Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 43–52. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 5, P. 43–52. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 532.546

doi: 10.17122/ngdelo-2021-5-43-52

ИССЛЕДОВАНИЕ РАЗНОСТИ ДАВЛЕНИЙ МЕЖДУ НАГНЕТАТЕЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ С ТРЕЩИНОЙ ГИДРОРАЗРЫВА В РЯДНОЙ СИСТЕМЕ РАЗРАБОТКИ

Гузяль Фаритовна Асалхузина¹, Альфред Ядгарович Давлетбаев^{1,2},
Иван Геннадьевич Кузин¹, Ильдус Лутфурахманович Хабибуллин²,
Вадим Петрович Мирошниченко³, Алексей Андреевич Максимов³

¹ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

²Башкирский государственный университет, Уфа, Россия

³ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Автор, ответственный за переписку

Гузяль Фаритовна Асалхузина, AsalkhuzinaGF@bnipi.rosneft.ru

Аннотация. В работе обсуждаются промысловые примеры и результаты гидропрослушивания, проведенные на участках с рядной системой разработки на месторождениях с низкопроницаемым коллектором ($1 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Приведены данные по промысловым исследованиям скважин в условиях самопроизвольного развития трещин автоГРП в нагнетательных скважинах. При этом установлено, что трещины нагнетательных скважин в рядной системе разработки соединяются в единую магистральную трещину гидроразрыва пласта. Показано, что при небольших различиях в давлениях закачки между соседними нагнетательными скважинами можно добиться кратного снижения расхода закачиваемой жидкости или его полного отсутствия в любой из нагнетательных скважин в рядной системе разработки из-за образования неравномерного профиля давления вдоль трещины. В частности, в низкопроницаемых коллекторах одна из нагнетательных скважин, которая соединена с соседней нагнетательной скважиной единой трещиной автоГРП, может перестать принимать закачиваемую жидкость при разнице давлений закачки более 1 МПа. Для подтверждения данного эффекта выполнено численное моделирование динамики изменения расхода жидкости нагнетательных скважин в элементе системы разработки. Проведена серия численных расчетов при изменении давления закачки в нагнетательных скважинах, проницаемости пласта и проводимости магистральной трещины, которая объединила две нагнетательные скважины. В ходе численного моделирования исследовано влияние проводимости трещины на неравномерность закачки между соседними скважинами, а также на время достижения нулевых/низких расходов жидкости в одной из нагнетательных скважин с меньшим давлением закачки. В работе выполнено сопоставление суммарного расхода закачиваемой жидкости по обеим скважинам при одинаковых давлениях закачки, а также исследовано влияние разницы в давлениях закачки между скважинами на динамику расходов в каждой скважине и суммарного расхода по скважинам.

Для цитирования

Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Кузин И.Г., Хабибуллин И.Л., Мирошниченко В.П., Максимов А.А. Исследование разности давлений между нагнетательными скважинами с трещиной гидроразрыва в рядной системе разработки // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 43–52. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-43-52>.

Ключевые слова

низкопроницаемый коллектор, рядная система разработки, развитие трещин автоГРП, гидропрослушивание

Благодарности

Авторы выражают благодарность Розе Гафуровне Нигматуллиной, доктору физико-математических наук Ангелине Сергеевне Чиглинцевой, кандидату физико-математических наук Веронике Владимировне Сарапуловой, Ринату Асхатовичу Исламову (ООО «РН-БашНИПИнефть») за ценные советы и рекомендации при подготовке статьи.

Original article

STUDY OF PRESSURE DIFFERENCE BETWEEN FRACTURED INJECTION WELLS FOR A LINEAR DEVELOPMENT SYSTEM

Guzyal F. Asalkhuzina¹, Alfred Ya. Davletbaev^{1,2}, Ivan G. Kuzin¹,
Ildus L. Khabibullin², Vadim P. Miroshnichenko³, Aleksey A. Maksimov³

¹ RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russia

² Bashkir State University, Ufa, Russia

³ RN-Yuganskneftegas LLC, Nefteyugansk, Russia

Corresponding author

Guzyal F. Asalkhuzina, AsalkhuzinaGF@bnipi.rosneft.ru

Abstract. The examples of the analysis of field data and interference test results in low permeability field ($1 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$) are presented in the paper. The data on field studies of wells in conditions of spontaneous development of auto-hydraulic fractures in injection wells are presented. At the same time, it was found that the fractures of injection wells in the in-line development system are connected into a single main fracture. It is shown slight differences of pressure injection leads to decline injection rate or complete absence in any injection wells for a linear development system because of nonlinear pressure profile along the fracture. In particular, in low permeability field differences of pressure injection 1 MPa leads to rate absence of injection well which connects with induced fracture. To confirm this effect, a numerical simulation of the dynamics of changes in the fluid flow rate of injection wells in an element of the development system was carried out. Calculations differences of pressure injection, permeability formation and fracture conductivity connecting injection wells were carried out. The paper presents the matching of injection wells total rate and differences of pressure injection influences on rate dynamic in each injection wells and total rate of wells.

Keywords

low permeable reservoir, linear development system, spontaneous growth of induced fractures, interference test

Acknowledgments

The authors are grateful to Roza G. Nigmatullina, Doctor of Physical and Mathematical Sciences Angelina S. Chiglintseva, Candidate of Physical and Mathematical Sciences Veronika V. Sarapulova, Rinat A. Islamov (RN-BashNIPIneft LLC) for valuable advice and recommendations in the preparation of this article.

For citation

Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Kuzin I.G., Khabibullin I.L., Miroshnichenko V.P., Maksimov A.A. Issledovanie raznosti davlenii mezhdru nagnetatel'nyimi skvazhinami s treshchinoi gidrorazryva v ryadnoi sisteme razrabotki [Study of Pressure Difference between Fractured Injection Wells for a Linear Development System]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 5, pp 43–52. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-43-52>.

Введение

В последние годы возросла доля низкопроницаемых месторождений, разрабатываемых рядными системами разработки. Предполагается, что из-за давления закачки, которое существенно превышает минимальное смыкающее напряжение, происходит самопроизвольное развитие трещин (автоГРП) в нагнетательных скважинах [1–3]. В результате трещины нагнетательных скважин объединяются в единый ряд нагнетания [4]. На практике закачка жидкости в рядной системе разработки осуществляется при давлениях, которые могут отличаться на доли мегапаскаля в соседних нагнетательных скважинах. Это может быть обусловлено различной удаленностью

скважин от кустовой насосной станции, потерями давления в трубах и в стволе скважины из-за различия в диаметрах труб, их шероховатости и др. Эти и другие факторы могут стать причиной образования неравномерного профиля давления по магистральной трещине, которая соединяет соседние нагнетательные скважины в ряду. Такая неравномерность давления по трещине приводит к изменению расхода нагнетательных скважин в ряду так, что одна из скважин с меньшим давлением закачки может перестать принимать закачиваемую жидкость, что приводит к неравномерной компенсации в элементах разработки и к снижению добычи жидкости в отдельных добывающих скважинах.

Промысловые примеры с трещиной автоГРП между нагнетательными скважинами

В работе [5] представлены результаты промысловых исследований по изучению эффекта автоГРП на опытном участке с рядной системой разработки. По результатам гидродинамического исследования методом гидропрослушивания выявлена гидродинамическая связь между соседними нагнетательными скважинами, находящимися по линии регионального стресса на расстоянии друг от друга ~ 1 км. Дальнейшие промысловые эксперименты также подтверждают наличие протяженных магистральных трещин (~ 1200 м) автоГРП в нагнетательных скважинах [6, 7].

В данной статье рассмотрим результаты гидропрослушивания, подтвердившие рост трещины автоГРП, при котором трещины гидроразрыва от соседних нагнетательных скважин в рядной системе соединились единой магистральной трещиной. В период «отработки на нефть» нагнетательные скважины ХХ83 и ХХ87 имели низкую обводненность ($\sim 15\%$) и величины притока жидкости на установившемся режиме ~ 10 м³/сут. При этом после перевода в нагнетание значения расхода закачиваемой жидкости скважин достигали ~ 400 м³/сут. Таким образом, коэффициент приемистости скважин в период закачки значительно превышает коэффициент продуктивности в период добычи. После выхода на установившийся режим закачки отмечено снижение расхода до ~ 100 м³/сут.

При проведении гидропрослушивания создавалось несколько циклов возмущения путем смены режима работы возмущающей нагнетательной скважины: 1 режим — работа на штуцере 8 мм; 2 режим — 14 мм; 3 режим — остановка на КПД; 4 режим — возобновление закачки на штуцере 14 мм. При этом динамика изменения давления реагирующей скважины повторила поведение давления в возмущающей скважине на сменах режимов закачки (рисунок 1). Учитывая низкую проницаемость продуктивного пласта ($\sim 1 \cdot 10^{-3}$ мкм²), такой отклик по давлению в реагирующей скважине может быть связан с наличием высокопроводящего канала или магистральной трещины автоГРП длиной ~ 670 м, которая соединила соседние нагнетательные скважины в рядной системе разработки.

На рисунке 2 приведены исходные данные по динамике изменения расхода двух нагнетательных скважин на одном из участков низкопроницаемого объекта. В нагнетательной скважине ХХ15 в период 2015–2016 гг. значительно снизился расход, соседняя нагнетательная скважина в рядной системе разработки, расположенная юго-восточнее от скважины ХХ15, также имела низкое значение расхода. При этом нагнетательная скважина ХХ79, которая расположена северо-западнее в том же ряду нагнетания, при большем значении давления на устье имела расход ~ 300 м³/сут.

В определенные моменты времени нагнетательные скважины с меньшим устьевым

1 — возмущающая нагнетательная скважина; 2 — реагирующая нагнетательная скважина

1 — active injection well; 2 — observation injection well

Рисунок 1. Кривые изменения давления и карта взаиморасположения скважин при проведении гидропрослушивания

Figure 1. Curves of pressure changes and a map of the relative positions of the wells during the pressure test

Рисунок 2. Кривые изменения расхода и устьевое давления по соседним нагнетательным скважинам в рядной системе разработки

Figure 2. Curves of changes in flow rate and wellhead pressure for adjacent injection wells in linear development system

давлением могут перестать принимать закачиваемую жидкость. После выравнивания давления закачки в конце 2016 г. произошло перераспределения устьевого давления между скважинами XX15 и XX79. Разница давлений изменилась с 2.7 МПа (устьевое давление в скважине XX79 было выше, чем в скважине XX15) на 0.4 МПа (значения давлений в скважинах XX15 и XX79 мало отличаются). При этом было отмечено существенное изменение соотношения величин расходов между скважинами. Уменьшение разницы устьевых давлений между скважинами XX15 и XX79 привело к выравниванию расхода закачки в них. На практике в соседних нагнетательных скважинах давление закачки может отличаться на доли мегапаскаля, при этом различие в величинах расхода закачиваемой жидкости может быть кратно больше. Таким образом, небольшая разница в давлениях закачки между скважинами может привести к существенному отличию в распределении расхода закачиваемой жидкости в нагнетательных скважинах рядной системы.

Численные эксперименты по моделированию расхода закачиваемой жидкости между нагнетательными скважинами с единой магистральной трещиной автоГРП

Рассмотренные выше, а также другие промысловые данные потребовали дальнейшего исследования путем построения численной модели. Для моделирования динамики изменения расхода нагнетательных скважин в рядной системе разработки использовалась численная модель [8, 9]. Отличительной частью данной работы является то, что в ней рассмо-

трен элемент линейной системы разработки в низкопроницаемом пласте с двумя добывающими скважинами с трещинами гидроразрыва и с двумя нагнетательными скважинами, соединенными единой магистральной трещиной автоГРП (рисунок 3). Распределение давления в трещинах ГРП добывающих скважин и в единой магистральной трещине двух нагнетательных скважин описывается одномерным уравнением пьезопроводности вдоль направления их развития:

$$\varphi_{fi} c_{fti} \frac{\partial P_{fi}}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_{fi}}{\mu} \frac{\partial P_{fi}}{\partial x} \right) + \frac{q_{fi}}{w_{fi} h}. \quad (1)$$

Распределение давления в низкопроницаемом продуктивном пласте рассчитывается из уравнения пьезопроводности:

$$\varphi_m c_{mt} \frac{\partial P_m}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_m}{\mu} \frac{\partial P_m}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_m}{\mu} \frac{\partial P_m}{\partial y} \right), \quad (2)$$

где φ_m и φ_{fi} — пористости пласта и трещин; c_{mt} и c_{fti} — общая сжимаемость в пласте и в трещинах; k_m и k_{fi} — проницаемости пласта и трещин; q_{fi} — интенсивность притока и расхода; w_{fi} — величина раскрытия трещин; h — высота пласта; μ — вязкость жидкости; P_m и P_{fi} — давления в продуктивном пласте и трещинах; x и y — координаты, индекс i принимает значения $P1, P2, I1, I2$, т.е. относится к добывающим и нагнетательным скважинам в элементе линейной системы разработки. Индексы m и f относятся к матрице и трещинам ГРП соответственно. Предполагается, что трещины ГРП полностью вскрывают весь продуктивный пласт ($h = h_f$). Закачиваемым агентом является вода, но т.к. подвижности воды и нефти для рассматриваемого месторождения совпадают, поэтому в модели рассматривается фильтрация однофазной жидкости.

Рисунок 3. Элемент рядной системы разработки с магистральной трещиной между нагнетательными скважинами

Figure 3. Element of a linear development system with a main fracture between injection wells

Моделирование работы двух нагнетательных скважин, которые закачивают жидкость в единую магистральную трещину ГРП, выполнено при различных давлениях закачки, также проведен анализ чувствительности на проницаемость пласта и проводимость трещины. При расчетах использовались следующие параметры пласта и трещин: $h = h_f = 10$ м, $k_m = 0.1 \cdot 10^{-3}$ мкм², $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², $k_f = 100, 750, 1000$ мкм², $c_{ft} = 8.9 \cdot 10^{-9}$ Па⁻¹, $c_{mt} = 7.0 \cdot 10^{-9}$ Па⁻¹, $L_x = 500$ м, $L_y = 300$ м, $\mu = 0.31 \cdot 10^{-3}$ Па·с, $P_0 = 250 \cdot 10^5$ Па, $w_f = 5 \cdot 10^{-3}$ м, $\varphi_{fi} = 0.19$, $\varphi_m = 0.41$, $x_{fi1} = x_{fi2} = 250$ м, $x_{fp1} = x_{fp2} = 150$ м. Для всех вариантов расчета в нагнетательной скважине I_2 задавалось давление закачки 45 МПа, в нагнетательной скважине I_1 — несколько выше — 46 МПа и 46.5 МПа. Соответственно рассматриваются случаи, при которых давления закачки в нагнетательных скважинах, которые соединены одной магистральной трещиной, отличаются на 1 и 1.5 МПа.

Результаты моделирования динамики изменения расхода в нагнетательных скважинах после их запуска в работу при постоянном давлении закачки в коллекторе с проницаемостью пласта $k_m = 1 \cdot 10^{-3}$ мкм², проницаемости трещин между нагнетательными скважинами $k_{fi1} = k_{fi2} = 750$ мкм² и их безразмерной про-

водимости $F_{cdI1} = F_{cdI2} = 15$ (рисунок 4) показали, что при разнице давления закачки в нагнетательных скважинах в 1 МПа на установившемся режиме закачки расход нагнетательной скважины I_1 составляет ~ 320 м³/сут, расход нагнетательной скважины $I_2 \sim 230$ м³/сут, т.е. отличие может составлять ~ 30 %. При разнице давлений закачки в 1.5 МПа расходы скважин составляют $I_1 \sim 340$ м³/сут, $I_2 \sim 210$ м³/сут соответственно, увеличение разницы давлений на 3 % может привести к увеличению разницы в расходах скважин до ~ 40 %. При этом суммарный расход обеих нагнетательных скважин, которые соединены единой техногенной трещиной, на установившемся режиме работы в обоих случаях совпадает и составляет ~ 550 м³/сут. Таким образом, при увеличении разницы давления между нагнетательными скважинами I_1 и I_2 на 2–3 % может отмечаться увеличение разницы в величинах расхода на установившихся режимах закачки до 30–40 %. При этом суммарный расход обеих нагнетательных скважин при изменении разницы в давлениях закачки (до 1.5 МПа) можно полагать одинаковым.

На рисунке 5 приведена динамика изменения расхода в нагнетательных скважинах при проницаемости пласта $k_m = 0.1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и безразмерной проводимости трещины $F_{fkI1} = F_{fkI2} = 150$. Результаты моделирования показывают, что при разнице давлений закачки 1 МПа и 1.5 МПа нагнетательная скважина I_2 с меньшей величиной давления закачки через ~ 500 сут и ~ 200 сут соответственно перестает принимать закачиваемую жидкость. Нагнетательная скважина I_1 , с большей величиной давления закачки на установившемся режиме, принимает закачиваемую жидкость с расходом ~ 100 м³/сут и ~ 120 м³/сут.

Однако при наличии низкопроницаемой переемычки между торцами трещин нагнетательных скважин такого эффекта не наблюдается. На рисунке 6 показано, что в рассматриваемый период времени при той же разнице давления нагнетательные скважины I_1 и I_2 принимают закачиваемую жидкость, и, более того, значения их расхода практически одинаковы. Следовательно, в низкопроницаемых коллекторах с проницаемостью $k_m = 0.1 \cdot 10^{-3}$ мкм², безразмерной проводимостью трещины $F_{cdI1} = F_{cdI2} = 150$, при разнице давлений закачки (более 1 МПа) между нагнетательными скважинами с единой трещиной автоГРП одна из нагнетательных скважин мо-

Рисунок 4. Динамика изменения расхода закачиваемой жидкости в нагнетательных скважинах I_1 (1) и I_2 (2) при проницаемости пласта $k_m = 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, безразмерной проводимости трещины $F_{cdI_1} = F_{cdI_2} = 15$ и разности давлений закачки между нагнетательными скважинами 1 МПа (а), 1.5 МПа (б)

Figure 4. Dynamics of changes in the flow rate of injected fluid in injection wells I_1 (1) and I_2 (2) with formation permeability $k_m = 1 \cdot 10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$, dimensionless fracture conductivity $F_{cdI_1} = F_{cdI_2} = 15$ and the difference in injection pressure between injection wells 1 МПа (а), 1.5 МПа (б)

Рисунок 5. Динамика изменения расхода закачиваемой жидкости в нагнетательных скважинах I_1 (1) и I_2 (2) при проницаемости пласта $k_m = 0.1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, безразмерной проводимости трещины $F_{cdI_1} = F_{cdI_2} = 150$ и разности давлений закачки между нагнетательными скважинами 1 МПа (а), 1.5 МПа (б)

Figure 5. Dynamics of changes in the flow rate of injected fluid in injection wells I_1 (1) and I_2 (2) with formation permeability $k_m = 0.1 \cdot 10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$, dimensionless fracture conductivity трещины $F_{cdI_1} = F_{cdI_2} = 150$ and the difference in injection pressure between injection wells 1 МПа (а), 1.5 МПа (б)

жет перестать принимать закачиваемую жидкость.

Рассмотрим профиль давления в ряду нагнетательных скважин в момент времени 30 сут и в момент времени, когда нагнетательная скважина с меньшим давлением закачки перестает принимать закачиваемую жидкость: при разнице давлений закачки в 1 МПа через 200 сут после запуска скважин в работу (кривая 5 рисунка 7, а) и при разнице давлений закачки в 1.5 МПа — 500 сут (кривая 5 рисунка 7, б). Иными словами, кривая 5 на обоих графиках соответствует случаю, когда под влиянием нагнетательной скважины давление по всей длине трещины становится выше, чем давление закачки в нагнетательной скважине I_2 .

Так как фильтрация закачиваемой жидкости в пласт происходит только по трещине, в случае, когда давление в трещине становится выше давления закачки, фильтрация в пласт от данной скважины прекращается, и значение ее расхода становится нулевым. Жидкость из скважины перестает поступать в трещину, и, как следствие, скважина практически перестает принимать закачиваемую жидкость.

Проводимость трещины значительно влияет на характер распространения в ней полей давления. При высоких значениях проводимости трещины ($F_{cd} \geq 150$) происходит выравнивание давления между нагнетательными скважинами, при этом его профиль с увеличением периода закачки становится линейным. В пе-

Рисунок 6. Динамика изменения расхода закачиваемой жидкости в нагнетательных скважинах I_1 (1) и I_2 (2) при наличии низкопроницаемой перемычки между торцами трещин нагнетательных скважин 200 м для пласта с проницаемостью $k_m = 0.1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и разностью давлений закачки между нагнетательными скважинами 1 МПа (а), 1.5 МПа (б)

Figure 6. Dynamics of changes in the flow rate of the injected fluid in injection wells I_1 (1) and I_2 (2) in the presence of a low-permeability bridge between the fracture ends of injection wells 200 m for a formation with permeability $k_m = 0.1 \cdot 10^{-3}$ μm^2 and the injection pressure difference between the injection wells 1 MPa (a), 1.5 MPa (b)

риод этого выравнивания давления скважина I_2 с наименьшим давлением закачки принимает закачиваемую жидкость. В случае выравнивания давления между скважинами до линейной зависимости одна из нагнетательных скважин с меньшей величиной давления перестает принимать закачиваемую жидкость, и закачиваемая жидкость поступает в продуктивный пласт только через скважину I_1 с большим давлением закачки.

Таким образом, результаты моделирования расхода нагнетательных скважин, соединенных единой техногенной трещиной, показывают, что различие в давлении закачки на 1 МПа ($\sim 2-3\%$) может привести к кратному отличию в расходах закачиваемой жидкости в

скважинах. При этом значение расхода скважины с меньшим давлением закачки через $\sim 200-400$ сут (при $F_{cd} \geq 150$) может стать нулевым. С увеличением значения проводимости трещины автоГРП период достижения низких/нулевых расходов в нагнетательной скважине с меньшим давлением закачки уменьшается.

Для выявления причин снижения расхода нагнетательной скважины в рядной системе разработки рекомендуется провести совместный анализ показателей работы этой рассматриваемой скважины с соседними скважинами в ряду нагнетания. Наличие взаимовлияния скважин по трещине автоГРП может быть оценено ГДИС методом гидропрослуши-

Рисунок 7. Профиль давления в ряду нагнетательных скважин спустя 5 сут (1), 10 сут (2), 30 сут (3), 100 сут (4) после начала закачки и в момент времени прекращения закачки нагнетательной скважины (5) при проницаемости пласта $k_m = 0.1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и разности давлений закачки между нагнетательными скважинами 1 МПа (а), 1.5 МПа (б)

Figure 7. Pressure profile in a series of injection wells after 5 days (1), 10 days (2), 30 days (3), 100 days (4) after the start of injection and at the time of stopping injection of injection well (5) at permeability reservoir $k_m = 0.1 \cdot 10^{-3}$ μm^2 and injection pressure difference between injection wells 1 MPa (a), 1.5 MPa (b)

вания или методами анализа взаимовлияния скважин [6, 10]. В случае подтверждения наличия единой трещины между нагнетательными скважинами для восстановления расхода нагнетательной скважины с меньшим давлением закачки целесообразно запланировать мероприятия по уменьшению разницы давлений между соседними скважинами в рядах нагнетания или другие мероприятия по выравниванию профиля давления вдоль трещины автоГРП.

Выводы

Анализ промысловых данных показал, что в рядной системе разработки трещины нагнетательных скважин при значительном превышении давления закачки над минимальным смыкающим напряжением могут соединяться в единую протяженную трещину. Данный факт также необходимо учитывать при построении гидродинамических моделей и планировании мероприятий по оптимизации работы системы под-

держания пластового давления [11] и выборе параметров рядной системы разработки [4]. В частности, рассмотреть варианты с разрежением рядов нагнетательных скважин для снижения затрат на бурение и улучшения экономических показателей разработки месторождения.

Путем численного моделирования установлено, что для коллектора с проницаемостью пласта $k_m = 1 \cdot 10^{-3}$ мкм², проницаемостью трещин между нагнетательными скважинами $k_{fd11} = k_{fd12} = 750$ мкм² при увеличении разницы давления между нагнетательными скважинами на 2–3 % может отмечаться увеличение разницы в величинах расхода на установившихся режимах закачки до 30–40 %. Из-за неравномерного профиля давления в ряду нагнетательных скважин, которые соединены единой магистральной трещиной автоГРП, даже при небольшой разнице давлений скважина с меньшим давлением закачки со временем может практически перестать принимать закачиваемую жидкость.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Федоров А.И., Давлетова А.Р. Симулятор напряженного состояния пласта для определения направления развития трещин // Геофизические исследования. 2014. Т. 15. № 1. С. 15-26.
2. Гуляев Д.Н., Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Кричевский В.Н., Мельников С.И. Анализ взаимовлияния скважин по результатам мониторинга на основе секторного моделирования // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 82-85.
3. van den Hoek P.J. Dimensions and Degree of Containment of Waterflood-Induced Fractures from Pressure Transient Analysis // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2005. Vol. 8. Issue 5. P. 377-387. DOI: 10.2118/84289-PA.
4. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 84-98. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_2.pdf (дата обращения: 03.08.2021).
5. Мальцев В.В., Асмандияров Р.Н., Байков В.А., Усманов Т.С., Давлетбаев А.Я. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 70-73.
6. Давлетбаев А.Я., Асалхузина Г.Ф., Иващенко Д.С., Федоров А.И., Фурсов Г.А., Назаргалин Э.Р., Слабейский А.А., Сергейчев А.В., Ямалов И.Р., Валеева Э.З. Гидродинамические методы контроля за развитием трещин автоГРП при заводнении в низкопроницаемых коллекторах // Russian Petroleum Technology: Materials of SPE Conference. Moscow, Russia. 2015. SPE 176562-MS. DOI: 10.2118/176562-MS.
7. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Абдуллин Р.И., Гареев Р.Р., Шиман А.П., Лошак А.А., Филев М.О. Гидродинамические методы исследования скважин в рядной системе разработки на месторождении с низкопроницаемым коллектором // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. № 3. С. 49-58. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-3-49-58.
8. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Хабибуллин И.Л. Моделирование дифференциации пластового давления между нагнетательными и добывающими скважинами на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами // Вестник Башкирского университета. 2016. Т. 21. № 3. С. 537-544.
9. Давлетбаева Л.А., Давлетбаев А.Я. Моделирование исследования методом установившихся режимов закачки между нагнетательной и добывающей скважинами с техногенной трещиной гидроразрыва // Вестник Башкирского университета. 2016. Т. 21. № 4. С. 884-892.
10. Бухмастова С.В., Фахреева Р.Р., Питюк Ю.А., Давлетбаев А.Я., Азарова Т.П., Фаргер Д.В., Якупов Р.Ф. Апробация методов MLR и CRMIP при исследовании взаимовлияния скважин // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 58-62. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-58-62.
11. Баженов Д.Ю., Чекушин В.Ф., Кузин И.Г., Азарова Т.П., Свешников А.В., Лозин Е.В. Оптимизация системы заводнения на Коттыньском нефтяном месторождении // Нефтяное хозяйство. 2011. № 3. С. 106-108.

REFERENCES

1. Fedorov A.I., Davletova A.R. Simulyator napryazhennogo sostoyaniya plasta dlya opredeleniya napravleniya razvitiya treshchin [Reservoir Stress State Simulator for Determining of Fracture Growth Direction]. *Geofizicheskie issledovaniya — Geophysical Research*, 2014, Vol. 15, No. 1, pp. 15-26. [in Russian].

2. Gulyaev D.N., Kokurina V.V., Kremenetskii M.I., Krichevskii V.N., Mel'nikov S.I. Analiz vzaimovliyaniya skvazhin po rezul'tatam monitoringa na osnove sektornogo modelirovaniya [Wells Interference Determination by Permanent Down-Hole Monitoring on Base of Sector Modeling]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2012, No. 5, pp. 82-85. [in Russian].
3. van den Hoek P.J. Dimensions and Degree of Containment of Waterflood-Induced Fractures from Pressure Transient Analysis. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2005, Vol. 8, Issue 5, pp. 377-387. DOI: 10.2118/84289-PA.
4. Baikov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliev T.I., Usmanov T.S. Vybór optimal'noi sistemy razrabotki dlya mestorozhdenii s nizkopronitsaemymi kollektorami [Selecting the Optimal System Design for the Fields with Low-Permeability Reservoirs]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftgazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 1, pp. 84-98. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_2.pdf (accessed 03.08.2021). [in Russian].
5. Maltsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baikov V.A., Usmanov T.S., Davletbaev A.Ya. Issledovanie razvitiya treshchin avtoGRP na opytном uchastke Priobskogo mestorozhdeniya s lineinoi sistemoi razrabotki [Testing of Auto Hydraulic-Fracturing Growth of the Linear Oilfield Development System of Priobskoye Oil Field]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2012, No. 5, pp. 70-73. [in Russian].
6. Davletbaev A.Ya., Asalkhuzina G.F., Ivashchenko D.S., Fedorov A.I., Fursov G.A., Nazargalin E.R., Slabetskii A.A., Sergeichev A.V., Yamalov I.R., Valeeva E.Z. Gidrodinamicheskie metody kontrolya za razvitiem treshchin avtoGRP pri zavodnenii v nizkopronitsaemykh kollektorakh [Methods of Research for the Development of Spontaneous Growth of Induced Fractures During Flooding in Low Permeability Reservoirs]. *Materials of SPE Conference «Russian Petroleum Technology»*. Moscow, Russia, 2015, SPE 176562-MS. DOI: 10.2118/176562-MS. [in Russian].
7. Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Abdullin R.I., Gareev R.R., Shiman A.P., Loshak A.A., Filev M.O. Gidrodinamicheskie metody issledovaniya skvazhin v ryadnoi sisteme razrabotki na mestorozhdenii s nizkopronitsaemym kollektorom [Welltesting for a Linear Development System in Low Permeability Formation]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 3, pp. 49-58. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-3-49-58. [in Russian].
8. Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Khabibullin I.L. Modelirovanie differentsiatsii plastovogo davleniya mezhdú nagnetatel'nyimi i dobyvayushchimi skvazhinami na mestorozhdeniyakh s nizkopronitsaemymi kollektorami [Modeling of the Reservoir Pressure Difference between Injection and Production Wells in Low Permeable Reservoirs]. *Vestnik Bashkirskogo universiteta — Bulletin of Bashkir University*, 2016, Vol. 21, No. 3, pp. 537-544. [in Russian].
9. Davletbakova L.A., Davletbaev A.Ya. Modelirovanie issledovaniya metodom ustanovivshikhsya rezhimov zakachki mezhdú nagnetatel'noi i dobyvayushchei skvazhinami s tekhnogennoi treshchinoi gidrorazryva [Modeling of Steady State Injection Test between Wells with Waterflood-Induced Fracture]. *Vestnik Bashkirskogo universiteta — Bulletin of Bashkir University*, 2016, Vol. 21, No. 4, pp. 884-892. [in Russian].
10. Bukhmastova S.V., Fakhreeva R.R., Pityuk Yu.A., Davletbaev A.Ya., Azarova T.P., Farger D.V., Yakupov R.F. Aprobatsiya metodov MLR i CRMIP pri issledovanii vzaimovliyaniya skvazhin [Approbation of MLR and CRMIP Methods in Research of Well Interference]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2020, No. 8, pp. 58-62. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-58-62. [in Russian].
11. Bazhenov D.Yu., Chekushin V.F., Kuzin I.G., Azarova T.P., Sveshnikov A.V., Lozin E.V. Optimizatsiya sistemy zavodneniya na Kottynskom neftyanom mestorozhdenii [Optimization of Waterflooding Pattern at Kottynskoye Oilfield]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2011, No. 3, pp. 106-108. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Асальхузина Гузаль Фаритовна, старший специалист отдела проектирования и анализа исследований скважин и пластов, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Guzyal F. Asalkhuzina, Senior Specialist, Designing and Analysis Welltests Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russia

AsalkhuzinaGF@bnipi.rosneft.ru

Давлетбаев Альфред Ядгарович, кандидат физико-математических наук, начальник управления по моделированию и анализу исследований скважин и пластов, ООО «РН-БашНИПИнефть», доцент кафедры прикладной физики, Башкирский государственный университет, Уфа, Россия

Alfred Ya. Davletbaev, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Head of Modeling and Analysis Welltests Directorate, Assistant Professor of Applied Physics Department, Bashkir State University, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russia

DavletbaevAY@bnipi.rosneft.ru

Кузин Иван Геннадьевич, заместитель генерального директора по геологии и разработке, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Ivan G. Kuzin, Deputy Chief Director for Geology and Development, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russia

KuzinIG@bnipi.rosneft.ru

Хабибуллин Ильдус Лутфурахманович, доктор физико-математических наук, профессор кафедры прикладной физики, Башкирский государственный университет, Уфа, Россия

Ildus L. Khabibullin, Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor of Applied Physics Department, Bashkir State University, Ufa, Russia

habibi.bsu@mail.ru

Мирошниченко Вадим Петрович, начальник управления по разработке месторождений, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Vadim P. Miroshnichenko, Head of Oil Fields Development Directorate, RN-Yuganskneftegas LLC, Nefteyugansk, Russia

VPMiroshnichenko@ung.rosneft.ru

Максимов Алексей Андреевич, заместитель начальника управления по разработке месторождений, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Aleksey A. Maksimov, Deputy Head of Oil Fields Development Directorate, RN-Yuganskneftegas LLC, Nefteyugansk, Russia

MaximovAA@ung.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 20.08.2021; одобрена после рецензирования 01.09.2021; принята к публикации 03.09.2021.

The article was submitted 20.08.2021; approved after reviewing 01.09.2021; accepted for publication 03.09.2021.