

Анализ кривых падения давления после нагнетательных тестов при гидроразрыве пласта

Pressure fall-off analysis after test injections during hydraulic fracturing

G.F. Asalkhuzina, A.Ya. Davletbaev, A.M. Ilyasov, N.A. Makhota, A.Kh. Nuriev (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa), E.R. Nazargalin (RN-Yuganskneftegas LLC, RF, Nefteyugansk), A.V. Pestrikov, A.V. Sergeychev (Rosneft Oil Company PJSC, RF, Moscow)

E-mail: DavletbaevAY@ufanipi.ru, MakhotaNA@ufanipi.ru

Key words: pressure fall-off curve, injection tests, displacement pumping, minifrac, reservoir pressure, pressure transient analysis, production/pressure decline analysis, after-closure analysis

The paper discusses examples of wellhead and bottomhole pressure analysis during hydraulic fracturing. Horner and Nolte methods are used for pressure fall-off curves interpretation. These methods are implemented in the minifrac analysis module in RN-GRID, the corporate hydraulic fracturing simulator. The shortcomings of the Horner method are shown by practical examples, including reservoir pressure estimate accuracy dependence on pressure fall-off curve length. On the other hand, the Nolte approach enables to diagnose after-closure-analysis (ACA) flow regimes and enhance reservoir parameters estimate accuracy, if pseudo-linear and pseudo-radial flow regimes are distinguished. The paper compares reservoir pressure values obtained by fall-off interpretation via Horner and Nolte methods to average pressure estimates by drill stem formation tests.

The paper also discusses examples of how to enhance accuracy of decline curve analysis for pumping production wells using permanent downhole gauges (PDG) pressure data and results of fall-off curves after ACA interpretation. The decline curve analysis results obtained for the initial pressure as a first point registered by PDG and for initial pressure obtained by ACA are matched.

The ACA results can be used to forecast well production in new well drilling areas. The displacement fluid efficiency estimates are compared with well production for a field sector. The result obtained concludes that the ACA displacement fluid efficiency allows one to forecast production of newly drilled wells with sufficient accuracy.

При разработке низко- и сверхнизкопроницаемых коллекторов возникает проблема получения информации о величине пластового давления и параметрах продуктивного пласта. Проведение традиционных гидродинамических исследований новых вышедших из бурения скважин с выполненным в них гидроразрывом пласта (ГРП), как правило, нецелесообразно [1]. Известно, что необходимая для записи кривых восстановления давления (КВД) длительность остановки скважины с техногенной трещиной определяется проницаемостью коллектора и эффективной длиной трещины ГРП [2,3]. Вероятность достижения псевдорadiaльного режима течения в сверхнизкопроницаемом коллекторе с недавно выполненным ГРП достаточно низкая, так как при этом требуется остановка работающей скважины на значительно длительное время для снятия КВД/КПД (кривых падения давления). Соответственно возникают риски влияния интерференции скважин на поздних временах (т.е. влияния работы окружающих скважин на кривую изменения давления), до-

Г.Ф. Асалхузина,
А.Я. Давлетбаев, к.ф.м.-н.,
А.М. Ильясов, к.ф.м.-н.,
Н.А. Махота,
А.Х. Нуриев
(ООО «РН-Уфанипинефть»),
Э.Р. Назаргалин
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»),
А.В. Пестриков,
А.В. Сергейчев
(ПАО «НК «Роснефть»)

Адреса для связи: DavletbaevAY@ufanipi.ru,
MakhotaNA@ufanipi.ru

Ключевые слова: кривая падения давления (КПД), нагнетательные тесты, замещение, мини-ГРП, пластовое давление, анализ данных добычи/давления, анализ давления после смыкания трещины

срочного прекращения исследования вследствие роста и достижения высокого давления газа в затрубном пространстве [4] и др. В связи с низкими информативностью и успешностью традиционных методов исследования таких скважин необходимо привлечение других методов гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Одним из способов определения пластового давления является анализ КПД после нагнетательного теста при ГРП. Практически все современные программные комплексы для моделирования и дизайна ГРП включают отдельный блок для анализа нагнетательных тестов, который позволяет определять параметры пласта, необходимые для планирования ГРП, в том числе давление смыкания трещины, эффективность жидкости разрыва, пластовое давление, коэффициент утечек, потери на трение и др. Аналогичный блок реализован в корпоративном симуляторе ГРП «РН-GRID». В нем, помимо традиционного анализа КПД методом Хорнера, реализован метод Нолти для определения пластового давления по КПД после смыкания трещины.

В методе Хорнера экстраполированное пластовое давление необходимо оценивать по участку КПД в период времени, который соответствует радиальному (псевдорadiaльному) режиму течения. При этом по графику Хорнера псевдорadiaльный режим течения после смыкания трещины не диагностируется однозначно, в результате интерпретация промысловых данных может быть выполнена

некорректно. Как правило, на практике проводится экстраполяция данных по изменению давления на поздних временах и по ним оценивается пластовое давление. Следовательно, экстраполированное пластовое давление методом Хорнера тем достовернее, чем больше длительность записи КПД после нагнетательного теста при ГРП.

Метод Нолти учитывает процесс закрытия трещины при записи КПД, позволяет диагностировать режимы течения после смыкания трещины. Наличие псевдолинейного и/или псевдорadiaльного режимов течения определяется с помощью логарифмической производной давления по квадрату функции линейного потока F_L , которая зависит от времени смыкания. При диагностировании хотя бы одного из этих режимов течения может быть определена величина пластового давления $p_{пл}$, а при диагностировании псевдорadiaльного режима – гидропроводность пласта. На практике при регистрации КПД после нагнетательных тестов при ГРП в низкопроницаемых коллекторах псевдорadiaльный режим течения достигается крайне редко из-за недостаточной длительности записи КПД между этапами закачки.

В работе рассмотрены примеры промысловых данных и интерпретации КПД методами Хорнера и Нолти после нагнетательных тестов при проведении ГРП, а также примеры комбинирования результатов интерпретации КПД при ГРП для повышения достоверности оценки параметров пласта при анализе добычи/давления.

Примеры анализа КПД после нагнетательного теста при ГРП в симуляторе «РН-ГРИД»

Проведение ГРП, как правило, включает несколько этапов: замещение жидкости глушения в стволе скважины на жидкость гидроразрыва пласта (этап замещения), мини-ГРП, основной ГРП, в отдельных случаях выполняются дополнительные нагнетательные тесты. Процесс проведения каждого ГРП сопровождается записью данных изменения устьевого давления, а в ряде случаев записью данных с глубинных манометров.

Между перечисленными этапами закачки жидкостей имеются периоды ее остановки, которые сопровождаются прослеживанием КПД. Если длительности остановок достаточно для диагностирования режимов течения после смыкания трещины, то по ним могут быть получены оценки параметров пласта [5]. Как правило, наиболее информативным является анализ КПД после этапа замещения, так как объемы закачиваемой жидкости не превышают объема ствола скважины, и в интервал продуктивного пласта через поверхность трещины фильтруется ньютоновская жидкость – жидкость глушения скважины.

После остановки закачки в процессе падения забойного давления созданная техногенная трещина меняет свою геометрию, в частности, изменяются длина, высота, раскрытие трещины, происходит ее смыкание. Подходы к интерпретации данных нагнетательных тестов с прослеживанием КПД и данных после смыкания техногенной трещины рассмотрены в работах [6–8].

На рис. 1 приведен пример интерпретации КПД после нагнетательного теста для определения точки закрытия в симуляторе «РН-ГРИД» по данным забойного датчика давления в скв. ХХ80. Длительность этапа остановки на запись КПД после этапа замещения составила 7 ч. По графику производной давления по ло-

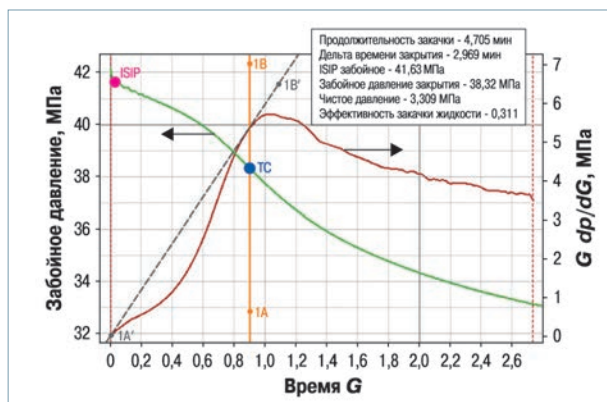


Рис. 1. Результаты анализа КПД методом Нолти после нагнетательного теста для определения точки смыкания трещины (ТС) (1А, 1А', 1В, 1В' – управляющие точки для изменения положения/наклона вспомогательных прямых)

гарифму G -функции уверенно диагностируется смыкание трещины ГРП (по полученным оценкам давление смыкания равно 38,3 МПа, коэффициент эффективности жидкости – 0,31). Анализ КПД методом Нолти на участке после смыкания трещины позволяет уверенно диагностировать псевдолинейный режим течения, при котором выполнена оценка пластового давления, составившего 27,5 МПа (рис. 2).

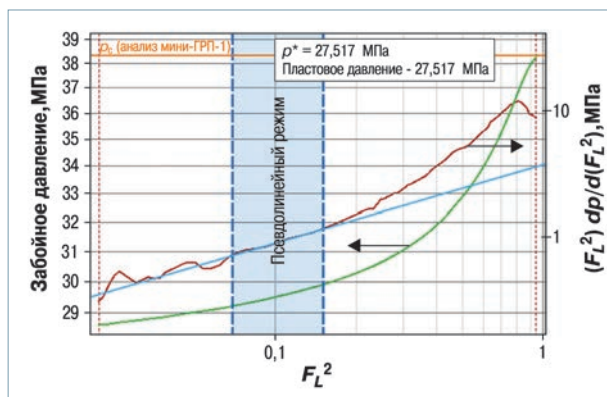


Рис. 2. Результаты анализа КПД методом Нолти на участке после смыкания трещины (синяя линия – вспомогательная прямая для поиска линейного участка на производной)

Как правило, в отчетах подрядчиков по ГРП приводятся оценки пластового давления по данным интерпретации замеров с устьевых датчиков давления методом Хорнера. Как уже отмечено, метод не предполагает диагностирование режимов течения после смыкания трещины, а оценка экстраполированного пластового давления выполняется по последним замеренным данным при записи КПД. Результат интерпретации зависит от длительности записи КПД после нагнетательного теста, и недостаточная длительность остановки скважины на запись КПД может вносить значительную погрешность в определение пластового давления.

Для скв. ХХ90 запись давления после нагнетательного теста выполнялась устьевым и глубинным манометрами. Запись КПД после нагнетательного теста на устьевом манометре была прекращена через 29 мин. При этом между этапами нагнетательного теста и основным ГРП была длительная остановка скважины на наблюдение, забойный манометр записывал КПД (до начала основного ГРП) в течение 650 мин. В редких случаях подрядчики по ГРП могут считывать информацию с глубин-

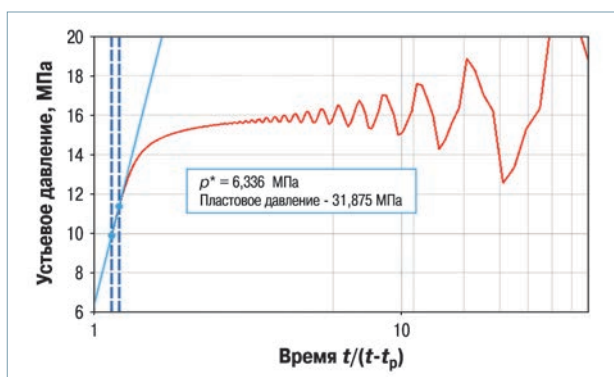


Рис. 3. Результаты интерпретации КПД методом Хорнера по данным устьевого манометра при проведении нагнетательного теста по скв. XX90 (вертикальные штриховые линии и точки управляют положением вспомогательной прямой)

ного манометра непосредственно при ГРП, поэтому анализ и интерпретация выполняются по данным устьевых манометров, а результаты этого анализа влияют на планирование и дизайн ГРП. Так, при интерпретации «короткой» КПД (29 мин) по данным устьевого манометра методом Хорнера (рис. 3) получено значение пластового давления 31,88 МПа. Интерпретация КПД по данным глубинного манометра (650 мин), которые получены после окончания работ по ГРП и извлечения глубинного манометра, позволила уточнить пластовое давление – 29,29 МПа.

Анализ влияния длительности записи КПД на величину экстраполированного пластового давления на примере скв. XX90 показан на рис. 4. При малых временах записи КПД (до 30 мин) получены значительно завышенные оценки пластового давления (на более 5 МПа). С дальнейшим увеличением длительности записи КПД значение экстраполированного давления постепенно уменьшается и при длительности 650 мин составляет 29,29 МПа. Таким образом, получаемые оценки экстраполированного пластового давления методом Хорнера зависят от длительности записи КПД, особенно на ранних временах исследования. Точность оценки пластового давления методом Хорнера тем выше, чем больше длительность остановки скважины на запись КПД.

При интерпретации данных по скв. XX90 методом Нолти уверенно диагностируется псевдолинейный режим течения, начиная с 71 мин после остановки скважины на запись КПД. При наличии данных КПД при записи не менее 80 мин могут быть выполнены оценки пластового давления (см. рис. 4). Изменение объема данных с момента остановки записи КПД на временах более 80 мин не влияет на оценку пластового давления методом Нолти, по мере увеличения времени записи КПД значение давления

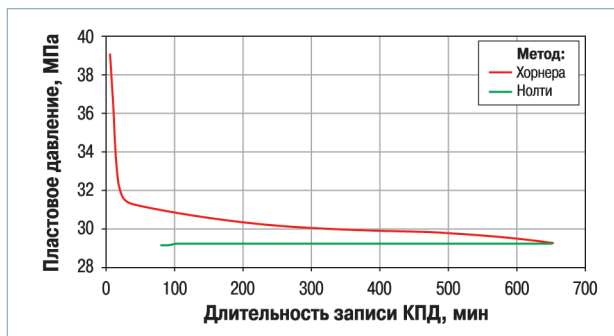


Рис. 4. Сравнение величин пластового давления, полученных по КВД после нагнетательного теста при ГРП методами Хорнера и Нолти по скв. XX90

остается постоянным и равным 29,24 МПа. Таким образом, для исключения влияния длительности остановки скважин на запись КПД на оценку пластового давления следует применять метод Нолти, который предполагает прослеживание КПД до уверенного диагностирования псевдолинейного и/или псевдорadiaльного режимов течения после смыкания трещины.

Сопоставление величин пластового давления, определенных по КПД при ГРП и по данным испытателя пластов

Определение пластового давления по результатам нагнетательных тестов перед ГРП практически не требует дополнительных затрат, так как нагнетательные тесты и остановки скважин на запись КПД являются неотъемлемой частью операции ГРП. Гидродинамический каротаж (ГДК) – поинтервальные испытания с помощью испытателя пластов – как правило, состоит из двух этапов отбора небольшого объема жидкости и двух остановок с прослеживанием КВД в нескольких точках вдоль разреза продуктивного пласта. Спуск геофизического прибора при ГДК осуществляется в необсаженную скважину и часто сопровождается технологическими рисками, затратами на проведение исследования и дополнительными потерями, связанными с задержкой сроков окончания бурения скважины. Кроме того, применение ГДК имеет ограничения в сверхнизкопроницаемых коллекторах [5]. Авторы полагают, что анализ и интерпретация КПД после нагнетательных тестов при ГРП является более достоверным способом определения пластового давления, так как технология исследования не имеет ограничений по проницаемости пласта, не требует наличия вертикального охвата замерами по толщине продуктивного пласта и не зависит от степени достоверности отдельных замеров [5].

На рис. 5 приведено сопоставление значений пластового давления, полученных по данным интерпретации КПД после нагнетательного теста при ГРП методом Нолти в симуляторе «РН-ГРИД», методом Хорнера из отчетов подрядчиков по ГРП и по результатам ГДК. В данной выборке представлены наиболее достоверные данные ГДК с наибольшим числом успешных тестов в разрезе продуктивного пласта.

Значения пластового давления по КПД, которые получены в симуляторе ГРП «РН-ГРИД» методом Нолти, удовлетворительно согласуются с оценками, полученными по данным ГДК хорошей достоверности. При этом разница в значениях давлений не превышает 6 %,

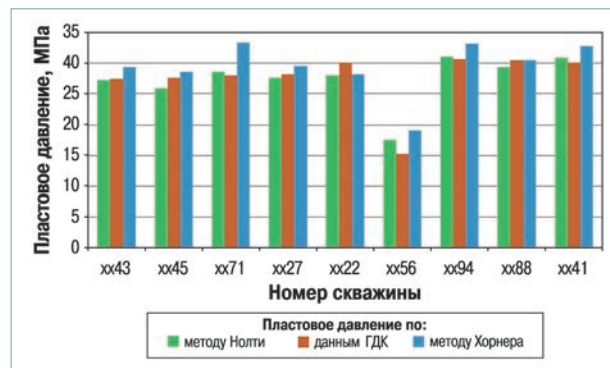


Рис. 5. Сопоставление значений пластового давления, полученных по КВД после нагнетательных тестов при ГРП, методами Нолти и Хорнера и по результатам ГДК с испытателем пласта

что может быть обусловлено особенностями методов исследования, в частности, радиусом исследования каждого из перечисленных методов. Характерный радиус исследования при ГДК равен около 1 м, так как длительность этапа отбора составляет несколько секунд, а длительность этапа остановки, как правило, – несколько минут. Радиус исследования при оценке давления по КПД после нагнетательного теста при ГРП может составлять несколько десятков метров. Для рассматриваемых в работе объектов разработки длина техногенной трещины на нагнетательных тестах может достигать 30 м.

По некоторым скважинам значения пластовых давлений, полученные методом Хорнера, значительно отличаются (более чем на 5 МПа) от значений, полученных методом Нолти и по результатам ГДК. Экстраполированные значения давления по методу Хорнера в отчетах подрядчиков по ГРП, как правило, существенно завышены вследствие малого временного интервала анализа по данным устьевых манометров – часто длительность прослеживания КПД составляет менее 1 ч.

Примеры комбинирования анализа добычи/давления и интерпретации КПД после нагнетательных тестов при ГРП

Результаты интерпретации данных ГДИС, в том числе информация о текущем пластовом давлении, проводимости пласта, величине скин-фактора, коэффициенте продуктивности и других параметрах, необходимы при выборе скважин-кандидатов для планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ), построения карт изобар и проницаемостей пласта, настройки 2D (прокси) и 3D моделей [9]. Однако с увеличением доли вовлечения в разработку низко- и сверхнизкопроницаемых коллекторов проведение традиционных ГДИС на неустановившихся режимах сопровождается значительными длительностями остановок скважин, потерями в добыче и т.д.

В последнее время для определения параметров пласта и заканчивания скважин активно используется анализ данных добычи/давления (АДД) [2, 10, 11]. В отличие от традиционных ГДИС при АДД не требуется остановка скважин и, следовательно, отсутствуют потери в добыче нефти. Кроме того, при АДД работа окружающих скважин и другие граничные эффекты не оказывают негативного влияния на результаты интерпретации данных исследования, напротив, их наличие позволяет более уверенно выделять режимы течения на диагностическом графике и оценивать зону дренирования пласта. При массовом оснащении добывающих скважин телеметрическими системами (ТМС) с глубинными датчиками давления на приеме электроцентробежных насосов в перспективе ГДИС методом АДД могут быть выполнены во всех действующих добывающих скважинах. В табл. 1 приведено сопоставление методов КВД, АДД и КПД после нагнетательного теста при ГРП.

Однако существенным недостатком АДД является то, что при интерпретации необходимо использовать известное значение пластового давления. Из-за ГТМ (например, глушение, освоение и др.), которые проводятся в скважинах перед запуском в эксплуатацию, начальное значение давления, регистрируемое глубинным датчи-

Таблица 1

Показатели	Методы ГДИС		
	КВД	АДД	КПД после нагнетательного теста при ГРП
Пластовое давление	Определяется	Не определяется	Определяется
Фильтрационно-емкостные характеристики	Определяются	Определяются	Определяются
Влияние граничных эффектов на интерпретацию	Отрицательное	Положительное	Не влияют
Влияние окружающих скважин на интерпретацию	Отрицательное	Положительное	Не влияют
Длительность исследования	Ограниченная	Неограниченная	Ограниченная
Потери в добыче	Значительные	Отсутствуют	Отсутствуют

ком давления ТМС, может значительно отличаться от текущего пластового давления вокруг скважины. Некорректно заданная величина пластового давления может существенно повлиять на результаты интерпретации данных АДД [3]. Поэтому перед выполнением интерпретации данных АДД необходимо предварительно определить текущее пластовое давление с помощью других источников. Например, могут быть использованы данные КПД устьевых или забойных манометров после нагнетательных тестов при ГРП.

Рассмотрим пример АДД в добывающей скв. ХХ82. Выполнены два варианта интерпретации промысловых данных: по дебиту и давлению. В первом случае в качестве пластового давления принято первое замеренное значение давления по данным ТМС, которое составляло примерно 17 МПа, во втором случае использовалось пластовое давление, полученное по КПД после этапа замещения при ГРП, равное приблизительно 26,7 МПа. Разница в значениях пластового давления составляет около 10 МПа. При АДД в обоих случаях удалось получить удовлетворительное совмещение фактических и теоретических кривых. Однако разница в определяемых параметрах пласта и трещины значительная (табл. 2). Из табл. 2 видно, что сильнее всего различаются параметры трещины, которые определяются на ранних временах: примерно в 10 раз безразмерная проводимость трещины и примерно в 2 раза эффективная полудлина трещины.

Таблица 2

Параметры	$P_{пл}$ при АДД определено	
	по датчику ТМС	по КПД при ГРП
Проводимость пласта $kh \cdot 10^{15}$, мкм ² ·м	3,41	2,68
Эффективная полудлина трещины x_r , м	96	43
Безразмерная проиоимость трещины F_{CD}	10,7	108
Общий скин-фактор	-6,48	-5,75

Сопоставление коэффициента эффективности жидкости по КПД после этапа замещения при ГРП и продуктивности скважин

Еще одним возможным направлением использования результатов интерпретации данных нагнетательных тестов при ГРП является прогнозирование дебитов новых сква-

жин, вышедших из бурения. По нагнетательным тестам при ГРП определяются коэффициенты эффективности жидкости, характеризующие интенсивность утечек жидкости через поверхность техногенной трещины. Утечки в свою очередь зависят от реологических свойств жидкости и фильтрационных свойств продуктивного пласта. Следовательно, при использовании одинаковой жидкости при закачке значения коэффициента эффективности жидкости могут коррелировать с проницаемостью продуктивного пласта и продуктивностью скважины.

Для сравнительного анализа использовались данные о коэффициентах эффективности на этапе замещения, так как на данном этапе рабочей жидкостью ГРП всегда является жидкость глушения. Для проверки предположения о зависимости коэффициента продуктивности от эффективности жидкости использовались промышленные данные по скважинам пласта УУ10 месторождения А. На выбранном участке толщина продуктивного пласта примерно одинаковая, имелись достоверные сведения о пластовом давлении, полученные по нагнетательным тестам при ГРП и по результатам ГДИС с испытателем пласта на кабеле/трубах.

На рис. 6 представлена установленная зависимость коэффициента продуктивности скважин от коэффициента эффективности жидкости, определенного по КПД после этапа замещения в симуляторе ГРП «РН-ГРИД». Зависимость носит обратный характер, что соответствует физике рассматриваемого процесса.

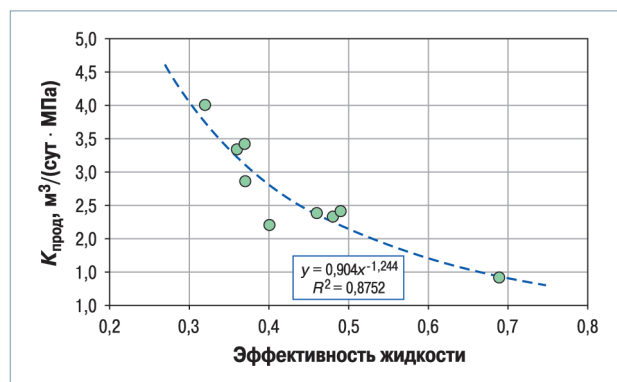


Рис. 6. Зависимость коэффициента продуктивности скважин $K_{\text{прод}}$ от коэффициента эффективности жидкости, определенного по КПД после замещения при ГРП

Выводы

1. Интерпретация КПД после нагнетательных тестов при ГРП с использованием метода Нолти позволяет получать достоверные оценки пластового давления. Методика является менее затратной и не имеет ограничений при применении в низко- и сверхнизкопроницаемых коллекторах.

2. Пластовое давление, определенное методом Хорнера, существенно зависит от длительности записи КПД и часто завышено.

3. Комбинирование результатов анализа КПД после нагнетательных тестов при ГРП и АДД в скважинах с наличием данных ТМС позволяет повысить достоверность оценки параметров пласта без значительных затрат и потерь в добыче.

4. Оценки коэффициента эффективности жидкости на этапе замещения при ГРП могут быть использованы для прогнозирования продуктивности скважин в зонах бурения новых скважин.

Коллектив авторов благодарит А.Н. Ефремова, А.Н. Сердюка, С.А. Пальчика, Д.А. Кравца, Д.Ю. Писарева (ООО «РН-Юганскнефтегаз») за помощь в планировании и организации промышленных исследований, З.К. Камалову, З.Г. Кутлугужину (Башкирский государственный университет) за помощь при анализе и интерпретации промышленных данных, О.С. Боричука, А.В. Аксакова, А.И. Федорова за ценные замечания и пожелания, которые учтены в работе.

Список литературы

1. Результаты внедрения массивированного гидроразрыва пласта на Приобском месторождении/ И.С. Афанасьев, Д.А. Антоненко, И.З. Муллагаллин (и др.) // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 62–64.
2. Байков В.А., Давлетбаев А.Я., Иващенко Д.С. Моделирование притока жидкости к скважинам в низкопроницаемых коллекторах с учетом нелинейной фильтрации//Нефтяное хозяйство. – 2014.– № 11. – С. 54–58.
3. Комбинирование анализа добычи и недослеженных ГДИС методом КВД в условиях низкопроницаемых пластов для газовых скважин/ Д.З. Ишкин, Р.И. Нуриев, А.Я. Давлетбаев (и др.) // SPE 181974. – 2016.
4. Сарапулова В.В., Мухамедшин Р.К., Давлетбаев А.Я. Экспресс-методика прогнозирования достижения предельного затрубного давления в механизированных добывающих скважинах при проведении ГДИС// SPE 181976. – 2016.
5. Примеры интерпретации данных мини-ГРП в низкопроницаемых коллекторах/ Н.А. Махота, А.Я. Давлетбаев, А.И. Федоров (и др.) // SPE 171175. – 2014.
6. Nolte K.G. Background for After-Closure Analysis of Fracture Calibration Tests// SPE 39407. – 1997.
7. New Method for Determination of Formation Permeability, Reservoir Pressure, and Fracture Properties from a Minifrac Test / M.Y. Soliman, D. Craig, K. Bartko (et al.) // ARMA/USRMS 05-658 2005.
8. Barree R.D., Barree V.L., Craig D.P. Holistic Fracture Diagnostics// SPE 107877. – 2007.
9. Мониторинг разработки месторождений с использованием иерархии моделей в программном комплексе РН-КИН/ В.А. Байков, С.А. Рабцевич, И.В. Костригин, А.В. Сергейчев //Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 2. – Вып. 35. – С. 14–17.
10. Решение проблемы интерпретации результатов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов с гидроразрывом на основе анализа снижения дебита скважин/ А.В. Барышников, В.В. Сидоренко, В.В. Кокурина (и др.) //Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 12. – С. 42–45.
11. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Долговременный мониторинг промысловых параметров как знаковое направление развития современных ГДИС//Инженерная практика. – 2012. – № 9. – С. 4–8.

References

1. Afanasyev I.S., Antonenko D.A., Mullagaliln I.Z. et al. Results of massed hydrofracturing introduction at Priobskoye deposit (In Russ.). Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry 2005. no. 8. pp. 62–64.
2. Baykov V.A., Davletbaev A.Ya., Ivashchenko D.S. Non-Darcy fluid flow modelling in low-permeability reservoirs (In Russ.). Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry 2014. no. 11. pp. 54–58.
3. Ishkin D.Z., Nuriev R.I., Davletbaev A.Ya. et al. Decline-analysis/Short build-up welltest analysis of low permeability gas reservoir (In Russ.). SPE 181974. 2016.
4. Sarapulova V.V., Mukhamedshin R.K., Davletbaev A.Ya. Express-method of forecasting the maximum annular pressure in mechanized production wells during pressure transient analysis (In Russ.). SPE 181976. 2016.
5. Makhota N.A., Davletbaev A.Ya., Fedorov A.I. et al. Examples of Mini-Frac Test Data Interpretation in Low-Permeability Reservoir (In Russ.). SPE 171175. – 2014.
6. Nolte K.G., Background for after-closure analysis of fracture calibration test, SPE 39407, 1997.
7. Soliman M.Y., Craig D., Bartko K. et al. New method for determination of formation permeability, reservoir pressure, and fracture properties from a minifrac test. ARMA/USRMS 05-658 2005.
8. Barree R.D., Barree V.L., Craig D.P., Holistic fracture diagnostics, SPE 107877, 2007.
9. Baykov V.A., Rabtsevich S.A., Kostrigin I.V., Sergeychev A.V., Monitoring razrabotki mestorozhdeniy s ispol'zovaniem ierarkhii modeley v programmnom komplekse RN-KIN (In Russ.), Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO "NK "Rosneft", 2014, no. 2, pp. 14–17.
10. Barysnikov A.V., Sidorenko V.V., Kokurina V.V. et al. Low permeable collectors with fracturing: the interpretation of hydrodynamic research based on the analysis of well's yield reduction (In Russ.). Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry 2010. no. 12. pp. 42–45.
11. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Long-term monitoring of field parameters as a signed development direction of modern well test (In Russ.), Inzhenernaya praktika, 2012, no. 9, pp. 4–8.