

УДК 553:556.3

## СПЕЦИАЛЬНЫЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ЗА РАЗВИТИЕМ ТРЕЩИН ГРП В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Байков В.А., Давлетбаев А.Я.<sup>1</sup>, Усманов Т.С., Степанова З.Ю

ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа

e-mail: <sup>1</sup>DavletbaevAY@ufanipi.ru

Асмандияров Р.Н.

ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск

**Аннотация.** В работе рассматриваются результаты специальных гидродинамических исследований скважин с ГРП по выявлению зависимости приемистости от давления нагнетания в условиях превышения давления раскрытия трещины. При закачке ниже давления раскрытия трещины приемистость скважины определяется перепадом между давлением в скважине и в пласте, а при превышении над давлением раскрытия трещины – необходимо учитывать изменение геометрии трещины. При обработке исследований определяется пластовое давление, давление раскрытия трещин, коэффициенты приемистости при давлении выше и ниже давления раскрытия.

**Ключевые слова:** давление смыкания (раскрытия) трещины, развитие длины техногенных трещин, низкопроницаемые коллектора, исследование на установившихся режимах закачки, кривая падения давления

### Введение

Технология гидроразрыва пласта (ГРП) является основным инструментом разработки низкопроницаемых коллекторов. Именно освоение и широкомасштабное внедрение ГРП позволило перевести в категорию извлекаемых запасы нефти низкопроницаемых малопродуктивных коллекторов, разбуривание и эксплуатация которых без ГРП в условиях Западной Сибири является технологически невозможной [1-2]. В случае низкопроницаемых коллекторов гидроразрыв пласта производится во всех добывающих и нагнетательных скважинах. Нагнетательные скважины несколько месяцев отрабатываются на нефть. После перевода проектных нагнетательных скважин в ППД приемистость во многих случаях значительно превосходит дебит жидкости, который регистрируется во время отработки на нефть. Такой рост приемистости не описывается фазовыми проявлениями, изменением состояния призабойной зоны, фактической репрессией на пласт. Возникает задача об оценке влияния величины забойного давления (при давлении выше давления раскрытия трещины) на приемистость нагнетательных скважин с ГРП.

При длительном нагнетании жидкости в пласт выше давления раскрытия трещины необходимо учитывать геомеханические аспекты разрушения породы. В ряде нагнетательных скважин проведены специальные исследования методом регистрации непрерывной кривой изменения давления во времени в процессе смены режимов стабильной работы и остановки скважины (ИД-КПД) с целью изучения течения жидкости в пласте.

### **Основные требования к кандидатам и условиям проведения эксперимента**

Для исключения потерь давления за счет фазовых проявлений в переходных зонах, необходимым требованием является большой объем закаченной жидкости на нагнетательной скважине и высокая обводненность соседних добывающих скважин. В процессе закачки воды в скважину с трещиной ГРП в пласте может наблюдаться рост ее длины.

Чтобы исключить влияние перетоков между пластами и исключить варианты подключения дополнительных пропластков скважина должна работать на один пласт. Так же желательно значительное удаление исследуемой скважины от границы залежи – для исключения влияния границ пласта и зон, где свойства пласта плохо изучены.

Исследование предполагает непрерывное измерение забойного давления на нескольких стабильных режимах работы скважины с изменением давления нагнетания и расхода жидкости. Общее количество режимов с учетом КПД при исследовании не менее 5. На первых трех режимах необходимо осуществление работы скважины при давлении на забое выше давления раскрытия трещины, на последних установившихся режимах ИД – давление на забое меньше давления раскрытия трещины. Уменьшение приемистости осуществляется с помощью регулируемого штуцера. Очередность установки штуцеров – начиная с максимальной приемистости, далее осуществляется уменьшение диаметра проходного сечения. Режимы минимального и максимального дебита должны отличаться по дебиту в 3-5 раза [3].

Для определения забойного давления с предотвращением потерь на трение измерение давления необходимо проводить с применением трех манометров. Глубинный датчик давления – находится в скважине на фиксированной глубине в

максимальной близости к испытываемому пласту, другие датчики давления в устье-вом и затрубном пространстве. Изменение дебита в соседней активной скважине вызывает результирующие изменения давления в зоне ее влияния, следовательно, искажает КПД в остановленной скважине. Поэтому, для исключения влияния изменения режимов работы окружающих скважин, таких как остановка, пуск, изменение дебита, смена насосов, необходима стабильная работа соседних скважин.

В ряде случаев при проведении ГРП проводятся тест с изменением закачки для определения давления раскрытия трещины. При этом длительность на режимах, как правило, не более 10 минут. Однако, известно, что величина порового давления существенно влияет на давление раскрытия трещины. Учитывая то обстоятельство, что нагнетание воды при фиксированном давлении ведется достаточно, длительное время неизбежно приводит к изменению давления раскрытия трещины [4]. По этой причине, продолжительность режимов планируемого исследования увеличена в сравнении со стандартными тестами по определению давления разрушения.

### **Промысловые работы, интерпретация, анализ результатов**

В качестве иллюстрации применения данной технологии рассмотрим результаты исследования скважины 8827. Исследование проводилось с 03.02.2008 по 14.03.2008. На устье скважины был установлен регулируемый штуцер, на глубину 2000 м осуществлен спуск глубинного датчика давления, 03.02.2008 скважина запущена в работу. При этом на устье и забое скважины проводилась регистрация кривой изменения давления. На каждом режиме работы скважины определялась приемистость, замеры расхода проводились с периодом не менее, чем через каждые 24 часа. Обзорный график измерения кривой давления, которая с учетом плотности закачиваемой жидкости приведена на глубину верхних отверстий перфорации 3128 м, и расхода жидкости приведена на рис. 1. Аналогичное испытание проведено в нагнетательных скважинах 7821, 8851.

Предварительная обработка результатов исследований выполнена в программном комплексе «Saphir». После обработки и интерпретации цикла КПД с определенными параметрами выполнено совмещение по всем циклам исследования фактической и расчетной кривых. Из рис. 1 видно, что удовлетворительное

совпадение получено при  $P_{bh} < P_{ff}$ , при работе скважины на больших перепадах ( $P_{bh} > P_{ff}$ ) расчетная и фактическая кривые расходятся. Это свидетельствует о том, что на первых трех режимах работы течение в системе «трещина-пласт» не описывается законом притока к трещине с фиксированной длиной (рис. 2). Данное решение получено с использованием метода отображений Жуковского и имеет вид [5]:

$$q = \frac{2 \pi kh \Delta P}{B \mu \ln \frac{r_e + \sqrt{r_e^2 - x_f^2}}{x_f}}. \quad (1)$$

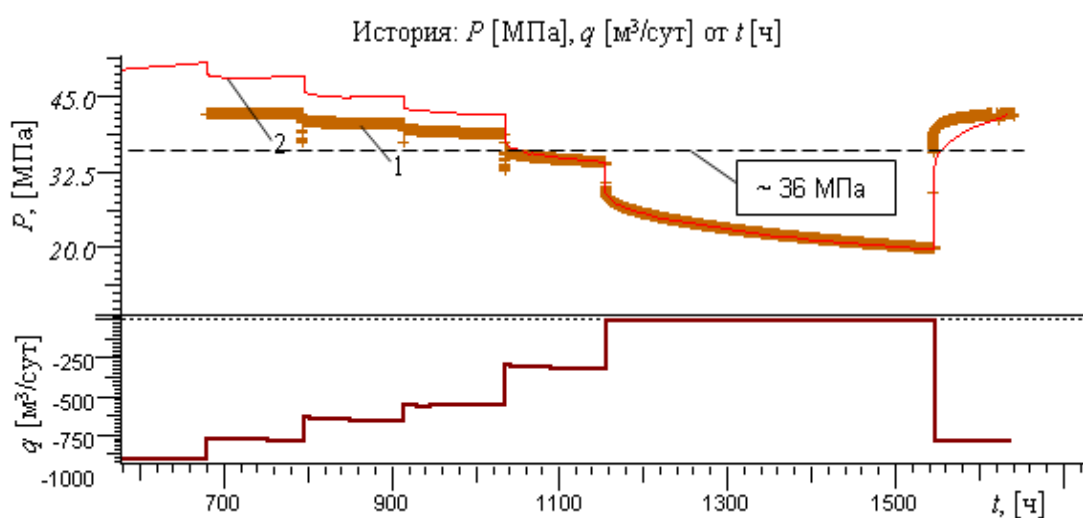


Рис. 1. Обзорный график исследования методом ИД-КПД в скважине 8827:  
1 – фактическая кривая; 2 – теоретическая кривая

В дальнейшем выполнена обработка данных исследования методом построения индикаторной диаграммы для работы скважины при  $P_{bh} < P_{ff}$  и при  $P_{bh} > P_{ff}$  отдельно. Излом на графике расход-давление (рис. 2) показывает, что давление раскрытия трещины в скважинах равно  $\sim 36$  МПа. Коэффициент приемистости при забойном давлении ниже давления раскрытия трещины ГРП в скважине 8827 равен  $I = 17,66 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ , в скважине 7821  $I = 10,99 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ , в скважине 8851  $I = 25,84 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ . При забойном давлении выше давления раскрытия трещины ГРП ( $P_{bh} > P_{ff}$ ) приемистость значительно возрастает (в скважине 8827 –  $I = 67,73 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ , в скважине 7821 –  $I = 74,46 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ , в скважине 8851 –  $I = 152,78 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ ).

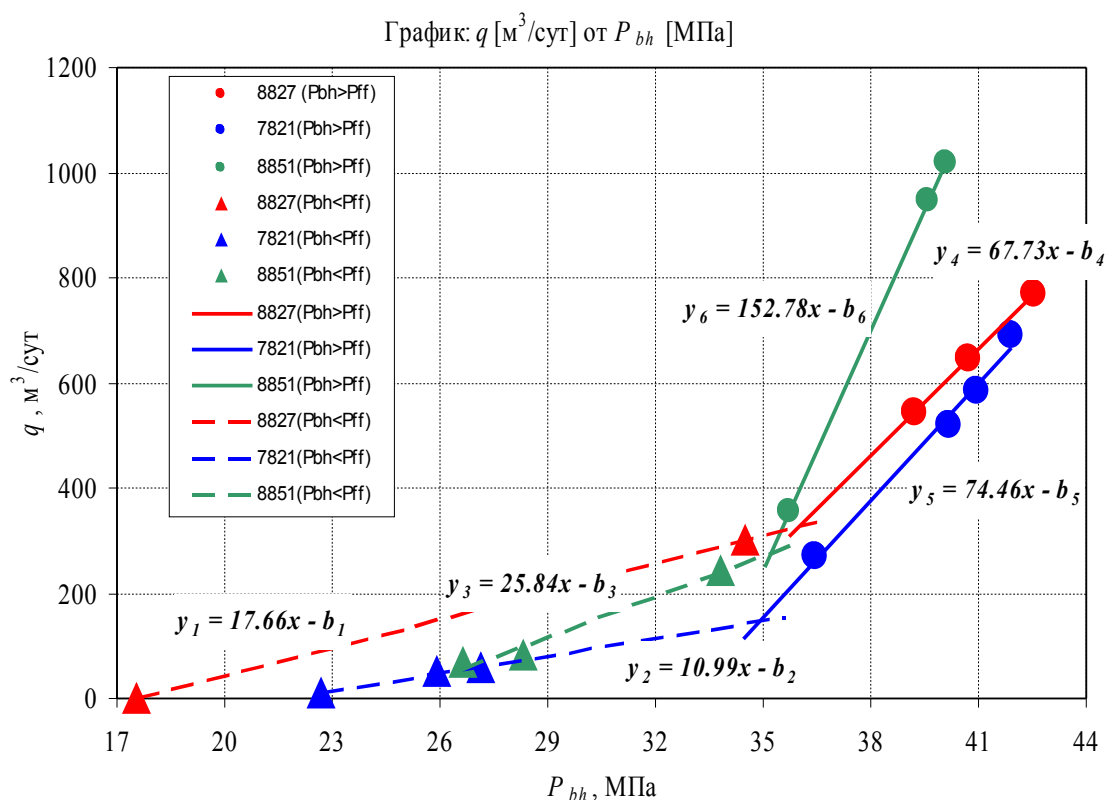


Рис. 2. Индикаторные диаграммы по скважинам 8827, 7821, 8851, характеризующие отклонение течения от известного решения о притоке в трещину

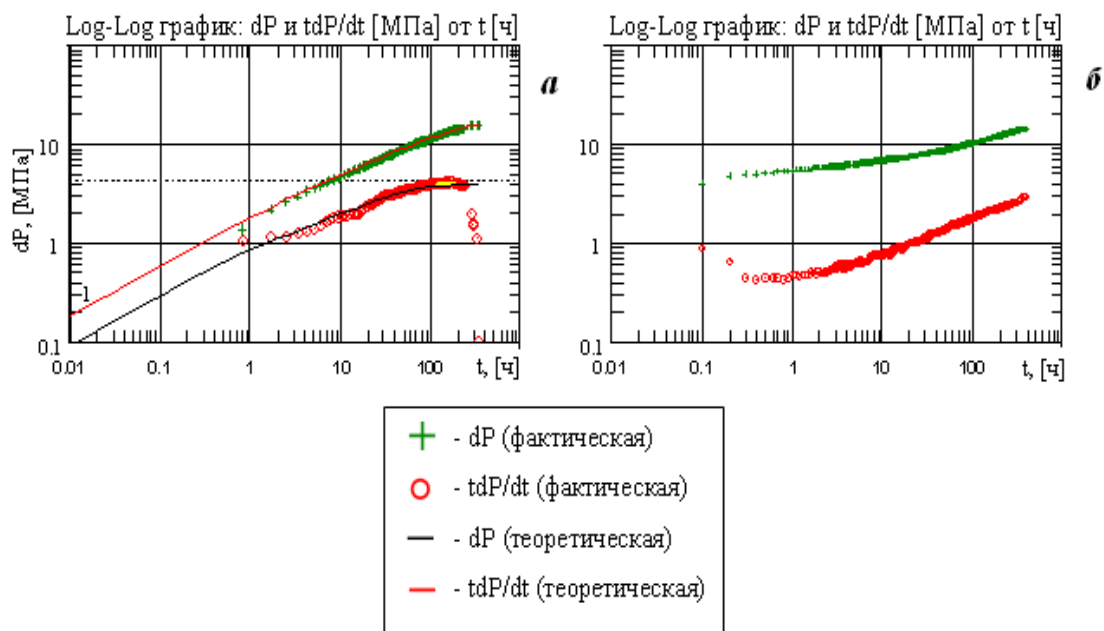


Рис. 3. Графики в двойных логарифмических координатах циклов остановки скважины 8827 на различные даты проведения ГДИС:

$a$  — на 27.06.2004,  $b$  — на 03.02.2008

Результаты исследования свидетельствуют о том, что при нагнетании жидкости в пласт с давлением, превышающим давление раскрытия трещины, с ростом репрессии на пласт происходит дальнейшее развитие трещины ГРП.

### Оценка длины исходной трещины ГРП

Результаты специального исследования методом ИД-КПД по скважине 8827 сопоставлялись с результатами предыдущих исследований. В частности, на рис. 3 приведено сопоставление результатов цикла КПД от 03.02.2008 с данными КПД от 27.06.2004. Исследование в 2004 г. предполагало регистрацию кривой изменения давления на устье в остановленной скважине. Полученные замеры давления на устье затем пересчитываются на забойное давление, в последующем анализируется пересчитанная кривая изменения давления.

По исследованию от 27.06.2004 (рис. 3а) выход на псевдорadiaльный режим течения  $\Delta t$  наблюдается примерно через 100 часов после начала остановки. В процессе исследования скважины от 03.02.2008 (цикл КПД, рис. 3б) наблюдается продолжительный интервал линейного течения, в течение 390 часов остановки выхода на псевдорadiaльный режим течения не происходит. По исследованию от 27.06.2004 (рис. 3а) анализировался участок кривой с псевдорadiaльным режимом течения, по которому получено значение фазовой проницаемости закачиваемой воды в пласт  $k_w = k \cdot k'_{rw} = 3,57 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (3,57 мД).

Параметры трещины и пласта получены методом наилучшего совмещения в программном комплексе «Saphir». Из рис. 3а видно, что фильтрационно-емкостные свойства пласта и параметры трещины ГРП определены с высокой точностью. Длина трещины составила около 143 м (определена с достоверностью оценки 12 %, т.е. может изменяться от 126 до 160 м). Из анализа результатов исследований можно сделать вывод, что при закачке воды в пласт с давлением нагнетания до 40.9 МПа эффективная длина трещины ГРП в скважине практически не менялась и составляла ~ 140 м.

В начале 2005 г. проведены работы по замене оборудования на кустовой насосной станции (КНС). Эти мероприятия проводились с целью увеличения давления на выходе из КНС и приемистости нагнетательных скважин в зоне. После проведения этих работ приемистость скважины 8827 увеличилась более чем в два

раза (рис. 4б), давление на устье  $P_{wh}$  увеличилось на 4 МПа. Результаты измерений от 03.02.2008 использовались для теоретических расчетов длины трещины [7], согласно расчетам эффективная полудлина трещины не менее 243 м.

$$\Delta t = \frac{\varphi \cdot \mu \cdot C_i \cdot x_f^2}{k} t_{Dxf}, \quad t_{Dxf} \approx 2. \quad (2)$$

Таким образом, после увеличения мощности КНС и давления закачки жидкости в скважине происходило развитие техногенной трещины и существенное изменение ее эффективной длины (рис. 4а). В данном случае, длина трещины увеличилась не менее, чем в 2 раза.

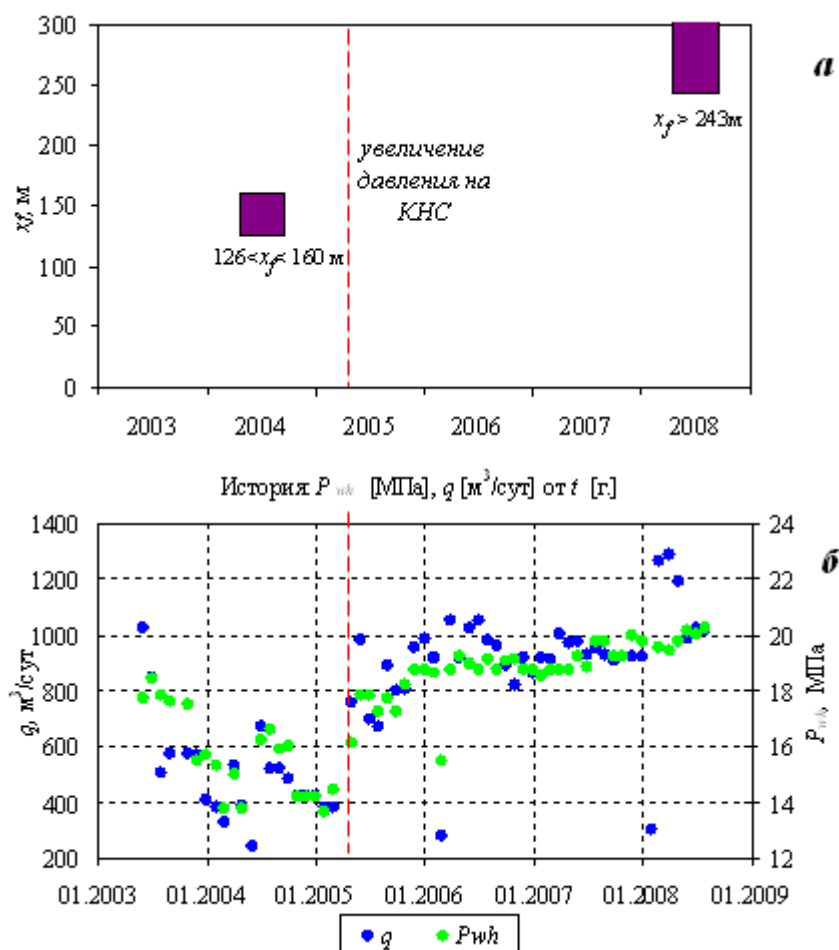


Рис. 4. Оценка длины трещины на различные даты проведения ГДИС (а), динамика устьевого давления и приемистости скважины 8827 (б)

По сопоставлению данных в скважине 8827 на различные даты проведения ГДИС можно сделать следующее предположение. По всей видимости, при интенсивной закачке жидкости в пласт происходили процессы разрушения породы, что могло способствовать подключению в работу значительной доли длины и развитию техногенной трещины.

### **Определение характеристик пласта по данным эксплуатации скважины до перевода под закачку**

Ранее отмечалось, что до начала закачки в скважине 8827 был период отработки на нефть. Скважина эксплуатировалась с ЭЦН около 3 месяцев (в период с 01.03.2003 по 25.05.2003). После выхода на установившийся режим работы обводненность продукции в среднем составила 1.2 %, а дебит жидкости 75 м<sup>3</sup>/сут.

Наличие данных нормальной эксплуатации (замеры обводненности продукции  $f_w$ , динамического уровня  $D_F$ , затрубного давления  $P_C$ , дебита жидкости  $q$  и др.) позволило провести оценку коэффициента продуктивности скважины  $J$ . С целью определения пластового давления  $P_i$ , в соседней скважине 8235 проведено ГДИС методом КВУ. Установлено, что пластовое давление в районе скважин 8827 и 8235 соответствует  $P_i \sim 19.6$  МПа. В дальнейшем, замеры дебита жидкости ( $q \sim 73$  м<sup>3</sup>/сут), значения забойного давления ( $P_{bh} \sim 7.85$  МПа) скважины 8827, пластового давления по КВУ в соседней скважине 8235 использовались для оценки продуктивности добывающей скважины 8827. Так, продуктивность скважины 8827 составляла  $\sim 6,8$  м<sup>3</sup>/(сут·МПа). Для дальнейшего сопоставления, полученная продуктивность пересчитана на коэффициент приемистости:

$$J = \frac{B_0}{B_w} \cdot \frac{k'_{rw}}{k'_{ro}} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_w} \cdot I = \frac{1,18}{1,01} \cdot \frac{0,2}{1} \cdot \frac{1,53}{0,33} \cdot 6,8 = 7,4 . \quad (3)$$

Тогда, коэффициент приемистости нагнетательной скважины составил  $\sim 7.4$  м<sup>3</sup>/(сут·МПа). Следует отметить, что эта величина несколько ниже, чем коэффициент приемистости, который определен по результатам ИД-КПД от 03.02.2008 г. при низких давлениях закачки  $P_{bh} < P_{ff}$  ( $I = 17.66$  м<sup>3</sup>/(сут·МПа)). Это изменение коэффициента приемистости скважины свидетельствует о значительном улучшении состояния ПЗП при нагнетании жидкости в пласт.



Таким образом, данные исследований свидетельствуют о том, что перевод добывающей скважины под нагнетание сопровождался значительным увеличением коэффициента приемистости, более чем 2 раза (с 7,4 до 17,66 м<sup>3</sup>/(сут·МПа)). Такой рост приемистости не описывается фазовыми проявлениями. После увеличения давления закачки на устье на 4 МПа отмечается дальнейшее увеличение коэффициента приемистости до  $I = 68,6$  м<sup>3</sup>/(сут·МПа). Это косвенно свидетельствует об увеличении эффективной работающей длины и развитии техногенной трещины.

### Выводы

Проведенный эксперимент показал, что при забойном давлении выше давления раскрытия трещин течение в системе «трещина-пласт» не описывается известным решением о притоке в трещину ГРП с фиксированной длиной. С ростом репрессии на пласт наблюдается рост длины трещины. В ряде скважин длина трещины увеличивается не менее, чем в 2 раза и достигает более 240 м. При снижении забойного давления ниже давления раскрытия трещины приемистость скважины уменьшается более чем в 3-7 раз.

В условиях низкопроницаемых коллекторов высокое давление закачки необходимо для поддержания компенсации добычи и эффективной выработки запасов. В таких условиях крайне затруднительно избежать самопроизвольного развития трещин ГРП на нагнетательных скважинах и тем более регулировать длину трещины в нагнетательной скважине. Оптимальным решением проблемы роста техногенных трещин является выбор системы разработки с ориентацией относительно преимущественного направления развития трещин [7].

Коллектив авторов благодарит профессора М.М. Хасанова и к.ф.-м.н. В.А. Краснова за ценные замечания и пожелания, которые учтены в работе.

## Список обозначений

<i>Обозначение</i>	<i>Значение</i>	<i>Ед. изм.</i>
$P$	давление	МПа
$P_{bh}$	забойное давление	МПа
$P_{ff}$	давление раскрытия трещины	МПа
$P_{wh}$	давление на устье	МПа
$P_i$	пластовое давление	МПа
$\Delta P = P_i - P_{bh}$	перепад давления, поддерживаемый между контуром питания и меньшей полуосью эллипса	МПа
$k$	абсолютная проницаемость пласта	м <sup>2</sup>
$k_w$	фазовая проницаемость воды	м <sup>2</sup>
$k'_{rw}$	конечная относительная проницаемость для воды	доли ед.
$k'_{ro}$	конечная относительная проницаемость для нефти	доли ед.
$\mu$	вязкость жидкости	Па·с
$\mu_o$	вязкость нефти	Па·с
$\mu_w$	вязкость воды	Па·с
$B$	объемный коэффициент	
$B_o$	объемный коэффициент нефти	
$B_w$	объемный коэффициент воды	
$C_t$	суммарная сжимаемость пласта и вмещающих пород	1/Па
$r_e$	контур питания	м
$x_f$	полудлина вертикальной трещины гидроразрыва	м
$\phi$	пористость	доли ед.
$I$	приемистость скважины	м <sup>3</sup> /(сут·МПа)
$J$	продуктивность скважины	м <sup>3</sup> /(сут·МПа)
$\Delta t$	время регистрации изменения давления от момента остановки	с
$t_{Dxf}$	безразмерное время, выраженное относительно полудлины вертикальной трещины	
$f_w$	обводненность добываемой продукции	доли ед.
$D_F$	глубина уровня жидкости, определяемая акустическими методами	м
$P_C$	значение затрубного давления	МПа
$q$	дебит жидкости	м <sup>3</sup> /сут

### Литература

1. Кудряшов С.И., Бачин С.И., Пасынков А.Г., Латыпов А.Р., Свешников А.В., Усманов Т.С., Афанасьев И.С., Никитин А.Н. Гидроразрыв пласта как способ разработки низко-проницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 7. С. 80-83.
2. Усманов Т.С., Муллагалин И.З., Афанасьев И.С., Мухаметшин Р.К., Хатмуллин И.Ф., Абабков К.В., Пасынков А.Г. Анализ влияния ГРП на нефтеотдачу пластов на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» // Технологии ТЭК. 2005. № 5 (24). С. 48-55.
3. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М: Недра. 2005. 778 с.
4. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидро-разрыва пласта : от теории к практике. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. 236 с.
5. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде // М.Л.: Гос-топтехиздат. 1949. 628 с.
6. Роберт Эрлагер мл. Гидродинамические исследования скважин. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2006. 512 с.
7. Хасанов М.М., Краснов В.А., Мусабилов Т.Р., Мухамедшин Р.К. Технико-экономический анализ систем разработки, сформированных скважинами с трещинами ГРП // Нефтяное хозяйство. 2009. № 2. С. 92-96

## SPECIAL WELL TESTS TO FRACTURED WATER INJECTION WELLS

V.A. Baikov, A.Ya. Davletbaev<sup>1</sup>, T.S. Usmanov, Z.Yu. Stepanova

LLC "RN-UfaNIPIneft", Ufa, Russia

e-mail: <sup>1</sup>DavletbaevAY@ufanipi.ru

R.N. Asmandiyarov

LLC "RN-Uganskneftegas", Nefteyugansk, Russia

**Abstract.** *This work considers multi-rate injection tests of fractured wells for the purpose of well capacity relation to injection pressure exposure on condition that fracture opening pressure is exceeded. The non-linear relationship between the steady-state pressure and injection rate indicated that continuous change in fracture geometry had to be taken into account. These tests were useful to determine individual layer injectivities, current formation pressures and fracture opening pressures of layer.*

**Keywords:** *fracture closure (opening) pressures, growth of fracture length, low permeability, multi-rate injection tests, fall-off test*

### References

1. Kudryashov S.I., Bachin S.I., Pasyukov A.G., Latypov A.R., Sveshnikov A.V., Usmanov T.S., Afanas'ev I.S., Nikitin A.N. Gidrorazryv plasta kak sposob razrabotki nizkopronitsaemykh kollektorov (Hydraulic fracturing as a way of developing low permeability reservoirs). Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry, 2006, Issue 7, pp. 80-83.
2. Usmanov T.S., Mullagalin I.Z., Afanas'ev I.S., Mukhametshin R.K., Khatmulin I.F., Ababkov K.V., Pasyukov A.G. Analiz vliyaniya GRP na nefteotdachu plastov na mestorozhdeniyakh OAO "Yuganskneftegaz" (Analysis of the influence of hydraulic fracturing for oil recovery in the fields of "Yuganskneftegaz" JSC). Tekhnologii TEK, 2005, Issue 5 (24), pp. 48-55.
3. Ipatov A.I., Kremenetskii M.I. Geofizicheskii i gidrodinamicheskii kontrol' razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov (Geophysical and hydrodynamic control of the development of hydrocarbon deposits). M: Nedra, 2005. 778 p.
4. Ekonomides M., Olini R., Val'ko P. Unifitsirovannyi dizain gidrorazryva plasta : ot teorii k praktike. (Translation of the book - Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valko. Unified Fracture Desing. Bridging the Gap Between Theory and Practice). Moskva-Izhevsk: Institut komp'iuternykh issledovaniy, 2007. 236 p.

5. Masket M. Techenie odnorodnykh zhidkosti v poristoi srede (Russian translation of the book: M. Muskat. The flow of homogeneous fluids through porous media). M.L.: Gostoptekhizdat, 1949. 628 p.

6. Robert Erlager. Gidrodinamicheskie issledovaniia skvazhin (Russian translation of the book: Robert C. Earllougher, Jr. Advances in Well Test Analysis). Moskva-Izhevsk: Institut komp'iuternykh issledovaniy, 2006. 512 p.

7. Khasanov M.M., Krasnov V.A., Musabirov T.R., Mukhamedshin R.K. Tekhniko-ekonomicheskii analiz sistem razrabotki, sformirovannykh skvazhinami s treshchinami GRP (Techno-economic analysis of development systems formed wells with fractures from hydraulic fracturing). Neftyanoe khoziaistvo – Oil Industry, 2009, Issue 2, pp. 92-96.