МАТРИЦЫ ПРИМЕНИМОСТИ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПРИМЕРЕ ЭЛЕМЕНТА ДЕВЯТИТОЧЕЧНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ С ТРЕЩИНАМИ ГИДРОРАЗРЫВА

MATRIXES OF APPLICABILITY OF TRACER RESEARCH ON THE EXAMPLE OF THE ELEMENT OF NINE-POINT DEVELOPMENT SYSTEM WITH HYDRAULIC FRACTURING

А. А. Мирзаянов**Azamat A. Mirzayanov**

Башкирский государственный
университет,
ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

Bashkir State University,
RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Г. Ф. Асалхузина**Guzyal F. Asalkhuzina**

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Ю. А. Питюк**Yuliya A. Pityuk**

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Ю. Р. Валеева**Yulia R. Valeeva**

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

А. Р. Альмухаметова**Alina R. Almukhametova**

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Р. Р. Гареев**Rafael R. Gareev**

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

А. Я. Давлетбаев**Alfred Ya. Davletbaev**

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
Башкирский государственный
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Bashkir State University,
Ufa, Russian Federation

В. П. Мирошниченко**Vadim P. Miroshnichenko**

ООО «РН-Юганскнефтегаз»,
г. Нефтеюганск,
Российская Федерация

RN-Yuganskneftegaz LLC,
Nefteyugansk,
Russian Federation

Г. П. Гусев**Gleb P. Gusev**

ООО «РН-Юганскнефтегаз»,
г. Нефтеюганск,
Российская Федерация

RN-Yuganskneftegaz LLC,
Nefteyugansk,
Russian Federation

В данной работе обсуждаются результаты гидродинамического моделирования трассерных исследований (ТИ) в элементе девятиточечной системы разработки с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП).

В гидродинамическом симуляторе «РН-КИМ» проведены многопараметрические расчеты ТИ для различных параметров трещины автоГРП (проницаемости, полудлины) в нагнетательной скважине и проницаемости продуктивного пласта. При этом трещина автоГРП моделировалась как канал с высокими фильтрационными свойствами. В результате моделирования диагностирован приход трассера по магистральным трещинам гидроразрыва пласта и низкопроницаемому пласту. Кривые изменения концентрации в реагирующих скважинах использовались для построения матриц применимости трассерных исследований в зависимости от проницаемости пласта, длины трещины автоГРП, низкопроницаемой перемычки между трещинами гидроразрыва нагнетательной и добывающей скважин.

Ключевые слова

трассерные исследования;
гидродинамический симулятор;
гидродинамическое
моделирование

This paper discusses the results of hydrodynamic modeling of tracer testing (TT) in the element of a nine-point development system with hydraulic fracturing.

In the hydrodynamic simulator «RN-KIM» multi-parameter calculations of the movement of the labeled fluid were carried out for various parameters of the spontaneous growth of induced fractures (permeability, half-length), and formation permeability. An auto-hydraulic fracture is modeled as a highly permeable channel. Based on the results obtained from the hydrodynamic model, matrices of TI applicability were constructed depending on the formation permeability, permeability and half-length of the spontaneous growth of induced fractures.

The research results can be used to tune hydrodynamic models, while monitoring the efficiency of the reservoir pressure maintenance system, which in turn will improve the efficiency of well operation control, reduce the risks of gas and oil water inflows during sidetracking and justify the planning of geological and technological measures aimed at increasing oil recovery and intensification of oil production.

Введение

Выявление гидродинамической связи между скважинами и поиск источников обводнения добывающих скважин в низкопроницаемых коллекторах с интенсивным заводнением и развитием трещин автоГРП в нагнетательных скважинах являются актуальными задачами. На текущий момент эти задачи решаются применением гидродинамических методов исследования скважин (ГДИС) и их комбинирования с методами анализа взаимовлияния скважин по данным эксплуатации скважин [1]. ГДИС методом гидропрослушивания позволяет выявлять магистральные трещины автоГРП в низкопроницаемых коллекторах [2]. Недостатком гидродинамических методов исследования скважин является необходимость ограничения работы и/или остановки возмущающих и реагирующих скважин. При этом, как правило, выполняется качественный анализ взаимовлияния скважин по фактическим промысловым данным, без количественных оценок степени влияния скважин друг на друга.

В промысловой практике также активно применяются трассерные исследования (ТИ) или исследования с закачкой меченой жидкости в нагнетательные скважины и периодическими отборами проб в реагирующих скважинах. Эта технология позволяет выявлять источники обводнения добывающих скважин без ограничения работы скважин. В нашей стране впервые применять ТИ в геологической и нефтепромысловой практике начали в 60-х годах прошлого века [3].

При интерпретации результатов ТИ возможно установить гидродинамическую связь между скважинами, фильтрационно-емкостные свойства пласта, параметры магистраль-

ных трещин, микротрещин и т.д. Так, например, авторами работы [4] впервые разработан метод определения начальной и остаточной нефтенасыщенности горных пород с использованием пары индикаторов — адсорбирующего и нейтрального. По разнице между потерями концентраций адсорбируемого в пласте индикатора и нейтрального индикатора в извлекаемой из пласта жидкости определялись нефте- и водонасыщенность пластов.

Первые попытки построить ГД модель для моделирования ТИ были представлены в работе [5], где для определения фильтрационных каналов использовалась многослойная ГД модель. Результаты моделирования фильтрации индикатора в корпоративном гидродинамическом симуляторе «РН-КИМ» представлены в [6], где создавались одноименные виртуальные пассивные водные трассеры для каждой нагнетательной скважины. Предложенный способ позволяет в рамках гидродинамического моделирования (ГДМ) оценивать вклад каждой нагнетательной скважины в обводненность продукции интересующих добывающих скважин.

В данной работе выполнено гидродинамическое моделирование в ПК «РН-КИМ» трассерных исследований для скважин с гидравлическим разрывом пласта (ГРП) в девятиточечной системе разработки. Расчеты проводились при различных фильтрационных параметрах пласта, соотношениях длины трещины в нагнетательной скважине к характерному размеру элемента разработки. Полученные кривые изменения концентрации меченой жидкости в реагирующих скважинах классифицированы и обобщены в виде матрицы применимости ТИ, которая позволяет прогнозировать вероятность диагностирования прихода трассера.

Keywords

tracer studies;
hydrodynamic simulator;
hydrodynamic modeling

Постановка задачи

Предполагается, что концентрации различных индикаторов не зависят друг от друга. Тогда уравнения можно решать независимо, и для описания подхода достаточно рассмотреть по одному трассеру для каждого компонента. Так, например, для трассировки индикатора достаточно одной концентрации C . Движение индикаторов описывается уравнением на концентрацию индикатора

$$\frac{\partial}{\partial t} \left\{ \phi \frac{S}{B} C \right\} = \nabla \{ K \lambda (\nabla p - \rho \mathbf{g}) C \} + q_{sc} C, \quad (1)$$

где K — тензор абсолютной проницаемости породы;

λ — подвижность фазы;

q — источник фазы;

ϕ — пористость;

S, B, p, ρ — соответственно насыщенность, коэффициент объемного расширения, давление, плотность рассматриваемой фазы;

$\mathbf{g}$ — вектор ускорения свободного падения.

В данной постановке не учитываются процессы адсорбции, десорбции, молекулярная и конвективная диффузия и др. В уравнении (1) используются ранее найденные значения давления и насыщенности из решения уравнений сохранения массы и момента количества движения.

Ввиду симметричности геометрии задачи относительно направления развития трещины в нагнетательной скважине при моделировании ТИ в ПК «РН-КИМ» в модели элемента девятиточечной системы разработки рассматривались одна нагнетательная скважина и три реагирующие добывающие скважины с трещинами ГРП/автоГРП (рисунок 1).

Рисунок 1. Схема расположения нагнетательной скважины (синий треугольник) и добывающих скважин (красные треугольники)

Расстояние между скважинами составляет $a = 500$ м. Трассер с концентрацией 20.8 кг/м^3 закачивается в нагнетательную скважину и отслеживается в течение двух лет в реагирующих добывающих скважинах 1, 2, 3 и 4. Отметим, что добывающие скважины 1, 3 и 4 находятся в элементе разработки с нагнетательной скважиной, добывающая скважина 2 находится в соседнем элементе разработки. Предполагается, что трещина автоГРП в нагнетательной скважине развивается в сторону добывающей скважины 2 вдоль направления регионального напряжения.

Численное моделирование ТИ в симуляторе ПК «РН-КИМ»

Моделирование проводилось при следующих условиях: двухфазная модель вода — нефть, размеры расчетной области $4780 \text{ м} \times 4720 \text{ м} \times 42 \text{ м}$, размеры расчетной ячейки $10 \text{ м} \times 10 \text{ м} \times 14 \text{ м}$, с измельчением ячеек в области трещин ГРП/автоГРП. Коэффициент песчаности $k_{NTG} = 0.39$, пористость пласта $\phi_m = 0.17$, пористость трещины $\phi_f = 0.41$, плотность нефти $\rho_n = 855 \text{ кг/м}^3$, плотность воды $\rho_w = 1011 \text{ кг/м}^3$, объемный коэффициент нефти $B_n = 1.2$, объемный коэффициент воды $B_w = 1.04$, сжимаемость воды $C_w = 4.87 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$, вязкость воды $\mu_w = 0.31 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$, вязкость нефти $\mu_n = 0.94 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$, сжимаемость песчаника $C_n = 5 \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$, сжимаемость глины $C_g = 7 \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$, проницаемость пласта $k_m = 0.1 \cdot 10^{-3}, 0.5 \cdot 10^{-3}, 1 \cdot 10^{-3}, 5 \cdot 10^{-3}, 10 \cdot 10^{-3}, 50 \cdot 10^{-3}, 100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, проницаемость трещин $k_f = 50, 500 \text{ мкм}^2$, раскрытие трещин $w_f = 0.005 \text{ м}$, полудлина трещины добывающей скважины $x_f = 100 \text{ м}$, начальное пластовое давление $250 \cdot 10^5 \text{ Па}$. Нагнетательные и добывающие скважины эксплуатируются при постоянных забойных давлениях $450 \cdot 10^5 \text{ Па}$ и $50 \cdot 10^5 \text{ Па}$ соответственно.

В процессе моделирования фиксирование трассера в реагирующих добывающих скважинах воспроизводилось по следующей схеме: первый час исследования — каждые 5 мин, далее в течение недели — 2 раза/сут и далее — 1 раз/сут.

Проведены многопараметрические расчеты для различных значений проницаемости пласта k_m , проницаемости трещины нагнетательной и добывающей скважин k_f и длины трещины нагнетательной скважины $x_{f,inj}$. Анализ численных результатов проводился для безразмерного параметра $x_{fd} = x_{f,inj}/a$, кото-

рый определяет характерную длину трещины для данного элемента разработки. Расчеты проведены для $x_{fd} = 0.2, 0.3, 0.4, 0.6, 0.8, 1, 1.2, 1.4, 1.6, 1.8, 2, 2.036$, где при $x_{fd} = \frac{\sqrt{a^2 + \frac{a^2}{4}}}{a} = \frac{\sqrt{5}}{2} = 1.118$ трещина нагнетательной скважины доходит до границы элемента разработки, при $x_{fd} = 2\sqrt{\frac{a^2 + \frac{a^2}{4}}{a}} - \frac{x_f}{a} = \sqrt{5} - 0.2 = 2.036$ трещины нагнетательной скважины и добывающей скважины 2 соединены.

Проведена серия расчетов с общей длительностью численного эксперимента в течение двух лет для проницаемости трещины $k_f = 50$ мкм², а также при варьировании параметров пласта и полудлины трещины автоГРП в нагнетательной скважине. Результаты моделирования показали, что в добывающей скважине 1 за время прослеживания трассера при проницаемости пласта $k_m > 50 \cdot 10^{-3}$ мкм² выявлен пик концентрации трассера (рисунок 2). При $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² < k_m < $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² концентрация трассера оказывается ниже порога чувствительности анализатора. При проницаемости пласта $k_m < 1 \cdot 10^{-3}$ мкм² трассер не был обнаружен. Показано, что выявление трассера слабо зависит от полудлины трещины нагнетательной скважины.

В добывающей скважине 2 зафиксирован пик концентрации трассера в случае проницаемости пласта $k_m < 1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и приближения трещины нагнетательной скважины к рассматриваемой скважине ($x_{fd} = 2, 2.03$). При увеличении проницаемости пласта и приближении трещины нагнетательной скважины к рассматриваемой скважине трассер не зафиксирован, поскольку основная масса индикатора фильтруется по пласту. При $x_{fd} < 1.8$ незави-

симо от проницаемости пласта трассер не выявлен.

Пик концентрации трассера в добывающей скважине 3 выявлен при проницаемости пласта $k_m = 100 \cdot 10^{-3}$ мкм², при $k_m = 50 \cdot 10^{-3}$ мкм² трассер выявлен, но пик концентрации трассера не достигнут (рисунок 3). При $k_m < 10 \cdot 10^{-3}$ мкм² концентрация трассера низкая, либо трассер за рассматриваемый период времени не выявлен. Также как и в случае добывающей скважины 1, выявление трассера пренебрежимо мало зависит от полудлины трещины нагнетательной скважины.

В добывающей скважине 4 пик трассера выявлен при проницаемости пласта $k_m > 50 \cdot 10^{-3}$ мкм², при меньших значениях k_m трассер не выявлен. При этом приход трассера в добывающей скважине 4 зависит только от проницаемости пласта и в рассматриваемых условиях не зависит от полудлины трещины нагнетательной скважины.

Многовариантные результаты моделирования обобщены в виде матрицы применимости ТИ (таблица 1) для элемента девятиточечной системы разработки, представленного на рисунке 1.

Приход трассера за рассматриваемый промежуток численного эксперимента (два года) в реагирующих добывающих скважинах условно можно разделить на 4 типа:

1. Трассер выявлен, и пик его концентрации достигнут;
2. Трассер выявлен, но пик его концентрации не достигнут;
3. Трассер выявлен, но его концентрация ниже, чем нижняя граница чувствительности анализатора проб (менее 0.001 мг/л);
4. Трассер не обнаружен.

Рисунок 2. Кривые изменения концентрации в добывающей скважине 1 при проницаемости пласта $k_m = 100 \cdot 10^{-3}$ мкм² и различных значениях полудлины трещины нагнетательной скважины

Рисунок 3. Кривые изменения концентрации в добывающей скважине 3 при проницаемости пласта $k_m = 50 \cdot 10^{-3}$ мкм² и различных значениях полудлины трещины нагнетательной скважины

Таблица 1. Матрицы применимости трассерных исследований для элемента девятиточечной системы разработки при $k_f = 50$ мкм²

Скв.1		$x_{fd} = x_{f,inj}/a$											
		0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2	2.03
Проницаемость матрицы, 10 ⁻³ мкм ²	100	1											
	50	1											
	10	2				3							
	5	3											
	1	3											
	0.5	4											
	0.1	4											
Скв. 2		$x_{fd} = x_{f,inj}/a$											
		0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2	2.03
Проницаемость матрицы, 10 ⁻³ мкм ²	100	1											
	50	1											
	10	1											
	5	4											3
	1	4											3
	0.5	1											1
	0.1	1											
Скв.3		$x_{fd} = x_{f,inj}/a$											
		0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2	2.03
Проницаемость матрицы, 10 ⁻³ мкм ²	100	1											
	50	2											
	10	2						3					
	5	3											
	1	4											
	0.5	4											
	0.1	4											
Скв. 4		$x_{fd} = x_{f,inj}/a$											
		0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2	2.03
Проницаемость матрицы, 10 ⁻³ мкм ²	100	1											
	50	1											
	10	1											
	5	1											
	1	4											
	0.5	4											
	0.1	4											

Таким образом, в рассматриваемых условиях за выбранный период времени моделирования при проницаемости трещины нагнетательной скважин 50 мкм^2 в добывающих скважинах 1, 3 и 4, находящихся в элементе разработки с нагнетательной скважиной, приход трассера зависит от проницаемости пласта. При низких значениях проницаемости пласта ($k_m < 10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) трассер не обнаружен. Приход трассера в добывающую скважину 2, которая находится в соседнем элементе разработки, зависит от длины перемычки продуктивного пласта между торцами трещин нагнетательной и реагирующей скважин.

Следующая серия численных экспериментов выполнена для большей проницаемости трещины гидроразрыва $k_f = 500 \text{ мкм}^2$. При увеличении проницаемости трещины нагнетательной скважины на порядок отмечается более явный приход трассера в реагирующих скважинах. Так, например, по добывающей скважине 1 пик концентрации трассера достигается при проницаемости пласта $k_m > 10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и при значениях $0.6 < x_{fd} < 2$. При этих же значениях x_{fd} , при проницаемости пласта $k_m = 5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ также трассер выявлен, но длительности численного эксперимента не хватило для диагностирования пика концентрации.

При большей проницаемости трещины в нагнетательной скважине отмечается увеличение количества случаев с выявлением трассера в реагирующей скважине 3. Если при проницаемости трещины нагнетательной скважины ($k_f = 50 \text{ мкм}^2$) трассер фиксировался при проницаемости пласта $k_m > 50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, тогда при проницаемости трещины ($k_f = 500 \text{ мкм}^2$) трассер обнаружен при меньших значениях проницаемости пласта

$5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 < k_m < 10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Более того, для проницаемости трещины $k_f = 500 \text{ мкм}^2$ существенно на приход трассера начинает влиять и полудлина автоГРП. В случаях с проницаемостью пласта $k_m > 50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и при $x_{fd} \geq 1$ в реагирующей скважине отмечаются два пика концентрации индикатора. Первый максимум концентрации связан с приходом трассера по ближайшему расстоянию между магистральными трещинами в нагнетательной и реагирующей скважинах. Второй максимум диагностируется позже, и он обусловлен утечками трассера в пласт по мере фильтрации жидкости вдоль трещины в нагнетательной скважине и приходом этого трассера в реагирующую скважину по более протяженной траектории в продуктивном пласте (рисунок 4).

Увеличение проницаемости трещины нагнетательной скважины практически не оказало влияния на приход трассера в реагирующую скважину 4, поскольку эта реагирующая скважина наиболее удалена от нагнетательной скважины.

В добывающей скважине 2, как и в случае $k_f = 50 \text{ мкм}^2$, приход трассера зависит от параметра x_{fd} . Однако для проницаемости трещины $k_f = 500 \text{ мкм}^2$ количество случаев выявления трассера увеличилось по сравнению с результатами моделирования, полученными при $k_f = 50 \text{ мкм}^2$, а при приближении магистральной трещины к добывающей скважине 2 ($x_{fd} \geq 2$) трассер фиксируется для всех выбранных проницаемостей пласта (рисунок 5).

Результаты моделирования также обобщены в виде матрицы применимости ТИ (таблица 2). Сравнительный анализ данных таблиц 1 и 2 показал, что для случая с большей проницаемостью трещины автоГРП граница прихода/диагностирования трассера также больше.

1 — $x_{fd} = 0.2$; 2 — $x_{fd} = 0.4$; 3 — $x_{fd} = 1$; 4 — $x_{fd} = 1.2-2$; 5 — $x_{fd} = 2.2$

Рисунок 4. Кривые изменения концентрации трассера в реагирующей скважине 3 для проницаемости пласта $k_m = 50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и различной полудлины трещины нагнетательной скважины

1 — $k_m = 5 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 2 — $k_m = 10 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 3 — $k_m = 1 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
4 — $k_m = 0.5 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 5 — $k_m = 0.1 \cdot 10^{-3}$ мкм²

Рисунок 5. Кривые изменения концентрации в добывающей скважине 2 при различной проницаемости пласта

Таблица 2. Матрицы применимости ТИ для элемента девятиточечной системы разработки при $k_f = 500$ мкм²

Скв. 1		$x_{fd} = x_{f.inj}/a$											
		0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2	2.03
Проницаемость матрицы, 10 ⁻³ мкм ²	100	1											
	50	1											
	10	1											
	5	4	3		2								3
	1	4											
	0.5	4											
	0.1	4											
Скв. 2		$x_{fd} = x_{f.inj}/a$											
		0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2	2.03
Проницаемость матрицы, 10 ⁻³ мкм ²	100	1											
	50	1											
	10	1											
	5	4											
	1	4											
	0.5	4											
	0.1	4											
Скв. 3		$x_{fd} = x_{f.inj}/a$											
		0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2	2.03
Проницаемость матрицы, 10 ⁻³ мкм ²	100	1											
	50	1											
	10	1											
	5	4											
	1	4											
	0.5	4											
	0.1	4											
Скв. 4		$x_{fd} = x_{f.inj}/a$											
		0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2	2.03
Проницаемость матрицы, мкм ²	100	1											
	50	1											
	10	1											
	5	4											
	1	4											
	0.5	4											
	0.1	4											

Выводы

Результаты гидродинамического моделирования трассерных исследований в элементе девятиточечной системы разработки для разных значений проницаемости пласта k_m , проницаемости трещины k_f и длин трещин x_f в нагнетательной скважине обобщены в виде матриц применимости. При моделировании ТИ в девятиточечной системе разработки по добывающим скважинам 1, 3 и 4, находящимися в элементе разработки с нагнетательной скважиной, приход трассера зафиксирован при проницаемости пласта $k_m > 50 \cdot 10^{-3}$ мкм² в случае проницаемости трещины нагнетательной скважины $k_f = 50$ мкм², при проницаемости пласта $k_m > 5 \cdot 10^{-3}$ мкм² в случае проницаемости трещины нагнетательной скважины $k_f = 500$ мкм². Приход трассера по добываю-

щей скважине 2, находящейся в соседнем элементе разработки, зафиксирован в случаях уменьшения расстояния между торцами трещин нагнетательной скважины и реагирующей скважины при низкой проницаемости пласта $k_m < 1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и проницаемости трещины нагнетательной скважины $k_f = 50$ мкм².

Результаты исследований могут быть использованы при настройке и интерпретации гидродинамических моделей, при контроле эффективности системы поддержания пластового давления. Все это позволит повысить эффективность управления работой скважин, снизить риски газонефтеводопроявлений при зарезке боковых стволов скважин и обосновать геолого-технологические мероприятия, направленные на повышение нефтеотдачи и интенсификацию добычи нефти.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Davletbaev A., Asalkhuzina G., Ivaschenko D., Fedorov A., Fursov G., Nazargalin E., Slabetsky A., Sergeychev A., Yamalov I., Valeeva E. Methods of Research for the Development of Spontaneous Growth of Induced Fractures During Flooding in Low Permeability Reservoirs // Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia. 2015. SPE-176562-MS. DOI: 10.2118/176562-MS.
2. 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.
3. Соколовский Э.В. Индикаторные методы изучения нефтеносных пластов. М.: Недра, 1986. 156 с.
4. Пат. 608914 СССР, МПК Е 21 В 47/00. Способ определения нефтеводонасыщенности горной породы / И.В. Кривонос, Г.В. Кострюков, Г.А. Макеев, Р.А. Данилин, Г.М. Москалева. 2404628, Заявлено 21.09.1976; Опубл. 30.05.1978. Бюл. 20.
5. РД 39-014-7428-235-89. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей. Грозный: СевКавНИПИнефть, 1989. 79 с.
6. Иващенко Д.С., Мирошниченко В.П., Максимов А.А., Щутский Г.А. Способ анализа распределения закачки путём моделирования фронта нагнетаемой воды с использованием виртуальных индикаторов // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 2. С. 38-49. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-38-49.

REFERENCES

1. Davletbaev A., Asalkhuzina G., Ivaschenko D., Fedorov A., Fursov G., Nazargalin E., Slabetsky A., Sergeychev A., Yamalov I., Valeeva E. Methods of Research for the Development of Spontaneous Growth of Induced

Fractures During Flooding in Low Permeability Reservoirs. Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia, 2015, SPE-176562-MS. DOI: 10.2118/176562-MS.

2. 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].

3. Sokolovskii E.V. *Indikatornye metody izucheniya neftenosnykh plastov* [Indicator Methods for Studying Oil-Bearing Reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 156 p. [in Russian].

4. Krivonosov I.V., Kostyukov G.V., Makeev G.A., Danilin R.A., Moskaleva G.M. *Sposob opredeleniya neftevodonasychennosti gornoj porody* [Method for Determining Oil-Water Saturation of a Rock]. Patent USSR, No. 608914, 1978. [in Russian].

5. RD 39-014-7428-235-89. *Metodicheskoe rukovodstvo po tekhnologii provedeniya indikatornykh issledovaniy i interpretatsii ikh rezul'tatov dlya regulirovaniya i kontrolya protsessa zavodneniya neftyanykh zalezhei* [RD 39-014-7428-235-89. Methodological Guidelines on the Technology of Conducting Indicator Studies and Interpreting Their Results for the Regulation and Control of the Process of Waterflooding of Oil Deposits]. Grozny, SevKavNIPIneft' Publ., 1989. 79 p. [in Russian].

6. Ivashchenko D.S., Miroshnichenko V.P., Maksimov A.A., Shchutskii G.A. *Sposob analiza raspredeleniya zakachki putem modelirovaniya fronta nagnetaemoy vody s ispol'zovaniem virtual'nykh indikatorov* [Injected Water Allocation Analysis Method Based on Virtual Tracer Modeling]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, No. 2, pp. 38-49. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-38-49. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Мирзаянов Азамат Айратович, магистрант кафедры «Прикладная физика», БашГУ, техник отдела гидродинамического моделирования, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Azamat A. Mirzayanov, Under-Graduate Student of Applied Physics Department, Bashkir State University, Technician of the Hydrodynamic Modeling Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: MirzayanovAA@bnipi.rosneft.ru

Асальхузина Гузаль Фаритовна, ведущий специалист отдела проектирования и анализа исследований скважин и пластов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Guzyal F. Asalkhuzina, Leading Specialist of Designing and Analysis Welltests Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: AsalkhuzinaGF@bnipi.rosneft.ru

Питюк Юлия Айратовна, канд. физ.-мат. наук, руководитель сектора проектирования и анализа исследований скважин и пластов ВУ, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Yulia A. Pityuk, PhD in Physical and Mathematical Sciences, Head of the Sector for Design and Analysis of Wells and Reservoirs VU, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: PityukYuA@bnipi.rosneft.ru

Валеева Юлия Римовна, старший специалист отдела гидродинамического моделирования, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Yuliya R. Valeeva, Senior Specialist of Hydrodynamic Modeling Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: ValeevaYR@bnipi.rosneft.ru

Альмухаметова Алина Рамилевна, главный специалист отдела гидродинамического моделирования, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Alina R. Almukhametova, Chief Specialist of Hydrodynamic Modeling Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: AlmukhametovaAR@bnipi.rosneft.ru

Гареев Рафаэль Радикович, директор по геологии и проектированию разработки месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Rafael R. Gareev, Director for Geology and Field Development Design, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: GareevRR@bnipi.rosneft.ru

Давлетбаев Альфред Ядгарович, канд. физ.-мат. наук, начальник управления по моделированию и анализу исследований скважин и пластов, ООО «РН-БашНИПИнефть»; доцент кафедры «Прикладная физика», БашГУ, г. Уфа, Российская Федерация

Alfred Ya. Davletbaev, PhD in Physical and Mathematical Sciences, Head of the Department for Modeling and Analysis of Wells and Reservoirs Research, RN-BashNIPIneft LLC; Assistant Professor of Applied Physics Department, BashSU, Ufa, Russian Federation

e-mail: DavletbaevAY@bnipi.rosneft.ru

Мирошниченко Вадим Петрович, начальник управления по разработке месторождений, ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск, Российская Федерация

Vadim P. Miroshnichenko, Head of Oilfield Development Department, RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk, Russian Federation

e-mail: VPMiroshnichenko@ung.rosneft.ru

Гусев Глеб Петрович, главный специалист сектора повышения нефтеотдачи пластов, ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск, Российская Федерация

Gleb P. Gusev, Chief Specialist of the Enhanced Oil Recovery Sector, RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk, Russian Federation

e-mail: GusevGP@ung.rosneft.ru