой зоне претерпевают значительные изменения по сравнению с текущим составом пластовой смеси. Поэтому и массообменные процессы между газовой и жидкой фазами у забоя скважины в значительной мере отличаются от тех, которые протекают в целом в пласте. Тем не менее следует учитывать, что при давлении выше давления максимальной конденсации из отдаленных от скважины областей пласта (с более высоким давлением) в прискважинную зону (с более низким давлением) поступает более “обогащенная” газовая фаза. При давлениях ниже давления максимальной конденсации к скважине фильтруется более “обедненная” газоконденсатная смесь.

Влияние величины пластового давления на процесс восстановления продуктивности скважин изучалось нами путем проведения соответствующих расчетов для различных термодинамических условий и начальных составов пластовых газоконденсатных смесей. При этом использовались случаи разработки газоконденсатных пластов в области давлений как ниже, так и выше давления максимальной конденсации. В расчетах использовались различные модельные газоконденсатные смеси. В общем случае рассматривалась закачка метана с различными приведенными объемами или параметрами $Q_{г}/(mH)$ – от 50 до 300 тыс. м³/м. Под приведенным объемом понималось отношение объема нагнетаемого газа (приведенного к атмосферным условиям) к производству толщины пласта на его пористость. Такой широкий диапазон изменения объемов закачки газа задавался с целью установления необходимого для обработки скважины количества газа, а также для точного определения значений текущего пластового давления, при которых обработка скважин оказывается неэффективной.

Результаты расчетов для вариантов, различающихся коллекторскими свойствами пластов и начальными составами смесей, имели во многом похожий качественный характер (при существенных количественных расхождениях). Поэтому для описания механизма удаления ретроградного конденсата из прискважинной зоны и повторного в ней накопления конденсата используем результаты расчетов для условий, близких к условиям эксплуатации скважин Астраханского ГКМ. В рассматриваемой серии расчетов задавались коллекторские свойства пластов, соответствующие скв. 56 Астраханского ГКМ, и модельная смесь этого месторождения (смесь № 2). Расчеты проводились на модели однородного пласта. Коэффициенты проницаемости и пористости пласта принимались равными соответственно 0,013 мкм² и 10 %, эффективная толщина пласта – 39 м. Выбор скв. 56 Астраханского ГКМ в качестве примера воздействия на призабойную зону пластов был обусловлен тем, что текущее пластовое давление на Астраханском ГКМ еще значительно превышает давление максимальной конденсации. Поэтому на этом примере можно не только оценить, но и проверить путем промысловых исследований перспективу восстановления продуктивности скважин при различных пластовых давлениях (как ниже, так и выше давления максимальной конденсации).

Расчеты эксплуатации скв. 56 Астраханского ГКМ в данной серии проводились в интервале понижения давления в районе скважины от 45 до 25 МПа, причем давление максимальной конденсации газоконденсатной смеси составляло около 26–27 МПа. Серия расчетов обработок скважины при

пластовых давлениях ниже давления максимальной конденсации осуществлялась для уровня давления 25 МПа, а при пластовых давлениях выше давления максимальной конденсации – при 35 МПа.

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН СУХИМ ГАЗОМ ПРИ ДАВЛЕНИЯХ НИЖЕ ДАВЛЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ

Результаты расчетов подтвердили, что воздействие сухим газом на скважины при пластовых давлениях ниже давления максимальной конденсации оказывается довольно эффективным процессом. Нагнетание газа позволяет удалить из призабойной зоны скважины ретроградный конденсат и сохранить относительно низкие значения конденсатонасыщенности даже после повторного его накопления. В качестве примера на рис. 5.29 представлено распределение насыщенности жидкой фазой коллектора у забоя скважины на различные моменты эксплуатации скважины после обработки ее газом в объеме 500 тыс. м³. В результате нагнетания газа осушка пласта происходит в зоне радиусом до 4,5 м от скважины, а в зоне от 4,5 до 25–30 м насыщенность возрастает до значений, средних по пласту.

После пуска скважины в эксплуатацию отмечается повторное постепенное накопление жидкой фазы в призабойной зоне скважины. Из-за низких коллекторских свойств пласта в районе скважины в расчетах задавались высокие значения депрессии на ее забое. Это приводило к характерному изменению насыщенности коллектора у забоя скважины. Как видно из рис. 5.29,

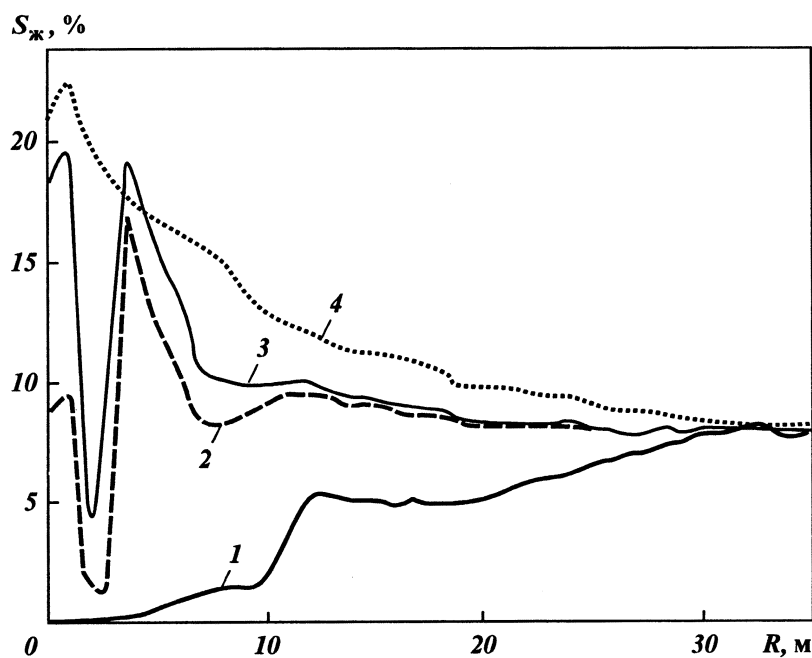


Рис. 5.29. Кривые изменения насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки сухим газом (при пластовом давлении ниже давления максимальной конденсации пластовой смеси):

1 – после обработки; 2 – через 10 сут; 3 – через 20 сут; 4 – через 180 сут

уже через 10 сут работы скважины с дебитом около 100 тыс. м³ в зоне пласта, расположенной от скважины на расстоянии 4–6 м, отмечается возрастание насыщенности конденсатом до значений 16 %. Через 20 сут эксплуатации скважины насыщенность возрастает до 18 %, а сама зона повышенной насыщенности увеличивается и располагается на расстоянии от 3 до 7 м от скважины. Одновременно непосредственно у скважины, на расстоянии около 1 м, насыщенность возрастает до 19 % (за счет резкого изменения давления в этой зоне). В дальнейшем накопление конденсата продолжается и к концу 6-го месяца отбора продукции насыщенность у забоя скважины возрастает до 21–23 %. Тем не менее максимальные значения конденсатонасыщенности остаются значительно ниже своих начальных (до обработки скважин) значений, составляющих около 50–60 %.

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН СУХИМ ГАЗОМ ПРИ ДАВЛЕНИЯХ ВЫШЕ ДАВЛЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ

Процессы фильтрации и фазового поведения углеводородов в ходе обработки скважин при давлении выше давления максимальной конденсации в значительной мере отличаются от уже рассмотренных процессов. Обработка призабойной зоны сухим газом в этом случае позволяет очистить ее от ретроградной жидкости даже лучше, чем при более низких давлениях. Однако эффективность воздействия на призабойную зону скважин в этой области давления снижается вследствие интенсивного повторного накопления ретроградного конденсата.

На рис. 5.30 представлены результаты обработки скв. 56 Астраханского ГКМ в объеме 500 тыс. м³ при среднем пластовом давлении 35 МПа. Как видно из рисунка, в этом случае осушается зона у скважины радиусом 5–6 м. Зона с изменяющейся насыщенностью занимает всего около 4 м (на расстоянии от скважины от 6 до 10 м). Такой характер оттеснения ретроградного конденсата сухим газом объясняется тем, что при давлении на забое скважины 35–37 МПа фильтрация сухого газа и пластовой смеси происходит в условиях, близких к одноконтактному смешивающему вытеснению. В фазе отбора газоконденсатной смеси из скважины (при депрессии 6 МПа) на расстоянии до 1,5–2 м от скважины практически сразу происходит повторное накопление ретроградного конденсата. Это накопление вызывается поступлением обогащенной газоконденсатной смеси из области более высоких давлений в область пониженных. В той области, где изменение давления особенно резкое, происходит выпадение значительного объема конденсата и его интенсивное накопление. Одновременно с этим значительное накопление ретроградного конденсата происходит в зоне, содержащей неравновесную жидкость (там, где после обработки насыщенность конденсата изменялась от нуля до средней пластовой). В результате уже через 10 сут после начала отбора флюида из скважины насыщенность конденсата у забоя скважины составляет 16–17 %, а максимальная насыщенность в зоне на расстоянии 6–8 м возрастает до 30 % (см. рис. 5.30). Накопившаяся у забоя жидкость начинает блокировать скважину, вызывая резкое уменьшение дебита скважины по газу. В этот период времени происходит уменьшение дебита скважины от 120–140 до 60–80 тыс. м³/сут. С течением времени насыщенность у забоя скважины продолжает возрастать, и уже через 1 мес работы скважины она составляет около 50 %. Это приводит к уменьшению дебита скважины по га-

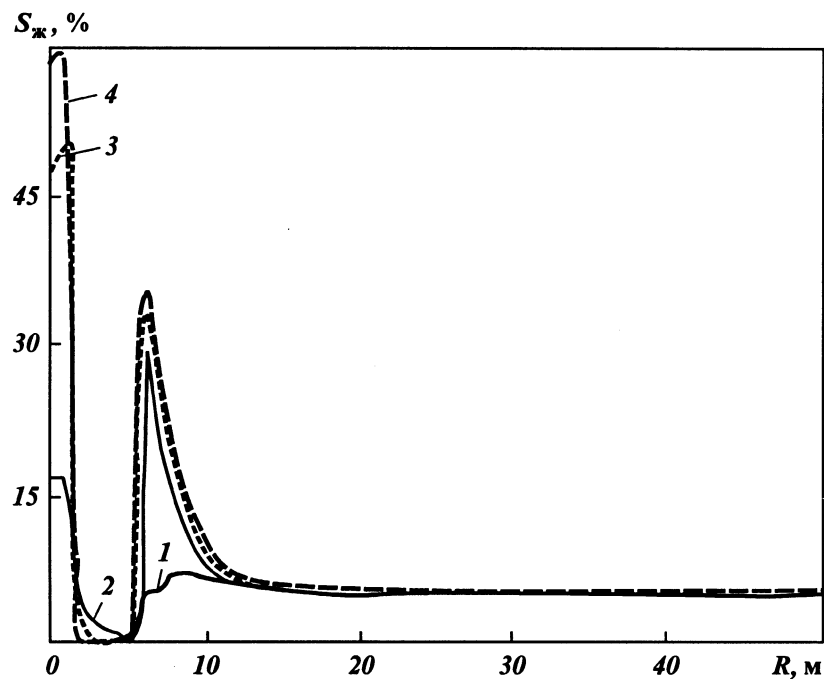


Рис. 5.30. Кривые насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки сухим газом (при пластовом давлении выше давления максимальной конденсации смеси): 1 – после обработки; 2 – через 10 сут; 3 – через 30 сут; 4 – через 180 сут

зу до 15–17 тыс. м³/сут. Характерно при этом существование практически “сухой” зоны у скважины радиусом 3–4 м между двумя зонами с повышенной насыщенностью конденсата. Поддержание незначительных по величине депрессий на скважине после ее обработки в этом случае малоэффективно. Накопление конденсата происходит медленней, однако и дебиты скважины оказываются небольшими вследствие малых перепадов давления. При задании более высоких депрессий накопление конденсата также увеличивается.

Интенсивное повторное накопление ретроградного конденсата наблюдается также и в других расчетных вариантах, отличающихся от представленного варианта начальным составом газоконденсатной смеси, уровнем пластового давления (превышающим тем не менее давления максимальной конденсации), а также коллекторскими свойствами пластов. Анализ результатов выполненных расчетов позволяет сделать вывод о том, что определенное уменьшение интенсивности повторного накопления конденсата наблюдается с приближением пластового давления к давлению максимальной конденсации. При этом в отдельных случаях не наблюдается такого катастрофического снижения продуктивности, как в приведенном примере по скв. 56.

Таким образом, повторное накопление конденсата может явиться одним из ограничивающих факторов применения метода восстановления продуктивности скважин путем обработки их призабойных зон сухим газом. С этой точки зрения обработку призабойных зон скважин следует рекомендовать для газоконденсатных пластов при давлениях ниже давления максимальной конденсации газоконденсатной смеси или близких к нему. После обработки

скважин в этих условиях отмечается медленное повторное накопление ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин. Обработки призабойных зон скважин могут оказаться малоэффективными для газоконденсатных пластов, эксплуатирующихся при давлениях, значительно превосходящих давления максимальной конденсации вследствие быстрого повторного накопления конденсата.

ЗАВИСИМОСТЬ ПРОЦЕССА ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН ОТ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА

Как уже было показано, накопление конденсата в призабойной зоне скважин существенно зависит от коллекторских свойств пластов, и в первую очередь от абсолютной и относительной фазовых проницаемостей коллектора. Естественно предположить, что эти же параметры будут оказывать значительное влияние на процесс обработки призабойной зоны скважин сухим газом. Р.М. Тер-Саркисовым с сотрудниками были проведены исследования особенностей обработки скважин для некоторых гипотетических газоконденсатных пластов, абсолютная проницаемость которых изменялась в широком диапазоне значений: в пределах от 0,01 до 1 мкм². Относительные фазовые проницаемости коллекторов задавались в пяти различных вариантах, тех же, что в расчетах влияния коллекторских свойств пласта на процессы накопления. Расчеты проводились для различных депрессий на пласт (различных дебитов скважины и темпов отбора). В качестве параметра, характеризующего влияние темпов отбора газа, в расчетах использовалось относительное давление, представляющее собой отношение забойного давления к среднепластовому давлению. В расчетах задавалось изменение относительного давления от 0,65–0,75 до 0,95–0,98. В первом случае моделировался приток к скважинам в низкопроницаемых коллекторах (с проницаемостью около 0,01–0,015 мкм²), а во втором – в высокопроницаемых пластах (с проницаемостью 0,1 мкм² и более). Депрессии на пласт составляли соответственно в первом случае 7–10 МПа, а во втором – не более 1 МПа. Все расчеты проводились для пласта толщиной 10 м. Этот параметр задавался в значительной мере условно, так как анализ результатов расчетов производился в относительных величинах (относительный дебит газа, коэффициент продуктивности и т.д.). Пористость пласта составляла по различным вариантам 10 и 15 %.

Основные параметры рассматриваемых вариантов обработки скважины приведены в табл. 5.2. В их числе: коэффициенты проницаемости пласта и вид фазовой проницаемости, среднее пластовое давление и депрессия на пласт, а также параметр $Q_r/(mH)$, представляющий собой отношение объема нагнетаемого при обработке сухого газа (приведенного к атмосферным условиям) к произведению толщины пласта на коэффициент пористости. В вариантах изменялся также тип модельной газоконденсатной системы.

Результаты расчетов показывают, что процесс обработки призабойных зон газоконденсатных скважин в определенной мере зависит от вида фазовых проницаемостей коллектора. Это подтверждают данные расчетов процесса обработки по вариантам № 1Г–5Г. На рис. 5.31 для некоторых из этих вариантов расчетов показана динамика профиля насыщенности коллектора в призабойной зоне скважины после обработки ее газом. На рис. 5.32, 5.33 приведены данные об изменении во времени продуктивности скважины

ТАБЛИЦА 5.2

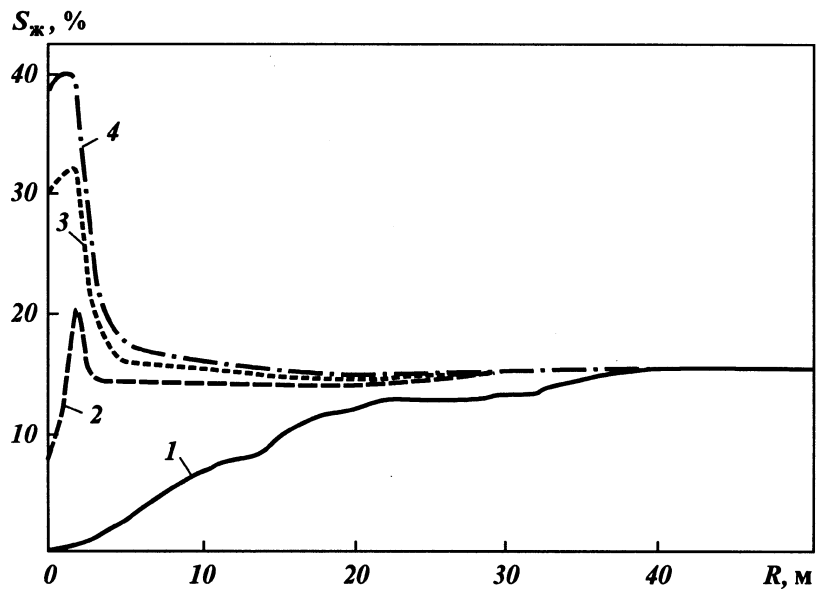
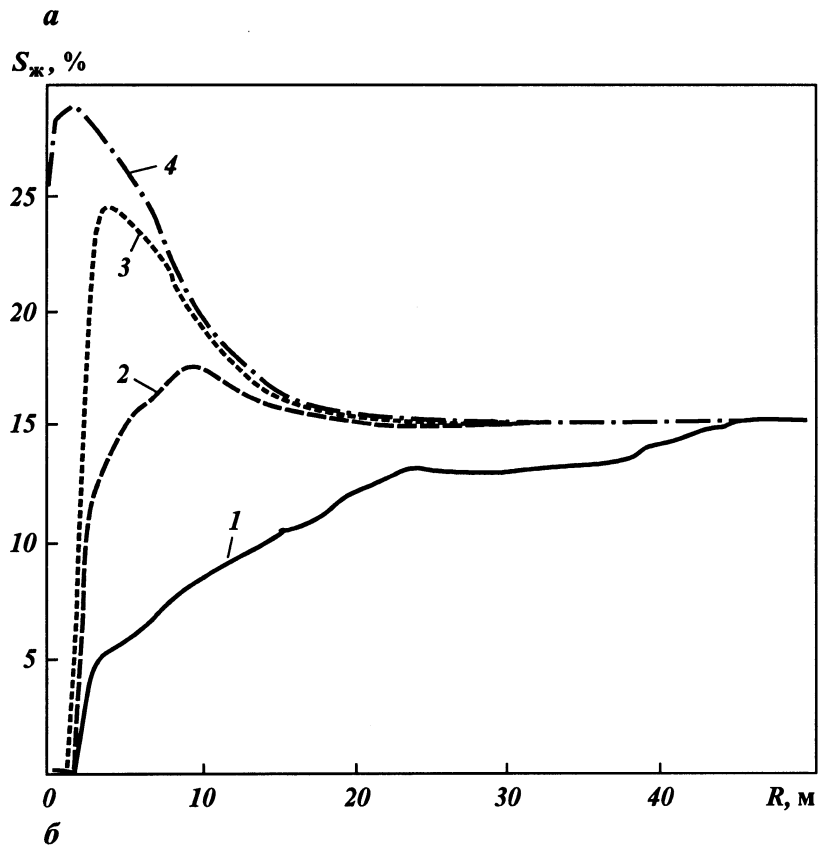
Характеристика вариантов расчетов процесса обработки призабойной зоны скважины сухим газом

Номер варианта	Модельная газоконденсатная смесь	Вид фазовой проницаемости	Коэффициент проницаемости пласта, 10^{-15} м^2	Среднее пластовое давление, МПа	Депрессия, МПа	Параметр $Q_r / (mH)$, тыс. м^2
1Г	1	3П	15	15	2,3–4,5	265
2Г	1	4П	15	15	1,6–3,5	265
3Г	1	1П	15	15	5,0–8,3	265
4Г	1	2П	15	15	5,8–8,5	265
5Г	1	5П	15	15	1,5–3,1	265
6Г	1	1П	50	15	2,5–5,0	265
7Г	1	2П	100	15	1,5–2,5	265
8Г	1	1П	100	13	0,8–1,1	275
9Г	3	1П	50	10	1,1–2,2	275
10Г	3	2П	50	10	1,0–1,9	275
11Г	5	2П	50	10	1,0–2,0	275
12Г	4	1П	50	10	1,2–2,4	275
13Г	2	1П	20	23	1,7–3,2	310

(отношение дебита скважины к величине депрессии) и отношения дебитов скважины по жидкости и газу по каждому из вариантов расчетов.

Анализируя приведенные на рисунках данные об изменении во времени насыщенности коллектора у забоя скважины, можно сказать следующее. Удаление ретроградной углеводородной жидкости из призабойной зоны скважины при закачке сухого газа в меньшей степени определяется фазовыми проницаемостями, а в основном зависит (как будет показано ниже) от составов пластовой системы и нагнетаемого газа. Это вполне объясняется тем, что удаление конденсата при нагнетании газа происходит за счет испарения углеводородов из жидкости в газ и переноса их газом в более удаленные от скважины области пласта. Следует отметить, что до обработки скважины область двухфазной фильтрации газа и жидкости может существовать только в очень малой по объему области пласта непосредственно у скважины (радиусом до 3–5 м), т.е. в области, где насыщенность коллектора жидкостью превосходит критические, с точки зрения подвижности, значения насыщенности. При закачке газа жидкость из этой области практически сразу же вытесняется газом и “размазывается” им в коллекторе до значений, меньших критических, т.е. теряет свою подвижность. Таким образом, осушка призабойной зоны скважины при обработке ее газом происходит практически в условиях однофазной фильтрации и фазовые проницаемости оказывают незначительное влияние на этот процесс. Все это подтверждается очень близким распределением насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины для различных видов фазовых проницаемостей (см. рис. 5.31).

Напротив, процесс вторичного накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважины после ее обработки во многом определяется видом фазовых проницаемостей. На этапе последующей (после обработки) эксплуатации скважины поступление промежуточных и более тяжелых углеводородных компонентов в призабойную зону скважины осуществляется также за счет переноса их в газовой фазе. Изменение давления у забоя скважины вызывает выпадение части этих углеводородов в жидкую фазу. Однако



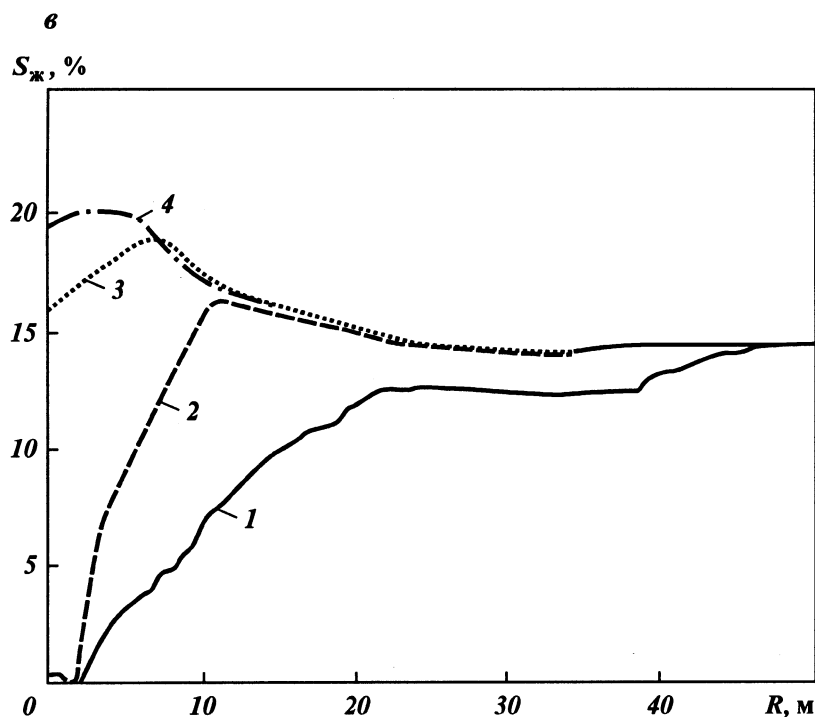


Рис. 5.31. Кривые насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки сухим газом: а – вариант 1Г: 1 – после обработки; 2 – через 15 сут; 3 – через 35 сут; 4 – через 50 сут; б – вариант 3Г: 1 – после обработки; 2 – через 10 сут; 3 – через 15 сут; 4 – через 25 сут; в – вариант 5Г: 1 – после обработки; 2 – через 15 сут; 3 – через 35 сут; 4 – через 45 сут

в этом случае, при определенных значениях насыщенности коллектора жидкостью (близких к критическим), накопление конденсата уже во многом определяется фазовыми проницаемостями. Именно ими определяется соотношение скоростей фильтрации фаз и соответственно отток жидкости в скважину.

В еще большей мере влияние фазовых проницаемостей на процесс вторичного накопления конденсата проявляется в различных значениях депрессии на забое скважины, необходимых для поддержания данного дебита скважины. Относительная фазовая проницаемость коллектора по газу при данных значениях насыщенности его жидкостью (в том числе и при значениях ниже критических) определяет проводимость коллектора, а следовательно, и депрессию, необходимую для поддержания тех или иных значений дебитов. Величина же депрессии, в свою очередь, определяет интенсивность накопления конденсата.

Это достаточно наглядно отражается в приведенных на рис. 5.31 результатах расчета динамики насыщенности коллектора жидкостью. Для принятых в вариантах расчета условий наименее интенсивное повторное накопление жидкости отмечалось в варианте 5Г (фазовые проницаемости 5П). Это объяснялось тем, что для увеличения дебита скважины в расчетах не приходилось увеличивать депрессию на забое скважины. Ее значения

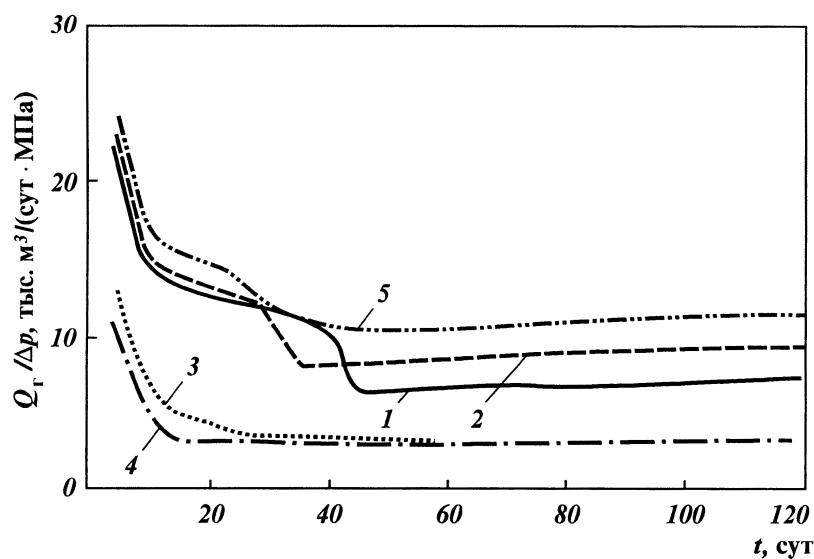


Рис. 5.32. Кривые изменения во времени продуктивности скважины по газу.

Варианты обработки скважины 1 – 1Г; 2 – 2Г; 3 – 3Г; 4 – 4Г; 5 – 5Г

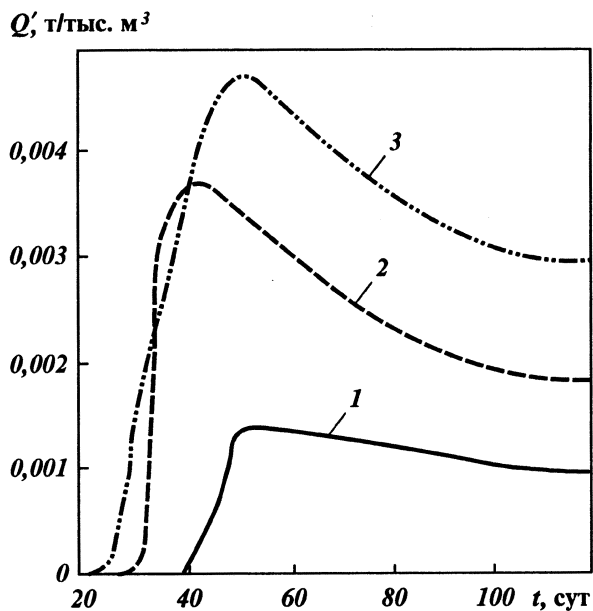


Рис. 5.33. Кривые изменения во времени соотношения дебитов скважины по жидкости и газу.

Варианты обработки скважины: 1 – 1Г; 2 – 2Г; 3 – 5Г

изменялись от 1,5 МПа (непосредственно после обработки скважины) до 3,1 МПа (по завершении рассматриваемого периода эксплуатации в 120 сут). Поддержание относительно низких депрессий на забое скважин обусловливалось тем, что для этого вида относительных фазовых проницаемостей характерны высокие значения проницаемостей для газа при значениях остаточной насыщенности жидкости в обработанной зоне пласта. В результате обработки скважины продуктивность ее увеличивалась более чем в 2 раза. Повторное накопление конденсата в этом варианте расчетов происходило

также менее интенсивно, чем в остальных вариантах. Практически постоянное распределение насыщенности коллектора жидкостью устанавливалось по истечении 45 сут эксплуатации скважины (см. рис. 5.31, *в*). Этот профиль насыщенности конденсатом напоминал по своему характеру исходный (до обработки) профиль насыщенности, однако значения максимальной насыщенности в призабойной зоне пласта составляли 90 % от исходных значений. Соответственно к этому моменту времени на некотором значении (примерно в 1,1 раза превышающем значение до обработки) устанавливалась продуктивность скважины (см. рис. 5.32). Характерным при этом оказалось довольно существенное отношение дебитов скважины по жидкости (фильтрующейся в виде сводной фазы) и по газу. Максимальное значение этого отношения составляло около 0,0047 т/тыс. м³. Это обуславливалось низкими критическими значениями насыщенности коллектора жидкостью ($S_{ж.кр} \approx 0$), а соответственно и существованием двухфазной фильтрации во всем объеме пласта (при средней насыщенности пласта жидкостью 15 %).

Более значительные депрессии были характерны для вариантов расчета 1Г (фазовые проницаемости 1П) и 2Г (фазовые проницаемости 2П). Депрессии в этих вариантах составляли соответственно 2,5–4,5 и 1,6–3,5 МПа. Продуктивность пласта после обработки скважин сухим газом в вариантах расчетов 11 и 12 увеличивалась соответственно в 3 и 3,2 раза. Однако за счет повторного накопления отмечалось ее снижение. Уже после 10 сут эксплуатации продуктивность скважины, согласно расчетам, превышала исходную в 1,8–2 раза (см. рис. 5.32). К этому моменту основное накопление жидкости происходило в зоне на расстоянии от скважины 2–10 м (например, для варианта 1Г, см. рис. 5.31, *а*). Постепенное уменьшение продуктивности скважины за период от 10 до 30–35 сут для этих вариантов расчета сопровождалось ростом насыщенности коллектора жидкостью в этой зоне до значений выше критических (значений, отвечающих началу движения жидкой фазы). Вслед за этим “жидкостная” зона начала быстро расширяться к забою скважины, и уже к 35–40 сут после обработки скважины профиль насыщенности у забоя скважины принял близкий к исходному (до обработки) вид. Продуктивность скважины к этому времени уменьшилась до своих постоянных значений, превышающих исходные (до обработки) в среднем на 10–15 %. Образование области двухфазной фильтрации газа и жидкости наглядно подтверждается динамикой изменения соотношения дебитов скважины по жидкости и газу. Как видно из рис. 5.33, для рассматриваемых вариантов 1Г и 2Г, начиная соответственно с 30 и 38 сут после обработки скважины, часть конденсата начинает поступать в скважину в виде подвижной фазы и дебит жидкости уже отличается от нуля.

Несколько иной характер повторного накопления ретроградной жидкости отмечается в расчетных вариантах 3Г (фазовые проницаемости 1П) и 4Г (фазовые проницаемости 2П). Для принятых в этих вариантах зависимостей фазовых проницаемостей характерны более низкие, чем в остальных вариантах, значения относительной фазовой проницаемости коллектора для соответствующих значений насыщенности пласта конденсатом. Поэтому для этих вариантов расчетов, для поддержания тех же значений дебитов (что и в остальных вариантах) требовались более значительные депрессии: 5,0–8,3 и 5,8–8,5 МПа. Это вызывало более интенсивное повторное выпадение конденсата в области наиболее резкого изменения давления, т.е. непосредственно у забоя скважины (для варианта 3Г, см. рис. 5.31, *б*). Несмотря на наиболее значительное в этих вариантах увеличение продуктивности скважины

за счет ее обработки (в 3,5–4 раза), повторное накопление конденсата приводило к быстрому уменьшению продуктивности скважины до исходных значений. Уже через 15–20 сут после обработки скважины насыщенность жидкостью в ее призабойной зоне увеличивалась до значений, близких к исходным. Характерным при этом являлось повторное накопление ретроградного конденсата у забоя скважины в условиях продолжающейся однофазной фильтрации газа. Как видно из рис. 5.33, соотношение дебитов жидкости и газа в обоих этих вариантах расчетов было равно нулю на всем протяжении периода эксплуатации скважины после ее обработки.

Значительный интерес для всесторонней оценки эффективности обработки призабойных зон газоконденсатных скважин представляет определение влияния на этот процесс абсолютной проницаемости коллектора. Для пластов с хорошими коллекторскими свойствами немаловажно установление возможности поддержания на скважине значительных дебитов газа после обработки. С целью исследования этой проблемы были выполнены расчеты по вариантам 6Г и 7Г (см. табл. 5.2). Эти варианты отличались от рассмотренных ранее вариантов 3Г и 4Г только значениями абсолютной проницаемости пласта и создаваемыми на скважине депрессиями. Коэффициенты проницаемости пласта в варианте 6Г задавались значительными (более чем в 3 раза) по сравнению с вариантом 3Г. При этом депрессии уменьшались всего лишь в 1,5–2 раза. Коэффициенты проницаемости пласта в варианте 7Г принимались в 6,6 раза большими, чем в варианте 4Г. Депрессия при этом уменьшалась в 3,2–3,5 раза.

Задание значительных депрессий на забое скважины после ее обработки (с целью получения значительных дебитов), как правило, приводит к довольно быстрому накоплению ретроградного конденсата в призабойной зоне. Интенсивное повторное накопление ретроградной жидкости объясняется значительными объемами пластового газа, проходящего в единицу времени через призабойную зону, а следовательно, и выделением из него значительных количеств конденсата. Поддержание на скважине умеренных депрессий (в то же время при достаточно значительном увеличении дебитов) может привести к более медленному повторному накоплению ретроградного конденсата. Это видно из представленных на рис. 5.34 результатов расчета изменения насыщенности для варианта 8Г. В этом варианте были заданы самые “неблагоприятные” из рассматриваемых фазовые проницаемости № 1. Депрессия на скважине изменялась в диапазоне 0,8–1,1 МПа, при несколько более низких значениях давления – 13 МПа (что также в некоторой степени изменило характер повторного накопления ретроградной жидкости). Как видно из этого рисунка, накопление конденсата в данном варианте происходит медленнее в 3 раза, чем в аналогичных вариантах № 13 и 16, а максимальные значения конденсатонасыщенности оказываются меньше в 1,2–1,3 раза, чем в этих вариантах.

Относительно короткий срок эксплуатации скважины после ее обработки в расчетных вариантах № 1–16 обуславливается в основном не видом фазовых проницаемостей, а принятыми в расчетах термобарическими условиями и составом газоконденсатной смеси (смесь № 1). Среднее пластовое давление в расчетах принималось равным 15 МПа и составляло 70–75 % от давления максимальной конденсации газоконденсатной системы. Как уже отмечалось, интенсивность повторного накопления ретроградного конденсата у забоя скважины тем меньше, чем ниже пластовое давление относительно давления максимальной конденсации углеводородной системы. Например, для

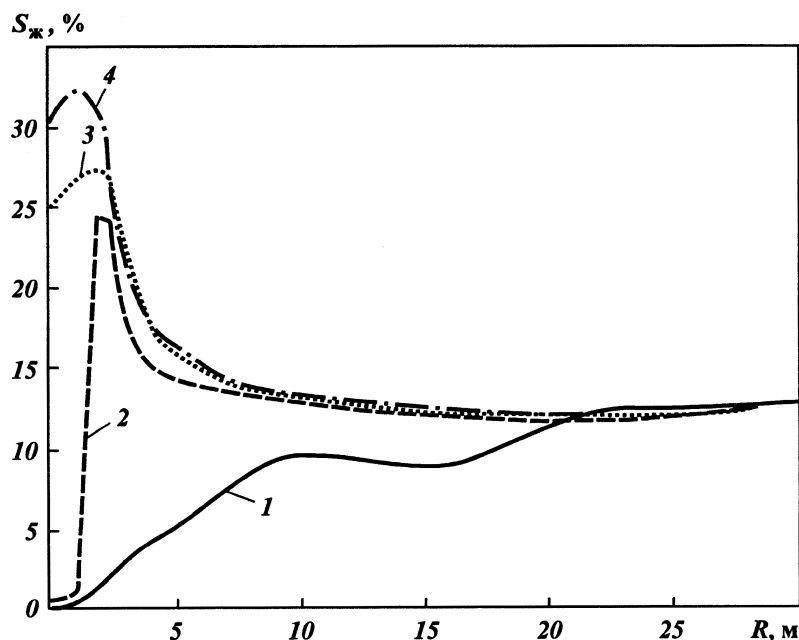


Рис. 5.34. Кривые насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки сухим газом (вариант 8Г):
1 – после обработки; 2 – через 15 сут; 3 – через 40 сут; 4 – через 65 сут

той же смеси, но при средних пластовых давлениях 10 МПа (что составляет 45–50 % от давления максимальной конденсации) продолжительность эффекта от обработки скважин составляет 5–6 мес. Таким образом, эффективность обработки призабойных зон скважин сухим газом во многом определяется именно существующими в пласте термобарическими условиями и начальным составом пластовой углеводородной смеси.

ВЛИЯНИЕ НАЧАЛЬНОГО СОСТАВА ПЛАСТОВОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СИСТЕМЫ НА ПРОЦЕСС ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН СУХИМ ГАЗОМ

Для оценки влияния начального состава газоконденсатной смеси на процесс обработки скважины сухим газом были выполнены расчеты по нескольким вариантам – 9Г–13Г (см. табл. 5.2). Из них в вариантах 9Г и 10Г использовалась смесь № 3, а в вариантах 11Г–14Г использовались соответственно смеси № 5, 4 и 2. Расчеты по вариантам проводились для разных значений среднего пластового давления, но для значений его ниже значений давления максимальной конденсации смеси.

Результаты расчетов указали на один и тот же качественный характер изменения основных показателей обработки скважин сухим газом для газоконденсатных пластов, содержащих различные по составу газоконденсатные системы. Это видно из представленных на рис. 5.35 данных по распределению конденсатонасыщенности коллектора в призабойной зоне скважины после ее обработки сухим газом. Как видно из этих рисунков, обработка сква-

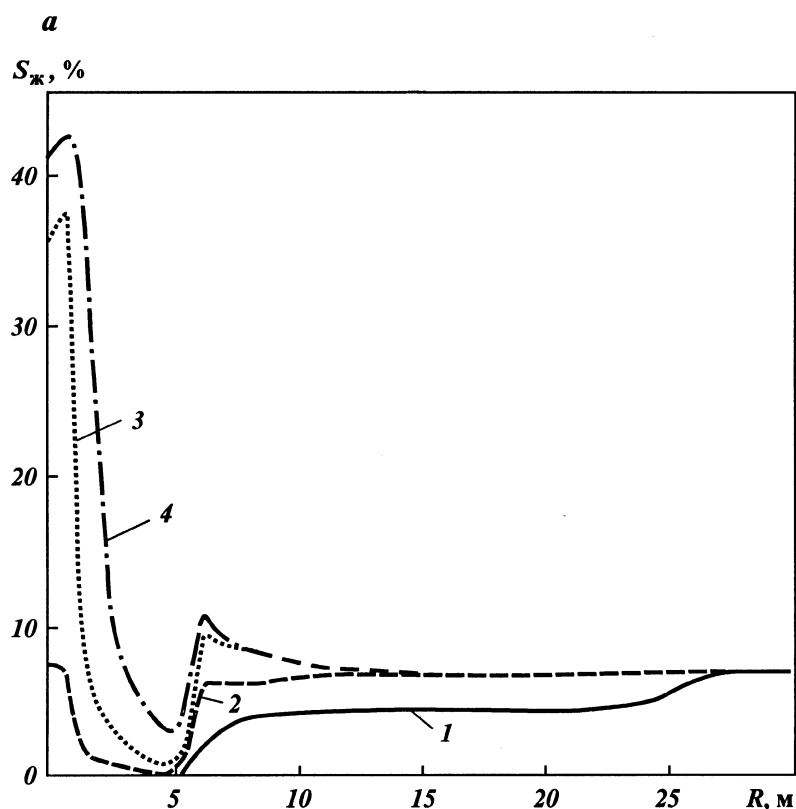


Рис. 5.35. Кривые насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки сухим газом:

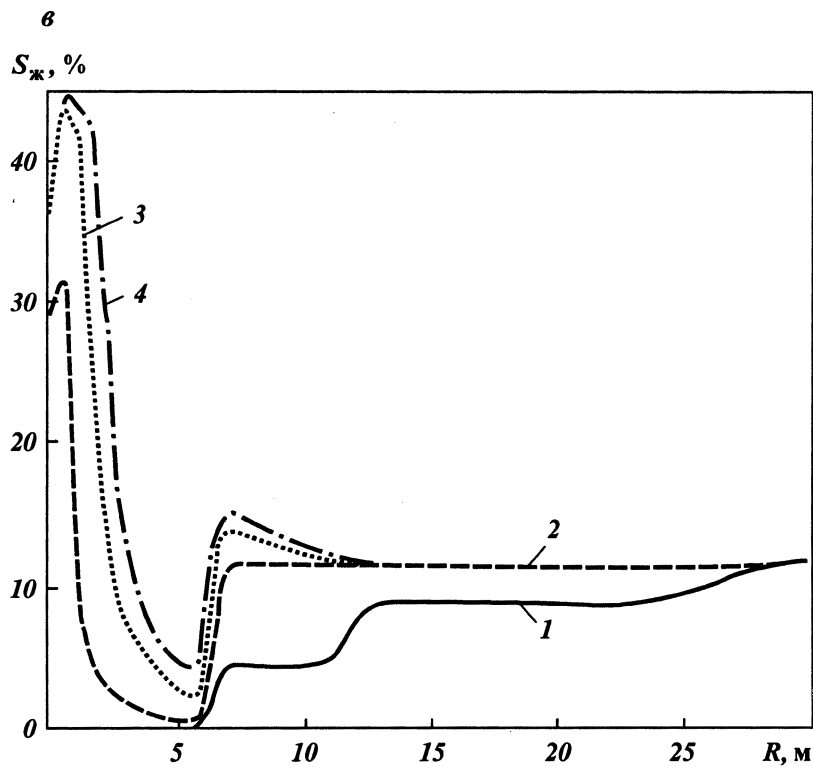
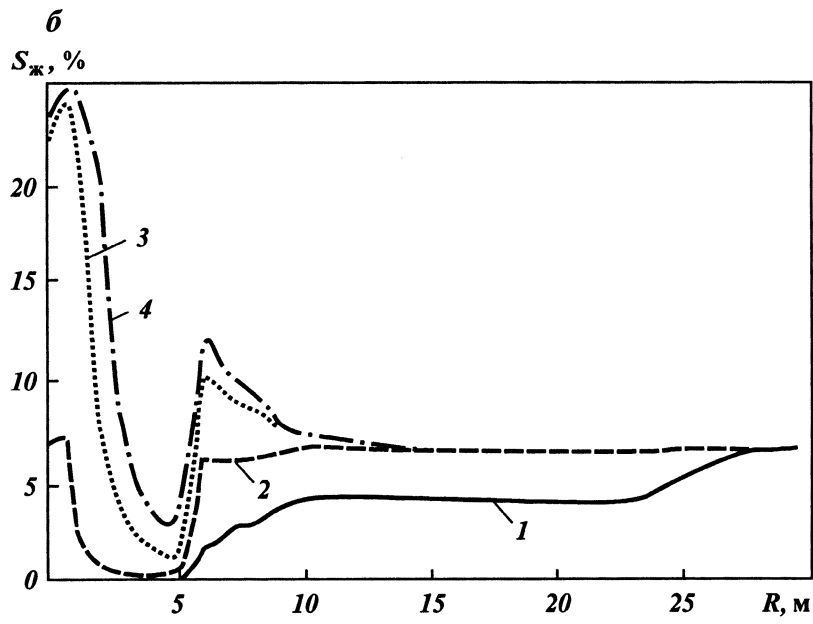
a – вариант 9Г: 1 – после обработки; 2 – через 10 сут; 3 – через 25 сут; 4 – через 110 сут; *б* – вариант 10Г: 1 – после обработки; 2 – через 10 сут; 3 – через 40 сут; 4 – через 80 сут; *в* – вариант 12Г: 1 – после обработки; 2 – через 10 сут; 3 – через 2 мес; 4 – через 4 мес

жин сухим газом приводит к уменьшению насыщенности жидкостью в призабойной зоне скважины. Для всех рассматриваемых вариантов (с различными по составу смесями) после обработки скважины у ее забоя образовалось несколько областей с различным насыщением коллектора жидкостью:

- полностью осушенная область с насыщенностью жидкостью, равной нулю;
- зона, в которой насыщенность изменялась от нуля до средних по пласту значений;

- область с насыщенностью, равной средней по пласту.

Для всех рассматриваемых вариантов (при данных значениях пластовых давлений и температур) осушка призабойной зоны скважины происходила вследствие испарения углеводородов из жидкости в нагнетаемый сухой газ и выноса их этим газом за пределы призабойной зоны. Интенсивность испарения промежуточных и тяжелых компонентов ретроградной жидкости в сухой газ определяется текущим составом жидкости (а следовательно, и начальным составом газоконденсатной смеси), а также термобарическими условиями. Поэтому для рассматриваемых вариантов оказались различными раз-



меры описанных характерных областей распределения конденсата у забоя скважины.

Для вариантов 9Г–11Г при одних и тех же значениях параметра $Q_r/(mH)$ распределение насыщенности после обработки скважины было одинаковым вследствие того, что в вариантах 9Г–10Г использовалась одна и та же смесь № 3 (см. рис. 5.35, *а, б*), а в варианте 11Г – близкая к ней по свойствам смесь № 5. В варианте 12Г (смесь № 4) в результате нагнетания газа была осушена более значительная по размерам зона вокруг скважины вследствие лучшего испарения в нагнетаемый газ углеводородов из ретроградной жидкости (см. рис. 5.35, *в*). Напротив, меньшая по размерам зона слабо осушалась в варианте 13Г (смесь № 2) из-за худшего испарения.

Состав пластовых газоконденсатных смесей оказывал определенное влияние на осушку призабойной зоны скважины не только в ходе ее обработки, но и при повторном накоплении в ней конденсата. При близких по свойствам пластовых системах показатели эксплуатации скважины практически не отличались один от другого при одинаковых прочих условиях. Это видно из рис. 5.35, на которых показано изменение во времени распределения насыщенности коллектора в призабойной зоне скважины в ходе ее эксплуатации уже после обработки. Так, в расчетных вариантах 9Г и 10Г, в которых использовались разные фазовые проницаемости, но одна и та же газоконденсатная смесь № 3, отмечались существенные различия в динамике конденсатонасыщенности. В то же время для вариантов 10Г и 11Г оказались практически одинаковыми профили насыщенности, несмотря на то, что в них использовались различные, хотя и близкие по свойствам смеси № 3, 5 (коллекторские свойства пластов задавались полностью одинаковыми).

Для оценки влияния состава газоконденсатной смеси на рассматриваемые процессы интересно сопоставить результаты расчетов по вариантам 9Г и 12Г. В этих вариантах задавались одни и те же коллекторские свойства пластов, в частности, фазовые проницаемости (1П), но различные составы смеси – № 3 и 4. Для этих вариантов характерно довольно хорошее не только качественное, но и количественное совпадение профилей насыщенности призабойной зоны скважины (см. рис. 5.35). Таким образом, для пластовых давлений, достаточно низких относительно давлений максимальной конденсации, влияние состава пластовых газоконденсатных систем может оказаться менее существенным, чем влияние коллекторских свойств и поддерживаемых на скважине условий (депрессий или темпов отбора пластового газа).

Для всех рассматриваемых вариантов (9Г–12Г) характерным оказалось наличие двух областей повторного накопления конденсата: области, расположенной непосредственно у забоя скважины, и области на границе полностью осушенной зоны пласта с остальной его частью. Наличие двух этих центров повторного накопления ретроградного конденсата вполне объясняется проявлением указанных уже факторов. Накопление конденсата непосредственно у забоя скважины обусловлено наиболее резким изменением давления в этой области, а соответственно и наиболее значительным изменением свойств притекающей к забою пластовой газоконденсатной смеси. Повторное накопление на контакте полностью осушенной зоны и остальной части пласта объясняется содержанием в этой зоне самых тяжелых углеводородных компонентов (которые не испарились сухим газом). Поэтому жидкая углеводородная фаза в этой зоне оказывается наиболее неравновесной к пластовой газоконденсатной смеси и при взаимодействии с ней наиболее интенсивно

выпадает из газа конденсат. Аналогичный процесс отмечается в варианте 13Г (смесь № 2). В этом варианте также формируются две зоны накопления конденсата, которые затем смыкаются в одну общую зону.

Таким образом, анализируя результаты проведенных исследований, можно сделать вывод, что процесс обработки призабойных зон газоконденсатных скважин сухим газом в значительной мере зависит от существующих в пласте термобарических условий, коллекторских свойств пласта (в первую очередь абсолютной и относительной фазовых проницаемостей), а также интенсивности отбора пластового газа после обработки скважины (или депрессий на забое скважины). В области пластовых давлений меньших значений (0,70–0,75 от давлений максимальной конденсации пластовой газоконденсатной смеси) состав пластовой газоконденсатной системы оказывает меньшее влияние, чем все указанные факторы. Следовательно, коллекторские свойства и состав пластовой системы не являются ограничивающими факторами с точки зрения эффективности обработки газоконденсатных скважин сухим газом.

В то же время в продуктивных коллекторах многих газоконденсатных и особенно нефтегазоконденсатных месторождений могут присутствовать рассеянные жидкие углеводороды. Кроме того, в разрезе этих месторождений встречаются зоны с различным фазовым состоянием углеводородной смеси (могут присутствовать нефтяные оторочки). Наличие в пласте вместе с конденсатом равновесной к нему нефти в значительной мере может ухудшить условия эксплуатации газоконденсатных скважин по нескольким причинам. Во-первых, более тяжелые углеводородные компоненты способны переноситься в газовой фазе из областей с более высоким давлением и конденсироваться в непосредственной близости от скважин. Во-вторых, при определенных условиях в пласте может присутствовать подвижная углеводородная жидкость. Все это неизбежно изменяет условия накопления ретроградного конденсата у забоя скважины и влияет на эффективность обработки призабойной зоны скважины сухим газом.

5.2.2

ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ НА ПРОЦЕСС ОБРАБОТКИ

Как и любой технологический процесс, связанный с фильтрацией флюидов в пластах, обработка призабойной зоны газоконденсатных скважин в значительной мере зависит от неоднородности продуктивных коллекторов. Известно, что пористые и трещиноватые коллекторы залежей природных углеводородов отличаются значительным разнообразием в характере неоднородности их фильтрационно-емкостных свойств. Обычно из всего многообразия форм неоднородности фильтрационных параметров коллекторов выделяют их слоистость и зональную неоднородность различного масштаба. Именно эти виды неоднородности коллекторов, как было показано ранее, во многом определяют и накопление ретроградного конденсата у забоя скважин. Для определения эффективности обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины сухим газом в неоднородных коллекторах выполнялись соответствующие исследования путем математического моделирования этого процесса. Использовалась двумерная профильная модель многокомпонентной

фильтрации углеводородов. Рассматривались три вида неоднородности коллектора у забоя скважин:

пласт со случайным полем проницаемости (разнопроницаемые элементы не образуют отдельных более крупномасштабных зон разной проницаемости);

зонально-неоднородный пласт (разнопроницаемые элементы на отдельных участках объединяются в более крупномасштабные зоны разной проницаемости);

слоистый пласт с разнопроницаемыми прослоями.

В каждом из вариантов расчета использовалась модельная газоконденсатная смесь № 1. В качестве агента воздействия предполагалось использовать метан. Остальные исходные данные задавались следующими: пористость пласта 0,15 (коллектор предполагался однородным по пористости), пластовое давление 10 МПа, депрессия 0,07 МПа, параметр $Q/(Hm)$ – 200 тыс. м³/м.

Проведенные расчеты показали, что зональная неоднородность пласта со случайным полем распределения проницаемости оказывает незначительное влияние на эффективность обработки призабойной зоны скважины сухим газом. В значительно большей мере на процесс восстановления продуктивности скважин влияет слоистая неоднородность коллектора.

ПЛАСТ СО СЛУЧАЙНЫМ ПОЛЕМ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Обработка призабойной зоны скважины в пласте со случайным полем проницаемости во многом напоминала аналогичный процесс в однородном по проницаемости коллекторе. После нагнетания в скважину газа у ее забоя образовывалось несколько зон с различной насыщенностью их ретроградным конденсатом: полностью “осушенная” зона с насыщенностью ретроградной жидкостью, близкой к нулю, переходная зона с насыщенностью, возрастающей до средних ее значений по пласту, а также необработанная зона с насыщенностью, равной средней в пласте. В отличие от случая для однородного пласта (см. рис. 5.24), при обработке неоднородного пласта большей оказывается насыщенность в обработанной зоне пласта (рис. 5.36, *a*). Кроме того, зона с изменяющейся насыщенностью оказывается несколько больше по размерам и ближе располагается к скважине. Так, в рассматриваемом примере максимальная насыщенность в зоне с переменной насыщенностью (на расстоянии от 1 до 45 м от скважины) достигала значений 0,18–0,20. Это вполне объяснимо, поскольку при прокачке газа через поровый объем при-скважинной зоны неоднородного пласта испарение из жидкости промежуточных и тяжелых углеводородов происходит крайне неравномерно в элементах различной проницаемости. Это приводит к увеличению размеров зоны смеси пластовой системы и нагнетаемого газа, которая и определяет размеры области пласта вокруг скважины с переменной насыщенностью. Ретроградный конденсат, оставшийся в при-скважинной зоне пласта, вполне равномерно распределен по толщине пласта.

Последующее в ходе эксплуатации повторное накопление ретроградного конденсата протекает в неоднородных пластах несколько интенсивней, чем в случае однородного пласта. На рис. 5.36, *б* представлено распределение конденсатонасыщенности в призабойной зоне скважины через 2 мес после ее обработки. Сопоставление рис. 5.36, *б* и 5.24 показывает, что средние значения конденсатонасыщенности у забоя скважины в рассматриваемом варианте

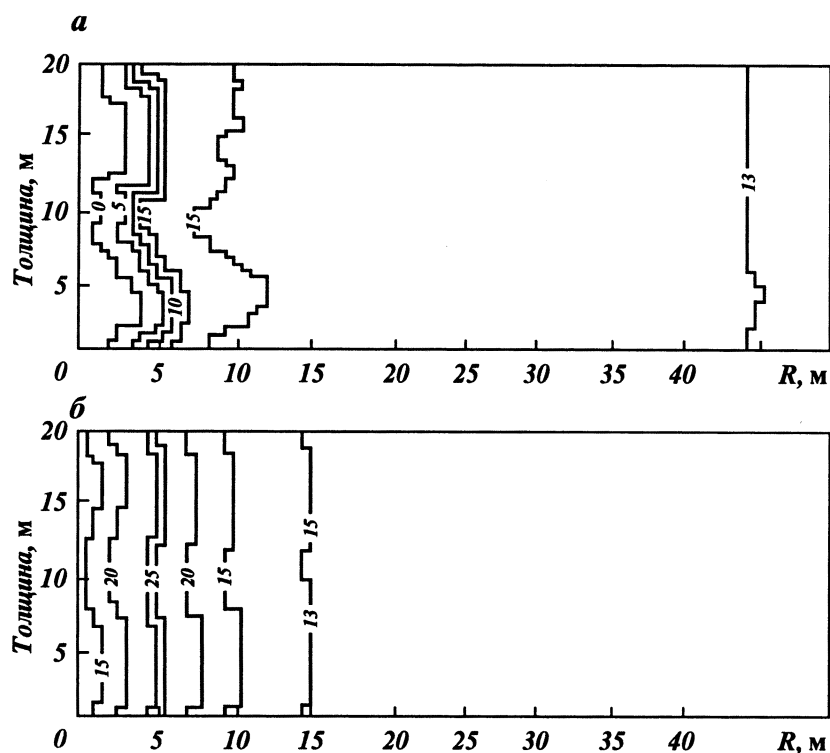


Рис. 5.36. Распределение насыщенности в прискважинной зоне неоднородного пласта со случайным полем проницаемости после обработки сухим газом (а) и через 2 мес после обработки (б)

неоднородного пласта возрастают в 1,3–1,4 раза быстрее, чем в однородном пласте. Аналогичным образом изменяются и фильтрационные сопротивления.

ЗОНАЛЬНО-НЕОДНОРОДНЫЙ ПЛАСТ

При обработке прискважинной зоны зонально-неоднородного пласта газом конденсат несколько хуже удаляется из низкопроницаемых элементов пласта. Это видно из рис. 5.37, а, на котором представлено распределение конденсатонасыщенности в призабойной зоне пласта после ее обработки газом. Характерна достаточно полная осушка низкопроницаемых разностей коллектора в зоне радиусом несколько метров от скважины, что вполне объясняется прокачкой через эту зону газа в объемах, равных нескольким сотням ее поровых объемов. Наличие в пласте участков с более высокой насыщенностью конденсатом не оказывает решающего влияния на прирост продуктивности скважины. Продуктивность скважины после обработки возрастает в 1,6–1,7 раза (продуктивность ее в случае однородного пласта увеличивается в 1,8–1,9 раза). Это вполне объясняется тем, что изменение насыщенности в низкопроницаемых элементах пласта оказывает влияние на фильтрационные сопротивления в меньшей мере, чем ее изменение в высокопроницаемых разностях коллектора.

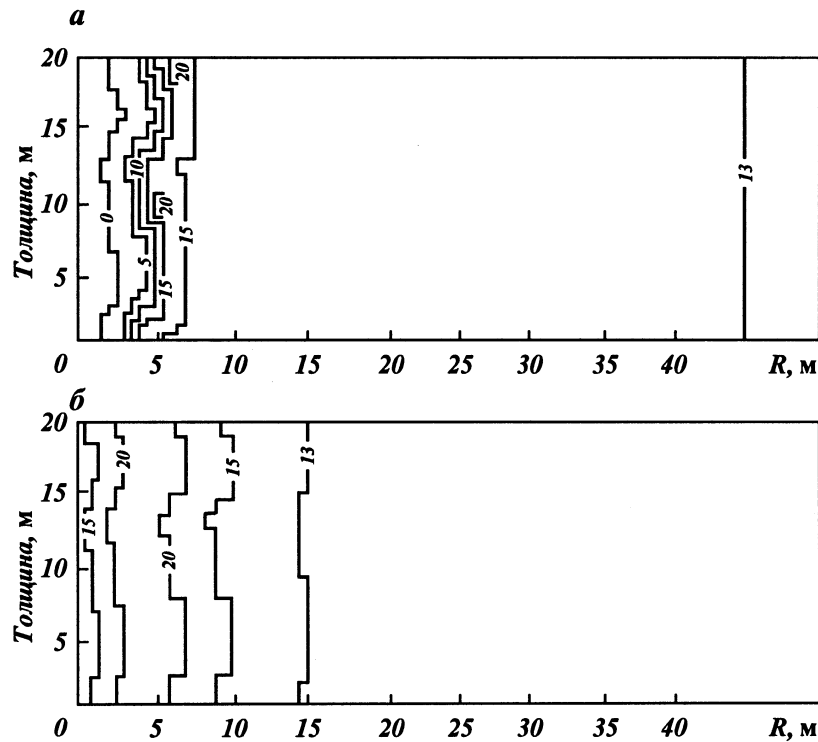


Рис. 5.37. Распределение насыщенности в прискважинной зоне зонально-неоднородного пласта после обработки сухим газом (а) и через 2 мес после обработки (б)

Повторное накопление ретроградного конденсата у забоя скважины в рассматриваемом варианте осуществления процесса более интенсивное, чем в однородном пласте. В качестве примера на рис. 5.37, б показано распределение насыщенности в призабойной зоне скважины через 2 мес ее эксплуатации. Как видно из этого рисунка, повторное накопление ретроградного конденсата несколько выравнивает профиль насыщенности коллектора конденсатом, т.е. уменьшает различие в конденсатонасыщенности между разнопроницаемыми зонами пласта. Это объясняется преимущественной фильтрацией газоконденсатной смеси и более значительной конденсацией жидкости в высокопроницаемой части коллектора. Средние значения конденсатонасыщенности у забоя скважины в рассматриваемом варианте неоднородного пласта возрастают в 1,4–1,5 раза быстрее, чем в однородном.

СЛОИСТЫЙ ПЛАСТ

При моделировании процесса обработки призабойной зоны скважины в слоисто-неоднородных коллекторах рассматривалась фильтрация к скважине в пласте с двумя пропластками. Поскольку течение флюидов в слоистых пластах во многом определяется соотношением проницаемостей отдельных слоев, то эффективность обработки скважины исследовалась для двух случаев: при незначительном и значительном различии коэффициентов проницаемости пропластков. Кроме того, в расчетах варьировались сами значения

абсолютной проницаемости пропластков, а также соотношения их толщин. В первом случае задавался двухслойный пласт с коэффициентами проницаемости пропластков 0,350 и 0,070 мкм² (соотношение проницаемостей 5:1). Значения толщин высокопроницаемого и низкопроницаемых пропластков задавались равными 1 и 25 м. Коэффициенты пористости по пропласткам составляли 7 и 8 %. Во втором случае значения коэффициентов проницаемости пропластков 0,140 и 0,009 мкм² (т.е. соотношение проницаемостей около 15:1). Эффективные толщины пропластков задавались равными 10 и 25 м, при равных коэффициентах пористости в пропластках – 10 %.

Расчеты показали, что слоистая неоднородность коллекторов вызывает неравномерность охвата воздействием призабойной зоны скважины при обработке ее сухим газом. Как уже указывалось, накопление ретроградного конденсата в отдельных пропластках слоисто-неоднородных пластов происходит крайне неравномерно. Более значительное накопление ретроградного конденсата отмечается в высокопроницаемых пропластках. Тем не менее увеличение размеров жидкостной “пробки” у забоя скважины в отдельных слоях не вызывает пропорционального изменения по ним фильтрационных сопротивлений. В результате при обработке скважины сухим газом более значительное отеснение жидкости все-таки происходит в наиболее проницаемых прослоях. Как видно из рис. 5.38, в первом из рассматриваемых примеров зона обработки коллектора сухим газом в высокопроницаемом пропластке в 2,5–3 раза превышает по размерам зоны обработки в низкопроницаемом пропластке. Соотношение размеров обработанной зоны по пропласткам во втором случае достигает уже около 10 (рис. 5.39). Как результат, в этом случае зона с переменной насыщенностью в низкопроницаемом пропластке располагается непосредственно у забоя скважины.

Более полная осушка коллектора в высокопроницаемом пропластке приводит к менее интенсивному накоплению в нем ретроградного конденсата в период эксплуатации скважины, следующий за ее обработкой. Это происходит даже несмотря на существование в этом пропластке более высоких скоростей течения газа, а соответственно и выделения большего количества конденсата на единицу толщины (вследствие фильтрации больших объемов газоконденсатной смеси). Повторное образование и развитие зоны с повышенной конденсатонасыщенностью в низкопроницаемом пропластке зависит от соотношения проницаемостей пропластков. При незначительном отношении проницаемостей обработанная вокруг скважины область пласта в низкопроницаемом слое оказывается вполне достаточной для создания условий медленного повторного накопления конденсата. В этом случае продуктивность газа после обработки скважины стабилизируется в течение длительного времени. Так, в первом из рассматриваемых примеров (соотношение проницаемостей 5:1) коэффициенты фильтрационного сопротивления A уменьшаются за счет обработки скважины в 2,4–2,5 раза. Последующая эксплуатация скважины с умеренными депрессиями (0,07 МПа) не приводит к существенному накоплению ретроградного конденсата в течение более 4 мес. Как результат, не отмечается существенного уменьшения продуктивности скважины в течение этого периода времени, и коэффициент фильтрационного сопротивления по скважине к концу этого периода оказывается в 1,6 раза меньше, чем до обработки (рис. 5.40, *a*).

При большом значении отношения проницаемостей пропластков последующая за обработкой эксплуатация скважины приводит к очень быстрому увеличению насыщенности на забое скважины в низкопроницаемом пропла-

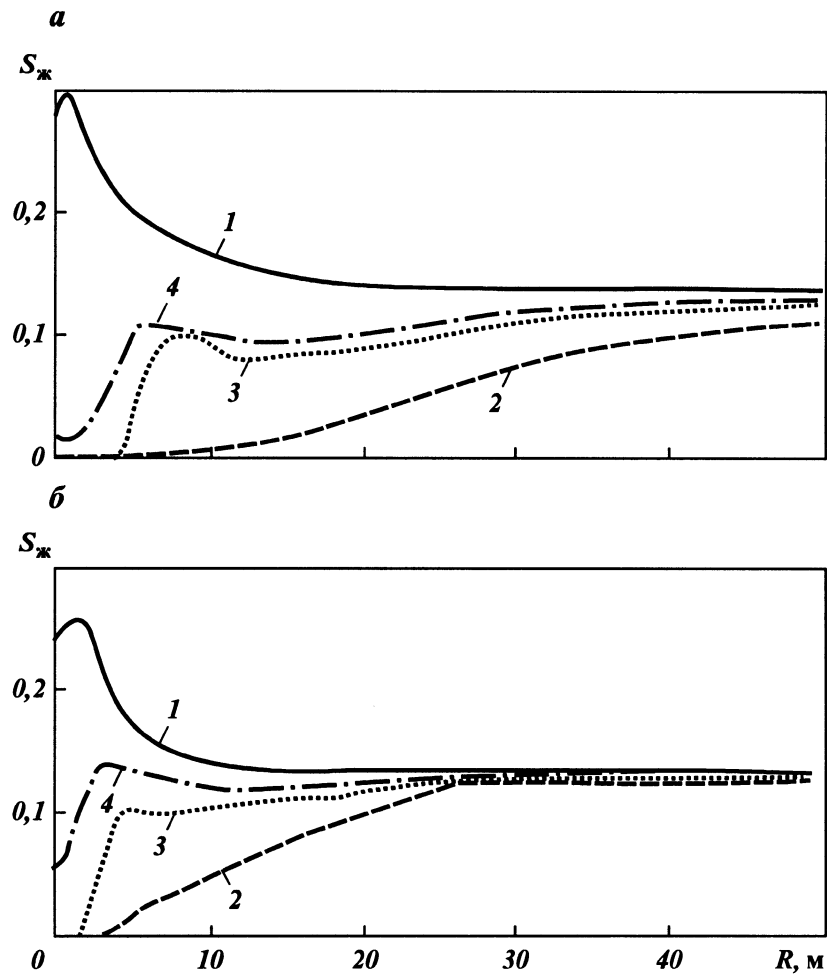


Рис. 5.38. Кривые распределения насыщенности в прискважинной зоне слоистого пласта (при не-
 большом соотношении проницаемостей пропластков):
 а, б – проницаемость пропластков соответственно 0,350 и 0,070 мкм²; 1 – до обработки; 2 – после
 обработки; 3 – через 1 мес; 4 – через 4 мес

стке (при медленном изменении насыщенности у забоя скважины в высокопроницаемом пропластке). Это вполне объяснимо плохой “осушкой” коллектора в низкопроницаемом слое. Интенсивное повторное накопление ретроградного конденсата в низкопроницаемой части коллектора приводит к увеличению фильтрационного сопротивления по скважине. Во втором из рассматриваемых примеров (с соотношением проницаемостей пропластков 15:1) продуктивность скважины достаточно значительно уменьшается уже к концу первого месяца эксплуатации (при поддержании на забое скважины депрессии 1,5 МПа). В течение этого времени коэффициент фильтрационного сопротивления изменяется от 3 до 4,7 МПа²·сут/тыс. м³ (рис. 5.40, б). Тем не менее после этого еще в течение 2 мес продуктивность скважины в 1,2–1,3 раза превосходила исходную до обработки.

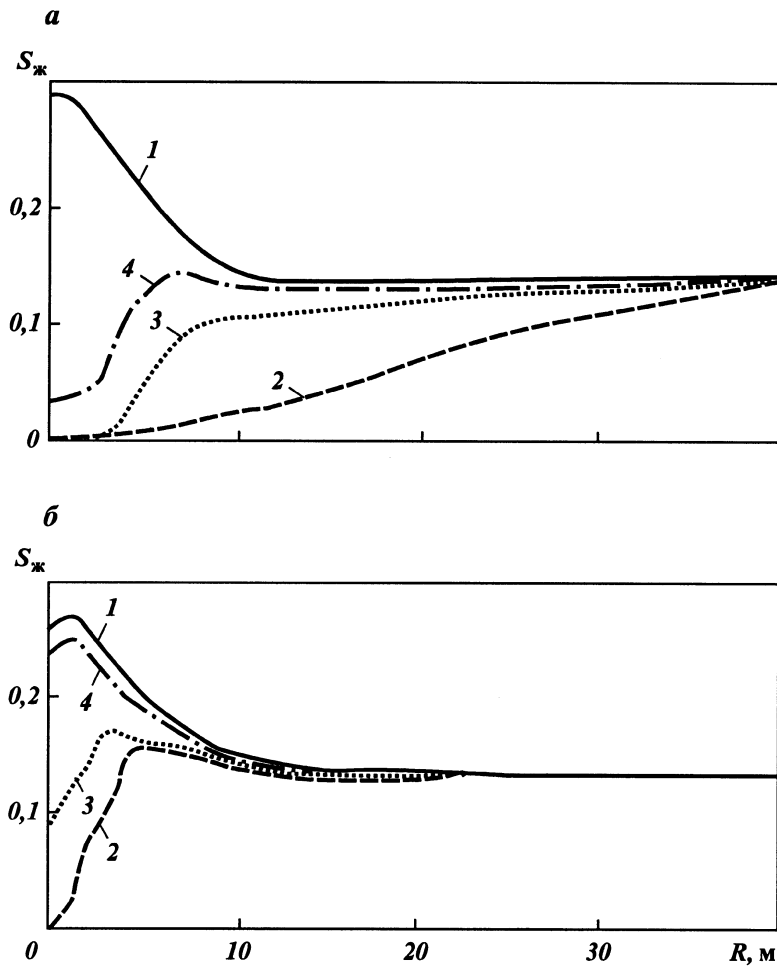


Рис. 5.39. Кривые распределения насыщенности в прискважинной зоне слоистого пласта при значительном соотношении проницаемостей пропластков:
a, б – проницаемость пропластков соответственно 0,150 и 0,010 мкм²; 1 – до обработки; 2 – после обработки; 3 – через 1 мес; 4 – через 4 мес

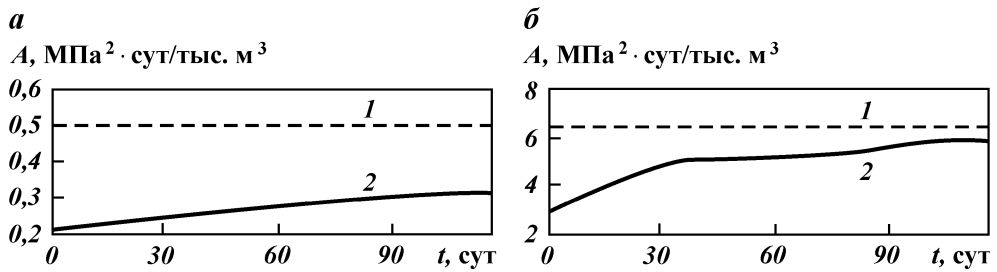


Рис. 5.40. График изменения во времени коэффициента фильтрационного сопротивления *A* после обработки скважины.
 Соотношение проницаемостей пропластков: *a* – небольшое, *б* – значительное; 1 – до обработки; 2 – после обработки

5.2.3

ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ ОБРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ГАЗОМ

Обработка призабойной зоны скважин газовыми агентами уже достаточно хорошо апробирована как метод повышения продуктивности газоконденсатных скважин на ряде месторождений. Наиболее широко промышленные эксперименты по обработке призабойных зон скважин сухим углеводородным газом проводились на Западно-Соплесском ГКМ (Республика Коми). Повышение продуктивности газоконденсатных скважин углеводородными газами (двуокисью углерода) осуществлялось на Тимофеевском ГКМ (Украина).

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН УГЛЕВОДОРОДНЫМ ГАЗОМ

Работы по интенсификации притока газа и конденсата по скважинам Западно-Соплесского ГКМ выполнялись группой специалистов предприятия “Севергазпром” ОАО “Газпром”, СеверНИПИгаза и ВНИИГАЗа в рамках специально разработанной программы.

Западно-Соплесское ГКМ имеет сложное геологическое строение и включает зоны с различным начальным фазовым состоянием углеводородных флюидов. Как уже указывалось выше, достаточно эффективным воздействие газом может оказаться для скважин, расположенных в “чисто” газоконденсатной зоне. Тем не менее для окончательного подтверждения выводов о возможностях данного метода воздействия опытно-промышленные работы производились и на скважинах, находящихся в газожидкостных зонах этого месторождения. Предварительно по каждой скважине (из рекомендуемых для обработки) производился анализ ее текущего состояния. На основе этого анализа выбирались скважины, наиболее пригодные для воздействия. Затем по ним выполнялись расчеты с использованием математической модели многокомпонентной фильтрации газоконденсатной смеси в пористом коллекторе. В расчетах использовались исходные данные по основным фильтрационно-емкостным характеристикам пластов в районе скважин. Эти данные уточнялись и корректировались путем ретроспективных расчетов параметров предшествующего периода эксплуатации скважин. Непосредственно перед обработкой по большинству скважин выполнялись газоконденсатные и газодинамические исследования (Н.В. Долгушин и А.В. Федосеев).

Значительное внимание уделялось анализу результатов обработки скважин углеводородными растворителями и особенно определению эффективности очистки призабойных зон скважин от ретроградного конденсата, а также изменению продуктивности скважин из-за повторного накопления конденсата. Для этого изучалась динамика коэффициентов фильтрационных сопротивлений в ходе нагнетания газа и последующей за обработкой эксплуатации скважин, а также сопоставлялись данные, полученные в ходе воздействия на скважины, с результатами ранее выполненных прогнозных расчетов. Только после выполнения всех этих исследований оценивалась эффективность обработки для каждой из рассматриваемых скважин, давались рекомендации по совершенствованию методики их обработки, а также производились коррективы регламента воздействия на призабойную зону скважин газом.

Всего на Западно-Соплесском месторождении обработаны призабойные зоны девяти скважин. Положительные результаты получены по шести скважинам.

Западно-Соплесское месторождение представляет собой газоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой. Разрабатывается месторождение с 1983 г. на режиме истощения и в настоящее время находится на завершающей стадии разработки. Продуктивные пласты месторождения сложены плотными песчаниками с прослоями алевролитов. Средняя глубина залегания пластов залежи составляет 4200–4300 м. Проницаемость коллекторов изменяется в пределах от $5 \cdot 10^{-15}$ до $100 \cdot 10^{-15}$ м² при пористости от 6 до 17 %. Начальное пластовое давление составляло около 35 МПа, текущее в газоконденсатной части залежи – от 10 до 15 МПа. В ходе разработки залежи практически по всем эксплуатационным скважинам наблюдалось накопление ретроградного конденсата в призабойной зоне пласта (отмечалось по данным гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин) и в стволах скважин (по данным замера распределения давления по стволам скважин). В ходе эксплуатации залежи дебиты скважин уменьшились в среднем в 10–50 раз. Первоначальные дебиты скважин составляли от 300 до 600 тыс. м³/сут. В настоящее время из 27 скважин на залежи самостоятельно работают только шесть. При этом дебиты скважин составляют от 20 до 100 тыс. м³/сут. Отдельные скважины эксплуатируются на газлифте.

Широкомасштабные работы по интенсификации притока газа на скважинах Западно-Соплесского месторождения с помощью углеводородных растворителей ведутся с начала 90-х годов. Приведем в качестве примеров результаты обработки двух скважин.

Скважина 17 находится в сводовой части залежи, для которой характерны повышенные эффективные толщины продуктивных пластов и улучшенные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Продуктивная толща залежи в районе скважины относится к II и III циклопачкам (средний и верхний пласты) старооскольского горизонта.

Скважина была введена в эксплуатацию 18.01.85. После непродолжительного увеличения продуктивности скважины в первый год эксплуатации (связанного с очисткой призабойной зоны) в процессе дальнейшей ее работы отмечалось снижение продуктивности, связанное с развитием в зоне дренирования двухфазной фильтрации. Анализ результатов опробований, проведенных в ходе эксплуатации скважины, показал, что начиная с 1988–1989 гг. в ее стволе присутствовала углеводородная жидкость как в статических, так и в динамических условиях. Наряду с накоплением углеводородной жидкости на забое скважины, по ней отмечался также вынос конденсатогенной воды. Изменение продуктивности скважины в ходе ее эксплуатации достаточно хорошо прослеживается в динамике коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Начиная с июля 1985 г. проявлялась тенденция к увеличению коэффициента фильтрационного сопротивления A . Особенно значительное уменьшение продуктивности скважины произошло к 1992–1993 гг. Проведенные 11.04.92–17.04.92 замеры эксплуатационной характеристики скважины показали, что коэффициент продуктивности скважины по газу составил около 0,12 тыс. м³/(сут·МПа), а по стабильной углеводородной жидкости – 0,12 т/(сут·МПа). Значительное уменьшение продуктивности скважины связано с процессом накопления ретроградного конденсата как в призабойной зоне скважины, так и в ее стволе. Ухудшению условий выноса жидкости из скважины в значительной мере способствовало снижение деби-

та газа вследствие накопления конденсата в призабойной зоне скважины, а также уменьшение пластового давления.

В 1993 г. были проведены промысловые испытания по повышению производительности скв. 17. Воздействие осуществлялось путем последовательной закачки в нее легкого конденсата и сухого газа. При обработке скважины было закачено 210 м³ “легкого” стабильного конденсата и 264 тыс. м³ сухого газа для его продавки. Эффекта от обработки скважины не получено.

До начала обработки скважина относилась к группе низкодебитных скважин. Определенные осложнения в эксплуатации скважины связаны также с тем, что в ходе проведения исследований в скважине были оставлены глубинный прибор и 200 м проволоки. Выполненные в 1995 г. исследования показали, что обработка скважины сухим газом может оказаться достаточно эффективной.

Обработка призабойной зоны скважины была проведена в период с 05.02.96 по 15.02.96. До обработки и после обработки скважины выполнялись промысловые исследования по определению основных параметров эксплуатации скважины и ее продуктивной характеристики. В ходе обработки скважины в нее было закачено 618 тыс. м³ газа со средним суточным расходом от 59 до 67 тыс. м³/сут и устьевым давлением от 8,46 до 9,1 МПа. После обработки скважина выдерживалась около недели и была пущена в эксплуатацию 24.02.96. С 24.02.96 по 27.02.96 она работала самостоятельно с дебитом газа 43–55 тыс. м³/сут, а затем до 01.03.96 простаивала по техническим причинам. После повторного пуска скважины в эксплуатацию ее дебит составлял в среднем от 53 до 74 тыс. м³/сут. Скважина эксплуатировалась до 13.03.96 с перерывом по техническим причинам с 04.03.96 по 06.03.96. Затем на ней был поджат штуцер, и скважина перешла на режимы со средним дебитом около 50 тыс. м³/сут. В последующем дебит скважины уменьшился до дебитов от 40 до 45 тыс. м³/сут, но скважина работала самостоятельно до 20.03.96. Проведенные 20.03.96 на газлифтной эксплуатации исследования выявили неплохую продуктивную характеристику скважины.

Эффективность обработки скважины сухим газом оценивалась по коэффициентам фильтрационного сопротивления A и B . В ходе наблюдения за процессом обработки скважин эти коэффициенты определялись с некоторыми допущениями, а именно по формулам, учитывающим только фильтрацию газа. При этом не учитывалось происходящее вместе с фильтрацией газа движение жидкости. Однако, как показали исследования, при обработке скважины сухим газом основное удаление жидкости из ее призабойной зоны происходит за счет испарения промежуточных и тяжелых углеводородных компонентов из жидкой фазы в газовую и переноса их этой фазой. Таким образом, двухфазная фильтрация при обработке, если и происходит, то очень непродолжительное время и в очень малом объеме. Более существенно то ограничение, что этот коэффициент отражает усредненные характеристики призабойной зоны. Тем не менее его можно использовать для оценки изменения фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины.

На рис. 5.41, *a* представлена зависимость коэффициента фильтрационного сопротивления A от объема закачанного в скважину газа. Как видно из этого рисунка, коэффициент фильтрационного сопротивления A в ходе нагнетания газа изменялся от 0,68 МПа²·сут/тыс. м³ в момент начала обработки скважин до 0,34 МПа²·сут/тыс. м³ на момент закачки 600 тыс. м³ газа. Особенно значительное изменение коэффициента фильтрационного сопротивления отмечалось в интервале нагнетания газа до 400 тыс. м³. Именно в

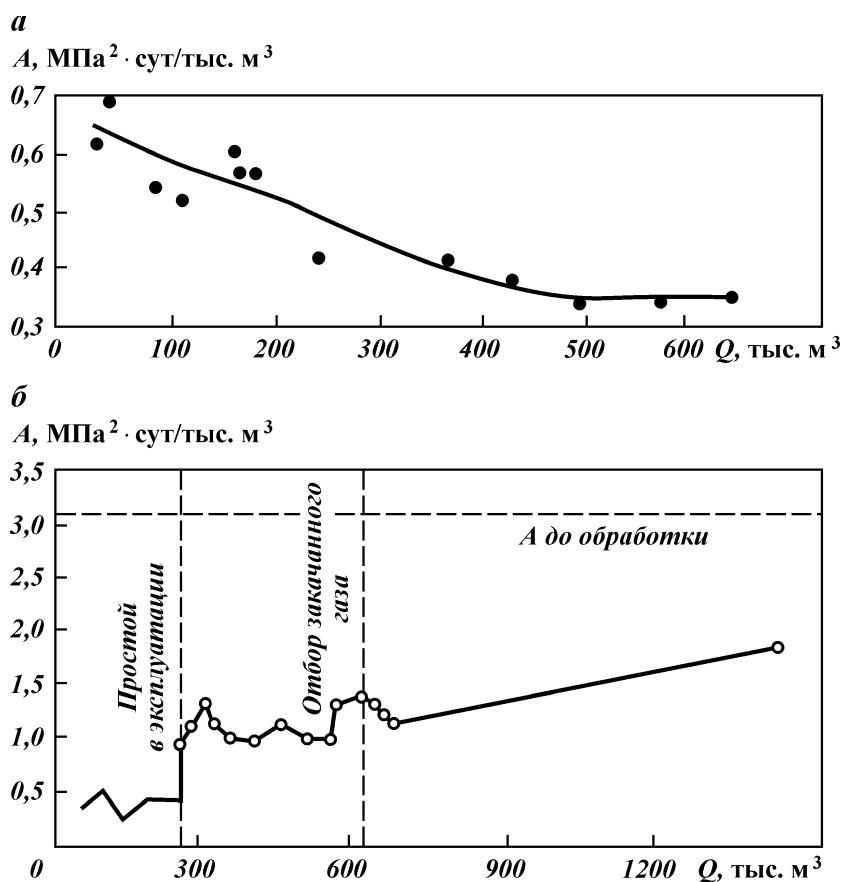


Рис. 5.41. Зависимость коэффициента фильтрационного сопротивления A от объема газа для скв. 17 Западно-Соплесского НГКМ: *a* – от объема сухого газа, закачанного при обработке скважины; *б* – от объема отобранного из скважины газа после ее обработки

этот момент происходила наиболее значительная очистка призабойной зоны скважины от ретроградной жидкости. После пуска скважины в эксплуатацию вслед за ее обработкой отмечался рост фильтрационного сопротивления. Зависимость коэффициента фильтрационного сопротивления A от объема отбираемого из скважины газа показана на рис. 5.41, *б*.

Анализ представленных на рис. 5.41 данных показывает, что обработка призабойной зоны скважины позволила существенно увеличить продуктивность скважины. Например, после отбора из пласта всего нагнетаемого в ходе обработки газа коэффициент фильтрационного сопротивления был более чем в 2 раза меньше, чем до обработки, а к моменту отбора из скважины дополнительно почти 1 млн. м³ газа коэффициент фильтрационного сопротивления все еще в 1,4 раза был меньше, чем до обработки скважины. Следует обратить внимание на то, что простой в эксплуатации скважины после обработки (в момент отбора из скважины около 300 тыс. м³) привел к резкому возрастанию коэффициента фильтрационного сопротивления.

Таким образом, анализ результатов воздействия на скв. 17 показывает,

что обработка ее сухим газом является достаточно эффективным процессом и скважина может устойчиво эксплуатироваться после обработки на газлифте.

Скважина 95 Западно-Соплесского ГКМ расположена на севере присводовой части залежи. Скважина закончена бурением в 1985 г. Глубина забоя скважины 4274 м. Первоначально скважина была вскрыта в интервале 4250–4046 м. В процессе текущих ремонтных работ проведена повторная перфорация эксплуатационной колонны в интервалах: 4190–4160, 4150–4126, 4117–4070 и 4010–4000 м. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину 4136 м и зацементирована от глубины 4048 м до устья. Низ эксплуатационной колонны от глубины 4048 до 4136 м оборудован фильтром. Лифтовые трубы диаметром 88,9 мм с воронкой на башмаке спущены на глубину 4033,5 м.

Продуктивная толща залежи в районе скважины относится ко II и III циклопачкам (средний и верхний пласты) старооскольского горизонта. Коллектор II циклопачки относится к среднепроницаемым. Параметры kh (произведение проницаемости и толщины пласта) и mh (произведение пористости и толщины пласта) равны 94,5 мкм²·м и 0,74 м. Верхний пласт старооскольского горизонта (III циклопачка) относится к среднепроницаемым коллекторам. Параметры kh и mh составляют соответственно 289 мкм²·м и 1,17 м.

Первоначальный дебит скважины составил 100 тыс. м³/сут, а затем повысился до 300 тыс. м³/сут (декабрь 1986 г.). В ходе проведенных в 1985–1986 гг. гидродинамических исследований было установлено, что усредненный по пластам коэффициент фильтрационных сопротивлений A составлял 1,48 и 4,23 МПа²·сут/тыс. м³, а коэффициент фильтрационного сопротивления B равнялся соответственно 0,00021 МПа²·сут/(тыс. м³/сут)² и 0. В феврале 1986 г. были проведены исследования по оценке продуктивности скважины при работе через УКПГ. Они подтвердили, что с марта 1985 г. по февраль 1986 г. эксплуатационная характеристика скважины улучшилась. В последующем дебит скважины начал снижаться. В 1987 г. он понизился до 200 тыс. м³/сут, а в первой половине 1988 г. – до 150 тыс. м³/сут. К декабрю 1988 г. он уже составлял 60 тыс. м³/сут.

По результатам замеров давления по стволу скважины (ноябрь – декабрь 1988 г.) было установлено, что ствол скважины заполнен жидкостью, уровень которой отбивался на глубине 2400–2300 м. Результаты этих наблюдений трактовались как поступление в ствол скважины из пласта жидкого флюида.

Появление пластовой жидкой фазы в продукции скважины привело к резкому снижению дебита скважины по газу. В течение первой половины 1989 г. дебит скважины понизился до 20 тыс. м³/сут. В июле 1989 г. скважину перевели на газлифтный способ эксплуатации с подачей неотсепарированного газа высокого давления в затрубное пространство. Перевод скважины на газлифтный режим не привел к значительному увеличению притока пластового флюида, и в декабре 1993 г. эксплуатацию скважины прекратили.

В мае 1993 г. была предпринята попытка восстановить производительность скважины путем обработки ее призабойной зоны ШФЛУ. До проведения промысловых испытаний по воздействию на призабойную зону скважины закачкой ШФЛУ были проведены испытания скважины на факел при эксплуатации ее на газлифте. Эксплуатация скважины характеризовалась следующими параметрами: давлением буферным, затрубным и забойным –

$p_{\text{буф}} = 1,24$ МПа; $p_{\text{зт}} = 2,5$ МПа; $p_{\text{заб}} = 3,03$ МПа; дебитами газа высокого давления, пластового газа и конденсата – $Q_{\text{гвд}} = 78$ тыс. м³/сут; $Q_{\text{г}} = 3$ тыс. м³/сут; $Q_{\text{к}} = 0,4$ м³/сут. В процессе обработки скважины было закачано 213 м³ ШФЛУ с продавкой его пластовым газом в объеме 350 тыс. м³. После выдержки скважины в течение 30 сут скважина отработывалась на факел при следующих параметрах: $p_{\text{буф}} = 2,11$ МПа; $p_{\text{зт}} = 2,84$ МПа; $Q_{\text{гвд}} = 66$ тыс. м³/сут; $Q_{\text{г}} = 9,3$ тыс. м³/сут; $Q_{\text{к}} = 1$ м³/сут. Ощутимого эффекта от обработки скважины ШФЛУ не отмечалось, что объяснялось продавкой жидкого растворителя пластовым газом. Это вызвало скопление газового конденсата в призабойной зоне скважины.

По результатам проведенных по скважине в 1987–1990 гг. геофизических исследований были уточнены некоторые основные параметры пластов, вскрытых скважиной. Согласно данным исследований 1989 г., общая эффективная толщина пластов, вскрытых скважиной, составляет 19 м. В то же время проведенные в 1992 г. исследования показали несколько меньшие значения толщины пластов: общая газоотдающая толщина пластов 12 м. Газоотдающие интервалы были определены как 4074–4068, 4061–4058 и 4051–4048 м. Пористость пластов в последнем из интервалов составляла 6,2 %.

Обработка скважины сухим газом проводилась в декабре 1994 г. Непосредственно перед обработкой по скважине производились газоконденсатные исследования. Исследования характеристики добываемых пластовых флюидов до проведения обработки скважины осуществлялись на одном стационарном режиме газлифтной эксплуатации скважины (Н.В. Долгушин и А.В. Федосеев). В процессе исследований выполнялись следующие виды работ: 1) замер пластового давления; 2) освоение скважины; 3) газоконденсатные исследования скважины на одном режиме.

В результате исследований было установлено, что до обработки скважины ниже глубины 3500 м лифтовая колонна заполнена жидкостью. Дебит газа сепарации продукции пласта очень низкий (3,2 тыс. м³/сут). Дебит сырой жидкой углеводородной фазы в процессе исследований оставался практически неизменным (0,4 м³/сут). По фракционному составу и свойствам продукции скважины был сделан вывод о том, что в скважину не поступали жидкие пластовые флюиды.

После подготовки скважины к обработке в нее закачали 561 тыс. м³ сухого газа. Обработка проводилась с 09.12.94 по 19.12.94. Среднесуточный темп закачки составлял 56 тыс. м³/сут. Давление на буфере изменялось от 14,5 до 10,78 МПа, а репрессия – от 6,87 до 1,66 МПа. Для стабилизации давления скважину закрыли на 19 дн.

В эксплуатацию скважина была пущена 07.01.95 по замерной нитке УКПГ. В период с 07.01.95 по 22.01.95 скважина работала самостоятельно, а с 23.01.95 – по схеме газлифтной эксплуатации с подачей газа по метанолюпроводу в затрубное пространство. К основным характерным особенностям эксплуатации скважины можно отнести следующие. В первые два дня после обработки скважины она работала с дебитами газа сепарации 62–66 тыс. м³/сут. После того, как 08.01.95 скважину “поджали” штуцером, дебит скважины стал около 50 тыс. м³/сут. Заметное снижение дебита газа сепарации с 51 до 37 тыс. м³/сут произошло 12.01.95–13.01.95. В этот момент скважину вновь “разжали”, что вызвало увеличение дебита газа до 61 тыс. м³/сут. Изменение дебита сопровождалось соответствующим изменением устьевых давлений. Повторное интенсивное снижение дебита газа происходило в течение 16.01.95 – с 56 до 46 тыс. м³/сут и 17.01.95 – до 32 тыс. м³/сут.

С 19.01.95 по 23.01.95 по организационным причинам скважина работала на блок низкодебитных скважин. В этот период времени по скважине производились контрольные часовые замеры. Учитывая снижение дебита газа сепарации до низких значений (с точки зрения устойчивого выноса жидкости) – 20 тыс. м³/сут, скважину с 23.01.95 перевели на газлифтную эксплуатацию. Газлифт осуществлялся с подачей газа в затрубное пространство. Скважину удалось освоить 24.01.95, а с 26.01.95 по 01.02.95 скважина устойчиво работала на газлифте с дебитами газа сепарации 27–34 тыс. м³/сут. Затем ее остановили на один день по техническим причинам, после чего в течение трех дней (02.02.95–05.02.95) она работала без газлифта со снижающимся дебитом от 24 до 19 тыс. м³/сут. После этого скважина была переведена на блок низкодебитных скважин без подачи газа высокого давления (ГВД).

Контрольные замеры при эксплуатации скважины газлифтом были проведены 23.02.95–25.02.95. Скважина работала устойчиво с дебитами 26–32 тыс. м³/сут. Выполненные в марте 1995 г. повторные контрольные замеры технического режима скважины и геофизические исследования выявили нарушения герметичности НКТ на глубине 200 м. Скважина была остановлена для проведения ремонтных работ.

Достаточно эффективное удаление жидкости из призабойной зоны скважины подтверждалось уменьшением репрессии в ходе нагнетания газа при практически постоянном расходе газа. Улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта при нагнетании отражалось в динамике коэффициента фильтрационного сопротивления A . На рис. 5.42, *a* представлена зависимость коэффициента фильтрационного сопротивления A от объема нагнетаемого в ходе обработки сухого газа. Как видно из этого рисунка, после закачки в пласт 561 тыс. м³ газа коэффициент фильтрационного сопротивления уменьшился в 3,2 раза, и особенно значительное уменьшение его наблюдалось в первый момент после нагнетания 100–200 тыс. м³. После пуска скважины в эксплуатацию отмечалось некоторое увеличение коэффициента фильтрационного сопротивления A , особенно значительное $A = 2,2$ МПа²·сут/(тыс. м³/сут) в момент отбора из скважины газа в объеме, равном объему закачанного газа. Как показали результаты газоконденсатных исследований скважины, в этот же момент отмечался подход к скважине смеси, состоящей из пластового газа и закачанного сухого газа, также содержащей примесь более тяжелых компонентов (ранее содержащихся в ретроградной жидкости). При дальнейшем отборе из скважины газа коэффициент фильтрационного сопротивления A стабилизировался на значениях около 2,0 МПа²·сут/(тыс. м³/сут), что в 1,7 раза меньше, чем начальное (до обработки скважины) значение коэффициента A (рис. 5.42, *б*). Это вполне объясняется перераспределением насыщенности коллектора в прискважинной зоне пласта ретроградным конденсатом.

Дополнительную информацию об эффективности воздействия на призабойную зону скважины позволяет получить комплекс исследований, выполненных в ходе отработки скважины сотрудниками Вуктыльского ГПУ и СеверНИПИГАЗа. Он включал: контроль за параметрами работы скважины, замеры забойного давления, отбор проб сырого конденсата и газа сепарации с целью определения состава добываемой продукции, периодический отбор проб выветренного конденсата, воды и газа сепарации с целью контроля изменения их состава и свойств. Исследования проводились по схеме одноступенчатой сепарации через исследовательскую линию УКПГ. Кроме того,

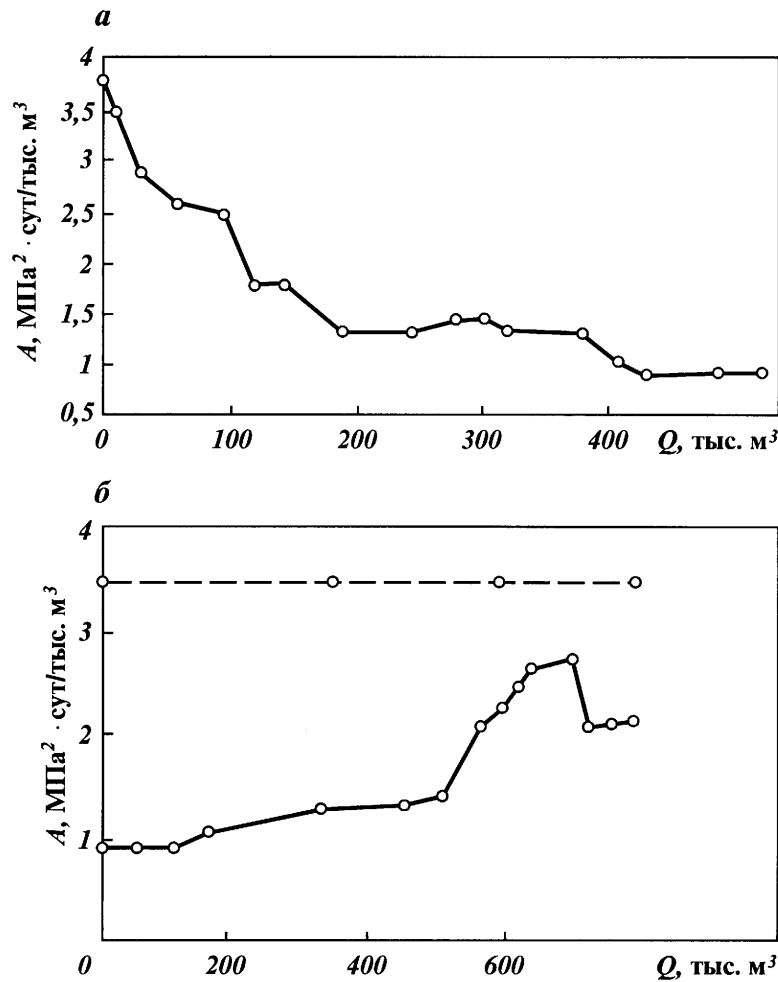


Рис. 5.42. Зависимость коэффициента фильтрационного сопротивления A от объема газа для скв. 95 Западно-Соплесского НКМ: a – от объема сухого газа, закачанного при обработке скважины; b – от объема отобранного из скважины газа после ее обработки; штриховая линия – значение коэффициента до обработки

проведено четыре полных комплекса газоконденсатных исследований с целью определения состава добываемой продукции пласта. Периодически отбирались также пробы воды, выветренного конденсата и газа сепарации. По результатам исследований изменения состава продукции скважины, физико-химических свойств и фракционного состава стабильного конденсата сделаны следующие выводы.

1. Добываемая после обработки скважины продукция представляла собой смесь пластового и тюменского газа (использованного для воздействия). Доля тюменского газа по мере отработки скважины уменьшалась.

2. Содержание конденсата в продукции скважины по мере отбора газа постепенно увеличивалось. При этом в последний день исследований

(24.02.95) текущее содержание конденсата ($69,6 \text{ г/м}^3$) приближалось к прогнозируемому его значению для скважин “сухого” поля (73 г/м^3).

3. В продукции скважины отсутствовали жидкие пластовые углеводороды (ретроградный конденсат или нефть).

4. На основе проведенного комплекса ГКИ отмечалось также существенное увеличение дебита газа сепарации (от 3 до 26 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$) при практически одинаковой депрессии, а также существенное увеличение притока к скважине пластового газа и вместе с ним конденсата пластового газа.

ОБРАБОТКА СКВАЖИНЫ № 32 ЗАПАДНЫЙ СОПЛЕССК

Скв. 25 Западно-Соплесского НГКМ расположена в сводовой части залежи. В скважине вскрыты два (верхний и средний) пласта старооскольского горизонта. В районе скважины по II циклопачке (средний пласт) отмечаются высокопроницаемые коллекторы с некоторым их обособлением. Параметры kh и mh по пласту составляют соответственно $3168 \text{ мкм}^2\cdot\text{м}$ и $2,35 \text{ м}$. Верхний пласт (III циклопачка) в районе скважины характеризуется низкими фильтрационными свойствами. Параметры kh и mh равняются $51,3 \text{ мкм}^2\cdot\text{м}$ и $1,05 \text{ м}$.

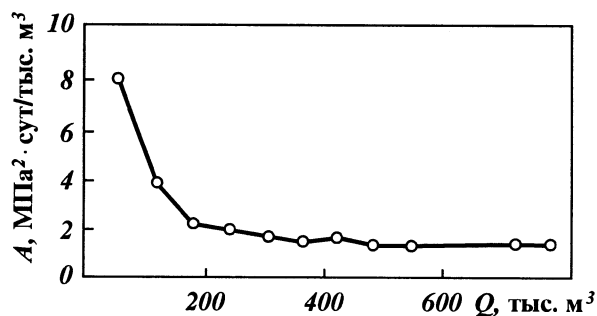
Скважина была введена в эксплуатацию 14.04.88. Продуктивность скважины и ее дебит значительно снизились в ходе ее эксплуатации, что объяснялось развитием в призабойной зоне скважины двухфазной фильтрации газа и жидкости. В качестве данных, характеризующих продуктивность скважины, могут быть представлены результаты исследований продуктивности на продуктивность, выполненных 17.04.92–22.04.92. Коэффициент продуктивности скважины по газу в этот период ее эксплуатации составлял $0,22 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}\cdot\text{МПа}$. Коэффициент продуктивности скважины по жидкости при этом равнялся $0,22 \text{ т/сут}\cdot\text{МПа}$. Дополнительные осложнения в эксплуатации скважины были вызваны также смятием эксплуатационной колонны.

Как и по многим скважинам залежи, значительное снижение дебита скважины отмечалось начиная с 1991–1993 гг., в результате чего резко ухудшились условия выноса жидкости с забоя и она перестала работать самостоятельно.

Опытно-производственные работы по обработке призабойной зоны скважины проводили с 09.06.96 по 21.06.96. Среднесуточный дебит закачки составил $65 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ при изменении давления на буфере от $16,8$ до $10,5 \text{ МПа}$. Репрессия на пласт снизилась с $12,01$ до $3,32 \text{ МПа}$. Уменьшение репрессии на пласт в ходе процесса нагнетания газа, при практически постоянных расходах, наглядно подтверждает достаточно эффективное удаление жидкости из призабойной зоны скважины. Коэффициент фильтрационного сопротивления A в ходе обработки скважины уменьшился в $2,5$ раза, причем наиболее интенсивное его изменение отмечалось при суммарных объемах закачки газа до 150 тыс. м^3 (рис. 5.43). Всего закачали в пласт $773,1 \text{ тыс. м}^3$. Для стабилизации давления и температуры, а также для обеспечения более полного процесса частичного испарения в закачанный газ промежуточных и тяжелых компонентов из пластовой жидкости скважину закрыли на 13 дней.

Скважину пустили в работу 04.07.96 по замерной нитке УКПГ с целью определить эффективность обработки призабойной зоны “сухим” тюменским газом. В процессе исследований выполнены следующие виды работ: контроль за параметрами работы скважины; отбор проб поступающей жидкости

Рис. 5.43. Зависимость коэффициента фильтрационного сопротивления A скв. 95 Западно-Соп-лесского НГКМ от объема закачанного газа



для определения ее состава и свойств; контрольные замеры дебитов добываемого газа и конденсата. Исследования проводились по схеме одноступенчатой сепарации

через исследовательскую ли-нию УКПГ. Дебит газа сепарации определяли методом переменного перепада давления на замерном узле, расположенном после сепаратора 1-й ступени с диафрагмой диаметром 50,17 мм (внутренний диаметр трубопровода 131 мм). Дебит жидких флюидов определяли по времени их накопления в фиксированном объеме сепаратора и атмосферной замерной емкости объемом 7 м³.

В период с 04.07.96 по 09.07.96 после пуска скважина работала самостоятельно с постепенным снижением дебита газа от 34 до 27 тыс. м³/сут, дебитом конденсата около 0,75 тыс. м³/сут по замерной линии УКПГ. Из-за аварии на газопроводе 09.07.96 скважина была остановлена. После повторного пуска скважины в работу, в период исследований с 16.07.96 по 22.07.96, дебит ее оставался на прежнем (до остановки) уровне. Дебит конденсата возрос до 2,8 м³/сут, по-видимому, из-за поступления его в жидком виде в призабойную зону пласта во время простоя скважины с 09.07.96 по 16.07.96. На основании результатов исследований (проведенных 17.07.96) фракционного состава добываемого конденсата специалисты Север-НИПИгаза сделали вывод о появлении жидких пластовых флюидов в продукции пласта и приближении их по составу к фоновому. По сравнению с исследованиями 07.07.96–08.07.96 отмечалось увеличение температуры конца кипения и выкипания 90 % фракций стабильного конденсата. Цвет конденсата стал темнее. Дополнительным доказательством очистки призабойной зоны пласта за счет обработки ее “сухим” газом может явиться присутствие в составе продукции скважины фильтрата бурового раствора.

Из предварительных результатов исследований можно видеть, что обработка сухим газом призабойной зоны скважины привела к увеличению продуктивности скважины как по газу, так и по конденсату за счет снижения коэффициентов фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта и увеличения относительной проницаемости по газу. Дебит газа сепарации в результате обработки увеличился с 2 до 26 тыс. м³/сут. Дальнейшую эксплуатацию скважины рекомендовали осуществлять с периодическими обработками ее призабойной зоны сухим газом.

ОБРАБОТКА СКВАЖИНЫ ТИМОФЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДИОКСИДОМ УГЛЕРОДА

Опытно-промысловые работы по восстановлению продуктивности газоконденсатных скважин диоксидом углерода проводились на одной из скважин Тимофеевского месторождения (Украина) в 1987 г. Достаточно подробно этот процесс описан в работе Р.М. Тер-Саркисова, М.А. Пешкина и

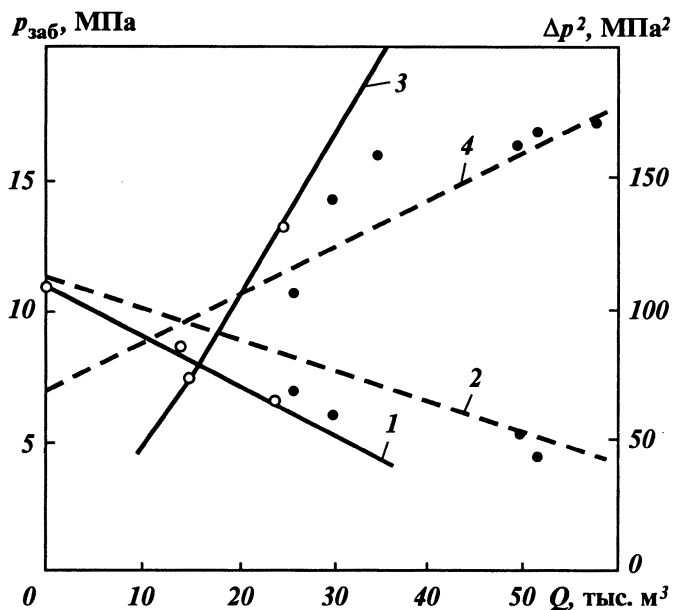


Рис. 5.44. Индикаторные линии, снятые на скв. 1 Тимофеевского месторождения до и после обработки ее диоксидом углерода. Забойное давление: 1 — до закачки, 2 — после закачки Δp^2 , 3 — до закачки, 4 — после закачки

Е.С. Бикмана [6]. Одной из особенностей данной обработки скважины явился способ подачи диоксида углерода на забой скважины. На скважину диоксид углерода доставляли в жидком виде в изотермических цистернах и затем закачивали с помощью насоса ЦА-420 через головку фонтанной арматуры в насосно-компрессорные трубы. При движении по стволу скважины из-за повышения температуры на определенной глубине диоксид углерода переходил в газообразное состояние.

Обработка призабойной зоны диоксидом углерода позволила существенно увеличить дебит скважины. Об эффективности воздействия можно судить по индикаторным линиям, снятым по скважине до и после ее обработки (рис. 5.44). Анализ этих индикаторных линий показывает, что продуктивность скважины после обработки ее призабойной зоны увеличилась с 1,3 до 1,5 раза для различных режимов эксплуатации скважины.

5.2.4

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН СУХИМ ГАЗОМ

Эффективность проведения обработок призабойных зон скважин в значительной мере определяется точным соблюдением основных положений (правил) воздействия. Эти положения составляют технологию обработки скважин, которая, кроме общих принципов воздействия, включает в себя и ряд конкретных положений, таких как выбор скважин для обработки, объем нагнетаемых агентов, давление и темпы нагнетания, схему обвязки скважин, а также последовательность операций при обработке призабойных зон скважин.

ВЫБОР ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ОБРАБОТКИ

Выбор газоконденсатных скважин, пригодных для обработки их призабойных зон углеводородными растворителями, должен производиться в соответствии с двумя основными положениями.

1. Среднее пластовое давление в окрестностях скважины должно быть близко к давлению максимальной конденсации пластовой газоконденсатной смеси или, что еще лучше, ниже его на 25–30 %.

2. Основное ухудшение продуктивности скважины в ходе ее эксплуатации должно быть вызвано накоплением конденсата в призабойной зоне скважины.

Соблюдение первого положения при выборе скважины для обработки позволяет избежать быстрого повторного накопления конденсата у забоя скважины и обеспечить продолжительный эффект от обработки скважины. Выполнение второго положения позволяет исключить из рассмотрения те скважины, ухудшение продуктивности которых было вызвано не накоплением конденсата в призабойной зоне скважины, а чисто техническими причинами (в числе которых может оказаться ухудшение состояния внутрискважинного оборудования, загрязнение призабойных зон в результате проведения различных ремонтных работ и воздействий на пласт).

ОБЪЕМ НАГНЕТАЕМЫХ АГЕНТОВ. ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЫ НАГНЕТАНИЯ

Объем нагнетаемых углеводородных растворителей, необходимых для обработки пласта, в общем случае должен определяться расчетами. При этом учитывают необходимость оттеснения вала ретроградного конденсата за пределы призабойной зоны (зоны “динамической” конденсации), а также снижения насыщенности конденсатом пористой среды пласта до значений ниже критических (обеспечивающих его подвижность) в пределах призабойной зоны и вне ее. Такие расчеты могут проводиться на основе математического моделирования многокомпонентной фильтрации углеводородов в пористом коллекторе, например в соответствии с моделью, представленной в разд. 3.2 настоящей работы. В результате этих расчетов устанавливается также наиболее оптимальный состав углеводородных растворителей и радиус зоны обработки пласта. Объем растворителей в этом случае определяется из известного радиуса (а соответственно и объема) зоны обработки пласта.

Для приближенных расчетов необходимых объемов растворителей можно принимать радиус зоны обработки скважин около 15–20 м. Согласно данным теоретических исследований [6], нагнетание сухого газа в таких объемах обеспечивает достаточно эффективную обработку призабойной зоны пласта для различных термобарических условий начальных составов пластовой смеси. Для случая обработки призабойных зон метаном или диоксидом углерода такие объемы нагнетания газа могут оказаться даже несколько завышенными, в то время как при закачке азота они оказываются минимально необходимыми (вследствие худшей испаряющей способности азота).

Давление нагнетания и темп нагнетания сухого газа и жидких углеводородных растворителей определяются характеристиками используемого для закачки оборудования и коллекторскими свойствами пласта. При обработке скважины сухим газом они практически не зависят от термобарических условий пласта, составов пластовой смеси и нагнетаемого сухого газа

(поскольку процесс не требует поддержания условий полного смешивания пластовой системы и нагнетаемого газа). Поэтому, например, при использовании для закачки газа компрессора давление и расход могут ограничиваться предельными значениями этих параметров, предусмотренными техническими возможностями компрессора. В этом случае при обработке низкопроницаемых коллекторов возможно ограничение темпов нагнетания из-за необходимости поддержания значительных репрессий на пласт (а следовательно, и давления нагнетания, близкого к предельному давлению на выходе компрессора). При обработке высокопроницаемых пластов расход нагнетаемого газа может ограничиваться величиной максимального расхода компрессора (давление нагнетания в этом случае будет определяться “поглощающими” возможностями пласта).

В случае обработки скважины жидкими углеводородными растворителями давление нагнетания должно обеспечивать полную смешиваемость нагнетаемых рабочих агентов и пластовой смеси.

СХЕМА ОБВЯЗКИ СКВАЖИН

Обработка газоконденсатных скважин растворителями не требует внесения существенных изменений в устьевое оборудование скважин и схему обвязки скважин. Нагнетание растворителя, в зависимости от конкретных условий эксплуатации скважин и их технического состояния, может производиться как по затрубью, так и по лифтовой колонне труб. В случае обработки скважин сухим газом дополнительно к скважине подключается линия от источника газа высокого давления (компрессор, линия высоконапорного газа и т.д.).

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ ПРИ ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН

Обработка призабойных зон скважин в зависимости от условий эксплуатации скважин может включать в себя выполнение различных операций и подготовительные работы. Основной комплекс операций по обработке включает следующее.

1. Подключение к скважине источника газа высокого давления (в частности, передвижного компрессора или линии сухого газа высокого давления), а также емкости с жидкими углеводородными растворителями и нагнетающими ее агрегатами (как правило, в одной линии с источником газа высокого давления).

2. Закрытие скважины путем перекрытия ее шлейфов (порядок выполнения операций в пунктах 1 и 2 может меняться в зависимости от условий газового промысла).

3. Нагнетание требуемого объема растворителей при заданных расходах и давлениях.

4. Отключение от скважины агрегатов высокого давления и емкостей с растворителями.

5. Выдержка скважины после обработки в течение определенного времени для усиления процесса частичного испарения в нагнетаемый газ промежуточных и тяжелых компонентов из пластовой жидкости. Время останова скважины после ее обработки может составлять несколько суток и умень-

шается для скважин, нагнетание газа в которые производилось малыми темпами.

6. Пуск скважины в эксплуатацию с малыми дебитами (на уровне 30–50 % от их величины до обработки). Продолжительность периода эксплуатации скважин с такими дебитами составляет несколько суток. Тем самым обеспечивается равновесие в призабойной зоне пласта газовой и жидкой фазы и исключается образование “вала” вторичного конденсата в ней.

7. Установка рабочих дебитов, соответствующих намеченным технологическим режимам.

5.2.5

ГЛУБОКАЯ ГАЗОВАЯ РЕПРЕССИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

В качестве одного из направлений дальнейшего совершенствования обработки газоконденсатных скважин сухим газом можно рассмотреть метод глубокой газовой репрессии. Он заключается в воздействии на призабойную зону скважин закачкой сухого газа в сочетании с одним из способов интенсификации добычи, основанным на улучшении значений абсолютной проницаемости коллектора у забоя скважины. Эффективность предлагаемого метода глубокой газовой репрессии исследовали путем математического моделирования процесса эксплуатации газоконденсатной скважины при применении этого метода воздействия. Расчеты выполнялись для различных вариантов воздействия, различающихся размерами зоны повышенной проницаемости и соотношением проницаемостей коллектора в этой зоне и в пласте, объемами нагнетания сухого газа, а также значениями текущего пластового давления, при котором производится воздействие. Основные исходные данные по вариантам расчета представлены в табл. 5.3. В расчетах использовалась модельная газоконденсатная смесь № 1. Рассматривалось воздействие при давлении 20 МПа. Таким образом, выбирались условия, не совсем благоприятные для обработки газоконденсатной скважины газом, поскольку пластовое давление оказывалось довольно близким по значению к давлению максимальной конденсации газоконденсатной смеси. Объемы нагнетаемого сухого газа задавали с учетом того, что параметр $Q/(mh) = 20 \div 25$ тыс. м³/м, где Q – объем нагнетаемого газа в атмосферных условиях; m и h – пористость и толщина пласта.

В варианте 1Р рассматривалась обычная обработка призабойной зоны скважин сухим газом без осуществления мероприятий по улучшению коллекторских свойств пласта. В вариантах 2Р–5Р изучалась эффективность глубокой газовой репрессии при создании у забоя скважины зоны с повышенной проницаемостью коллектора радиусом от 3 до 15 м и соотношением проницаемостей, равным 20 (коэффициенты проницаемости коллектора у забоя скважины и в пласте 0,6 и 0,03 мкм²). Предполагалось, что мероприятия по улучшению фильтрационных характеристик коллектора в этих вариантах приводили к увеличению проницаемости коллектора по всей толщине пласта и не вызывали существенного изменения пористости коллектора в обратной зоне (коэффициент пористости коллектора задавался равным 15 % по всему пласту). Таким образом, рассматривалось воздействие, близкое к соляно-кислотной обработке призабойной зоны (в том числе и массивированной СКО в вариантах с радиусом зоны обработки 10–15 м). В вариантах 6Р–

ТАБЛИЦА 5.3

Основные исходные параметры расчета вариантов глубокой газовой репрессии

Номер варианта	Коэффициент проницаемости пласта, 10^{-15} м^2	Коэффициент проницаемости зоны (элемента) с улучшенными свойствами, 10^{-15} м^2	Коэффициент пористости пласта, %	Доля (по толщине пласта) высокопроницаемой части коллектора, %	Радиус зоны (элемента) с улучшенными свойствами, м
1P	30	30	15	100	0
2P	30	600	15	100	2,5
3P	30	600	15	100	5,0
4P	30	600	15	100	10,0
5P	30	600	15	100	15,0
6P	30	3000	15	100	2,5
7P	30	3000	15	100	5,0
8P	30	3000	15	100	10,0
9P	30	3000	15	100	15,0
10P	30	3000	15	7	2,5
11P	30	3000	15	7	5,0
12P	30	3000	15	7	10,0
13P	30	3000	15	7	15,0

9P изучались особенности глубокой газовой репрессии при осуществлении закачки газа в скважину, вокруг которой создана зона с проницаемостью коллектора в 100 раз более высокой, чем в остальной части пласта, и однородная по своим фильтрационно-емкостным свойствам.

В вариантах 10P–13P рассматривалось увеличение общей проницаемости коллектора у забоя скважины за счет создания в середине пласта тонкого высокопроницаемого элемента круглой формы конечного радиуса. Этим элементом моделировалась горизонтальная трещина разрыва или система трещин. При решении задачи конечно-разностными методами сам элемент аппроксимировался системой блоков разностной сетки размерностью $1 \times N$, где N – число блоков по длине высокопроницаемого элемента. Толщина высокопроницаемого элемента составляла 7 % от общей толщины пласта, а проницаемость – 3 мкм² при проницаемости коллектора в остальной части пласта 0,03 мкм². Простой пересчет показывает, что эти данные соответствуют, например, созданию в пласте с проницаемостью 0,03 мкм² трещины толщиной 2–5 мм с проницаемостью 600–1500 мкм².

Таким образом, расчетные варианты формировали исходя из необходимости оценки влияния на показатели глубокой газовой репрессии не только параметров зоны улучшенных фильтрационных свойств коллектора, но и характера проводимых мероприятий по интенсификации притока газа. Основные результаты расчетов по вариантам изображены на рис. 5.45–5.47. Для некоторых из вариантов расчета показаны профили насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины до и после обработки ее газом, а также динамика коэффициента продуктивности скважины (соотношение дебита скважины по газу и депрессии) после воздействия на нее.

Анализ выполненных расчетов показывает, что обработка газом скважины в однородном коллекторе (вариант 1P) при рассматриваемых условиях приводит к частичной осушке пласта в зоне радиусом 15–17 м вокруг скважины (рис. 5.45). Вследствие этого продуктивность скважины возрастает в 1,7–1,75 раза (рис. 5.46). Последующая эксплуатация скважины сопровождается повторным накоплением ретроградного конденсата у ее забоя. Тем не менее и по истечении 3 мес эксплуатации скважины продуктивность ее оста-

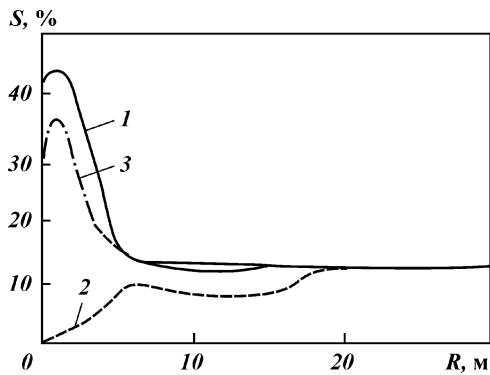


Рис. 5.45. Кривые изменения насыщенности коллектора в призабойной зоне скважины после обработки сухим газом (вариант 1Р): 1 – до обработки; 2 – после обработки; 3 – через 1 мес

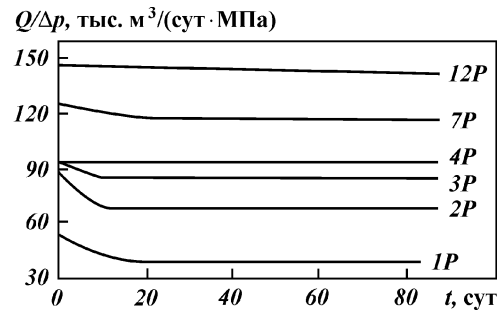


Рис. 5.46. Кривые изменения продуктивности скважины в различных вариантах воздействия на призабойную зону. Продуктивность до обработки, тыс. м³/(сут·МПа): 1Р – 27,1; 2Р – 54,2; 3Р – 68,8; 4Р – 86,3; 7Р – 84,4; 12Р – 126,2

ется на 20–25 % выше, чем до обработки. Глубокая газовая репрессия на призабойную зону оказывается при определенных условиях более эффективной, чем простая обработка скважины сухим газом. На это указывают результаты расчетов по вариантам 2Р–5Р.

Осуществление мероприятий по увеличению проницаемости коллектора у забоя скважин в варианте 2Р приводит к накоплению конденсата на границе разнопроницаемых зон пласта (от 2,5 до 3,0 м) до значений насыщенности 0,35–0,37 (рис. 5.47, а). Ближе к скважине насыщенность понижается до значений около 0,2. Некоторое отличие в характере распределения насыщенности коллектора конденсатом при относительно небольших размерах зоны повышенной проницаемости от описанных в работе [6] вариантов расчетов наблюдается из-за различия в термобарических условиях и значений соотношения проницаемости. После обработки призабойной зоны скважины сухим газом насыщенность ее конденсатом значительно уменьшается. Несколько более высокая насыщенность коллектора конденсатом отмечается на границе разнопроницаемых зон, т.е. там, где насыщенность коллектора конденсатом до обработки была наиболее высокой. В результате обработки продуктивность скважины увеличивается в 1,7–1,75 раза (см. рис. 5.46). Эксплуатация скважины после ее обработки вызывает повторное накопление конденсата у забоя скважины, но в более узкой зоне, чем до обработки скважины. Повторное накопление ретроградного конденсата уменьшает продуктивность скважины до значений, в 1,25–1,3 раза превышающих ее продуктивность до обработки. При увеличении радиуса зоны улучшенных фильтрационных свойств коллектора до 5 м (вариант 3Р) интенсивное накопление ретроградного конденсата происходит в двух областях: на границе разнопроницаемых участков коллектора – до значений 0,22–0,24 и рядом со скважиной – до 0,38–0,40 (рис. 5.47, б). Нагнетание сухого газа в скважину приводит к частичному удалению ретроградного конденсата из призабойной зоны скважины и увеличению продуктивности скважины в 1,5–1,6 раза (см. рис. 5.46). В процессе последующей эксплуатации продуктивность скважины понижается до значений, в 1,25–1,3 раза превосходящих начальное (до обработки) значения. Повторное накопление конденсата отмечается у границы

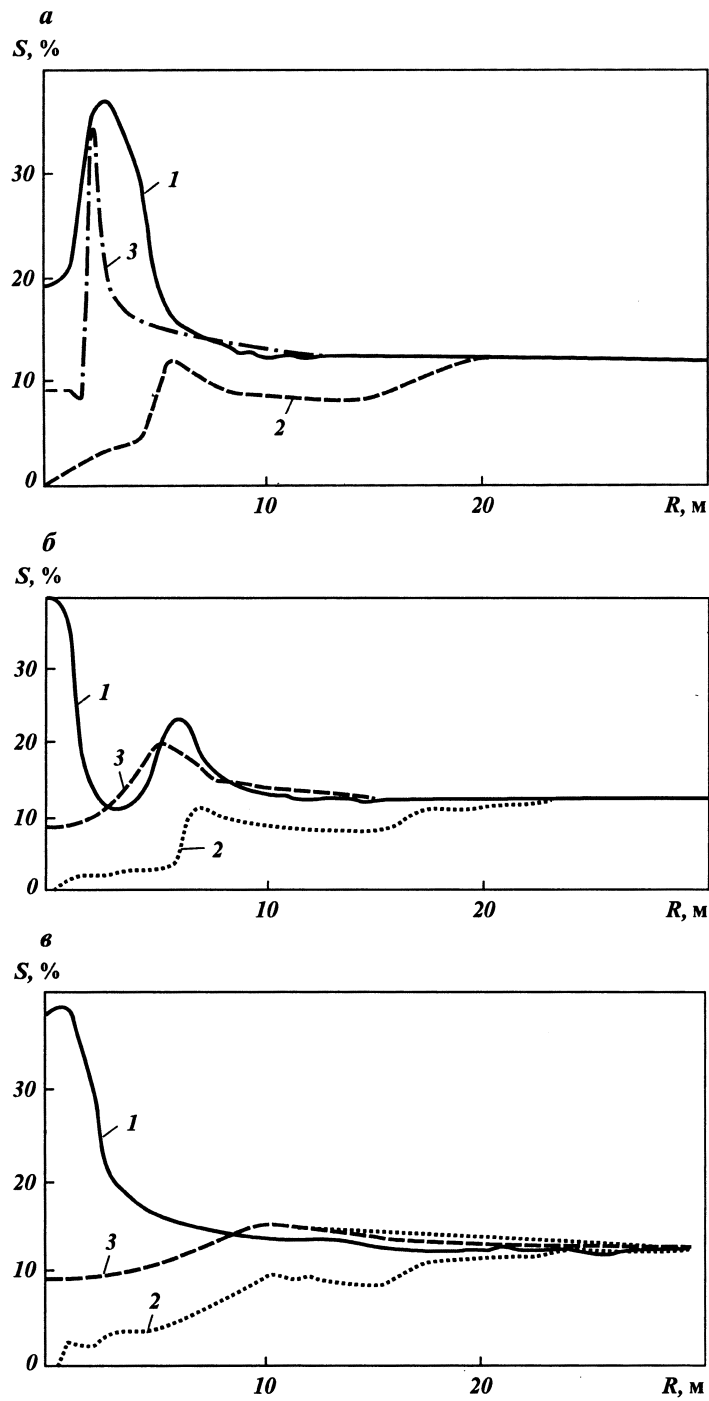
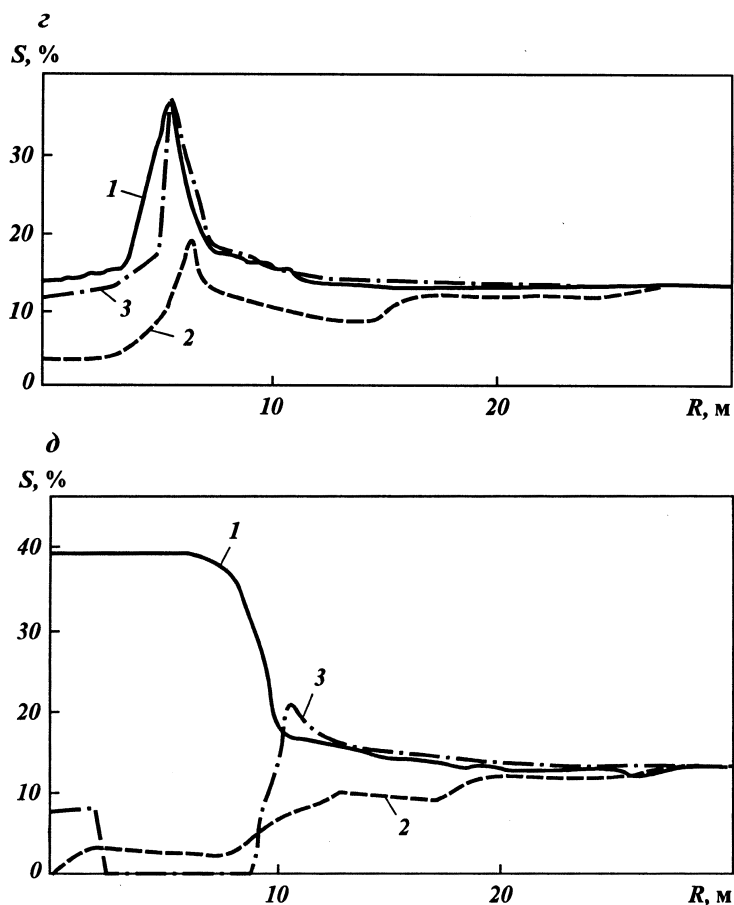


Рис. 5.47. Кривые изменение насыщенности коллектора в призабойной зоне скважины после глубокой газовой репрессии.
 Варианты: *a* – 2P, *б* – 3P, *в* – 4P, *г* – 7P, *д* – 12P; 1 – до обработки; 2 – после обработки; 3 – через 3 мес



зоны повышенной проницаемости. Дальнейшее увеличение радиуса зоны повышенной проницаемости пласта до 10–15 м вызывает повышение насыщенности коллектора жидкостью непосредственно рядом со скважиной с одновременным уменьшением ее на контакте разнопроницаемых участков пласта (рис. 5.47, *в*). Обработка призабойной зоны скважины сухим газом в этом случае позволяет увеличить продуктивность скважины в 1,5 раза. Однако после пуска скважины в эксплуатацию ее продуктивность снижается значительно медленнее, чем в вариантах 2Р и 3Р. Так, по истечении 3 мес эксплуатации продуктивность скважины превышала начальные значения в варианте 4Р в 1,3–1,4 раза. Аналогичным образом менялись параметры и при воздействии по варианту 5Р. Для обоих этих вариантов характерно некоторое повышение насыщенности коллектора жидкостью рядом со скважиной.

С увеличением проницаемости коллектора у забоя скважины процесс воздействия глубокой газовой репрессии на пласт качественно несколько изменяется. При некоторых значениях соотношения проницаемостей увеличение размеров зоны улучшенных фильтрационных свойств даже несколько снижает эффективность данного способа воздействия. Это видно из резуль-

татов расчетов глубокой репрессии по вариантам 6Р–9Р (с увеличением проницаемости у забоя скважины в 100 раз равномерно по всей толщине пласта). Накопление ретроградного конденсата в этом случае происходит в соответствии с описанной схемой.

При малых радиусах зоны повышенной проницаемости (до 6–7 м) значительное насыщение коллектора конденсатом отмечается на границе этой зоны и остального пласта. При больших радиусах (свыше 10 м) на профиле насыщенности выделяются два максимума: у забоя скважины и на границах участков с разной проницаемостью коллектора. Закачка сухого газа вызывает уменьшение насыщенности коллектора у забоя скважины. При этом во всех рассматриваемых вариантах воздействия несколько более высокое насыщение коллектора, чем по всей обработанной части пласта, отмечается в областях с повышенными до обработки значениями насыщенности. В этих же областях в последующем происходит наиболее значительное повторное накопление ретроградного конденсата при эксплуатации скважин. Так, в варианте 6Р максимальная насыщенность коллектора конденсатом (равная 0,37–0,38) до нагнетания сухого газа в скважину отмечалась на расстоянии 2,5–3 м. Нагнетание газа приводило к уменьшению конденсатонасыщенности в этой зоне до 0,13–0,15 при средней насыщенности в обработанной части пласта, изменяющейся от 0,04 до 0,08. В ходе дальнейшей эксплуатации скважины накопление ретроградной жидкости отмечалось в более узкой зоне пласта (радиусом примерно в 2 раза меньшим, чем до обработки), хотя максимальные значения насыщенности коллектора жидкостью даже несколько превышали начальные до обработки значения (на 2–3 %). Продуктивность скважины в начальный момент после ее обработки и через 3 мес эксплуатации соответственно в 1,5–1,6 и 1,25 раза превышала значения продуктивности перед закачкой газа. Аналогичная динамика изменения насыщенности призабойной зоны скважины наблюдалась в варианте 7Р. Максимальные значения насыщенности, равные 0,34–0,35, отмечались на расстоянии 5,5–6,0 м от скважины (рис. 5.47, з). После обработки сухим газом максимальная насыщенность коллектора составляла 0,17–0,18. При эксплуатации скважины насыщенность практически восстанавливалась до своих прежних (до обработки) значений. Продуктивность скважины за счет нагнетания газа увеличивалась в 1,1–1,2 раза.

Увеличение радиуса высокопроницаемой зоны до 10 м и более приводило к существенному повторному накоплению ретроградного конденсата в призабойной зоне скважины после ее обработки сухим газом. Так, в варианте 8Р максимальные значения насыщенности жидкостью до обработки скважины составляли 0,42–0,43 на забое скважины и 0,27–0,28 на расстоянии около 10 м от скважины. При нагнетании газа насыщенность жидкостью непосредственно у забоя скважины уменьшалась до значений 0,04–0,05, а на границе разнопроницаемых зон пласта – до 0,2. Последующая эксплуатация скважины сопровождалась очень быстрым повторным накоплением конденсата, и уже через неделю насыщенность достигла значений около 0,28–0,30 на забое скважины (но при значительно меньших размерах самой зоны повышенной проницаемости) и даже несколько превысила начальные значения насыщенности у границы разнопроницаемых участков пласта. В результате этого продуктивность скважины после ее обработки возросла всего лишь на 5–7 %. Во многом схожая картина изменения основных параметров глубокой газовой репрессии отмечалась в варианте 9Р. Максимальная насыщенность конденсатом пласта наблюдалась у забоя скважины (0,36–0,37) и на расстоя-

нии 15 м от скважины (0,2–0,21). Обработка скважины сухим газом уменьшила среднюю насыщенность коллектора жидкостью в обработанной зоне до 0,05–0,10 и до 0,25 на расстоянии 15 м от скважины. Повторная конденсация жидкости приводит к особенно значительному увеличению насыщенности жидкостью коллектора на контакте разнопроницаемых участков пласта (до 0,30–0,33) и на забое скважины (до 0,40). Продуктивность скважины за 2 мес уменьшилась до начальных значений.

Совершенно иной характер накопления ретроградного конденсата и удаления его из призабойной зоны газоконденсатных скважин отмечается при создании у забоя скважины тонкого высокопроницаемого элемента конечных размеров (трещина гидроразрыва, система трещин и т.д.). Это видно из профилей насыщенности жидкостью коллектора в призабойной зоне скважин для этих расчетных вариантов. Наиболее показательным в этом отношении является распределение насыщенности жидкостью по пласту вдоль радиальных линий, проходящих через середину высокопроницаемого элемента. Этот профиль насыщенности дает представление о распределении насыщенности в высокопроницаемом элементе (при расстояниях от скважины, меньших радиуса высокопроницаемого элемента) и в низкопроницаемой части призабойной зоны пласта за пределами обработанной зоны (при расстояниях, больших радиуса высокопроницаемого элемента).

В качестве примера такой профиль представлен на рис. 5.47, д для варианта 12Р. При значительных размерах высокопроницаемого элемента (свыше 10 м) максимальные значения насыщенности отмечаются в высокопроницаемом элементе пласта (в рассматриваемом варианте 12Р – до 0,39–0,40), но по мере приближения к его границам уменьшаются до значений, близких к среднепластовым. Следует указать также на неравномерное распределение насыщенности пласта по его толщине выше и ниже высокопроницаемого элемента. Насыщенность в этой области пласта оказывается несколько ниже, чем в высокопроницаемом элементе, и убывает по мере приближения к кровле и подошве пласта. Обработка призабойной зоны скважины газом приводит к осушке высокопроницаемой части пласта (до значений насыщенности жидкостью 0,03–0,04) и формированию зоны повышенной насыщенности на границе разнопроницаемых частей пласта. Особенно значительное насыщение пласта жидкостью на границе разнопроницаемых участков пласта отмечается с увеличением радиуса высокопроницаемого элемента (до 0,33–0,35 в варианте 13Р). В период эксплуатации скважины повторная конденсация ретроградной жидкости наблюдается в основном у забоя скважины. Продуктивность скважины в этих вариантах увеличивается на 10–15 % непосредственно после ее обработки, а затем постепенно снижается до значений, близких к начальным (для варианта 12Р это показано на рис. 5.46).

Несколько иная динамика профиля насыщенности отмечается при осуществлении глубокой газовой репрессии с меньшими размерами высокопроницаемых элементов у забоя скважины (до 5–7 м). До нагнетания газа в призабойную зону скважины в этом случае высокая насыщенность жидкостью (около 0,38–0,40) отмечается во всем высокопроницаемом элементе пласта. За пределами этого элемента насыщенность жидкостью вдоль радиальной координаты (с увеличением радиуса) постепенно понижается до средних по пласту значений. Нагнетание газа в призабойную зону скважины приводит к преимущественной фильтрации его по высокопроницаемому элементу и прилегающей к нему низкопроницаемой части коллектора, что вызывает сниже-

ние насыщенности жидкостью в этой зоне пласта до значений 0,04–0,09. Повторное накопление конденсата в период эксплуатации скважины несколько повышает насыщенность коллектора в обработанной зоне пласта. При этом максимальное накопление жидкости (до максимальной насыщенности около 0,24–0,25) происходит на границе высокопроницаемого элемента. Значительно меньше изменяется насыщенность при закачке газа в пласте выше и ниже высокопроницаемого элемента. Продуктивность скважины после обработки возрастает в 1,7 раза, но затем понижается до значений, в 1,4 раза превышающих начальное до обработки. Основное накопление ретроградного конденсата в варианте 11Р происходит в высокопроницаемом элементе у забоя скважины (до 0,32–0,33) и на границе этого элемента (0,37–0,38). За пределами этого элемента насыщенность жидкостью быстро снижается до средних по пласту значений. Нагнетание газа приводит к уменьшению насыщенности в высокопроницаемой части пласта до 0,03–0,04 и в низкопроницаемой части до 0,09–0,11. Последующее накопление конденсата повышает насыщенность коллектора с максимальными значениями до 0,14–0,15 – у скважины и 0,21–0,22 – на границе высокопроницаемого элемента. Продуктивность скважины после длительной ее эксплуатации устанавливалась в 1,1 раза выше, чем начальное ее значение.

Представленные результаты расчетов объясняются своеобразным характером изменения давления у забоя скважины в неоднородном пласте и распределением в нем фильтрационных потоков при смешивающейся фильтрации газов. Равномерное по толщине пласта увеличение проницаемости коллектора у забоя скважины вызывает немонокотонное увеличение насыщенности коллектора жидкостью. Нагнетание сухого газа в призабойную зону скважин приводит к испарению части высококипящих углеводородов из ретроградной жидкости в газ и переносу их этим газом в глубь пласта. Непосредственно у забоя скважины в зоне радиусом 1–3 м фильтруется газ в объеме нескольких тысяч поровых объемов этой зоны. В результате происходит достаточно полная “осушка” коллектора в этой зоне пласта даже при высоких значениях насыщенности коллектора жидкостью.

На границе разнопроницаемых участков пласта, несколько удаленных от скважины, фильтруется уже значительно меньший объем сухого газа. Поэтому насыщенность коллектора жидкостью в этой зоне пласта уменьшается уже в меньшей мере. При определенных размерах высокопроницаемой зоны пласта дальнейшее увеличение этой зоны ведет к нарастанию насыщенности жидкостью непосредственно у забоя скважины с уменьшением ее значений на границе разнопроницаемых зон пласта. Это вызывает непропорциональное увеличение продуктивности скважин с ростом радиуса зоны улучшенных фильтрационных свойств. Обработка призабойных зон скважин сухим газом позволяет удалить жидкость из призабойной зоны скважины и повысить продуктивность скважины. Повторное накопление ретроградной жидкости происходит вследствие поступления газоконденсатной смеси из области более высоких в область более низких давлений. Значительно ускоряют повторную конденсацию жидкости два фактора. Во-первых, в газовой фазе, удаленной за пределы обработанной зоны пласта, присутствует часть испаренных из жидкости высококипящих углеводородов (определенная доля испаренных углеводородов успевает конденсироваться за пределами обработанной зоны). Поступая обратно в обработанную зону пласта, они в ней частично конденсируются. Во-вторых, не удаленная из призабойной зоны жидкость является неравновесной газовой фазе, поступающей из-за пределов

обработанного участка пласта, и между ними интенсивно протекают массообменные процессы с конденсацией высококипящих углеводородов. Таким образом, повторное накопление жидкости происходит на границе разнопроницаемых участков пласта (максимальные значения насыщенности коллектора жидкостью) и в областях наибольшего изменения давления. Как уже отмечалось, при определенных значениях проницаемости и размеров зоны улучшенных фильтрационных свойств с ростом этих параметров наблюдается возрастание градиентов давления у забоя. В результате в вариантах с высокой проницаемостью коллектора у забоя скважины более интенсивно протекает повторное накопление конденсата у забоя скважины и на границе разнопроницаемых участков пласта. Это объясняет более низкую эффективность глубокой газовой репрессии при очень высоких значениях проницаемости коллектора в призабойной зоне скважин.

Несколько иная картина изменения насыщенности коллектора жидкостью возникает при нагнетании газа в сочетании с интенсификацией притока газа к скважине за счет гидроразрыва или иных методов воздействия, предполагающих неравномерное распределение проницаемости коллектора по толщине пласта. В этом случае наиболее значительное накопление ретроградной жидкости отмечается в высокопроницаемом элементе пласта (трещине разрыва, системе трещин и т.д.). Между тем продуктивность скважины определяется проводимостью как этого элемента, так и окружающих его пород (пропорционально их доле по толщине пласта). Поэтому продуктивность скважины не изменяется прямо пропорционально проводимости высокопроницаемой части коллектора, что во многом определяет эффективность глубокой газовой репрессии на призабойную зону скважин. При нагнетании газа в скважину через высокопроницаемый элемент фильтруется или основное его количество (при его значительном радиусе), или достаточно значительная часть (при малом его радиусе). За счет этого достигается значительное уменьшение насыщенности жидкостью высокопроницаемой части пласта. В зависимости от размеров высокопроницаемого элемента пласта повторное накопление ретроградного конденсата происходит или на его границе, или непосредственно рядом со скважиной. Тем не менее на изменение продуктивности скважины значительно влияет также степень изменения насыщенности пласта в низкопроницаемой части. Более эффективное удаление жидкости из низкопроницаемой части пласта происходит с уменьшением доли высокопроницаемой части пласта (т.е. с уменьшением ее размеров). В этом случае более значительно и изменение продуктивности газоконденсатной скважины.

Таким образом, представленные результаты исследований показывают, что повысить продуктивность газоконденсатных скважин можно за счет метода глубокой газовой репрессии на призабойную зону скважин. Он заключается в воздействии на призабойную зону скважин одним из методов интенсификации притока газа в сочетании с обработкой ее сухим газом. Осуществление глубокой газовой репрессии приводит к увеличению продуктивности скважины за счет снижения всех составляющих скин-эффекта, обусловленных снижением абсолютной и относительной фазовой проницаемости коллектора. Одним из преимуществ глубокой газовой репрессии является длительная (в течение 3–6 мес) эксплуатация скважины с повышенным дебитом после воздействия на нее. Наиболее предпочтительными методами улучшения фильтрационных свойств коллектора при глубокой газовой репрессии являются методы, обеспечивающие равномерное увеличение проницаемости по толщине коллектора (например, СКО).

5.3

ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ПУТЕМ ОБРАБОТКИ ИХ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН РАСТВОРИТЕЛЯМИ

Обработка призабойных зон газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями направлена на удаление ретроградного конденсата от забоя скважины в глубь пласта и улучшение условий притока к скважине газа. Для удаления ретроградного конденсата могут быть использованы различные по своему составу углеводородные смеси, находящиеся при термобарических условиях пласта в жидком состоянии. В качестве таких растворителей наиболее часто используются углеводороды C_{2-5} в чистом виде или в виде их смесей различного состава. Название “обработка призабойных зон скважин жидкими углеводородными растворителями” несколько условное, поскольку при воздействии вслед за жидкими (в пластовых условиях) растворителями в скважину закачивают сухой газ. Таким образом в призабойной зоне пласта создается оторочка из жидких углеводородов, отесняемая от скважины сухим газом.

5.3.1

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ЖИДКИМИ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ

К настоящему времени по проблеме восстановления продуктивности газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями уже выполнен значительный объем исследований как в России, так и за рубежом. На их основе разработаны основные принципы обработки призабойных зон газоконденсатных скважин и созданы соответствующие технологии повышения продуктивности скважин. Особое внимание в исследованиях процессов обработки призабойных зон скважин уделялось пластовым газоконденсатным смесям в условиях призабойной зоны пласта, влиянию на процесс обработки компонентного состава и свойств нагнетаемых углеводородных смесей, а также определению наиболее оптимальных условий для воздействия. Проблема восстановления продуктивности газоконденсатных скважин наиболее полно изучена В.Л. Вдовенко, А.И. Гриценко, Н.А. Гужовым, Е.М. Гурленовым, Б.В. Макеевым, В.А. Николаевым, В.Г. Подюком, В.В. Ремизовым, Р.М. Тер-Саркисовым, Н.Н. Трегуб, А.В. Федосеевым, А.Н. Шандрыгиным, I.M. Suciati. Результаты этих исследований позволили получить довольно полное представление о физических основах метода воздействия, а также установить характер влияния различных факторов на эффективность процесса восстановления продуктивности скважин при обработке их призабойных зон жидкими углеводородными растворителями.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ

Согласно существующим данным теоретических и экспериментальных исследований, последовательное нагнетание жидкого углеводородного агента и сухого углеводородного газа приводит к развитию процесса многоконтактного смешивающегося вытеснения газоконденсатной смеси из призабойной зоны скважины. В призабойной зоне скважины образуется оторочка углеводородной жидкости, продвигаемая в глубь пласта сухим газом. На переднем фронте оторочки происходит многоконтактное смешивающееся вытеснение ретроградного конденсата углеводородным растворителем с преобладанием процесса конденсации. В свою очередь, на заднем фронте оторочки происходит вытеснение жидкости газом в условиях смешивающегося вытеснения с преобладанием процесса испарения. За счет этого происходит полное вытеснение жидкости из призабойной зоны (как ретроградного конденсата, так и жидкого углеводородного растворителя), и насыщенность пласта жидкостью в обработанной зоне близка к нулю. На границах обработанной области образуется “вал”, состоящий из жидкого растворителя и пластовой жидкости с насыщенностью, как правило, выше критической насыщенности. В результате удаления конденсата из призабойной зоны (где создается основное газогидродинамическое сопротивление потоку) восстанавливается продуктивность газоконденсатной скважины. Одно из условий обработки скважин – сохранение подвижности газа в зоне оторочки жидких углеводородов на момент окончания обработки. Оно необходимо для обеспечения газодинамической связи между зонами за и перед оторочкой. Это означает, что газонасыщенность коллектора в области пласта, занятой оторочкой, не должна понижаться до значений ниже критических. Данное условие достаточно легко выполняется подбором соотношения объемов жидких растворителей и сухого газа.

В начальный момент, после пуска скважины в эксплуатацию, “вал” жидких углеводородов начинает перемещаться в сторону скважины. При движении он “размазывается”, а насыщенность в нем понижается до значения пороговой подвижности. С течением времени этот “вал” занимает в пласте определенное положение и остается практически неподвижным, не достигая забоя скважины.

Таковы общие представления о процессе обработки призабойных зон газоконденсатных скважин углеводородными жидкими агентами, и они подтверждены результатами многочисленных экспериментальных и теоретических работ. К настоящему времени в целом по проблеме смешивающегося вытеснения природных углеводородов углеводородными растворителями накоплен огромный объем исследований. К основополагающим в этой области могут быть отнесены работы В.Н. Николаевского, Э.Ф. Бондарева, М.И. Миркина, Г.С. Степановой; П.И. Забродина, Н.Л. Раковского, М.Д. Розенберга; М.Л. Сургучева, А.Т. Горбунова, Д.П. Забродина с соавторами; Ю.В. Желтова, В.Н. Мартоса, А.Х. Мирзаджанзаде с соавторами; R.E. Bretz, R.M. Specter, F.V.Jr. Orr; K.K. Mohanty с соавторами; F.I.Jr. Stalkup и многие другие. Также достаточно подробно изучен механизм воздействия растворителями на ретроградный конденсат (или углеводородную жидкость при малом насыщении ею пористого коллектора) в работах А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисова и О.Ф. Андреева с соавторами, а также С.Н. Бузинова, Б.В. Макеева, В.А. Николаева и Р.М. Тер-Саркисова [5, 32, 48, 52 и др.].

Условия взаимодействия ретроградного конденсата и углеводородных

растворителей в условиях призабойных зон газоконденсатных скважин существенным образом отличаются от аналогичных процессов, протекающих в остальной части пластов. Поэтому результатам экспериментальных и теоретических исследований физических основ воздействия углеводородных растворителей на ретроградный конденсат у забоя скважин необходимо уделить особое внимание.

Несмотря на значительный объем экспериментальных исследований по проблемам вытеснения газоконденсатных смесей растворителями, известны лишь отдельные работы по физическому моделированию этих процессов применительно к воздействию на призабойную зону газоконденсатных скважин. В частности, один из авторов настоящей работы совместно с Б.В. Макеевым выполнил эксперименты по определению некоторых особенностей обработки скважин жидкими растворителями, в том числе по влиянию неравновесности фильтрации газоконденсатных смесей на эффективность этого процесса.

Физическое моделирование выполнялось на линейной модели пористой среды длиной 3 м. Модель представляла собой стальную трубу с отводами, заполненную молотым кварцевым песком (моделирующим пористую среду). Внутренний диаметр модели составлял 0,0355 м. Коэффициенты проницаемости и пористости модели пласта равнялись соответственно 0,0047 мкм² и 25 %. Пластовая газоконденсатная система моделировалась смесью октана, пропана и метана. В этом случае основным компонентом ретроградного конденсата был нормальный октан, пластового газа – метан. Оторочка растворителя моделировалась пропаном. Эксперименты проводили применительно к условиям Западно-Соплесского НГКМ. Поэтому выбор октана в качестве модели ретроградного конденсата в призабойной зоне скважины был обусловлен близостью его свойств соответствующим свойствам выпавшего конденсата (C₅₊). Известно, что октан имеет молекулярную массу 114,2 г/моль, температуру кипения 342 К и плотность при нормальных условиях 659 кг/м³. При этом поверхностное натяжение на границе раздела жидкой и газовой фаз в модельных условиях оказалось в несколько раз ниже, чем в реальных условиях.

При подготовке модели к опытам ее неравномерно насыщали жидкостью по длине. Для этого в модель сначала подавали смесь октан – пропан – метан (82,0; 16,0 и 2,0 % (молярные доли)) при давлении выше давления начала ее конденсации. Производилось истощение модели до давления 10 МПа для создания в ней равномерной насыщенности углеводородной жидкостью около 7,1 %. Затем через выходное сечение модели в нее подавали октан в объеме 0,1 порового объема модели и осуществляли попеременную закачку через входной и выходной торцы модели метана для перераспределения жидкости по длине модели. Таким образом создавалось неравномерное насыщение модели с образованием у ее выхода зоны повышенной насыщенности жидкостью.

Моделирование проводили с учетом основных критериев подобия, описанных в гл. 2 работы [5]. При этом учитывали, что скорости течения у забоя скважин довольно значительны, а следовательно, при моделировании можно пренебречь гравитационным разделением углеводородных смесей и молекулярной диффузией. Пересчет через критерии подобия модельных параметров на натурные показывает, что условия опытов соответствовали фрагменту призабойной зоны скважины длиной 6,3 м с коэффициентами проницаемости и пористости соответственно 0,020 мкм² и 10 %. Предполага-

лось, что в экспериментах моделируется фрагмент призабойной зоны скважины в интервале 1–7,3 м от скважины. Среднее пластовое давление в этом элементе 10 МПа. К сожалению, в опытах не воспроизводился радиальный приток флюидов к скважине, т.е. не осуществлялось изменение скорости фильтрации за счет уменьшения площади фильтрации. Это несколько влияет не только на количественные, но и на качественные оценки характеристик процесса. Средние скорости фильтрации газа в модели задавались в различных опытах от $2,6 \cdot 10^{-5}$ до $15,5 \cdot 10^{-5}$ м/с, что соответствовало скорости фильтрации в середине фрагмента реального пласта $3,1 \cdot 10^{-6}$ – $18,6 \cdot 10^{-6}$ м/с. Это равнялось дебиту скважины по газу на 1 м толщины пласта 6,2–37,2 тыс. м³/сут (при радиусе скважины 0,1 м). Температуры модели пласта и фрагмента реального пласта составляли 293 и 365 К. Перепады давления, реальные и модельные, равнялись 1,5 и 0,1 МПа. Время процесса в реальных и модельных условиях 1,5 сут и 2 ч.

После создания в модели пласта неравномерной насыщенности ее жидкостью модель последовательно обрабатывали пропаном и метаном в объеме 0,1 и 0,4 порового объема модели. Затем из нее производился длительный отбор продукции (прокачка метана). При этом в каждом из опытов задавались различные значения темпа отбора газа в диапазоне от 0,2 до 1,2 м³/сут (что соответствовало скоростям фильтрации от $2,6 \cdot 10^{-5}$ до $15,6 \cdot 10^{-5}$ м/с). После длительной прокачки газа меняли режимы фильтрации (изменялись расходы газа) и измеряли фильтрационные характеристики модели пласта и отдельных ее частей. Эти данные затем обрабатывали и представляли в виде зависимости фильтрационного сопротивления A (параметр $\Delta p^2/Q$, где Δp^2 – разность квадратов давлений на концах модели) от расхода газа через модель. Замеры проводили как в целом для всей модели, так и для ее трех отдельных фрагментов, занимающих соответственно по 1/3 длины модели от ее начала до конца.

Результаты экспериментов указывают на возможность эффективного удаления растворителями ретроградного конденсата из пористой среды в условиях призабойных зон газоконденсатных скважин. На рис. 5.48 представлены результаты замеров коэффициента фильтрационного сопротивления A при различных значениях расходов газа через модель. Как видно из этого рисунка, создание в модели зоны “ретроградного конденсата” приводило к изменению ее фильтрационных характеристик. Коэффициент фильтрационного сопротивления A всей модели пласта в результате этого увеличивался в среднем в 2 раза при увеличении коэффициента фильтрационного сопротивления в зоне модели, непосредственно прилегающей к выходу мо-

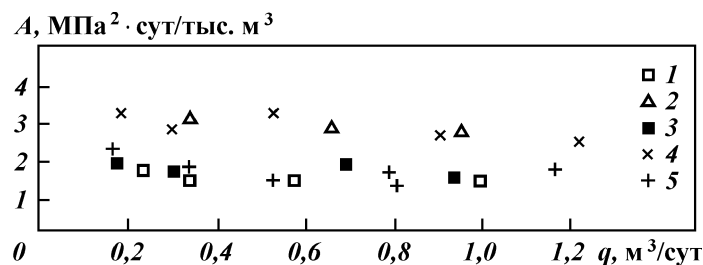


Рис. 5.48. Значения параметра $A = \Delta p^2/Q$ при различных значениях расхода газа после обработки модели пласта пропаном:

1 – сухая модель; 2 – до обработки. Эксперименты: 3 – № 1, 4 – № 2, 5 – № 3

дели, в 4,5 раза по сравнению с сухой моделью. В остальной части модели коэффициенты фильтрационного сопротивления изменялись в меньшей степени. Это вполне объясняется тем, что в зоне, непосредственно прилегающей к выходу из модели, создавалась высокая насыщенность для воссоздания условий, характерных для процесса “динамического” накопления конденсата.

При отборе газа после обработки с небольшими скоростями ($2,6 \cdot 10^{-5}$ и $4,0 \cdot 10^{-5}$ м/с – в опытах № 1 и 3) отмечалось восстановление фильтрационных характеристик модели пласта до значений, отличающихся всего на 15–20 % от фильтрационных характеристик “сухой” модели (см. рис. 5.48). В опыте № 2 с высокой скоростью фильтрации ($10,4 \cdot 10^{-5}$ м/с) наблюдалось худшее восстановление фильтрационных характеристик, и коэффициент фильтрационного сопротивления A был близок по значению к тому коэффициенту, который отмечался до обработки модели пласта пропаном.

Данные о зависимости результатов воздействия от скорости, полученные при физическом моделировании, позволили сделать вывод об определенном влиянии на процесс обработки призабойных зон скважин явления неравновесности массообменных процессов между газовой и жидкой углеводородной фазами. Известно, что во многих случаях одним из основных предположений, используемых при проведении теоретических исследований многокомпонентной фильтрации газоконденсатных смесей в пористых коллекторах, является предположение о равновесности сосуществующих фаз в данной точке пласта. Это предположение справедливо в том случае, когда скорости фильтрации в пластах достаточно малы и скорости массообменных процессов превосходят их. Однако фильтрация флюидов в призабойной зоне скважин может протекать при гораздо более значительных скоростях, чем те скорости, которые обеспечивают это условие. В этом случае массообменные процессы будут протекать в неравновесных условиях и реальные параметры процесса будут в значительной степени отличаться от прогнозируемых параметров, рассчитанных исходя из предположений равновесности процесса. Применительно к обработкам призабойных зон скважин углеводородными растворителями это может привести к следующему. При малых темпах отбора продукции из скважины после ее обработки (а следовательно, и малых скоростях фильтрации) закачанный в призабойную зону растворитель оттеснит конденсат на некоторое расстояние от скважины, прореагировав с ним соответствующим образом (в зависимости от типа растворителя). В этом случае в каждой точке призабойной зоны скважины газовая и жидкая фазы будут сосуществовать в условиях, близких к равновесным. При больших темпах отбора продукции (и больших скоростях фильтрации) в призабойной зоне пласта не успеет установиться равновесие между жидкой и газовой фазами после обработки. Это может привести к тому, что, в отличие от равновесных условий, некоторая часть углеводородных компонентов не успеет испариться из ретроградного конденсата в газовую фазу, т.е. эта часть углеводородов уже не поступит в скважину в газовой фазе, а будет находиться в “вале” жидких углеводородов. При достаточно значительном объеме этого “вала” (а также при достаточно близком расположении его у скважины) может произойти быстрое подтягивание конденсата к скважине. Кроме того, это явление усиливает повторное накопление ретроградного конденсата из-за неравновесности пластового газа и оставшейся после обработки углеводородной жидкости.

В качестве примера, иллюстрирующего механизм воздействия на ретроградный конденсат жидкими углеводородными растворителями, можно ис-

пользовать результаты проведенных Р.М. Тер-Саркисовым, А.Н. Шандрыгиным, Н.А. Гужовым и В.Л. Вдовенко прогнозных расчетов обработки пропаном скв. 15 Западный Соплесск. Расчеты проводились на основе математической модели многокомпонентной фильтрации углеводородов в однородном пористом коллекторе.

Результаты расчета процесса показали, что нагнетание жидкого углеводородного растворителя (пропана) в призабойную зону скважин перераспределяет в ней жидкую фазу и увеличивает производительность скважины. На рис. 5.49 показано распределение насыщенности коллектора жидкой углеводородной фазой у забоя скважины после обработки ее 170 т пропана с продавкой его метаном в объеме 400 тыс. м³ (объем газа приведен к атмосферным условиям). На этом же рисунке показаны профили насыщенности в призабойной зоне скважины на различные моменты ее эксплуатации после обработки.

Сопоставление процессов обработки призабойной зоны скв. 15 оторочкой пропана и сухим газом показывает, что нагнетание жидких углеводородных растворителей в прискважинную зону пласта позволяет существенно “осушить” ее. Как видно из рис. 5.49, обработка призабойной зоны оторочкой пропана с последующей прокачкой метана (в указанных объемах) уменьшает насыщенность в зоне радиусом 10–12 м вокруг скважины. Процесс обработки протекает в условиях многоконтантного смешивающегося вытеснения пластовой газоконденсатной смеси пропаном и пропана сухим газом. В результате пропан полностью “подгребает” пластовую жидкость и сам, в свою очередь, полностью вытесняется газом. После обработки скв. 15 пропаном и газом в пласте образуется “вал”, состоящий из пропана и пластовой жидкости, занимающий зону примерно 17–27 м с максимальной насыщенностью жидкой фазой около 0,5. Представленное на рис. 5.50 распределение компонентов углеводородов в жидкой фазе показывает, что внутри “вала” по его длине происходит постепенное замещение тяжелых компонентов C₅₊ пропаном.

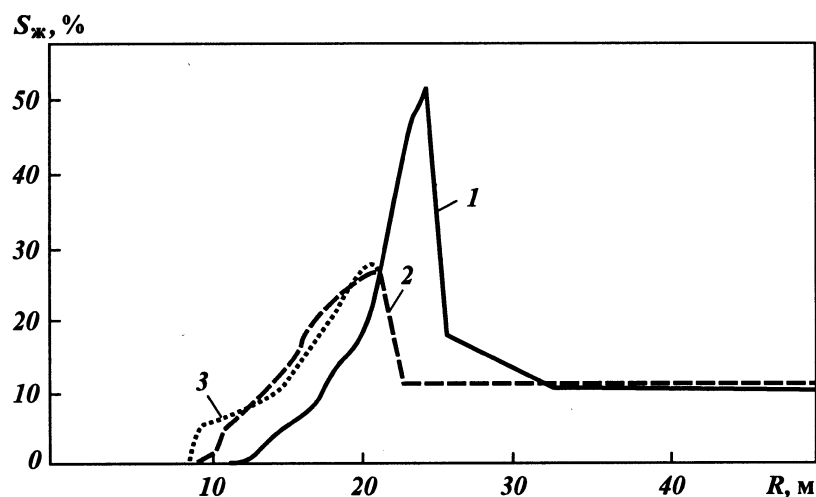


Рис. 5.49. Кривые насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скв. 15 Западно-Соплесского НКМ после обработки пропаном: 1 — после обработки (закачки газа); 2 — через 2 мес; 3 — через 6 мес

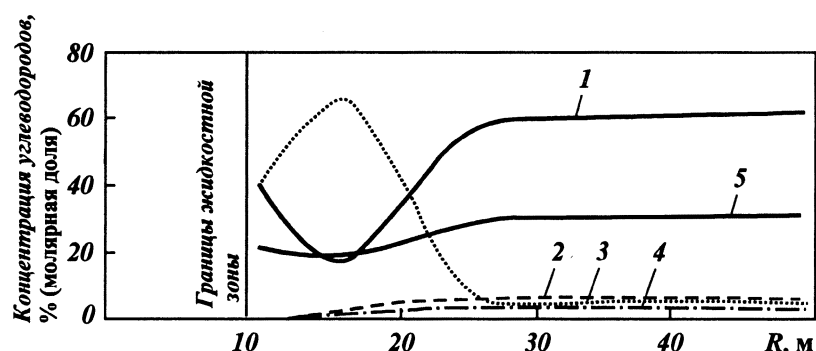


Рис. 5.50. Кривые компонентного состава жидкой фазы в призабойной зоне скв. 15 Западно-Соплесского НГКМ после обработки пропаном:
1 - C₁; 2 - C₂; 3 - C₃; 4 - C₄; 5 - C₅₊

В начальный момент после пуска скважины в эксплуатацию жидкостный «вал» начинает перемещаться в сторону скважины. Максимальная насыщенность в зоне «вала» понижается до значения пороговой подвижности. Как видно из рисунка, с течением времени «вал» занимает некоторое определенное положение (на расстоянии 15–22 м от скважины) и затем в течение длительного времени остается практически неподвижным. Распределение насыщенности в нем практически не изменяется во времени в течение 6 мес, и максимальное значение насыщенности при этом составляет 0,23–0,26.

В результате обработки скв. 15 пропаном продуктивность ее увеличивается в 2,4 раза и затем в течение длительного времени после обработки практически не изменяется. Увеличение перепада давления в этом случае приведет к соответствующему росту дебитов скважины даже без существенного увеличения интенсивности повторного накопления конденсата. Меньшая интенсивность повторного накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне скважины после обработки ее жидкими углеводородными растворителями объясняется более существенными размерами осушенной области и отсутствием в этой области жидкости, неравновесной газовой фазы пластовой системы. Накопление конденсата в этом случае во многом уже определяется изменением фазового состояния пластовой газоконденсатной смеси, поступающей к забою скважины (в область пониженных давлений) из области с более высоким давлением. С этой точки зрения ограничивающими факторами к применению жидких углеводородных растворителей могут явиться факторы, указанные ранее при анализе эффективности обработок прискважинных зон сухим газом. В первую очередь, это значения среднего пластового давления и его соотношение с давлением максимальной конденсации.

ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРОЦЕСС ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН

Влияние пластового давления на процесс восстановления продуктивности скважин жидкими углеводородными растворителями изучалось автором с коллегами путем проведения соответствующих расчетов для различных термодинамических условий и начальных составов пластовых газоконденсатных смесей. Расчеты охватывали случаи разработки газоконденсатных пластов в

области давлений как ниже, так и выше давления максимальной конденсации. В расчетах использовались различные модельные газоконденсатные смеси. В общем случае рассматривалась закачка различных объемов жидкого углеводородного растворителя и метана (сухой газ) с целью установления необходимого для обработки скважин количества газа, а также для точного определения значений текущего пластового давления, при которых обработка скважин оказывается неэффективной.

Результаты расчетов для вариантов, различающихся коллекторскими свойствами пластов и начальными составами смесей, носили во многом похожий качественный характер (при некоторых количественных расхождениях). Влияние пластового давления на процесс обработки прискважинной зоны пласта жидкими растворителями, как и обработки ее сухим газом, может быть продемонстрировано на примере результатов расчетов для условий, близких к условиям эксплуатации скважин Астраханского ГКМ. В рассматриваемой серии расчетов задавались коллекторские свойства пластов, соответствующие скв. 56 Астраханского ГКМ, и модельная смесь этого месторождения (смесь № 2). Расчеты проводились на модели однородного пласта. Коэффициенты проницаемости и пористости пласта принимались равными соответственно $0,013 \text{ мкм}^2$ и 10% , эффективная толщина пласта – 39 м . Исследовалась эксплуатация скв. 56 Астраханского ГКМ с понижением давления в районе скважины от 45 до 25 МПа (давление максимальной конденсации модельной газоконденсатной смеси составляет около $26\text{--}27 \text{ МПа}$). Серия расчетов обработок скважины при пластовых давлениях ниже давления максимальной конденсации осуществлялась для давления 25 МПа , а при пластовых давлениях выше давления максимальной конденсации – для 35 МПа .

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН ШИРОКОЙ ФРАКЦИЕЙ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ДАВЛЕНИЯХ НИЖЕ ДАВЛЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ

В качестве углеводородного растворителя для обработки призабойной зоны скв. 56 Астраханского ГКМ была выбрана широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) следующего состава (молярные доли): C_2 – 10% , C_3 – 40% , C_4 – 50% . Рассчитывали процесс обработки скважины при нагнетании 170 т ШФЛУ с продавкой его сухим газом в объеме 450 тыс. м^3 . Дебит скважины по газу после обработки был задан постоянным и равным $100 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. Как видно из рис. 5.51, в результате обработки скважины вокруг нее “осушается” зона пласта радиусом до 7 м . В зоне радиусом от 7 до 37 м насыщенность возрастает от значений, близких к нулю, до своего среднего по пласту значения, равного 8% . В отличие от рассмотренного выше варианта обработки пропаном скв. 15 Западно-Соплесского НГКМ, в данном случае к моменту завершения обработки не отмечается образования “вала” жидких углеводородов. Напротив, в этом случае в области изменяющейся насыщенности наблюдается колебание насыщенности при значениях ее ниже значения средней по пласту насыщенности. Это явление обусловлено особенностями взаимодействия пластовой системы и нагнетаемого агента, а также соотношением объемов нагнетаемых агентов. При заданных условиях обработки скважины образовавшаяся в призабойной зоне оторочка жидких углеводородов вытесняет ретроградный конденсат, смешиваясь с ним. Закачиваемый вслед за ШФЛУ сухой газ в свою очередь вытесняет

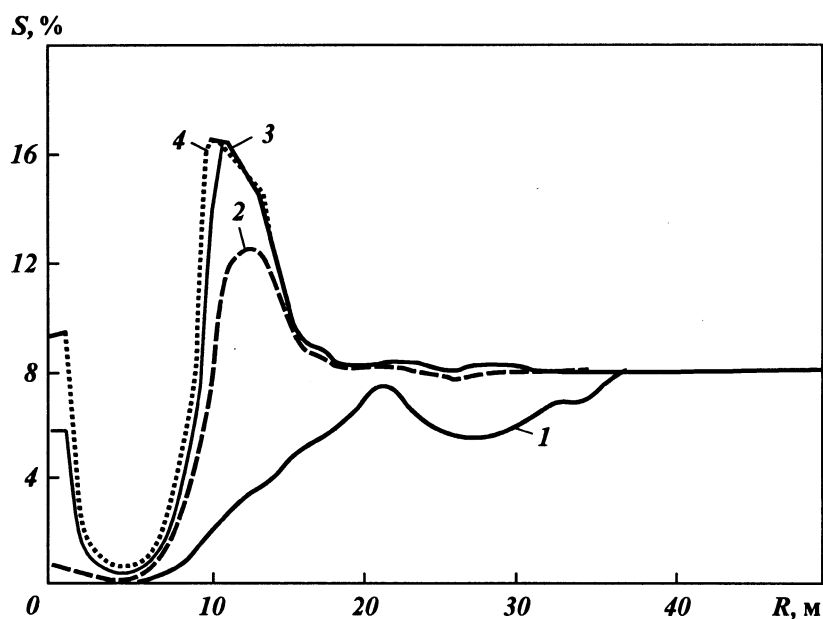


Рис. 5.51. Кривые насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки ШФЛУ (при пластовом давлении ниже давления максимальной конденсации пластовой смеси):
 1 – после обработки; 2 – через 30 сут; 3 – через 120 сут; 4 – через 180 сут

жидкость в условиях многоконтактного смешивающегося вытеснения с интенсивным испарением углеводородных компонентов из “подгретаемой” в виде вала жидкости в газ. При заданном в расчетах соотношении объемов нагнетаемых ШФЛУ и метана к моменту окончания их закачки область с повышенной насыщенностью пласта жидкими углеводородами расформируется. Вместо нее образуется зона с насыщенностью, меньшей средней по пласту насыщенности. В этой зоне содержится жидкость, неравновесная к пластовой системе. Жидкостный вал при данных термобарических условиях и заданном начальном составе газоконденсатной смеси можно сохранить путем закачки в пласт несколько больших объемов ШФЛУ.

По мере отбора газа из скважины на границы этой зоны (ближе к скважине) начинается повторное накопление ретроградного конденсата. Однако этот процесс протекает медленно, и через 1 мес после обработки скважины максимальная насыщенность в этой области (на расстоянии 12–17 м от скважины) составляет около 12 %. Через 4 мес она возрастает до 16 % и далее уже не изменяется. Определенное возрастание насыщенности жидкой фазой отмечается непосредственно у скважины, на расстоянии до 1,5–2 м. Так, к исходу 4 мес эксплуатации скважины насыщенность в этой зоне возрастает до 6 %, а к 6 мес – до 9 %.

Данный пример наглядно показывает, что обработка прискважинной зоны пласта жидкими углеводородами может оказаться высокоэффективным процессом даже тогда, когда у забоя скважины не сохраняется жидкостный “вал”. Повторное накопление ретроградного конденсата у забоя скважины даже в этом случае может оказаться незначительным при условии, что пластовое давление ниже давления максимальной конденсации газоконденсатной смеси.

**ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН ШФЛУ
ПРИ ДАВЛЕНИЯХ ВЫШЕ ДАВЛЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ**

Обработка призабойных зон скважин жидкими углеводородными растворителями при давлении выше давления максимальной конденсации уже менее эффективна. Как и при обработке прискважинной зоны пласта сухим газом, в этом случае может отмечаться интенсивное повторное накопление ретроградного конденсата. Это видно из примера обработки скв. 56 Астраханского ГКМ, для которого на рис. 5.52 показано изменение насыщенности призабойной зоны пласта при обработке скважины 170 т ШФЛУ с последующей закачкой 450 тыс. м³ газа. Среднее пластовое давление было принято равным 35 МПа. Депрессия на скважине в фазе отбора продукции задавалась равной 5 МПа. Как видно из рисунка, после обработки достигается насыщенность жидкости, равная нулю в призабойной зоне скважины радиусом около 8 м. В зоне на расстоянии 8–12 м образуется “вал” жидких углеводородов с максимальной насыщенностью 20 %.

С началом отбора газа из скважины непосредственно у скважины в зоне пласта радиусом 2–2,5 м происходит интенсивное выпадение конденсата. Как и в случае обработки скважины сухим газом, это обусловлено поступлением обогащенной газоконденсатной смеси в зону, где резко уменьшается давление. Через 10 сут после обработки насыщенность в этой зоне возрастает до 12 %, а через 1 и 6 мес эксплуатации скважины она увеличивается соответственно до 48 и 62 %. Одновременно растет насыщенность пласта жидкой фазой и в той области, где располагается “вал” жидких углеводородов. К исходу 6 мес отбора продукции из скважины максимальная насыщенность

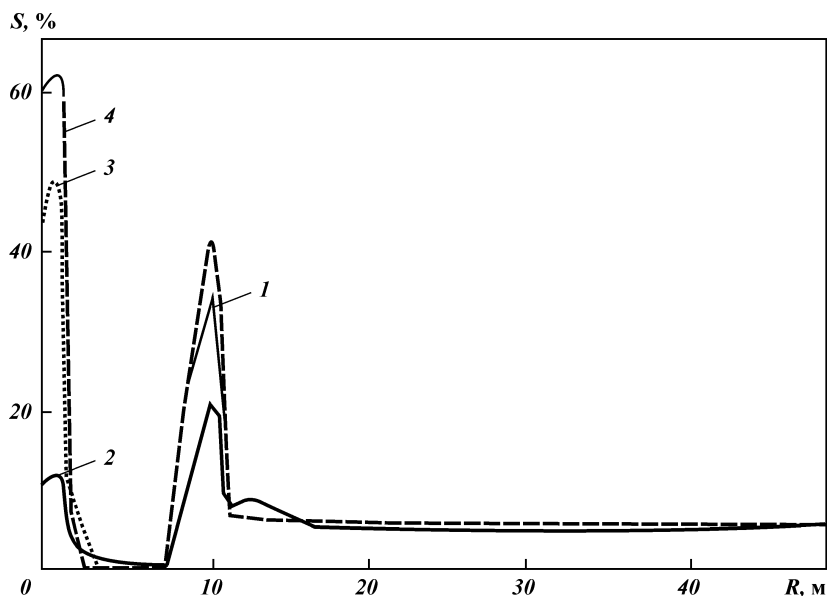


Рис. 5.52. Кривые изменения насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки ШФЛУ (при пластовом давлении выше давления максимальной конденсации пластовой смеси):

1 – после обработки; 2 – через 10 сут; 3 – через 30 сут; 4 – через 180 сут

в этой области составляет около 40 %. Дебит скважины после ее обработки изменяется примерно так же, как и в случае обработки ее газом: довольно резко уменьшается уже по истечении 1,5–2 нед эксплуатации скважины. Уменьшение дебита скважины вызывается теми же причинами, что и при обработке скважины сухим газом.

ЗАВИСИМОСТЬ ПРОЦЕССА ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН ОТ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА

Влияние коллекторских свойств пласта на эффективность обработок призабойной зоны пласта жидкими углеводородными растворителями устанавливалось на основе математического моделирования процесса обработки скважин в различных условиях. Рассматривалась схема обработки скважин, предполагающая последовательное нагнетание в скважину пропана (в качестве жидкого растворителя) и сухого газа. Основные параметры рассматриваемых вариантов обработки скважины представлены в табл. 5.4. В их числе: номер модельной газоконденсатной системы, коэффициенты проницаемости пласта и вид фазовой проницаемости, среднее пластовое давление и депрессия на пласт, а также параметр $Q_r/(mH)$ для пропана и сухого газа. Для пропана этот параметр рассматривался как отношение объема, нагнетаемого при обработке пропана (приведенного к пластовым условиям) к произведению толщины пласта и коэффициента пористости. Расчеты проводились для различных депрессий на пласт (различных дебитов скважины и темпов отбора). В расчетах задавалось изменение относительного давления (отношение забойного давления к среднепластовому) от 0,65–0,75 до 0,95–0,98. Все расчеты проводились для пласта толщиной 10 м. Пористость пласта составляла по различным вариантам 10 и 15 %.

Результаты расчетов показали некоторое влияние коллекторских свойств на процесс обработки призабойных скважин жидкими углеводородными растворителями. Вместе с тем коллекторские свойства пласта не оказывают решающего влияния на эффективность обработок, а определяют характер распределения насыщенности в жидкостном “вале”, удаленном от скважины в ходе ее обработки. На это указывают результаты расчета процесса повышения продуктивности газоконденсатных скважин в вариантах

ТАБЛИЦА 5.4

Характеристика вариантов расчетов процесса обработки призабойной зоны скважины жидкими углеводородными растворителями (пропаном)

Номер варианта	Модельная газоконденсатная смесь	Вид фазовых проницаемостей	Коэффициент проницаемости, 10^{-15} м^2	Среднее пластовое давление, МПа	Депрессия, МПа	Параметр $Q_r/(mH)$	
						для пропана, м^2	для сухого газа, тыс. м^2
1Ж	1	1П	15	15	5,8–7,0	135	265
2Ж	1	2П	15	15	5,9–6,8	175	315
3Ж	1	8П	25	15	5,9–7,4	135	265
4Ж	1	9П	35	15	4,8–5,8	135	265
5Ж	1	6П	35	15	2,0–3,0	135	265
6Ж	1	7П	15	15	3,0–4,4	135	265
7Ж	3	1П	60	10	1,3–2,0	140	275
8Ж	5	2П	50	10	1,4–1,7	160	295
9Ж	4	1П	40	13	1,3–2,5	140	265
10Ж	2	1П	20	23	2,6–4,5	175	315

1Ж–6Ж. Все эти варианты характеризовались одними и теми же основными исходными данными, кроме вида фазовых проницаемостей. В отличие от случая обработки скважин сухим газом, в некоторых из этих вариантов задавались фазовые проницаемости коллектора, зависящие от пластового давления, путем учета в них зависимости от давления поверхностного натяжения на границе раздела фаз. Учет этого фактора при исследовании процессов обработки призабойных зон углеводородными растворителями представляется очень важным исходя из следующих предпосылок. Нагнетание жидких углеводородных растворителей в призабойную зону скважин сопровождается вытеснением ретроградного конденсата растворителем (на передней границе зоны смеси) в режиме многоконтактного смешивающегося вытеснения. На этом этапе в области пласта, занятой жидкостным валом, протекает двухфазная фильтрация газа и жидкости. Поэтому зависимость фазовых проницаемостей от поверхностного натяжения на границе раздела фаз может внести определенные изменения в распределение насыщенности призабойной зоны скважины жидкостью при обработке ее углеводородной жидкостью.

Влияние вида фазовых проницаемостей на динамику профиля насыщенности коллектора после обработки скважины пропаном прослеживается по рис. 5.53, на котором представлено изменение во времени профиля насыщенности после обработки в расчетных вариантах 3Ж–6Ж. Характерно для этих расчетных вариантов (как и для вариантов 1Ж–2Ж) образование в результате обработки жидкостного “вала” на некотором удалении от скважины. Во всех рассматриваемых вариантах жидкостный “вал” занимает примерно одно и то же положение – на расстоянии 10–35 м. Максимальная насыщенность жидкости в нем 0,23–0,28. Несколько большие значения насыщенности в жидкостном вале для варианта 5Ж объясняются большим количеством закачанного в скважину пропана. В зоне радиусом до 10 м от скважины конденсатонасыщенность коллектора в результате воздействия уменьшается до значений, равных нулю. В расчетах процесса накопления ретроградного конденсата у забоя скважины по вариантам 3Ж–6Ж отмечается образование зоны с повышенной насыщенностью радиусом около 9–10 м. Максимальные значения насыщенности наблюдаются непосредственно рядом со скважиной и составляют по вариантам 3Ж–6Ж соответственно до 45; 40; 25 и 22 %. Таким образом, нагнетание растворителей позволяет удалить конденсат из зоны, наиболее подверженной накоплению ретроградной жидкости.

Более значительное влияние оказывают фазовые проницаемости на динамику насыщенности коллектора в ходе последующей за обработкой эксплуатации скважины. Так, динамика профиля насыщенности в вариантах со слабой зависимостью фазовых проницаемостей от давления (варианты 3Ж и 4Ж) и вариантах с независимыми от давления фазовыми проницаемостями (варианты 1Ж и 2Ж) очень схожа. Для вариантов 1Ж, 2Ж и 4Ж, в которых фазовые проницаемости не зависят (или практически не зависят) от давления, перемещение жидкостного “вала” к скважине определяется испарением и переносом углеводородов в газовой фазе. В результате жидкостный вал перемещается на несколько метров от своего начального положения с небольшим изменением максимальных значений (см. рис. 5.53, б) для варианта 4Ж. В варианте 3Ж, в котором фазовые проницаемости в большей мере зависят от давления, перемещение жидкостной зоны обуславливается уже не только переносом компонентов в газовой фазе, но и фильтрацией жидкости. Однако значения насыщенности жидкости в этой зоне лишь незначительно пре-

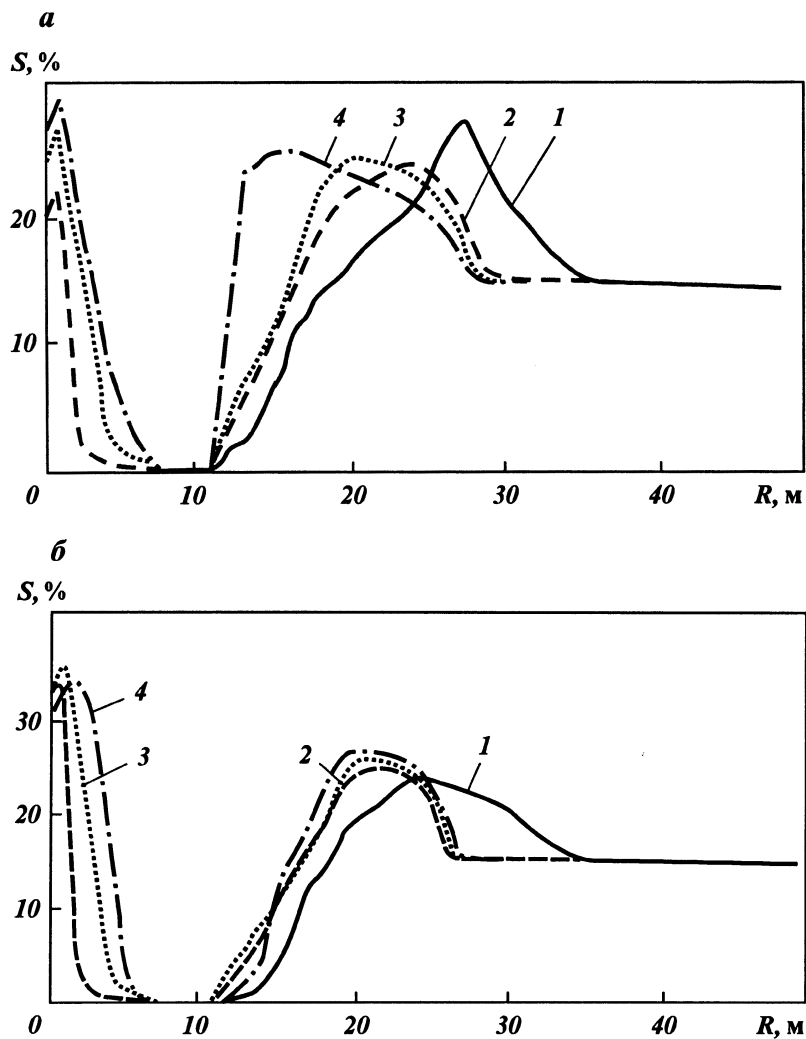
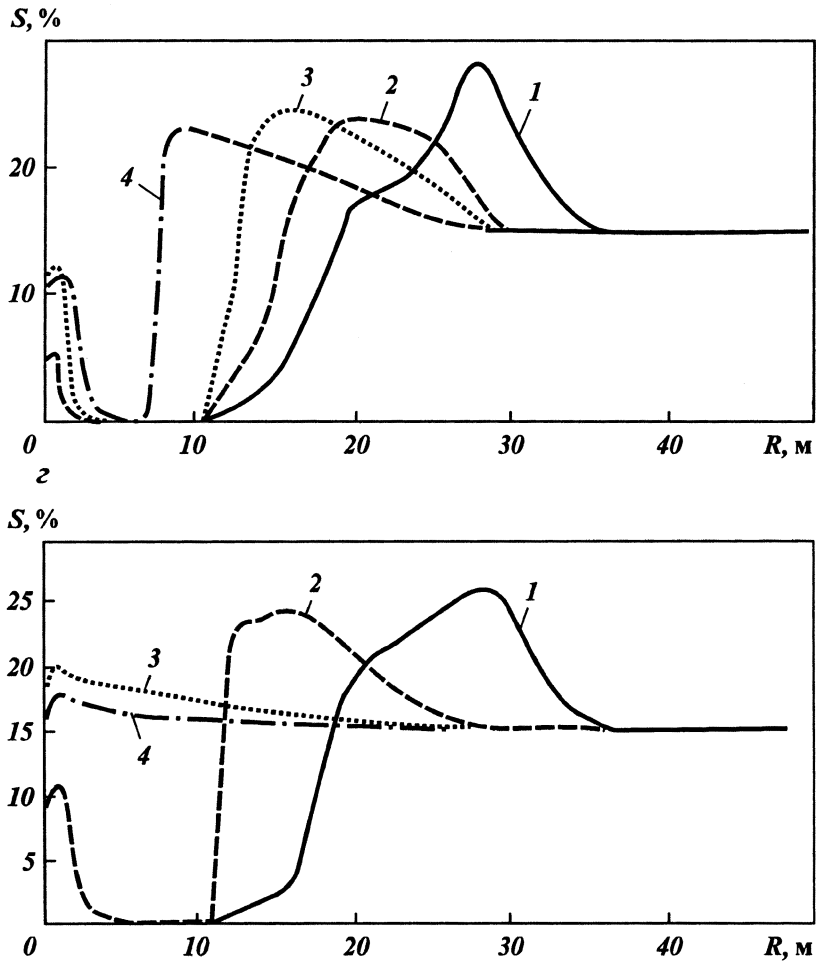


Рис. 5.53. Кривые изменения насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки пропаном: *a* – 3Ж, *б* – 5Ж, *з* – 6Ж (*1* – после обработки; *2* – через 8 сут; *3* – через 30 сут; *4* – через 3 мес), *б* – 4Ж (*1* – после обработки; *2* – через 8 сут; *3* – через 30 сут; *4* – через 4,5 мес)

восходят критические значения, в результате чего скорость перемещения жидкостной зоны оказывается очень низкой (около $1,5 \cdot 10^{-6}$ м/с при депрессии на скважине 5,9–7,4 МПа). Для всех рассматриваемых вариантов характерно повторное накопление ретроградного конденсата у забоя скважины. Оно обуславливается не совсем оптимальными условиями обработки скважины по величине пластового давления (которое составляло 70–75 % от давления максимальной конденсации газоконденсатной системы). Размеры зоны интенсивного повторного накопления вокруг скважины составляют 3–5 м. Повторного накопления конденсата у забоя скважины не отмечается практически для тех же условий, но при среднем пластовом давлении 10 МПа.

6



Повторное накопление конденсата непосредственно у скважины — основной фактор, вызывающий постепенное уменьшение продуктивности скважины после обработки. Продуктивность скважины в вариантах 1Ж и 2Ж после обработки возрастает до 8,7–8,8 тыс. $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$. Затем в течение 3–4 мес эксплуатации скважины продуктивность скважин уменьшается до своих начальных значений (до обработки), равных для вариантов 1Ж и 2Ж соответственно 3,6 и 3,1 тыс. $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$. В варианте 3Ж обработка скважины вызывает увеличение продуктивности скважины до 13,8 тыс. $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$. В течение одного месяца эксплуатации скважины продуктивность ее уменьшается до 8,1 тыс. $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$, что на 15 % превышает продуктивность скважины до ее обработки. Основное уменьшение продуктивности скважины вызывается повторным накоплением конденсата у ее забоя. В последующем продуктивность скважины сохраняется на этом уровне в течение длительного времени. В варианте 4Ж продуктивность скважины особенно значительно меняется в первые 7–10 дней ее эксплуата-

ции: от 19,8 до 15,9 тыс. м³/(сут·МПа). Затем в течение почти 3 мес она постепенно уменьшается до 13,1 тыс. м³/(сут·МПа). Основным фактором снижения продуктивности скважины в этом варианте также является повторное накопление ретроградного конденсата.

Для расчетных вариантов 5Ж и 6Ж основным механизмом переформирования жидкостного “вала” в ходе эксплуатации скважин оказывается фильтрация жидкости. Для фазовых проницаемостей коллектора в этих вариантах характерны критические значения насыщенных для жидкости соответственно 0,19 и 0,13. Насыщенность коллектора жидкостью в области жидкостного “вала” на момент окончания обработки значительно больше критических значений. При отборе газоконденсатной смеси из скважины жидкостный “вал” начинает движение к скважине. Массообменные процессы между жидкостью и пластовым газом происходят с частичным испарением углеводородов из жидкости в проходящий пластовый газ. Однако при рассматриваемых термобарических условиях пласта и объемах жидкости в “вале” при движении “вала” не происходит полного его “размазывания”, и он остается подвижным. Скорость перемещения его в варианте 5Ж составляет около $1,6 \cdot 10^{-6}$ м/с (при депрессии на скважине 2,0–3,0 МПа). В результате через 3 мес после обработки скважины передняя граница жидкостного вала приближается к скважине на расстояние около 7 м (см. рис. 5.53, в). В то же время за счет повторного накопления конденсата у забоя скважины насыщенность жидкостью в зоне радиусом 3–4 м возрастает до 0,10–0,12. Более значительная скорость перемещения жидкостного “вала” отмечается в варианте 6Ж. При депрессии на скважине 3,0 МПа “вал” перемещается со скоростью около $2 \cdot 10^{-5}$ м/с и уже через три недели после обработки достигает скважины.

Указанные особенности изменения во времени профиля насыщенности жидкостью призабойной зоны скважины определяют и динамику продуктивности скважины после обработки в этих расчетных вариантах (рис. 5.54). В варианте 5Ж продуктивность скважины после обработки возрастает до 21,5 тыс. м³/(сут·МПа). Затем в течение 3 мес она медленно понижается до 18,2 тыс. м³/(сут·МПа), оставаясь в конце этого периода времени в 1,4 раза выше своих начальных значений. В варианте 6Ж продуктивность скважины после обработки возрастает до 22,1 тыс. м³/(сут·МПа). В течение трех недель эксплуатации (к моменту подхода жидкостного вала к скважине) она

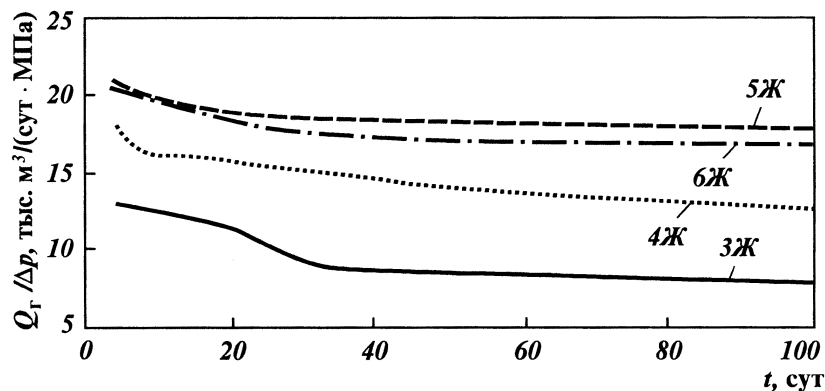


Рис. 5.54. Кривые изменения во времени продуктивности скважины по газу

понижается до 16,2 тыс. м³/(сут·МПа), что на 10 % превосходит начальные (до обработки) значения.

Естественно, что поверхностное натяжение на границе раздела газ – ретроградный конденсат имеет наименьшие значения в области более высоких значений давления и увеличивается по мере понижения давления. Поэтому этот фактор будет оказывать большее влияние на процесс обработки скважины при более высоких пластовых давлениях, что является еще одним доводом в пользу применения для обработок скважин углеводородных растворителей в области давлений ниже давления максимальной конденсации пластовых газоконденсатных смесей. Что же касается коллекторских свойств, то они не являются ограничивающими факторами с точки зрения эффективности обработки газоконденсатных скважин углеводородными растворителями.

ВЛИЯНИЕ НАЧАЛЬНОГО СОСТАВА ПЛАСТОВОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СИСТЕМЫ НА ПРОЦЕСС ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН ЖИДКИМИ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ

Для оценки влияния начального состава пластовой газоконденсатной системы на процесс обработки призабойной зоны скважины жидкими углеводородными растворителями проводились расчеты этого процесса в случае фильтрации в пластах различных смесей. Основные расчетные параметры по этим вариантам (7Ж–10Ж) представлены в табл. 5.4

Результаты этих расчетов показали, что, как и в случае обработки скважин газом, при определенных термобарических условиях состав пластовой газоконденсатной системы может влиять на эффективность обработки скважин жидкими углеводородами. В качестве примера на рис. 5.55, *а, б* показана динамика профиля насыщенности жидкостью призабойной зоны скважины для вариантов 7Ж–9Ж после ее обработки пропаном (с продавкой сухим газом). Эти варианты расчетов различались по начальному составу газоконденсатной смеси (смеси № 3–5), виду фазовых проницаемостей, значению текущего пластового давления, а также по значениям параметра $Q_r/(mH)$ для нагнетаемых агентов. Расчеты показали, что в вариантах 7Ж и 8Ж характер распределения насыщенности в призабойной зоне скважины после ее обработки практически полностью совпадает. Это вполне объяснимо, поскольку пластовые смеси № 3 и 5 близки по своему начальному составу. Нескольку большее удаление жидкостного “вала” от скважины в варианте 8Ж объясняется более значительными объемами нагнетаемых в этом случае углеводородных растворителей. Эксплуатация скважины после ее обработки в этих вариантах расчетов вызывает некоторое незначительное перемещение жидкостного “вала” в сторону скважины за счет испарения из жидкости части промежуточных и тяжелых углеводородов и переноса их в газовой фазе (движения жидкости не происходит вследствие меньших, чем критические, значений ее насыщенности). На протяжении длительного времени после обработки в этих вариантах практически не отмечается повторного накопления ретроградного конденсата у скважины, что вполне характерно для данного соотношения текущего пластового давления и давления максимальной конденсации смеси (около 0,65). В результате за счет обработки скважины дебит ее увеличился в 2,3–2,4 раза и незначительно уменьшился на протяжении длительного времени (более 5 мес) эксплуатации после обработки.

Иное изменение профиля насыщенности в варианте 9Ж (смесь № 4).

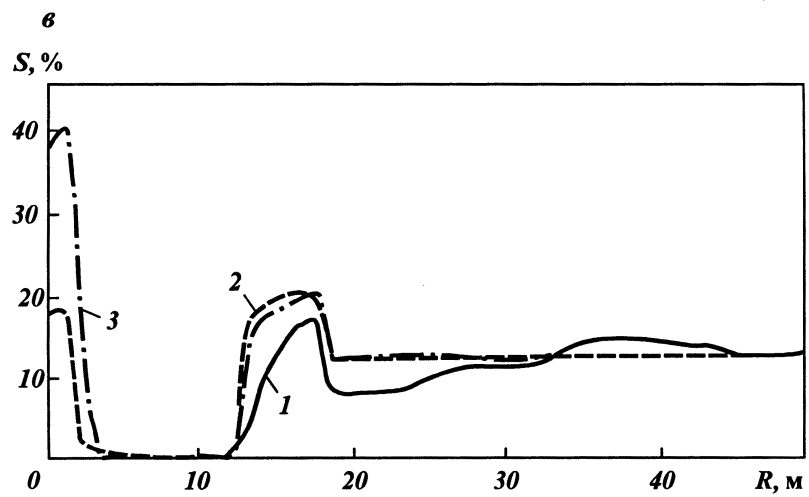
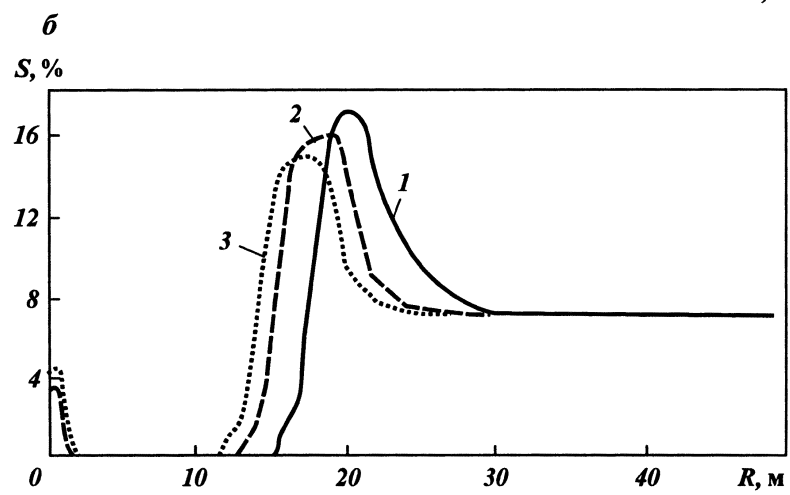
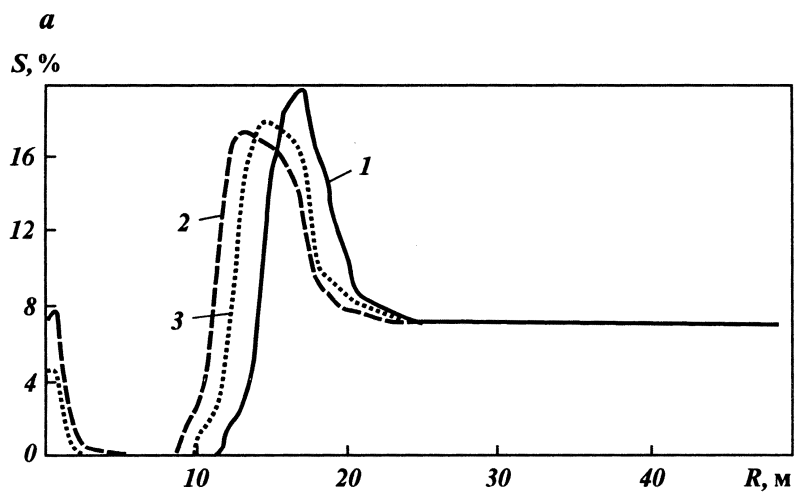


Рис. 5.55. Кривые изменения насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скважины после обработки ее пропаном:
a – 7Ж, *б* – 8Ж (*1* – после обработки; *2* – через 1 мес; *3* – через 3 мес), *в* – 9Ж (*1* – после обработки; *2* – через 10 сут; *3* – через 2 мес)

Эксплуатация скважины после ее обработки в этом случае вызывает определенное увеличение насыщенности коллектора жидкостью непосредственно в зоне пласта, занимаемой жидкостным “валом”, образовавшимся при нагнетании в скважину пропана (рис. 5.55, *в*). Однако даже после длительной эксплуатации скважины насыщенность не достигает значений критической насыщенности, и накопление жидкости в этой области пласта происходит из-за выпадения промежуточных и тяжелых углеводородов из фильтрующегося пластового газа. Второй областью конденсации этих углеводородов является область непосредственно у забоя скважины. Повторное накопление конденсата в ней оказывается основной причиной некоторого снижения продуктивности скважины в ходе ее эксплуатации. В результате обработки скважины ее продуктивность увеличивалась до 25–27 тыс. м³/(сут·МПа) при начальных значениях около 10 тыс. м³/(сут·МПа), но уже в течение первых 20 сут эксплуатации интенсивно уменьшалась до 15–18 тыс. м³/(сут·МПа). После этого темп уменьшения продуктивности скважины замедляется, и через 4–5 мес эксплуатации продуктивность скважины устанавливается на своих постоянных значениях – около 12 тыс. м³/(сут·МПа). Обработка скважины пропаном в этом варианте расчетов более эффективна, чем аналогичное воздействие на скважину сухим газом. Продуктивность скважины после длительной эксплуатации в 1,6–1,8 раза превышает начальные (до обработки) значения, в то время как уже через 2 мес после нагнетания в скважину газа продуктивность ее становится близкой к своим начальным значениям.

Достаточно эффективна обработка призабойной зоны скважин пропаном и для варианта 10Ж (смесь № 2). Как и в других вариантах расчетов, в этом случае последовательная закачка в скважину пропана и сухого газа приводит к полной осушке некоторой зоны вокруг скважины с образованием жидкостного “вала” за этой зоной. Последующее расформирование этого “вала” в ходе эксплуатации скважины обуславливается как фильтрацией жидкости в очень ограниченной зоне рядом с жидкостным “валом”, так и испарением из жидкости углеводородов в фильтрующийся пластовый газ. На это указывает динамика профиля насыщенности. Насыщенность жидкостью в зоне, занятой “валом”, уменьшается от своих исходных значений, превосходящих критические, до значений меньше критических. Это не могло не вызывать фильтрацию жидкости. В то же время конечные значения насыщенности жидкостью коллектора в зоне вала меньше на 6–8 % значений критической насыщенности. Кроме того, насыщенность за пределами области, занятой “валом” в его исходном положении, практически не изменяется (кроме как непосредственно у скважины). Это все может быть вызвано только испарением углеводородов из жидкости в фильтрующийся пластовый газ.

Таким образом, процесс обработки призабойных зон скважин жидкими углеводородными растворителями в значительной мере зависит от существующих в пласте термобарических условий, а начальный состав пластовой системы влияет на процесс только потому, что им определяется давление максимальной конденсации системы, т.е. уровень пластового давления, выше

которого эффективность обработки резко уменьшается. В значительно большей мере от компонентного состава углеводородной смеси зависит обработка призабойных зон скважин в нефтегазоконденсатных пластах.

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН ЖИДКИМИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ В НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТАХ

Процесс обработки призабойных зон скважин в нефтегазоконденсатных пластах жидкими растворителями в большой степени определяется концентрацией наиболее тяжелых компонентов пластовой смеси. При значительном их содержании в пластовой смеси и соответствующих термобарических условиях пласта насыщенность коллектора жидкостью может достигать значений, близких к критическим, или даже превышать их. В этом случае жидкая фаза оказывается подвижной или находится в условиях, близких к началу ее подвижности. Поэтому эксплуатация скважины после закачки в ее призабойную зону жидких углеводородов может сопровождаться двухфазным притоком к скважине жидкости и газа.

Особенности обработки скважин в пластах, содержащих газоконденсатные смеси вместе с равновесной нефтью, могут быть рассмотрены на примере расчета обработки скв. 83 Западно-Соплесского НГКМ. Изучалась обработка скважин пропаном при тех же условиях, что и при обработке скважин газом. На рис. 5.56 показано распределение в призабойной зоне скважины насыщенности коллектора жидкой фазой после ее обработки пропаном в объеме около 160 т и газом в объеме 300 тыс. м³. В ходе нагнетания рабочих агентов происходит формирование “вала” жидких углеводородов, содержащего пропан и пластовую жидкость. Он располагается на расстоянии от 15 до 35 м от скважины, а максимальная насыщенность в нем жидкости составляет 0,75–0,77. После пуска скважины в эксплуатацию “вал” жидкости продвигается к скважине. Максимальная насыщенность в нем жидкой фазы по-

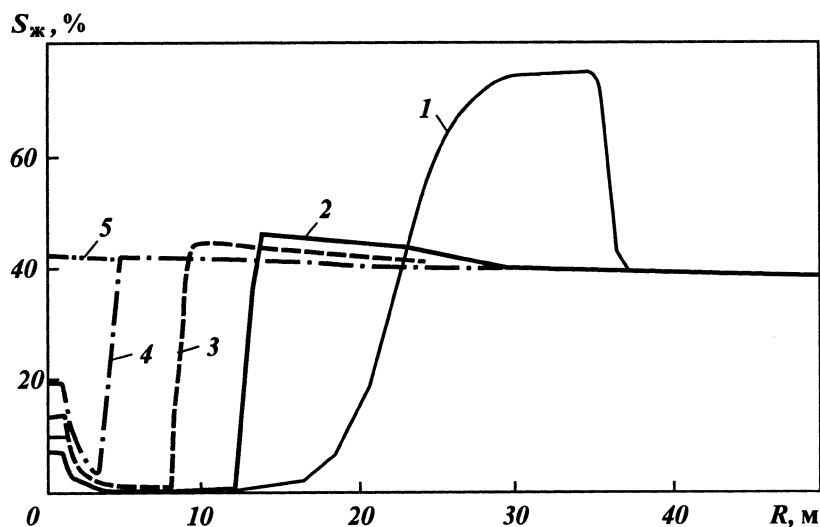


Рис. 5.56. Кривые изменения насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скв. 83 Западно-Соплесского НГКМ после обработки ее пропаном: 1 – после обработки газом; 2 – через 1 мес; 3 – через 2 мес; 4 – через 2,5 мес; 5 – через 3 мес

степенно уменьшается до значений, равных средней по пласту насыщенности. “Вал” жидкости достигает скважины за 3 мес, но незначительное увеличение жидкости непосредственно у забоя скважины в зоне радиусом 1–2 м (в области резкого уменьшения давления) начинает проявляться уже через 1 мес после обработки.

Продвижение “вала” жидкости к скважине после ее обработки неизбежно приводит к постепенному уменьшению продуктивности скважины по газу. В рассматриваемом примере продуктивность скважины после ее обработки составляет около 100 тыс. м³/(сут·МПа). За 7–8 сут она понижается до 27–30 тыс. м³/(сут·МПа), а затем постепенно уменьшается к концу четвертого месяца эксплуатации до начальных значений 15–18 тыс. м³/(сут·МПа). Средняя продуктивность скважины по жидкости 0,08–0,1 т/(сут·МПа).

С увеличением интенсивности отбора флюидов из пласта после обработки скважины возрастает также и скорость продвижения “вала” жидкости к скважине. Так, при поддержании на забое скважины депрессии 4 МПа продуктивность скважины по газу в первые несколько суток после обработки уменьшается от 100 до 22–25 тыс. м³/(сут·МПа) и затем снижается до начальных значений за 1,5 мес. Суммарные отборы газа при этом приблизительно равняются отборам при депрессии 2 МПа.

Аналогичные качественные результаты были получены и для случая фильтрации в пластах других углеводородных смесей. Таким образом, обработка жидкими углеводородными растворителями призабойных зон скважин, расположенных в газожидкостных зонах нефтегазоконденсатных залежей, может в ряде случаев привести к кратковременным эффектам.

ВЛИЯНИЕ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА ЖИДКОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО РАСТВОРИТЕЛЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА ОБРАБОТКИ

Эффективность обработки призабойных зон газоконденсатных скважин зависит не только от начального состава пластовой углеводородной системы, но и от компонентного состава жидкого углеводородного растворителя, используемого для обработки. В последнее время активно обсуждается возможность использования для обработки призабойных зон скважин стабильного и нестабильного конденсата, отбираемого из пласта данной залежи. Основным достоинством таких углеводородных растворителей является их доступность. Проведенные авторами с коллегами исследования показывают, что использование стабильного и нестабильного конденсата для удаления ретроградных углеводородов из призабойных зон газоконденсатных скважин, как правило, неэффективно. Низкая эффективность обработки призабойных зон скважин этими агентами объясняется интенсивным накоплением углеводородной жидкости у забоя скважины вслед за ее обработкой.

Как уже отмечалось, повторное накопление ретроградного конденсата у забоя скважины обусловлено особенностями фазового поведения газоконденсатных смесей. Наиболее значительное накопление вызывается поступлением обогащенной газоконденсатной смеси из области пласта с более высокими давлениями (вдали от скважины) в область пониженных давлений у забоя скважины. Вторым фактором, определяющим повторное накопление конденсата, является неравновесность той жидкой фазы, которая осталась в зоне обработки, по отношению к газовой фазе пластовой системы. При фильтрации газоконденсатной смеси к скважине может происходить выпадение про-

межуточных и тяжелых компонентов в оставшуюся в призабойной зоне жидкость. Даже поверхностный анализ физических явлений, происходящих при воздействии на призабойную зону скважин, показывает, что наличие в нагнетаемом стабильном и нестабильном конденсате фракций C_{5+} может привести к существенному утяжелению жидкой фазы в образующемся при обработке “жидком вале”. Это ухудшает условия повторного накопления жидкости у забоя скважины при эксплуатации ее после обработки.

Для определения возможности использования в качестве жидких углеводородных агентов стабильного и нестабильного конденсата были выполнены соответствующие аналитические исследования для ряда газоконденсатных месторождений России (Западно-Соплесского, Астраханского и Уренгойского), а также проведены промысловые испытания на Западно-Соплесском ГКМ. В качестве примера в данной работе приводятся результаты расчетов и промысловых исследований для скв. 17 Западно-Соплесского НКМ. Результаты остальных расчетов по различным месторождениям имеют такой же качественный характер.

Результаты промысловых испытаний по повышению производительности скв. 17 легким конденсатом, а также обработки ее призабойной зоны сухим углеводородным газом подробно изложены в разд. 5. Для анализа результатов промысловых работ по восстановлению продуктивности скв. 17 различными углеводородными растворителями и определения механизма их воздействия на призабойную зону скважины было выполнено математическое моделирование. В расчетах принимались следующие основные параметры пласта: коэффициент абсолютной проницаемости пласта $0,075 \text{ мкм}^2$, коэффициент пористости 8,5 %, эффективная толщина пласта 28 м. Проводились серии расчетов соответственно для обработки скважины пропаном (с продавкой его сухим газом) и стабильным конденсатом (с продавкой его сухим газом). При этом состав стабильного конденсата, использовавшегося для обработки скважины, задавали исходя из условий сепарации добываемой газоконденсатной смеси.

Расчеты предшествующего периода эксплуатации (до воздействия на нее углеводородными растворителями) указали на накопление конденсата в призабойной зоне (рис. 5.57, *a*) и на возможное за счет этого уменьшение продуктивности скважины до 46 тыс. $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$, т.е. почти в 2,5 раза от начального. Согласно результатам расчетов, обработка призабойной зоны скв. 17 (закачка 180 т пропана с продавкой его сухим газом объемом 400 тыс. м^3) осушает пласт в призабойной зоне скважины в радиусе 10–11 м вокруг скважины. На расстоянии от 11 до 25 м образуется жидкостный “вал” (смесь ретроградного конденсата и нагнетаемого пропана) с максимальной насыщенностью пласта жидкостью. Эксплуатация скважины после обработки ее пропаном практически не вызывает изменений в распределении насыщенности даже по истечении 5–6 мес. Зона повышенной насыщенности смещается всего на 1–2 м в сторону скважины при некотором возрастании в ней значений насыщенности. В результате обработки скважины ее продуктивность увеличивается до 99 тыс. $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$, а затем по истечении 6 мес эксплуатации незначительно уменьшается – до 90 тыс. $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$.

В отличие от воздействия на призабойную зону скважины пропаном обработка ее стабильным конденсатом (с последующей продавкой его сухим газом) не только не увеличивает продуктивность скважин, но даже может и несколько уменьшить ее. Расчеты для условий скв. 17 Западно-Соплесского ГКМ показали, что после ее обработки “легким” стабильным конденсатом в

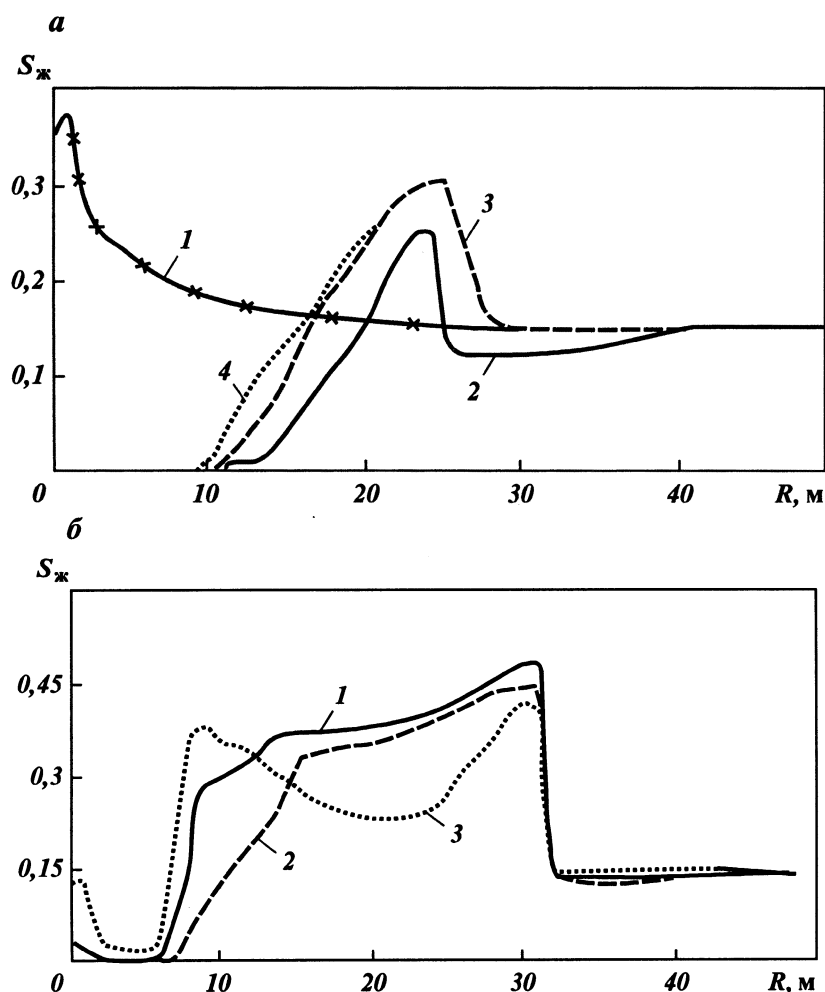


Рис. 5.57. Кривые изменения насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне скв. 17 Западно-Соплеского НГКМ после ее обработки: а – пропаном (1 – до обработки; 2 – после обработки; 3 – через 1 мес; 4 – через 6 мес); б – легким конденсатом (1 – после обработки; 2 – через 7 сут; 3 – через 3 мес)

объеме 210 м^3 (с продавкой сухим газом объемом 400 тыс. м^3) полностью “осушенной” оказывается только узкая зона вокруг скважины радиусом около 5–6 м (рис. 5.57, б). За этой зоной на расстоянии 6–30 м от скважины образуется “вал” жидкости с насыщенностью жидкости, значительно превышающей ее средние по пласту значения. Анализ компонентного состава жидкой и газовой фаз в этой зоне позволяет установить следующий характер распределения в ней углеводородов. При нагнетании в скважину углеводородных растворителей вокруг скважины возникают два фронта вытеснения. На границе “ретроградный конденсат – стабильный конденсат” отмечается многоконтрактное смешивающееся вытеснение газоконденсатной смеси стабильным конденсатом с конденсацией промежуточных углеводородов из пластового газа в жидкость. На границе “стабильный конденсат – сухой газ”

вытеснение стабильного конденсата происходит в режиме многоконтактного смешивающегося вытеснения с испарением промежуточных компонентов в сухой газ. По сравнению с вариантом обработки скважины пропаном, условия смешения углеводородной жидкости и газа ухудшаются, а следовательно, более значительной по размерам оказывается зона с высоким насыщением коллектора жидкостью. Усиливается неравномерность распределения фракций углеводородов C_{5+} по пласту: легкие фракции углеводородов C_{5+} переносятся дальше от скважины, чем тяжелые фракции, а последние оказываются преобладающими в жидкостном “вале”.

Неравномерное распределение различных фракций углеводородов C_{5+} вокруг скважины интенсифицирует повторное накопление жидкости у забоя скважины с началом отбора из нее газа. В начальный момент отбора газа в зоне пласта с высокой насыщенностью жидкостью развивается двухфазная фильтрация. В то же время перенос значительного объема промежуточных компонентов происходит в газовой фазе. Поэтому отмечается постепенное накопление ретроградной жидкости непосредственно у забоя скважины, т.е. в области наиболее резкого изменения давления. Кроме того, образуется еще один максимум насыщенности на некотором удалении от скважины на границе осушенной зоны пласта и жидкостного вала, т.е. в области пласта, содержащей жидкость, наиболее неравновесную к пластовому газу.

Подтягивание к скважине зоны высокой насыщенности, как и повторное накопление конденсата непосредственно у скважины, приводит к увеличению фильтрационного сопротивления и уменьшению продуктивности скважины. Увеличение фильтрационных сопротивлений дополнительно происходит вследствие прироста объема жидких углеводородов в призабойной зоне за счет той части закачанного стабильного конденсата, которая не испарилась в отбираемый из скважины пластовый газ. В результате этого в расчетах продуктивность скважины после ее обработки увеличилась всего до 66 тыс. $m^3/(сут \cdot МПа)$ и довольно быстро уменьшилась затем по истечении 3 мес до 44 тыс. $m^3/(сут \cdot МПа)$.

Обработка скв. 17 Западно-Соплесского НГКМ конденсатом не является единичным случаем в практике газодобычи. Имеется опыт обработки легким конденсатом ранее простаивавшей скважины *W* месторождения Contesti (Румыния). Обработка этой скважины оказалась более успешной, чем скв. 17 Западный Соплесск. Тем не менее скважина эксплуатировалась после воздействия всего около месяца, причем с постепенным возрастанием дебита в течение первых 2 нед и понижением его в течение еще 2 нед. Оценочные расчеты показывают, что обработка призабойной зоны скважины *W*-Contesti пропаном или ШФЛУ позволяла увеличить продолжительность эксплуатации скважины как минимум втрое.

Таким образом, исследования показывают, что для повышения продуктивности газоконденсатных скважин с успехом могут использоваться жидкие углеводородные растворители на пропан-бутановой основе (пропан, бутан или их смесь). Применение для обработки призабойных зон скважин стабильного и нестабильного конденсата неэффективно по ряду причин. В их числе следует указать: “осушку” недостаточно значительной по размерам зоны вокруг скважины (вследствие ухудшения условий отеснения углеводородной жидкости сухим газом), а также увеличение объема углеводородной жидкости у забоя скважины и интенсивное в ней повторное накопление жидкости у забоя скважин (за счет закачки в составе конденсата дополнительного объема фракций углеводородов C_{5+}).

3.5.2

ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ ОБРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН РАСТВОРИТЕЛЯМИ

К настоящему времени обработка призабойной зоны скважин газовыми агентами уже апробирована как метод повышения продуктивности газоконденсатных скважин на ряде месторождений. Промысловые эксперименты по обработке призабойных зон скважин широкой фракцией легких углеводородов проводились на Вуктыльском НГКМ (Республика Коми). Имеется также опыт обработки жидкими углеводородными растворителями прискважинной зоны пласта на месторождении Contesti (Румыния).

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН НА ВУКТЫЛЬСКОМ ГКМ

Работы по повышению продуктивности скважин Вуктыльского ГКМ выполнялись группой специалистов ООО “Севергазпром” ОАО “Газпром”, СеверНИПИгаза и ВНИИГАЗа. К настоящему времени уже обработано около 20 скважин и в подавляющем большинстве случаев получены положительные результаты. В качестве примера воздействия на призабойную зону скважин можно привести результаты обработок некоторых скважин.

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение имеет сложное строение. В процессе разработки залежи было подтверждено наличие неравномерно развитой подгазовой нефтяной оторочки, которая хорошо развита на периклиналях и восточном крыле складки. В ядре складки отмечается наличие зоны смешанного флюидонасыщения (нефть, газ и вода) – “переходная зона”. В настоящее время фонд эксплуатационных скважин на залежи составляет более 150 скважин.

В ходе разработки залежи по отдельным скважинам отмечалось снижение их продуктивности. В качестве основных причин снижения продуктивности скважин были определены высокая начальная насыщенность пласта на данном участке жидкой углеводородной фазой (рассеянные жидкие углеводороды – РЖУ типа остаточной нефти) либо блокирование призабойной зоны выпавшим углеводородным конденсатом. Поэтому первоочередными объектами для воздействия были выбраны скважины на крыльях структуры, где продуктивность скважин снижалась вследствие проявления обеих указанных причин. Технология обработки призабойной зоны скважины жидкими углеводородными растворителями в опытно-промышленном масштабе внедрялась с 1985 г. Апробация ее осуществлялась на скважинах, включаемых в несколько групп объектов воздействия:

I группа – скважины, расположенные на периферии структуры, где поровое пространство коллектора характеризуется повышенной насыщенностью жидкой углеводородной фазой (РЖУ типа остаточной нефти);

II группа – скважины, расположенные на склонах структуры, где содержится выпавший конденсат и некоторое количество РЖУ;

III группа – скважины купольных участков структуры, где пласт насыщен в основном только выпавшим конденсатом.

Под обработку сотрудниками ВНИИГАЗа совместно с СеверНИПИгазом и по согласованию с д/п “Севергазпром” были намечены скв. 177, 188

(I группа), 132 (II группа), 126, 154 (III группа). Анализ результатов газодинамических исследований, проведенный в 1987 г. Е.М. Гурленовым, показал, что прискважинная зона большинства из этих скважин имеет ухудшенные фильтрационные свойства по сравнению с удаленной от скважин зоной пласта. Все эти скважины подключены к УКПГ-3 и эксплуатируют продуктивные объекты в московских и серпуховских отложениях (средний и нижний карбон). Несколько ранее технология воздействия на прискважинную зону пласта была испытана на скв. 26 месторождения. В ходе обработки скважин проводился оперативный контроль за параметрами работы скважин после пуска, а также газоконденсатные исследования. Они осуществлялись сотрудами ЦНИПРа Вуктыльского ГПУ и СеверНИПИгаза.

ОБРАБОТКА СКВАЖИНЫ № 126

Скв. 126 расположена в районе УКПГ-3 и занимает на структуре промежуточное положение между сводовой частью и восточным крылом. Скважиной вскрыт практически весь продуктивный разрез от I до VI литолого-коллекторской пачки. Газоотдающие интервалы приурочены к коллекторам III пачки (2841–2851 м, московские отложения) и V пачки (3047–3053 и 3095–3105 м, серпуховские и веневские отложения). Незначительный приток газа отмечается также из отложений VI пачки с глубины 3242–3245 м.

Обработка скв. 126 углеводородными растворителями проводилась не впервые: в 1984 г. призабойная зона была обработана путем закачки 3,4 млн. м³ газов выветривания, в 1985 г. – ШФЛУ (565 т) с продавкой газом сепарации (1,14 млн. м³). Обе эти обработки заметного эффекта не принесли (подробный анализ результатов обработок представлен в материалах СеверНИПИгаза).

В 1988 г. обработка призабойной зоны была выполнена ЦНИПРОм Вуктыльского ГПУ в период с 23 июня по 24 июля. Всего по утвержденному регламенту предусматривалось закачать: ШФЛУ – 2900 т, сухого газа для продавки – 4,060 млн. м³. Фактическое количество закачанных агентов составило: ШФЛУ – 3970 т, сухого газа – 4167 тыс. м³. Такие значительные объемы агентов задавались с учетом высоких значений толщины пласта в районе скважины. Суммарная эффективная толщина пласта составляла 116 м при общей вскрытой толщине 242 м. В то же время окончательная интерпретация материала в партии МИТИС указывала на суммарную толщину газоотдающих интервалов всего 29 м и, таким образом, обработка зоны фильтрации получилась существенно более глубокой, чем предусматривалось регламентом. Перед обработкой призабойной зоны был выполнен полный комплекс исследовательских работ. Глубинные исследования в скважине производили с использованием опытного образца комплексного прибора БДС (аппаратура “Глубина-2”), что позволило получить качественные данные об исходной характеристике скважины.

Динамика основных параметров работы скважины до и после обработки призабойной зоны приведена на рис. 5.58, 5.59. Анализ промысловых данных оперативного контроля за основными параметрами отбираемой из скважины продукции показывает, что отработка скважины от сухого газа, закачанного в ходе продавки ШФЛУ, продолжалась не менее месяца после пуска скважины в работу. На это указывают динамика конденсатоголового фактора (см. рис. 5.58, *a*), а также молекулярной массы конденсата и содержания в продукции углеводородов C₃₋₄ (см. рис. 5.58, *b*). Скважина работала с

Рис. 5.58. Динамика основных показателей эксплуатации скв. 126 – Вуктыл до и после обработки ее призабойной зоны:

a – параметр kh/μ и конденсатогазовый фактор q ;

б – плотность ρ_k и молекулярная масса M_k конденсата, содержание компонентов C_3-C_4

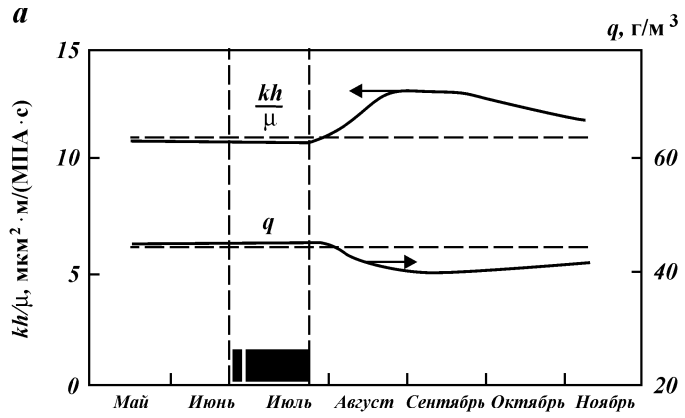
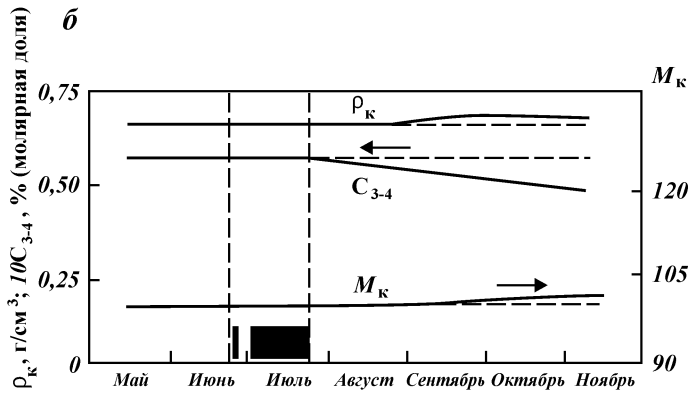
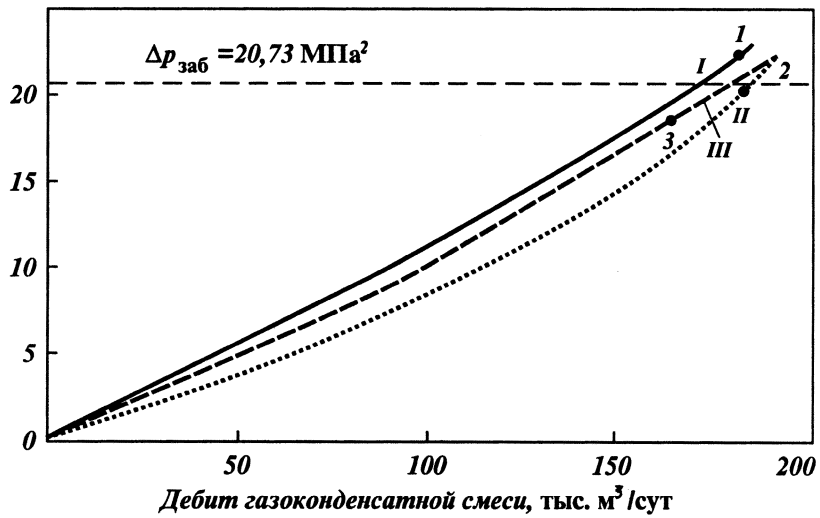


Рис. 5.59. Динамика продуктивности скв. 126 – Вуктыл в 1988 г. после обработки ее призабойной зоны:

I – май; *II* – сентябрь; *III* – ноябрь; 1-3 – номера циклов исследований



$p_{пл}^2 - p_{заб}^2, \text{ МПа}^2$



несколько меньшим содержанием конденсата по сравнению с исходным (до обработки). Свойства конденсата (плотность и молекулярная масса) наблюдались практически на уровне исходных значений. В то же время уменьшилось содержание пропан-бутановой фракции. Поступления закачанной ШФЛУ из призабойной зоны не наблюдалось. Контрольные исследования в сентябре 1988 г. показали, что скважина работает с повышенной продуктивностью (отмечался прирост дебита в 14 тыс. м³/сут) и несколько меньшим содержанием конденсата по сравнению с исходным. Газоконденсатные исследования, проведенные 09.11.88, показали почти аналогичные результаты, за исключением более высокой плотности конденсата.

После воздействия на скважину наблюдалось увеличение газопроводности (параметра kh/μ) в 1,3 раза (см. рис. 5.58, *a*). В ходе отработки скважины отмечалось постепенное ее уменьшение. Тем не менее газопроводность оставалась выше, чем до обработки скважины. Выше оказалась и продуктивность скважины (сопоставление результатов газодинамических исследований на различные даты, см. рис. 5.59). В дальнейшем происходило увеличение продуктивности скважины и, по данным исследований, проведенных в мае 1989 г., отмечались существенные изменения фильтрационных коэффициентов: коэффициент A уменьшился втрое, коэффициент B увеличился на порядок.

В конечном счете обработка призабойной зоны скв. 126 позволила отобрать из пласта дополнительно значительное количество газа. Уже по состоянию на май 1989 г. (менее чем через год после воздействия) из скважины было добыто дополнительно 3,2 млн. м³. Некоторое уменьшение содержания фракции C_{5+} в продукции скважины привело к снижению отбора конденсата (приблизительно на 45 т). Однако по сравнению с приростом добычи газа это снижение добычи конденсата оказалось незначительным.

ОБРАБОТКА СКВАЖИНЫ № 177

Скв. 177 расположена на восточном склоне средней части структуры. Введена в эксплуатацию 31.03.81. Перфорированные интервалы располагались на глубинах 3126–3131 и 3205–3330 м (работающие интервалы определены не были). Начальный технологический дебит скважины равнялся 220 тыс. м³/сут.

В феврале 1985 г. скважина была первый раз обработана жидкими углеводородными растворителями с целью извлечения выпавшего в призабойной зоне конденсата и улучшения продуктивной характеристики. Состав растворителей специально подбирался на пластовые давления около 10 МПа. Обработка дала эффект, который наблюдался длительное время.

Обработка призабойной зоны ШФЛУ проведена 06.04.88–13.04.88. В соответствии с регламентом в призабойную зону было закачано 1407 м³ (708 т) ШФЛУ и 1,12 млн. м³ сухого углеводородного газа для продавки ШФЛУ в пласт. Данные по контролю за параметрами работы скважины до и после закачки изложены в работе [5]. Состав продукции скважины до закачки ШФЛУ характеризовался повышенным содержанием конденсата (63 г/м³) из-за его дополнительного поступления в жидком виде. Превышение над значением потенциального содержания C_{5+} при текущих термобарических условиях пласта составляло 19 г/м³.

Отработка скважины от закачанных агентов хорошо прослеживается по кривым изменения дебита газа сепарации, содержания сырого конденсата,

конденсатогазового фактора (КГФ) и коэффициента усадки. Судя по этим кривым, основное количество закачанного сухого газа отфильтровалось из призабойной зоны в течение первых 8–10 дней, после чего началось поступление конденсата повышенной плотности и молекулярной массы в смеси с пропан-бутановой фракцией.

Продуктивность скважины в начальный период заметно превышала исходную (видно из индикаторных линий, приведенных на рис. 5.60). По мере отработки от сухого газа продуктивность снижалась и через 20 дней работы скважины вернулась к исходной, которая наблюдалась до закачки. Вместе с тем в этот период содержание конденсата превысило исходную величину на 13 г/м^3 при постоянной плотности и молекулярной массе. По содержанию сырого конденсата и коэффициенту усадки видно, что наиболее интенсивная отработка скважины от закачанной пропан-бутановой фракции продолжалась примерно до 20 мая 1988 г. Ориентировочный расчет показывает, что за этот период из призабойной зоны поступило около 190 т ШФЛУ, что составляет четвертую часть от ее закачанного количества. В сентябре дополнительного содержания ШФЛУ в составе продукции уже не отмечалось. Вероятнее всего, растворитель, закачанный в ходе обработки в призабойную зону скважины, был частично добыт в период с июня по сентябрь, а частично остался в составе жидкого конденсата, отесненного за пределы призабойной зоны.

Проведенными в сентябре 1988 г. исследованиями было установлено существенное улучшение продуктивной характеристики скважины. При прочих равных условиях дебит газа увеличился на 33 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ и достиг 120 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, что составляет 38 % исходных добывных возможностей данной скважины. Если скважина до обработки работала в неустойчивом режиме и периодически требовала продувок или перевода на газлифт, то после обработки она стала работать в устойчивом режиме и эксплуатироваться самостоятельно. Геофизические исследования показывают, что после обработки углеводородным растворителем появился дополнительный

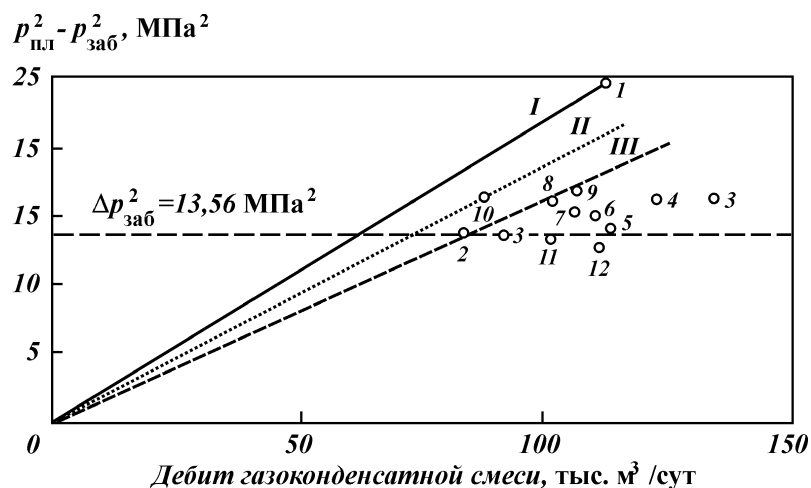


Рис. 5.60. График изменения продуктивности скв. 177 – Вуктыл после обработки ее призабойной зоны:
 I – ноябрь 1985 г.; II – март 1988 г.; III – июнь 1988 г.; 1–12 – последовательные исследовательские режимы после обработки скважины

газоотдающий интервал на глубине 3240–3260 м в московских отложениях, т.е. дополнительное улучшение продуктивности скважины было вызвано увеличением эффективной толщины пласта.

Обработка призабойной зоны скв. 177 позволила отобрать из пласта дополнительное количество газа и конденсата. Уже по состоянию на октябрь 1989 г. из скважины было добыто дополнительно 3,5 млн. м³ газа и 452 т конденсата.

ОБРАБОТКА СКВАЖИНЫ № 154

Скв. 154 расположена в районе УКПГ-3 севернее скв. 126 и вблизи от сводовой части структуры. Скважиной вскрыт весь продуктивный разрез от I до VI пачки. Основной приток газа в скважину до закачки наблюдался из интервалов 2594–2620 и 2629–2640 м (III пачка), перекрытых лифтовыми трубами. Исходная продуктивная и газоконденсатная характеристика скважины определена в ноябре 1987 г., в том числе и с привлечением данных геофизических исследований.

Закачка ШФЛУ с продавкой в пласт газом высокого давления проведена с 11 до 19 февраля 1988 г. Всего было закачено 1844 м³ (1051 т) ШФЛУ (регламентом предусматривалось закачать 925 т ШФЛУ) и 1,312 млн. м³ сухого газа (по регламенту – 1,295 млн. м³). Для оперативного контроля за параметрами работы после пуска в эксплуатацию осуществлялись контрольные исследования 13.04.88–26.04.88 и 22.08.88–28.08.88. Основные результаты всех исследований приведены на рис. 5.61–5.63.

Динамика параметров, показанная на рис. 5.61, показывает, что обработка скважины после воздействия происходила в два этапа. Первый этап продолжался около 2 мес с момента пуска в работу до середины апреля. Контрольные исследования в апреле показали, что продуктивность скважины заметно снизилась (рис. 5.62). Уменьшение дебита газа составило 46 тыс. м³/сут (т.е. 20 % от исходного). Одновременно понизилось содержание конденсата (до 36 г/м³). Данное явление объяснялось (согласно данным СеверНИПИгаза) тем, что часть вскрытых интервалов IV–V пачек, расположенных ниже основных газоотдающих, тоже отдавала газ. В результате закачки ШФЛУ эта часть интервалов оказалась заблокированной, поскольку перед подачей ШФЛУ в скважину было закачено 12 м³ метанола для снижения устьевых давлений.

Дальнейшие наблюдения за характером работы скважины показали, что ее продуктивная характеристика постоянно восстанавливалась с одновременным ростом содержания конденсата и дополнительным поступлением пропан-бутановых компонентов (см. рис. 5.61, а и б). Уже в апреле 1988 г. при проведении контрольных исследований на термоквивных стала отмечаться работа интервалов 2712–2730 и 2866–2930 м. Таким образом, на втором этапе обработки отмечалось подключение тех интервалов пласта, которые, по всей видимости, стали более интенсивно очищаться от закаченных агентов. Контрольные исследования 22.08.88–26.08.88 свидетельствовали о восстановлении продуктивности до исходного уровня. Тем не менее дальнейшего улучшения продуктивности скважины не отмечалось. Отсутствие эффекта от обработки призабойной зоны скв. 154 объяснялось, вероятно всего, тем, что в ходе воздействия произошло блокирование части продуктивного разреза жидкостью, имевшейся на забое скважины до проведения обработки.

Рис. 5.61. Динамика основных показателей эксплуатации скв. 154 – Вуктыл до и после обработки ее призабойной зоны:

a – температура сепарации *t* и конденсатогазовый фактор *q*; *b* – плотность и молекулярная масса конденсата (ρ_k, M_k), содержание компонентов $10C_{3-4}$

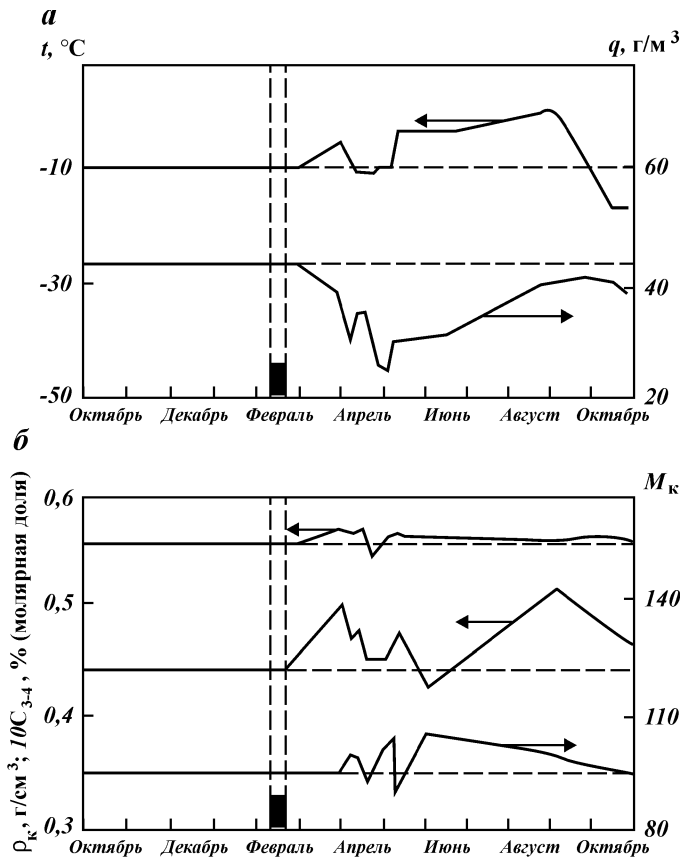
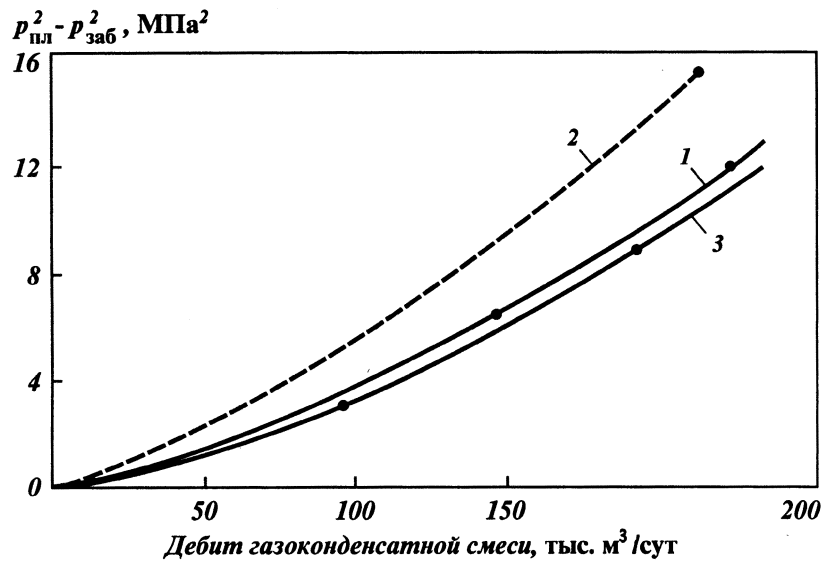


Рис. 5.62. Кривые изменения продуктивности скв. 154 – Вуктыл после обработки ее призабойной зоны: 1 – до обработки; 2 – после обработки (апрель 1988 г.); 3 – после обработки (август 1988 г.)



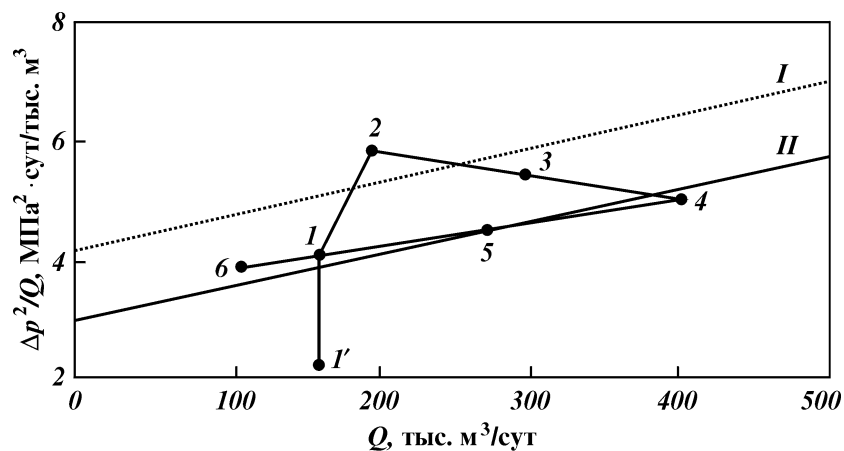


Рис. 5.63. Результаты гидродинамических исследований скв. 26 – Вуктыл до (I) и после (II) обработки ее призабойной зоны: 1–6 – номера измерений

ОБРАБОТКА СКВАЖИНЫ № 188

Скв. 188 расположена севернее скв. 177 на восточном склоне средней части структуры. Газоотдающие интервалы отбивались на глубинах 3112–3126, 3156–3157, 3186–3190 м и составляли в сумме 70 м. По данным исследований, в июне 1988 г. при дебите 94 тыс. м³/сут коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B равнялись соответственно 0,146 МПа²·сут/тыс. м³ и $9,33 \cdot 10^{-5}$ (МПа·сут/тыс. м³)².

Обработку скважины проводили в августе 1988 г. После воздействия и пуска в эксплуатацию скважина в течение 2 мес увеличивала продуктивность с достаточно высоким темпом и сохранила ее до июня 1989 г. В среднем в этот период эксплуатации скважины продуктивность ее как по газу, так и по конденсату в 1,15–1,2 раза превосходила аналогичные значения до обработки скважины. Хотя и с меньшим темпом, но тенденция к увеличению дебитов сохранялась и в последующем, несмотря на уменьшение суммарной толщины работающих интервалов из-за блокирования метанолом (который подали в скважину при ее подготовке к обработке). После обработки скважины вплоть до июня 1989 г. в ее продукции отмечалось повышенное содержание пропана и бутанов. Содержание C_{5+} сначала заметно уменьшилось, но уже приблизительно через месяц вновь достигло фоновых значений (41 г/м³) и в дальнейшем постепенно возрастало до 45–50 г/м³ (июнь 1989 г.). Плотность и молярная масса дебутанизированного конденсата в течение этого периода времени изменялись с колебаниями вокруг фоновых значений, несколько превышая в среднем эти значения.

За 10 мес после обработки по скважине получена дополнительная добыча газа 1,4 млн. м³ и конденсата 64 т, а также извлечено 518 т ШФЛУ (28 % от закачанного количества).

ОБРАБОТКА СКВАЖИНЫ № 132

Скв. 132 расположена в присводовой части залежи и занимает на структуре положение, среднее между скв. 177 и 188 с одной стороны и скв.

154 и 126 – с другой. Характеризуется малой дебитностью. Замеренные перед обработкой коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B равнялись соответственно $0,266 \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут} / \text{тыс. м}^3$ и $1,732 \cdot 10^{-4} (\text{МПа} \cdot \text{сут} / \text{тыс. м}^3)^2$. Газоотдающие интервалы отбивались на глубинах 3147–3194 и 3203–3223 м.

Скважина после обработки в феврале 1989 г. проявила динамику продуктивности и основных параметров продукции, типичную для подвергнутых локальному воздействию скважин. В первые два месяца шла отработка скважины от газа продавливания, затем появились признаки ШФЛУ в продукции. Продуктивность скважины и основные параметры продукции в этот период времени были близки к фоновым значениям. К июню 1989 г. наметилось увеличение продуктивности: по данным исследований 05.06.89–08.06.89 увеличение в дебите составляло 11 тыс. $\text{м}^3 / \text{сут}$, или приблизительно 10 % от дебита скважины до обработки.

За счет обработки по скважине за 15 мес (на июнь 1989 г.) дополнительно было извлечено 580 тыс. м^3 газа. Прироста в добыче конденсата не отмечалось.

ОБРАБОТКА СКВАЖИНЫ № 26

Скв. 26 расположена на южной периклинали месторождения и была пущена в эксплуатацию в 1973 г. Эксплуатационный горизонт – средний карбон, продуктивные отложения которого сложены плотными, крепкими известняками, глинистыми известняками и доломитами с прослоями глин. Пористость продуктивной толщи пласта колеблется в пределах 8–24 %, проницаемость $(0,012-1,512) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, карбонатность 5,1–99,2 %. Тип коллектора – трещиновато-поровый.

На Вуктыльском газоконденсатном месторождении обработка призабойной зоны эксплуатационных скважин углеводородными растворителями была впервые проведена именно на скв. 26 [49]. Работы были начаты в 1983 г. и в качестве углеводородного растворителя использовался обогащенный газ. Для осуществления воздействия на промысел была доставлена ШФЛУ, которая накапливалась в шлейфах, метаноопроводах и разделительных емкостях. Для приготовления обогащенного газа заданного состава – 50 % C_1 и 50 % C_2-C_4 – и подачи его в скв. 26 использовался газ другой скважины, вскрывшей отложения нижнего карбона с повышенным пластовым давлением.

С целью уточнения продуктивной характеристики перед закачкой углеводородного растворителя были проведены газодинамические исследования скважины на стационарных режимах, а также газоконденсатные исследования, показавшие, что содержание компонентов C_{5+} в пластовом газе составляет $62 \text{ г} / \text{м}^3$ при пластовом давлении 10,9 МПа.

В скв. 26 было закачено за 3 сут 250 тыс. м^3 обогащенного газа, для получения которого использовалось 170 т ШФЛУ. Такое количество обогащенного газа позволило охватить зону радиусом 15–20 м. По завершении закачки скважина была остановлена на 20 сут, после чего был начат отбор продукции. В начальный период отбора был проведен комплекс газодинамических исследований скважины. Контроль состава продукции проводили непрерывно в течение первых семи суток отбора и продолжали с периодичностью один раз в месяц в последующий период отбора.

Изменение продуктивности скважины по мере отработки призабойной зоны от смеси обогащенного газа с выпавшим в пласте конденсатом прослеживается по данным, приведенным на рис. 5.63. Изменение параметров ра-

боты скважины на первом режиме (от точки 1' к 1) объясняется возрастанием доли жидких углеводородов в фильтрационном потоке через 12–13 ч после ее пуска. Второй режим характеризуется двухфазной фильтрацией из-за поступления в скважину основного количества выпавшего в призабойной зоне и оттесненного обогащенным газом конденсата, содержащего тяжелые углеводородные фракции. На третьем режиме продуктивность скважины улучшилась, однако полная очистка призабойной зоны произошла лишь в начале четвертого режима, о чем свидетельствует как стабильный характер работы скважины на этом режиме, так и тот факт, что значение КГФ установилось на уровне, близком к наблюдавшемуся до проведения эксперимента.

Результаты анализа состава продукции показали, что в течение всего периода промысловых исследований скважины после ее обработки содержание пропан-бутановой фракции в продукции было ниже ее содержания в закачанном газе, что объясняется растворением пропана и бутана в пластовой жидкой фазе. В начальный период отбора наблюдалось изменение состава добываемого газа: возрастало содержание метана, снижалось содержание пропана и бутанов. Изменялись также содержание и состав добываемого конденсата.

Оценка значений коэффициентов фильтрационных сопротивлений после полной очистки призабойной зоны выполнена по параметрам четвертого – шестого режимов, осуществленных обратным ходом в максимальном диапазоне дебитов. Воздействие на призабойную зону скважины обогащенным газом заметно улучшило ее характеристику, увеличило продуктивность, и эффект обработки отмечался в течение 2 лет.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КОНТЕСТИ

Промысловые исследования по повышению продуктивности газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями проводились на месторождении Контести (Contesti, Румыния). Для обработки была выбрана скважина *W* пласта Dogger 2 этого месторождения. Пласт залегает на глубине 4000 м. В эксплуатацию был введен в 1979 г. Начальное пластовое давление составляло 42,5 МПа, пластовая температура 130 °С. Максимальная суточная добыча газа и конденсата составляла соответственно 1,7 млн. м³/сут и 1,02 тыс. т/сут и отмечалась в 1984 г. К 1989 г. к моменту осуществления воздействия на скважину *W* она понизилась до 27,5 млн. м³/сут и 12,1 тыс. т/сут. Давление забрасывания было определено в 20 МПа.

Скважина *W* к моменту начала обработки ее призабойной зоны простаивала. При эксплуатации на газлифте скважина давала только воду. Максимальный дебит газа и конденсата по ней в свое время составлял 35 тыс. м³/сут и 12,1 т/сут (из продуктивного интервала толщиной 80 м). Скважину обрабатывали углеводородной жидкостью, близкой по составу к растворителю “В”, в объеме 56 м³. Этот объем выбирался исходя из необходимости обработки зоны пласта вокруг скважины радиусом 3 м. Продавка углеводородного растворителя осуществлялась азотом при давлении 24 МПа. Скважина выдерживалась после нагнетания агентов 24 ч и затем запускалась в эксплуатацию на газлифте. На рис. 5.64 представлена динамика дебитов скважины по пластовому 2 и газлифтному 1 газу. В первый момент после

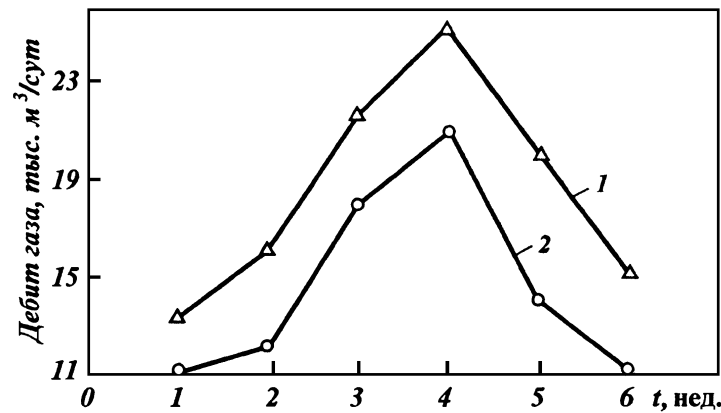


Рис. 5.64. Динамика дебитов газа на скв. W месторождения Contesti (Румыния) после обработки ее призабойной зоны углеводородным растворителем.

пуска скважины она работала с дебитом 20–30 м³/сут жидкости, состоящей из воды и закачанного в пласт растворителя. В течение трех недель после обработки дебит скважины по газу возрос до 20–21 тыс. м³/сут, а затем уменьшался до нуля на протяжении еще двух недель эксплуатации.

Таким образом, результаты промысловых испытаний метода воздействия на призабойную зону газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями, осуществленных на месторождении Контести (Румыния), показали следующее. Данный метод воздействия позволяет повысить продуктивность скважин не только за счет удаления ретроградного конденсата из призабойной зоны скважин, но и за счет удаления воды. Представляется, что эффективность обработки призабойной зоны скважины W Контести могла быть еще выше в том случае, если бы при закачке использовались более легкие растворители (типа пропана или ШФЛУ), не содержащие в относительно большом количестве фракции C₅₊, а объемы растворителя выбирали, исходя из требований обработки призабойной зоны скважины радиусом не менее 10 м.

5.3.3

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ЖИДКИМИ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ

Эффективность проведения обработок призабойных зон скважин в значительной мере определяется точным соблюдением основных положений (правил) воздействия, которые составляют технологию обработки скважин. Основные положения обработки призабойных зон газоконденсатных скважин жидкими углеводородными растворителями практически не отличаются от описанных положений по обработке призабойных зон пласта сухим газом. Это касается как выбора скважин для обработки, объемов нагнетаемых агентов, давления и темпов нагнетания, схемы обвязки скважин, так и последовательности операций при обработке призабойных зон скважин.

Определенные расхождения между положениями этих двух технологий отмечаются в некоторых разделах описанной выше технологии воздействия сухим газом. В части “Объемы нагнетаемых агентов” необходимо, чтобы при проведении обработки скважин жидкими углеводородными растворителями соотношение масс нагнетаемых в пласт жидкого растворителя и сухого газа было около 1:2. В разделе “Схемы обвязки скважин” необходимо дополнительно к скважине подключить линию от емкости с жидкими углеводородными растворителями и предусмотреть оборудование для их нагнетания в скважину. Одним из вариантов нагнетания жидкого растворителя в скважину является передавливание его в скважину тем же сухим газом. В разделе “Последовательность операций при обработке призабойных зон скважин” следует предусмотреть подключение к скважине вместе с источником газа высокого давления емкости с жидкими углеводородными растворителями и нагнетающих их агрегатов (как правило, в одной линии с источником газа высокого давления).