

ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ ДЛЯ АНАЛИЗА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

А.Л. Ковалев, И.Ю. Корчажкина, Е.В. Шеберстов

Под вычислительным экспериментом (ВЭ) понимают эксперимент над математической моделью исследуемого объекта или процесса. Это понятие возникло в 1950-е гг. одновременно с появлением электронных вычислительных машин. В связи с развитием вычислительной техники о вычислительном эксперименте все чаще говорят как о новой технологии и методологии научных и прикладных исследований. Ряд общих черт определяют сходство физического и вычислительного экспериментов: создание экспериментальной установки или специальной компьютерной программы, выполнение тестовых испытаний установки (программы), планирование и проведение серийных опытов (расчетов), обработка экспериментальных данных.

Достоинства вычислительного эксперимента очевидны: он дешевле и доступнее физического, в ходе этого эксперимента можно смоделировать условия, которые невозможно создать в лаборатории. Важна роль ВЭ при анализе аварийных ситуаций и переносе результатов физических экспериментов на натурные объекты. Однако вычислительный эксперимент не может заменить физический, необходимый для получения фундаментальных знаний, на основании которых составляют математические модели сложных процессов. К их числу относятся модели подземной термогидродинамики, используемые при решении задач разработки. В большинстве случаев эти модели записаны в виде систем дифференциальных и интегральных уравнений.

Для того чтобы результаты ВЭ имели познавательную ценность, необходимо для исследуемого процесса выбрать адекват-

ную математическую модель, создать компьютерную программу для корректного и достаточно точного численного решения уравнений модели и обосновать исходные данные. При невыполнении хотя бы одного из указанных требований применение ВЭ может привести к негативным последствиям.

Течения флюидов в пластовых системах описываются сложными системами нелинейных уравнений. Создание алгоритмов численных решений пространственных задач и тестирование компьютерных программ требуют капитальных знаний в области теоретической гидродинамики и вычислительной математики. В настоящее время на практике для решения инженерных задач разработки применяются коммерческие программные продукты (КПП). Использование этих программ для организации ВЭ обладает рядом преимуществ:

- коммерческие программы применяются во всех организациях ОАО «Газпром», занимающихся разработкой месторождений и созданием ПХГ (КПП являются частью технической политики Общества на ближайшую перспективу);
- в КПП представлены математические модели большинства встречающихся на практике процессов (многокомпонентная фильтрация, модели двойной среды и т.п.);
- организация ВЭ с применением коммерческих программ повысит коэффициент их использования и будет содействовать их окупаемости.

К недостаткам данного подхода в первую очередь следует отнести закрытый характер программных продуктов, что препятствует их лучшему пониманию и использованию. Поэтому необходимо специальное тестирование выбираемых для ВЭ программ и обоснование выбора управляющих параметров. Естественно, что рассматриваемый подход не исключает создания корпоративных программ для расчета процессов, не охваченных КПП, или для контроля и дополнения расчетов, выполняемых с их помощью.

В настоящей статье приведены примеры организации ВЭ на базе одной из программ комплекса ECLIPSE 300. В качестве области приложений рассмотрены задачи интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИ). Выбор задач подсказан опытом проектирования и анализа разработки некоторых месторожде-

ний Томской области. Для проведения вычислительного эксперимента выбрана программа расчета многофазной многокомпонентной фильтрации в цилиндрических координатах. Методическую основу экспериментов составляют следующие предположения:

- исходная система дифференциальных уравнений, принятая в программе, адекватно описывает фильтрацию в трехмерном пласте;
- численная модель с достаточной точностью приближает решения дифференциальных уравнений при соответствующем выборе параметров программы.

Таким образом, после тестирования и настройки программы можно рассматривать как модель реальных пластовых систем, свойства которых описываются исходными данными. Эту модель можно привлечь для анализа проблем, возникающих при интерпретации ГДИ.

Рассмотрим систему двух горизонтальных пластов, вскрытых одной вертикальной скважиной. Для того чтобы проводить вычислительные эксперименты, необходима полная уверенность в адекватности программы. Несмотря на то, что коммерческая программа прошла жесткие испытания, опасность погрешностей сохраняется (возможны неправильное понимание пользователем инструкции по работе с программой или ошибка в выборе единиц измерения, неудачный выбор размеров сетки и т.п.). Для рассматриваемой модели имеется возможность контроля путем сопоставления расчетов с точным решением. Пусть пласты однородны и их свойства одинаковы. В качестве флюида выбран метан. Выполним компьютерную имитацию гидродинамического исследования, включающего период стабилизации (отбор с постоянным дебитом), последующее закрытие скважины и снятие кривой восстановления давления (КВД). Расчетные значения забойного давления можно рассматривать как глубинный замер в процессе исследования. Для рассматриваемого случая существует приближенное аналитическое решение задачи, дающее хорошую точность при небольших депрессиях. Настройка программы состояла главным образом в подборе размеров сеточных блоков на основании сопоставления аналитического и компьютерного решений.

Результаты расчета приведены на рис. 1 в логарифмических координатах, принятых при построении эталонных графиков [1].

Производная безразмерного давления по логарифму безразмерного времени вычислялась по формуле центральных разностей. График производной p_D' выходит на асимптотическое значение 0,5. Хорошее совпадение с аналитическим решением дает основание применять полученную программу, параметры которой приведены в таблице, в качестве модели пласта для анализа ГДИ газовых скважин.

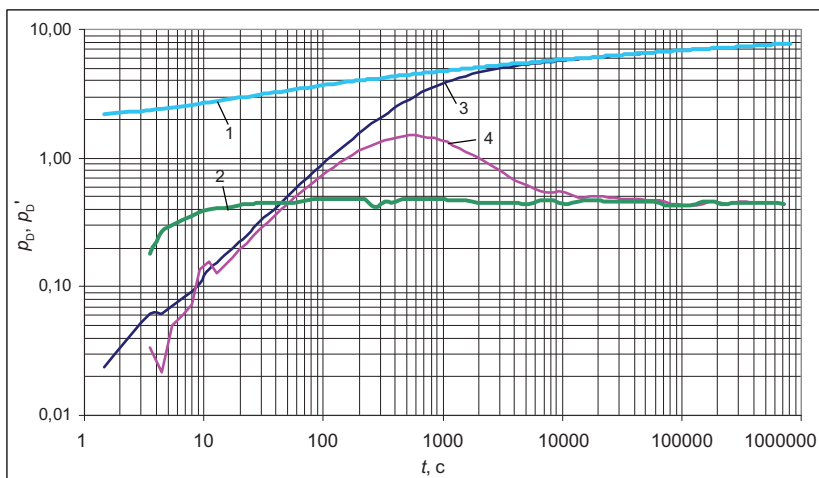


Рис. 1. Стабилизации давления: 1 – без учета ствола скважины (линии 1, 2); 2 – с учетом влияния ствола скважины (линии 3, 4)

Параметры модели

Пористость, д.ед.	0,17
Проницаемость, мД	10
Толщины пластов, м	3
Начальное пластовое давление, бар	150
Радиус скважины, м	0,084
Радиус пласта, м	1997
$dr(i), i = 1, 2, \dots, 26$	1; 1, 1,3; 1,7; 2,2; 2,9; 3,8; 4,9; 6,4; 8,3; 10,8; 14;
Радиальные размеры ячеек, м	18,2; 23,7; 30,8; 40; 52; 68; 88; 114; 148; 178; 214;
	257; 308; 399

Известно, что при закрытии ствола на устье приток из пласта продолжается, это приводит к искажению начального участка

кривой стабилизации или восстановления давления. Чтобы учесть этот эффект, упомянутая модель была модифицирована за счет включения дополнительного (фиктивного) пласта, поровый газонасыщенный объем которого равен объему ствола скважины (насосно-компрессорная труба (НКТ) и затрубье, если нет пакера), а проницаемость составляет 2 мД. Согласно рис. 1 учет ствола существенно повлиял на поведение производной на начальном участке. Прямолинейный участок, наклоненный под углом 45° и соответствующий реальному времени ~ 60 с, интерпретируется как проявление влияния ствола скважины (Wellbore storage). За прямолинейным участком следует переходная зона (~ 3 ч), после чего эффект затухает.

Попытка учета влияния ствола при интерпретации КВД оказалась неудачной. На расчетной кривой появляются колебания, причина которых не установлена. При анализе численной модели обнаружилось, что при остановке скважины возникают перетоки между пластами.

На практике иногда приходится объединять несколько маломощных пластов в один эксплуатационный объект. В связи с этим при обработке ГДИ возникают следующие вопросы: какие параметры пластов отражаются при интерпретации по стандартной методике; какие выводы можно сделать о гидродинамической взаимосвязи пластов и т.д. В качестве примера рассмотрен эксплуатационный объект, включающий два пласта (два слоя в модели). Одному слою была присвоена проницаемость 10 мД, другому – 100 мД. Толщина каждого слоя – 3 м. Также предложены два примера со значениями анизотропии (k_v/k_h) 0 и 1. Обработанные в логарифмических координатах результаты расчета периода стабилизации представлены на рис. 2. Начальный участок производной для $k_v/k_h = 1$ несколько отклоняется от горизонтальной прямой, что, возможно, следует рассматривать как диагностический признак гидродинамического сообщения пластов (k_v , k_h – проницаемость в вертикальном и горизонтальном направлениях). Конечный участок производной имеет характерную для однородной радиальной фильтрации форму. Соответствующее значение гидропроводности составляет $k_h/\mu = 20698$ мД · м/сПз. Если принять вязкость газа примерно равной начальной, то $k_h = 330$ мД · м, что соответствует

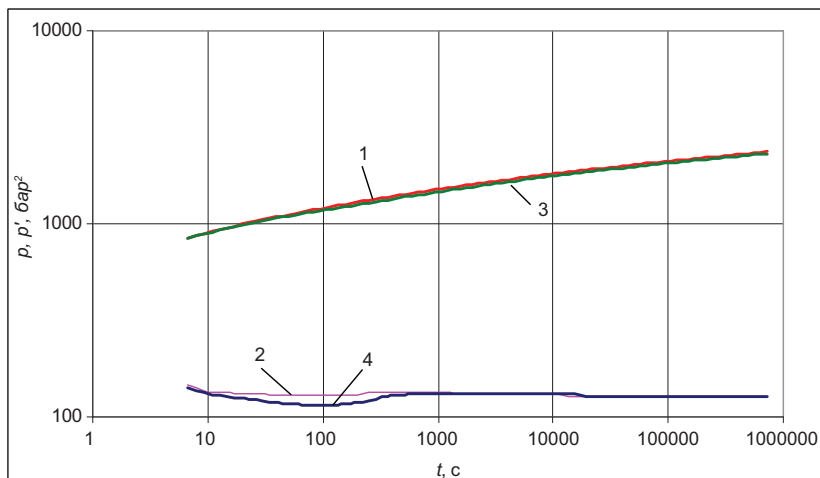


Рис. 2. Стабилизация давления при ГДИ эксплуатационного объекта из двух пластов: 1 – изолированные пласты (линии 1, 2); 2 – гидродинамически связанные пласты (линии 3, 4)

сумме гидропроводностей пластов. Таким образом, обработка результатов исследования вертикальной газовой скважины, вскрывшей два различных по проницаемости пласта, по стандартной методике (рассчитанной на один пласт), позволила определить гидропроводность разреза. В то же время исследования не позволяют отличить случай изолированных пластов от случая гидродинамически связанных пластов.

При анализе ГДИ весьма актуальной является оценка размеров зоны ухудшения фильтрационных свойств вокруг скважины. Для примера рассмотрен пласт с проницаемостью $k_2 = 42$ мД, и задана зона радиусом 5,75 м с проницаемостью $k_1 = 4,4$ мД (рис. 3). На графике производной выделяются два участка, показывающих радиальный приток. Первый участок с более высоким значением производной соответствует проницаемости в призабойной зоне скважины (ПЗС) ≈ 4 мД. Второй участок с более низким значением производной соответствует отклику пласта с более высокой проницаемостью. По формуле $r = 2\sqrt{kt}$ определено, что размер зоны с проницаемостью 4,4 мД составляет 4,1 м. Начальный и конечный участки производной функции влияния показывают контраст проницаемостей в пласте $k_1/k_2 = 0,128$. Этот пример демонстрирует

преимущества использования графика производной для интерпретации исследований. С помощью дифференцирования удастся четко выделить участки кривой реагирования, соответствующие зонам с различными проницаемостями. Кроме того, на графике производной проявились периодические всплески, незаметные на кривой реагирования.

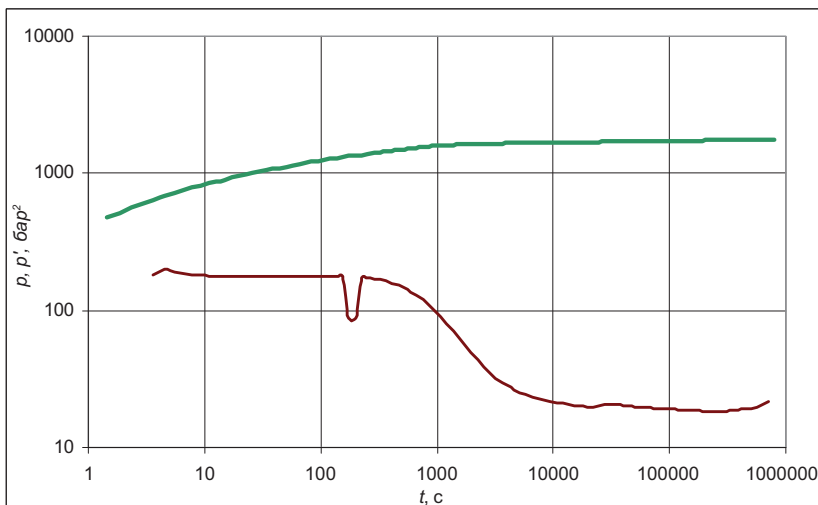


Рис. 3. Стабилизация давления при ГДИ зонально-неоднородного пласта

При интерпретации ГДИ на газоконденсатном месторождении всегда возникают вопросы о влиянии выпадения жидкой фазы. Организация вычислительного эксперимента в этой ситуации весьма желательна, но при этом возникают дополнительные трудности с тестированием программы, так как для многофазной фильтрации отсутствуют пригодные для целей тестирования аналитические решения. При отсутствии самих решений можно воспользоваться некоторыми их свойствами. В данном случае привлечено свойство автомодельности, которым обладает решение системы уравнений многофазной многокомпонентной фильтрации, описывающее течение в бесконечном горизонтальном пласте при включении источника, работающего с постоянным во времени дебитом. Если в общем случае решение в точке зависит от расстояния от точки до источника и от времени, то автомодельное решение за-

висит только от отношения радиуса к корню квадратному из времени. На рис. 4 показано пластовое давление и мольная доля пентанов в жидкой фазе в зависимости от автомодельной переменной при работе газоконденсатной скважины. В модели флюида потенциальное содержание углеводородов C_{5+} составляет 205 г/м^3 , давление начала конденсации – 148 бар. Согласно рис. 4. свойство автомодельности хорошо воспроизводится на численной модели, что дает основание использовать ее для анализа ГДИ на газоконденсатных месторождениях. Отметим, что свойство автомодельности выполняется как по давлению, изменяющемуся непрерывно, так и по разрывной переменной, мольной доле компонент в жидкой фазе. В автомодельных координатах четко выделен фронт. Сеточная область та же, что в таблице.

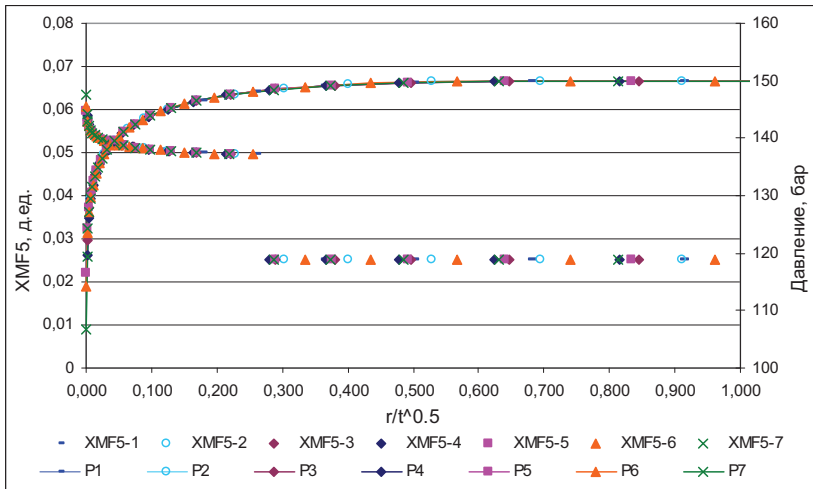


Рис. 4. Мольная доля пентанов в жидкой фазе (XMF5) и давление в ячейках модели в зависимости от автомодельной переменной

Для выявления характерных отличий газовых и газоконденсатных скважин выполнено моделирование ГДИ для двух флюидальных систем при одинаковых пластовых условиях. Флюид 1 – чистый метан. Флюид 2 состоит из девяти псевдокомпонент, потенциальное содержание C_{5+} – 205 г/м^3 , давление начала конденса-

ции – 148 бар. Рассматривается период стабилизации и восстановления давления. Скважина работает в течение 9 сут с постоянным дебитом $Q_{ам} = 150$ тыс. м³/сут, затем 1 сут давление восстанавливается при нулевом дебите.

В случае скважины, добывающей сухой газ (метан), график производной представляет собой практически прямую горизонтальную линию (рис. 5). Это свидетельствует о формировании в окрестности скважины радиального течения в однородном бесконечном пласте. В случае газоконденсатной скважины забойное давление падает ниже давления насыщения. В окрестности ствола накапливается конденсат. Начальный участок графика производной параллелен оси времени, что можно интерпретировать как формирование радиального течения в однородном пласте. При продолжении исследования на графике появляется участок возрастания, который можно было бы интерпретировать как проявление границы пласта или зоны ухудшенных свойств. При продолжении исследования появляется участок колебательного изменения производной в окрестности некоторого повышенного по сравнению с начальным участком значения. Для выяснения причин такого поведения на рисунке приведены графики изменения насыщенности жидкой фазой в двух ячейках, примыкающих к контуру скважины. Согласно этим графикам колебания возникают в моменты достижения жидкой фазой подвижного состояния в первой и второй ячейках. За 9 сут расчетного времени зона подвижности конденсата распространилась на две ячейки, что на графике производной выделяется как интервалы возрастания и убывания. Обращают на себя внимание периодические всплески постоянной амплитуды на графике производной. Возможно, это связано с особенностями численного алгоритма. На участке КВД поведение производной можно интерпретировать как ухудшение свойств ПЗП с последующим выходом на радиальный приток (рис. 6).

Одной из целей проведения ГДИ является мониторинг состояния призабойной зоны. ГДИ позволяют получить данные об изменении фильтрационных характеристик в процессе эксплуатации скважин или при проведении мероприятий по интенсификации притока.

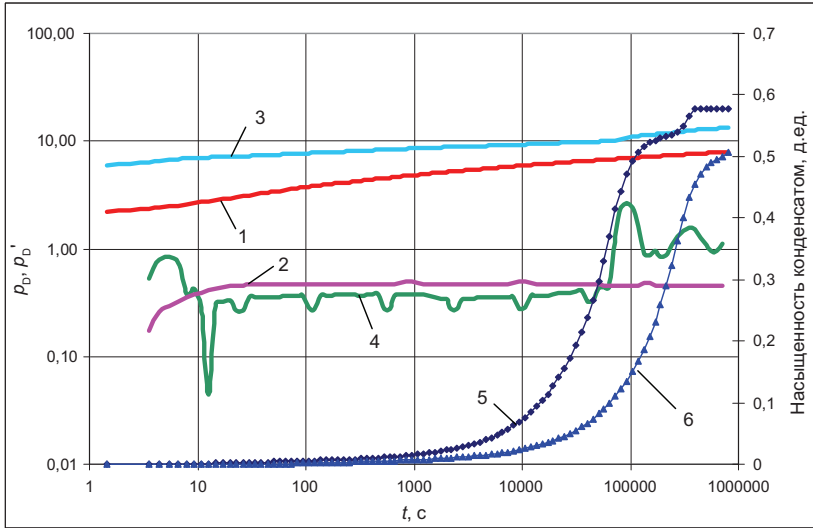


Рис. 5. Стабилизация давления газовой (линии 1, 2) и газоконденсатной (линии 3, 4) скважин (линии 5, 6 – насыщенности конденсатом в ячейках 1 и 2 соответственно; критическая насыщенность конденсатом – 0,377)

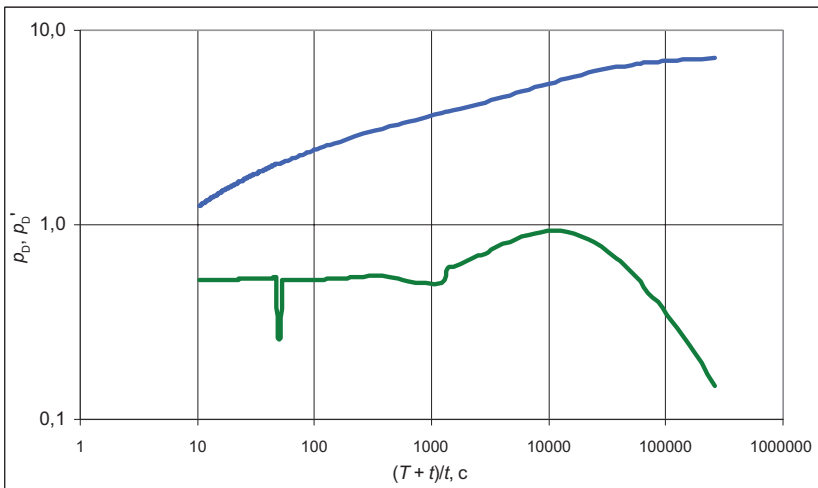


Рис. 6. Кривая восстановления давления газоконденсатной скважины

При эксплуатации газоконденсатной скважины ее продуктивность ухудшается со временем, что зачастую связано с накоплением конденсата в ПЗС. Целесообразность обработки зависит от размеров конденсатной банки. Так как проницаемость по газу в зоне выпадения конденсата снижается по сравнению с областью однофазной фильтрации, то наличие банки конденсата должно проявляться на кривых реагирования аналогично зоне загрязнения (см. рис. 3). Так как давление в пласте изменяется гораздо быстрее, чем насыщенность, есть основания ожидать, что за время ГДИ банка не успеет сильно измениться.

В качестве примера выбрана модель скважины одной из газоконденсатных залежей Западной Сибири. На модели однородного пласта, представленного в программе одним слоем, вычислены распределения насыщенности конденсатом на различные моменты времени. На рис. 7 показана насыщенность конденсатом по результатам моделирования 20-летней работы скважины. Вычислительный эксперимент построен таким образом: скважина останавливается на 6 сут, затем в течение 9 сут записывается кривая стабилизации давления при постоянном дебите (рис. 8).

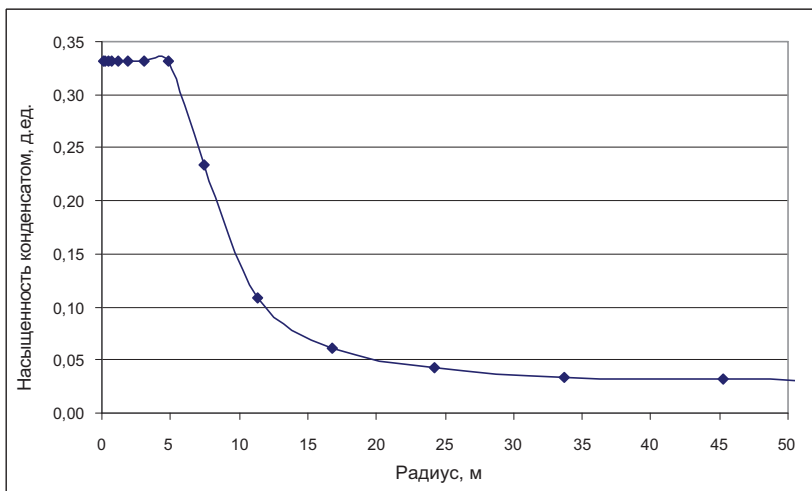


Рис. 7. Насыщенность конденсатом ПЗС (численное моделирование)

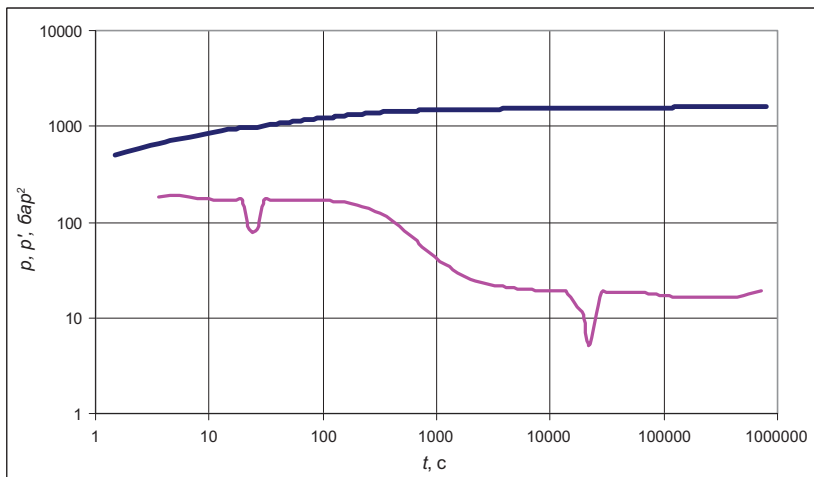


Рис. 8. Кривая стабилизации давления, полученная до обработки газоконденсатной скважины

Абсолютная проницаемость в данном примере – 55 мД, по производной функции влияния определена проницаемость по газу, затем вычислена относительная фазовая проницаемость газа. При известных зависимостях относительных фазовых проницаемостей от насыщенностей можно оценить насыщенность пласта конденсатом в ПЗС; в данном примере – 32–33 %. Обработка исследованных скважин позволяет также определить область максимальной насыщенности конденсатом во время формирования банки (в данном случае – 4–5 м).

На практике часто возникает необходимость интерпретации ГДИ при работе скважины с переменным дебитом. В этом случае, прежде чем применить стандартную диагностическую процедуру, необходимо преобразовать реальную динамику забойного давления при переменном дебите в динамику этого давления при постоянном дебите или, иными словами, выполнить деконволюцию. При решении этой задачи предполагается, что давление в пласте описывается линейной моделью и справедлив принцип суперпозиции. В результате взаимодействие скважины с пластом описывается уравнением:

$$P_b^2 = P_f^2 + c + b \cdot q(t) \cdot |q(t)| + \int_0^t q(t-\tau) \cdot f'(\tau) \cdot d\tau, \quad (1)$$

где $P_b(t)$, $P_f(t)$ – забойное и пластовое давления; $q(t)$ – дебит газа (приведенный к стандартным условиям); $f(t)$ – так называемая функция влияния, которая простым образом связана с забойным давлением в случае постоянного дебита. В случае переменного дебита для определения функции влияния, а также коэффициентов b и c необходимо обращать интегральный оператор свертки. Это некорректная задача, для решения которой предложены специальные методы, например [2]. В настоящей работе использована программа Influx [3], в которой для выполнения деконволюции применен метод линейного программирования. На функцию влияния накладываются условия «физичности», вытекающие из свойств решений уравнения теплопроводности:

$$f(0) = 0, f(t) \geq 0, f'(t) \geq 0, f''(t) \leq 0, \dots, f^{2n}(t) \leq 0, f^{2n+1}(t) \geq 0. \quad (2)$$

Приведенные примеры наглядно отражают организацию ВЭ с применением коммерческой и корпоративной программ.

При интерпретации данных о работе газоконденсатной скважины применение деконволюции не совсем корректно, так как выпадение конденсата нарушает линейность системы. Рассмотрим, как появление жидкой углеводородной фазы влияет на результаты ГДИ и использование метода деконволюции.

На рис. 9 показана динамика давления в газоконденсатной скважине, полученная на цифровой модели пласта (маркеры 1).

Скважина работала с переменным дебитом, изменяющимся в широких пределах. После проведения деконволюции расчетное давление (линия 2), определенное по (1), сопоставлено с давлением цифровой модели. Выброс кривой 2 в отрицательную область свидетельствует о проявлении нелинейности. Такое поведение расчетного давления, возможно, является диагностическим признаком выпадения конденсата.

Исследована работа скважины с переменным дебитом. В первом случае скважина работала с дебитами, близкими по значению (100–180 тыс. м³/сут). Во втором – дебит изменялся в широких пределах (1–300 тыс. м³/сут) на более чем 20 режимах. Используя данные численного моделирования в качестве промысловых данных, проведена деконволюция и построены графики функции влияния и ее производной.

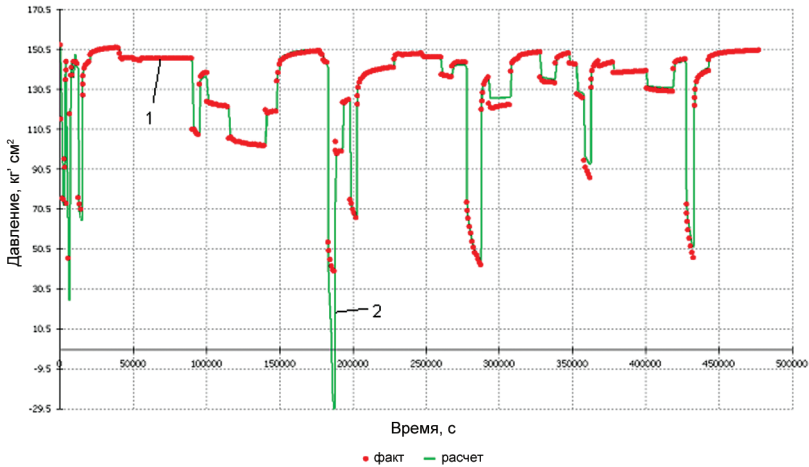


Рис. 9. Сравнение фактического давления и давления, определенного по функции влияния

Первый случай показывает выход на радиальный приток и для сухого, и для жирного газов (рис. 10). Во втором случае можно заметить различное поведение производной функции влияния для сухого и жирного газов (рис. 11). Для метана производная представляет собой практически прямую горизонтальную линию, что означает радиальный приток в однородной среде. Производная для газоконденсата показывает на своем конечном участке достаточно выраженный рост, который, очевидно, обусловлен выпадением конденсата в пласте. Значительные изменения давления на забое газоконденсатной скважины в рассмотренном примере вызывают изменения насыщенности конденсатом призабойной зоны и, следовательно, изменения проницаемости по газу. Таким образом, при выпадении конденсата образуется зона ухудшенной проницаемости, что и диагностируется в виде роста конечного участка производной функции влияния.

Рассмотренные примеры деконволюции показывают, что подход, основанный на принципе суперпозиции и, следовательно, линейном уравнении фильтрации газа, может быть с успехом использован и для диагностики призабойной зоны газоконденсатных скважин, фильтрация в которой в общем случае не линейна.

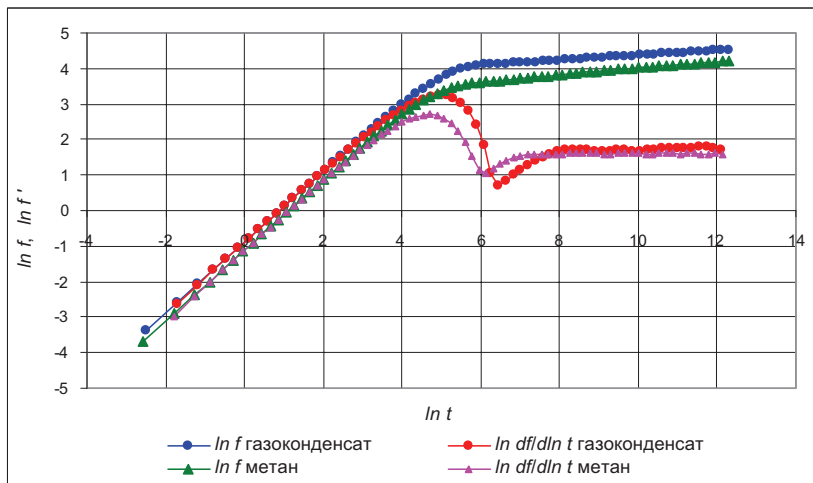


Рис. 10. Функция влияния и ее производная для газовой и газоконденсатной скважин

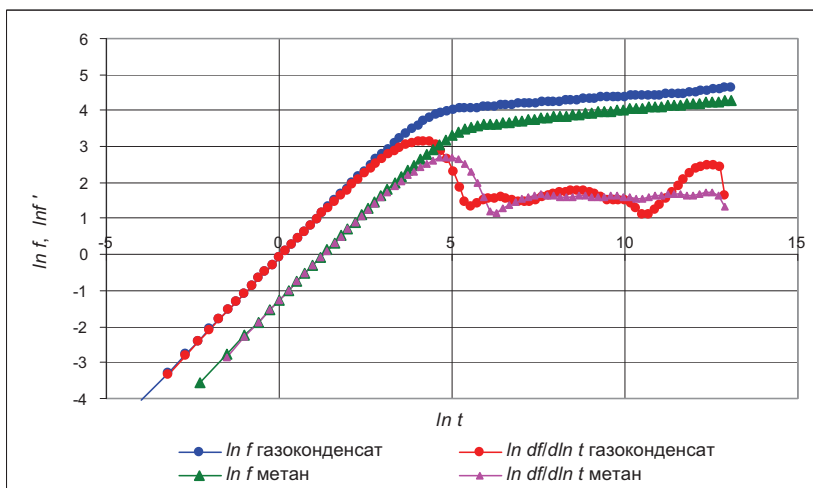


Рис. 11. Функция влияния и ее производная для газовой и газоконденсатной скважин при значительных изменениях дебита

На основании рассмотренных примеров организации вычислительных экспериментов с применением коммерческого программного продукта следует отметить, что рекомендации по выбору моделей и размерам сетки могут быть полезны всем пользователям ECLIPSE 300 при анализе ситуаций, возникающих при интерпретации ГДИ. Для некоторых задач не удалось получить модели для вычислительного эксперимента (модель КВД с учетом ствола или КВД в случае двух пластов). На графиках производных обнаружены периодические всплески, незаметные на кривых реагирования. Возможно, это особенность заложенного в коммерческую программу алгоритма численного решения. Анализ результатов ГДИ газоконденсатных скважин затруднительно проводить в программе WELTEST 200, так как в модуле свойств в WELTEST не предусмотрено вычисление свойств флюида по уравнению состояния. Композиционное моделирование в ECLIPSE 300 позволяет анализировать ситуации, возникающие при исследовании скважин в газоконденсатных пластах.

Список литературы

1. *Bourdet D.P.* A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis / D.P. Bourdet, T.M. Whittle, Y.M. Pirard // World Oil. – May 1983. – P. 95–106.
2. *Von Schroeter T.* Deconvolution of Well Test Data a Nonlinear Total Least Square Problem / T. Von Schroeter, F. Hollaender, A. Gringarten // Paper SPE 71574, presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, LA, Sept. 30 – Oct. 3.
3. Программный комплекс Influx: руководство пользователя / отд. ПХГ ООО «ВНИИГАЗ» – М.: ВНИИГАЗ, 2002. – 69 с.