

УДК 532.5-1/9

## МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ НАКОПЛЕННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПОСЛЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

Ковальчук Татьяна Николаевна<sup>1</sup>,  
t.n.kovalchuk@mail.ru

Гильманов Александр Янович<sup>1</sup>,  
a.y.gilmanov@utmn.ru

Шевелёв Александр Павлович<sup>1</sup>,  
alexandershevelev@mail.ru

<sup>1</sup> Тюменский государственный университет,  
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 15а.

**Актуальность** исследования обусловлена тем, что в настоящее время значительная часть крупных месторождений Российской Федерации находится на поздней стадии разработки. Ввиду того, что добыча попутной воды требует больших дополнительных вложений средств, обводнение скважин является причиной увеличения себестоимости нефти. Для большинства нефтяных скважин добыча высокообводненной продукции является экономически невыгодной. Поэтому применяются технологии, позволяющие снизить значение обводненности, например технология выравнивания профиля приемистости.

**Цель:** определить обводненность после применения технологии выравнивания профиля приемистости, оценить дополнительную добычу нефти с учётом предлагаемого ранее критерия, провести верификацию модели на примере реального месторождения.

**Объекты:** крупные высокообводненные месторождения нефти, в частности месторождения Западной Сибири.

**Методы:** физико-математического моделирования. При расчетах для вычисления значений относительных фазовых проницаемостей нефти и воды использовались корреляции Кори. Для определения объемного дебита нефти и воды к центральной скважине в круговом однородном пласте применялась классическая формула Дююи. Вводилось предположение о том, каким образом изменяются проницаемости в пропластках вблизи добывающей скважины после воздействия. Учитывалось, что для добывающей скважины сохраняется значение разности среднеквадратичных отклонений приёмистости до и после воздействия, которое было и для нагнетательной скважины. Эта разность считается одним из возможных критериев эффективности обработки скважины суспензией и рассчитывалось авторами в более ранних исследованиях. С целью вычисления средне-нее время, после которого эффект действия закачки полимера прекращается в горизонтальном направлении, учитывалось уравнение Баклея–Левретта. Для того чтобы определить время, после которого начинаются вертикальные перетоки, учитывалось уравнение пьезопроводности, которое описывает распределение давления в пласте для жидкости в зависимости от времени и координаты. Таким образом, было получено выражение для времени, в течение которого будет наблюдаться прирост дебита, и рассчитана дополнительная накопленная добыча нефти.

**Результаты.** В работе предлагается методика расчета обводненности добываемой нефти после обработки скважины полимер-дисперсной системой. Поскольку суспензия с низкой подвижностью образует зону с пониженной проницаемостью вблизи забоя скважины в пропластках с наиболее высокой водонасыщенностью, результирующее значение обводненности уменьшается. Значение разности между конечной и начальной обводненностью позволяет судить об эффективности мероприятия. Наибольший эффект от перераспределения потоков наблюдается при значениях стандартного отклонения от 0,45 до 0,65 для выбранных модельных данных. Показано, что предлагаемая методика позволяет оценить, при каких начальных значениях обводненности можно рассматривать применение технологии выравнивания профиля приемистости в качестве метода увеличения нефтеотдачи. Разница между начальной обводненностью и расчетной составляет 3–6 % от начальной обводненности. Это согласуется с промысловыми данными. Была проведена верификация модели на примере реального месторождения. Результирующие значения по дополнительной накопленной добыче после применения технологии выравнивания профиля приемистости обладают достаточной точностью.

### Ключевые слова:

Обводненность, выравнивание профиля приёмистости, неоднородный пласт, высокообводненные скважины, методы увеличения нефтеотдачи, моделирование.

### Введение

В настоящее время значительная часть крупных месторождений Российской Федерации находятся на поздней стадии разработки. При этом одним из основных добывающих регионов страны является Западная Сибирь, на которую приходится около 55 % российской добычи нефти. Следует отметить, что обводненность добываемой продукции характеризуется высокими значениями, приблизительно 90 %. В табл. 1 указаны значения обводненностей для Самотлорского, Ромашкинского, Приобского и Лянторского месторождений нефти. Такие месторождения имеют, как

правило, продолжительную историю разработки и являются полностью обустроенными для добычи нефти.

**Таблица 1.** Значения обводненностей крупных месторождений нефти

**Table 1.** Water cut values for large oil fields

Месторождение/Field	Обводненность/Water cut, %
Самотлорское/Samotlor	>95
Ромашкинский/Romashkinskoe	>95
Приобское/Priobskoe	>90
Лянторское/Lyantorskoe	>95

Большинство крупнейших и уникальных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа, в которых находится 67 % запасов Западной Сибири, имеет выработанность от 65 до 85 %. В среднем значение обводненности добываемой продукции по этим месторождениям составляет 72–92 %.

Ввиду того, что добыча попутной воды требует больших дополнительных вложений средств, обводнение скважин является причиной увеличения себестоимости нефти. Для большинства нефтяных скважин добыча высокообводненной продукции является экономически невыгодной, поэтому они заносятся в бездействующий фонд.

Для снижения обводнённости продукции добывающих скважин используются технологии выравнивания профиля приёмистости (ВПП) нагнетательных скважин. Для ВПП применяются полимерные гели, суспензии, смолы, пены, получаемые в пласте в результате циклической закачки ПАВ и солевых растворов [1]. Основными принципами эффективной обработки скважин с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП) суспензией являются проникновение раствора на небольшую глубину и снижение относительной фазовой проницаемости для воды больше, чем для углеводородов [2]. Для успешного применения технологий необходимо проводить моделирование с целью подбора параметров закачки реагента [3].

На сегодняшний момент для ВПП чаще всего применяются гели с предварительно формируемыми частицами высушенного геля (preformed particle gel (PPG)) [4–6], повторно сшивающиеся в пластовых условиях гели с предварительно формируемыми частицами (Re-assembling preformed particle gel (RPPG)) [7], эмульсифицированные гели (Pickering emulsion) [8], термополимеры [9], суспензии [10].

В работах [4–6] рассматривается механизм технологии PPG. Технология создания такого продукта подразумевает формирование геля, его высушивание и последующее измельчение на отдельные частицы. После закачки PPG в пласте происходит набухание частиц геля, в результате чего вблизи скважины формируется малопроницаемый экран.

Одной из последних технологий для выравнивания профиля приёмистости является использование частиц RPPG [7]. Этот гель является модификацией PPG с возможностью повторного сшивания под воздействием пластовой температуры. Набухание частиц геля по технологии RPPG в пластовых условиях в 38 раз больше, чем у геля, сформированного по технологии PPG, и этот процесс не зависит от минерализации. В исследовании [7] показана термостойкость RPPG в диапазоне температур от 23 до 80 °С.

Распространённой технологией обработки пласта является закачка эмульсифицированных гелей (Pickering emulsion) [8]. Этот реагент представляет собой эмульсию водной и нефтяной фаз, распадающуюся в пластовых условиях на эти две фазы. Водная фаза содержит раствор полимера, который при пластовых условиях под воздействием температуры и сшивателя образует гель, блокирующий высокопроницаемые каналы. Нефтяная фаза свободно фильтру-

ется, обеспечивая каналы для прохождения нефти в пласте. В исследовании [8] анализируется температурная устойчивость эмульсифицированного геля с водной фазой на основе раствора полиакриламида, сшитого полиэтиленгликолем, и нефтяной фазой, состоящей из дизельного топлива. Предлагаемая эмульсия стабильна при температурах до 105 °С.

Одной из современных технологий обработки пластов является закачка термополимера [9]. В основе технологии лежит закачка суспензии, состоящей из микрочастиц полимера в минеральном масле, с добавлением поверхностно-активных веществ. При контакте с водой под воздействием пластовой температуры возникают реакции гидролиза и формируется гель.

Распространённой технологией выравнивания профиля приёмистости является закачка суспензий, состоящих из дисперсных частиц и полимера [10]. Как правило, в качестве дисперсных частиц используются древесная мука, мел и глина, а в качестве полимера – полиакриламид (ПАА). Смысл технологии заключается в том, что полимер удерживает дисперсные частицы во взвешенном состоянии. За счёт адсорбции и удерживания дисперсных частиц на скелете пористой среды формируются низкопроницаемые зоны.

Успешное применение технологий на основе гелей невозможно без оценки времени гелеобразования. В исследовании [11] рассматривается применение сшитых полимерных систем для проведения эксперимента на тонких трубах (slim tube test), моделирующего время, необходимое для гелеобразования. В исследованиях использовался гель на основе сополимера акриламида и третичного бутилсульфоната акриламида, сшитого полиэтиленгликолем. Длина установки составляла 24 м. Пористость среды составляла 37 %, проницаемость 8,5 Д. Тест позволяет моделировать гелеобразование в реальных пластовых условиях и распространение полимера в пористой среде. Было установлено, что при температуре 95 °С время гелеобразования составляет 10 дней.

В работе [12] предлагается математическая модель времени гелеобразования, учитывающая влияние минерализации, pH и температуры. Показано, что расчётный тренд соответствует экспериментальным значениям времени гелеобразования с коэффициентом корреляции 98 %. Установлено, что наибольшее влияние на время гелеобразования оказывают пластовая температура и минерализация.

Для повышения эффективности применения гелей необходимо учитывать ряд дополнительных факторов. В работе [13] рассматривается модель неоднородного пласта в виде слоистого пирога (sandwich-like channel model). Отмечается, что применение PPG неэффективно при различии между минимальной и максимальной проницаемостью более чем в 50 раз. В статье [13] рассматривается использование микрогеля с размером частиц 260 мкм, который эффективно забивает каналы с проницаемостью более 50 Д и неэффективен при проницаемости канала менее 30 Д. Таким образом, определена граница применимости частиц мик-

рогеля заданного размера по проницаемости каналов. Кроме того, в работе С. Чена и его соавторов [14] отмечается, что эффективность применения микрогеля зависит от соотношения размера его частиц и размера поровых каналов. Это соотношение влияет на глубину проникновения частиц геля в пласт.

В работе [15] предлагается новый состав суспензии для выравнивания профиля приёмистости. Разработан реагент, состоящий из сополимера полиакриламида и третичного бутилакрилата с добавлением ацетата хрома ( $\text{CrAc}_3$ ) и частиц диоксида кремния. Песок  $\text{SiO}_2$  размером 50 нм. Этот реагент показал высокую устойчивость в пластовых условиях при температуре до 130 °С. Применение в качестве сшивателя ацетата хрома ( $\text{CrAc}_3$ ) для геля на основе гидролизованного полиакриламида рассмотрено в работе [16]. Разработанный реагент не подвержен разрушению даже при контакте с кислотой.

В работе авторов [17] исследуется время гелеобразования термополимерного реагента. Показано, что концентрация сшивателя влияет на время гелеобразования в меньшей степени, чем концентрация полимера. Термическая стабильность состава наблюдается при температурах до 150 °С, стандартные гели не работают в этом диапазоне температур.

Существуют модели, описывающие глубокое проникновение полимера в пласт, на основе нейросетевого моделирования [18]. Эта модель использует набор промысловых данных для прогнозирования динамики дебитов нефти и воды после закачки раствора полимера в пласт. Результаты моделирования показали соответствие модельной и промысловой динамики дебита с точностью до 90 %. Такие модели сложны в настройке, поскольку требуют непротиворечивых и репрезентативных данных, поэтому их использование на практике ограничено.

Распространённым подходом к моделированию ВПП является использование коммерческих гидродинамических симуляторов [9]. Недостатком такого подхода является ограниченность их применения к нестандартным технологиям и реагентам, в частности к закачке суспензии и локальным ГРП, сложность моделирования нестандартной геометрии пластов и пропластков, пластов с высокой степенью неоднородности свойств [3].

К настоящему времени накоплен значительный опыт применения различных технологий ВПП для снижения обводнённости продукции. Промысловый опыт одной из американских компаний по применению полимерных гелей для выравнивания профиля приёмистости в карбонатных пластах обобщён в работе [19]. Пропускная способность трещин ГРП снижается до 4000 раз, поскольку гель оседает прямо в трещине ГРП. На всех скважинах, подвергнутых обработке, зафиксирован прирост добычи нефти.

Промысловый опыт применения частиц RPPG на месторождении West Sak на Аляске рассматривается в работе [20]. По сравнению с применением традиционного PPG снижение обводнённости дополнительно составило 23 %.

В работе [9] рассматривается опыт успешного промышленного применения термополимера на месторождении Cerro Dragon Field в Аргентине с 2011 г. Сопоставление результатов численного моделирования с помощью коммерческих симуляторов и данных промысловых исследований показало удовлетворительное соответствие расчётной и фактической глубины проникновения частиц.

Промысловый опыт использования технологии ВПП на месторождении Jidong Oil Field рассмотрен в работе [9]. Обводнённость продукции до обработки достигала 80 %. Проводилась закачка термополимера ZP-4, состоящего из трёх мономеров (акриламида, 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты и *n*-винилпирролидона), сшитых полиэтиленгликолем. Закачанный реагент сохранял свою структуру в промысловых условиях в течение 5 месяцев при температуре 150 °С.

Промысловое применение закачки полимер-дисперсных систем показывает её высокую эффективность [21] для контроля обводнённости продукции. В статье [22] рассматривается опыт промышленного применения полимер-дисперсных систем на Забегальском месторождении. В результате обработки обводнённость продукции снизилась на 14 %, а дебит нефти возрос на 120 баррелей в день. После вторичной обработки обводнённость снизилась на 16 % от первоначального значения, а дебит нефти увеличился на 420 баррелей в день от исходного.

Таким образом, в настоящее время не существует эффективных критериев использования технологии ВПП на основе суспензии, имеющей успешное применение для реального объекта. Целью работы является введение таких критериев и их апробация на реальном месторождении.

В работе [23] в качестве возможного критерия эффективности обработки скважин суспензией выбирается разность среднеквадратичных отклонений относительных гидропроводностей до и после воздействия суспензией на нагнетательную скважину. Таким образом, целью данной работы является определение обводнённости после применения технологии ВПП, оценка дополнительной добычи нефти с учётом предлагаемого ранее критерия, проведение верификации модели на примере реального месторождения.

#### Технология выравнивания профиля приемистости

В рамках предлагаемой модели предполагается, что обводнение происходило начиная с наиболее высокопроницаемого пропластка и заканчивалось на наименее проницаемом пропластке последовательно в зависимости от проницаемости пропластков. Модель построена для расчетов на двадцать скважин по пятьдесят пропластков.

На рис. 1 схематически проиллюстрирована упрощенная модель обводнения пропластков, в которой имеется три пропластка различной проницаемости  $k_3 > k_1 > k_2$ . Вода в первую очередь прорвалась по наиболее высокопроницаемому пропластку к добывающей скважине, при этом на добывающей скважине обводненность продукции стала равна  $W_0$ . С це-

люю снизить обводненность в нагнетательную скважину был закачан реагент в момент времени  $t_1$ , который снизил проницаемость пропластков, причем таким образом, что проницаемость более высокопроницаемых пропластков, а значит и более обводненных, была снижена значительно. Таким образом расход воды в добывающей скважине был снижен. На рис. 2

показана качественная динамика обводненности (синяя линия показывает рост обводненности с течением времени без применения технологии выравнивания профиля притока, голубая – после применения технологии выравнивания профиля притока), то есть данный метод увеличения нефтеотдачи (МУН) позволяет снизить обводненность на период времени от  $t_1$  до  $t_2$ .

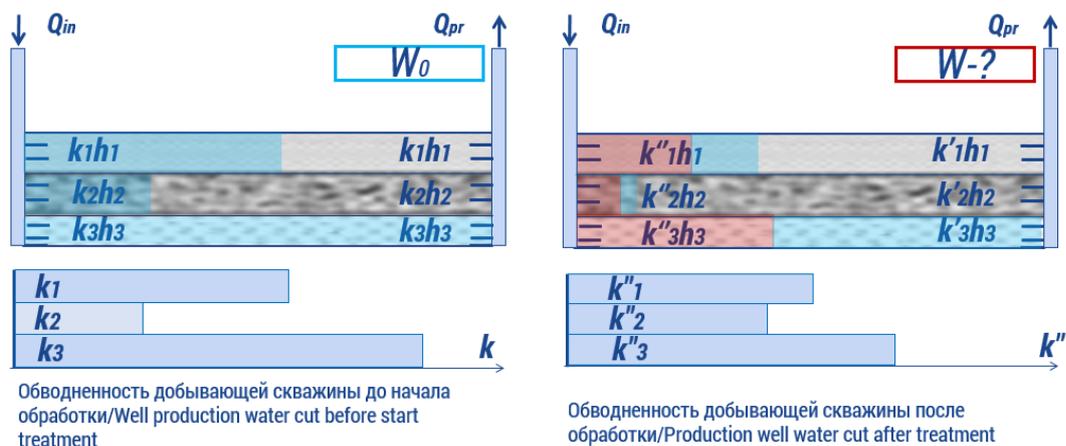


Рис. 1. Модель для описания технологии выравнивания профиля притока

Fig. 1. Model for describing the conformance control technology

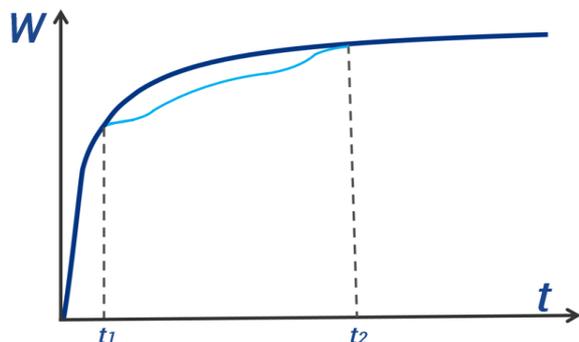


Рис. 2. Динамика обводненности при применении технологии выравнивания профиля притока и без применения данной технологии

Fig. 2. Dynamics of water cut with the use of the conformance control technology and without it

### Методы

В первую очередь следует определить водонасыщенности пропластков при учёте приведенной выше гипотезы относительно заводнения пропластков.

При расчетах для вычисления значений относительных фазовых проницаемостей нефти  $f_o$  и воды  $f_w$  использовались корреляции Кори в виде выражений (1) и (2) соответственно:

$$\begin{cases} f_o = \left( \frac{1-S-S_{or}}{1-S_{wr}-S_{or}} \right)^2, S_{wr} < S < S_{or}; \\ f_o = 0, S \geq 1 - S_{or}; \\ f_o = 1, S \leq S_{wr}, \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} f_w = \left( \frac{1-S_{wr}}{1-S} \right)^3, S \geq S_{wr}; \\ f_w = 0, S \leq S_{wr}, \end{cases} \quad (2)$$

где  $S_{wr}$  и  $S_{or}$  – остаточные водонасыщенность и нефтенасыщенность соответственно;  $S$  – водонасы-

щенность в пропластке, для которого производятся вычисления,

Для определения объемного дебита нефти и воды к центральной скважине в круговом однородном пласте применялась классическая формула Дюпюи вида (3) и (4) соответственно:

$$Q_{oi} = \frac{2\pi k_i h_i}{\mu_o} f_o(S_{wr}) \frac{\Delta p}{\ln \frac{r_c}{r_w}}, \quad (3)$$

$$Q_{wi} = \frac{2\pi k_i h_i}{\mu_w} f_w(1 - S_{or}) \frac{\Delta p}{\ln \frac{r_c}{r_w}}, \quad (4)$$

где  $k_i$  и  $h_i$  – проницаемость и мощность  $i$ -го пропластка соответственно;  $r_c$  – радиус контура питания скважины (радиус дренирования);  $r_w$  – радиус скважины по долоту;  $Q_{oi}$  и  $Q_{wi}$  – объемный дебит нефти и воды в  $i$ -ом пропластке;  $\mu_o$  и  $\mu_w$  – вязкость нефти и воды соответственно;  $\Delta p$  – депрессия на пласт.

В случае, когда пропласток, для которого проводится расчет, заполнен нефтью и водой, расчетная формула дебита учитывает значения относительных фазовых проницаемостей обоих флюидов следующим образом:

$$Q_i = 2\pi k_i h_i \left( \frac{f_o(S)}{\mu_o} + \frac{f_w(S)}{\mu_w} \right) \frac{\Delta p}{\ln \frac{r_c}{r_w}}. \quad (5)$$

Обводненность определяется как дебит воды, деленный на суммарный дебит добываемой продукции:

$$W_i = \frac{\sum Q_{wi}}{\sum Q_{oi} + \sum Q_{wi} + \sum Q_i}. \quad (6)$$

Следует определить, каким образом изменяется дебит добывающей скважины (5) после того, когда в нагнетательную скважину был закачан реагент, снижающий проницаемости пропластков вблизи нагнетательной скважины. С этой целью вводится предположение о том, что проницаемости в пропластках

вблизи добывающей скважины после воздействия вычисляются следующим образом:

$$\begin{cases} k'_i = k_i \cdot (1 - x), k_i \geq k_{sr} \\ k'_i = k_i \cdot (1 + y), k_i < k_{sr} \end{cases} \quad (7)$$

где  $x$  и  $y$  – неизвестные величины;  $k_{sr}$  – средняя проницаемость. Таким образом, проницаемости пропластков увеличиваются, если начальное значение проницаемости ниже среднего значения проницаемостей, и уменьшаются, если выше среднего. Поскольку в системе из двух уравнений имеется четыре неизвестных величины, следует ввести еще два условия для разрешения системы.

Учитывая то, что на добывающей скважине до начала обработки имеется определенное распределение проницаемостей  $k_i$ , на нагнетательной скважине до начала обработки распределение проницаемостей приблизительно такое же, примем, что среднее значение проницаемостей вблизи добывающей скважины после закачки реагента в нагнетательную скважину остается равным среднему значению проницаемостей до начала обработки вблизи нагнетательной скважины. Также следует учесть, что для добывающей скважины сохраняется значение  $R$  – разности среднеквадратичных отклонений приемистости до  $R_0$  и после  $R_1$  воздействия, которое было и для нагнетательной скважины. Эта разность считается одним из возможных критериев эффективности обработки скважины суспензией и рассчитывалась авторами в более ранних исследованиях [23]. Эти условия можно записать следующим образом:

$$k_{sr} = Const, R = R_0 - R_1 = Const, \quad (8)$$

где  $R_0 = \sqrt{\sum (V_i - V_{sr})^2}$ ,  $R_1 = \sqrt{\sum (V'_i - V'_{sr})^2}$ ,  $V_i = \frac{k_i H}{\sum_{j=1}^N k_j h_j}$ ,  $V'_i = \frac{k'_i H}{\sum_{j=1}^N k'_j h_j}$  – безразмерные приемистости или относительные гидропроводности пропластков до воздействия и после воздействия вблизи добывающей скважины;  $H$  – сумма мощностей пропластков.

Значение дебита нефти после применения технологий ВПП для пласта, разделенного на некоторое количество пропластков, описывается приближенно экспоненциальной убывающей функцией [22] и может быть вычислено по формуле:

$$Q = Q_0 e^{-\frac{t}{\tau}} + Q_* e^{-\frac{t}{\tau_*}}, \quad (9)$$

где  $Q_0$  – значение дебита без применения ВПП в начальный момент времени, при этом отсчет времени начинается с момента прироста дебита;  $\tau$  – время разработки;  $\tau^*$  – время длительности эффекта прироста дебита после закачки суспензии;  $t$  – текущий момент времени.

Первое слагаемое в правой части выражения (9) – функция, согласно которой уменьшается значение дебита во времени  $t$  без применения ВПП, второе слагаемое – аналогичная функция для прироста дебита после закачки полимера.

С целью вычислить среднее время, после которого эффект действия закачки полимера прекращается в горизонтальном направлении, запишем уравнение Баклея–Леверетта [22]:

$$\frac{\partial S}{\partial t} + \frac{Q_0 F}{m} \frac{\partial S}{\partial x} = 0, \quad (10)$$

где  $m$  – пористость;  $x$  – координата;  $F$  – функция Баклея–Леверетта.

Равенство (10) справедливо для случая вытеснения несмешивающихся флюидов в линейных системах и при условии, что поток является установившимся, при этом пористость коллектора имеет постоянное значение. Также предполагается, что движение воды определяется только водонасыщенностью, массообмен между фазами отсутствует, выполняются законы сохранения массы, импульса и энергии, капиллярными и гравитационными эффектами пренебрегается. Уравнение (10) является уравнением гиперболического типа.

Дифференциальное уравнение (10) после перехода к конечным разностям с аппроксимацией производных по методу Эйлера будет иметь вид:

$$\frac{\Delta S}{\Delta \tau_*^1} + \frac{Q_0 F}{m} \frac{\Delta S}{l} \cong 0, \quad (11)$$

где  $\tau_*^1$  – среднее время, после которого эффект действия потокоотклоняющих технологий перестает действовать в горизонтальном направлении, так как вода достигает добывающей скважины;  $l$  – расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами.

При переходе из равенства (10) к приближенному равенству (11) первые производные по времени и по координате имеют первый порядок аппроксимации.

Из уравнения (11) искомое время выражается в виде:

$$\tau_*^1 = \left| -\frac{lm}{FQ_0} \right|. \quad (12)$$

Для того чтобы определить время, после которого начинаются вертикальные перетоки, запишем уравнение пьезопроводности, которое описывает распределение давления в пласте для жидкости в зависимости от времени и координаты:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \alpha \frac{\partial^2 p}{\partial y^2}, \quad (13)$$

где  $p$  – давление;  $y$  – координата;  $\alpha$  – коэффициент пьезопроводности, характеризующий скорость изменения давления в пласте.

Дифференциальное уравнение вида (13) с использованием метода Эйлера можно переписать в виде:

$$\frac{\Delta p}{\tau_*^2} = \alpha \frac{\Delta p}{H^2}, \quad (14)$$

где  $\tau_*^2$  – время, после которого начинаются вертикальные перетоки.

Тогда искомое время из выражения (14) будет рассчитываться по формуле:

$$\tau_*^2 = \frac{H^2}{\alpha}. \quad (15)$$

Коэффициент анизотропии коллектора рассчитывается по формуле:

$$\alpha = \beta \frac{k_v}{k_l}, \quad (16)$$

где  $k_v$  – среднее геометрическое значение проницаемости;  $k_l$  – среднее арифметическое значение проницаемости;  $\beta$  – постоянное значение.

Таким образом, время, в течение которого будет наблюдаться прирост дебита, зависит от коэффициента анизотропии и запишется с учётом (12), (15), (16) следующим образом:

$$\tau_* = \alpha\tau_*^1 + (1 - \alpha)\tau_*^2. \quad (17)$$

#### Пример расчетов для одной скважины

Далее для примера рассмотрим расчеты для одной скважины на одном из месторождений Западной Сибири с помощью формул (5)–(9), (17). В табл. 2 приведены значения мощностей пропластков и проницаемостей до применения ВПП. При этом начальная обводненность  $W_0=0,8$ , вязкость нефти  $\mu_o=8$  сП, остаточные нефтенасыщенность и водонасыщенность соответственно равны  $S_{or}=0,35$ ,  $S_{wr}=0,2$ , разность среднеквадратических отклонений относительных гидропроводностей  $R_0-R_1=0,334$ , рассчитанная по методике, приведенной в статье авторами [23]. В табл. 2 приведены также значения для водонасыщенности пропластков, рассчитанные в рамках модели, в которой заводнение происходит с учетом величин проницаемостей пропластков.

**Таблица 2.** Проницаемости пропластков до начала обработки, мощности и водонасыщенности, проницаемости вблизи добывающей скважины после обработки суспензией пропластков вблизи нагнетательной скважины

**Table 2.** Permeability of interlayers before the start of treatment, thickness and water saturation, permeability near a production well after treatment of interlayers near the injection well with a suspension

$k_i$ , мД/мД	$h_i$ , м/м	$S$	$k''_i$ , мД/мД
51,8	4,7	0,2	58,5
106,4	1,6	0,2	120,2
134,9	1,3	0,2	152,4
370,9	1,4	0,523	419,1
1212,7	1,3	0,65	1139,9

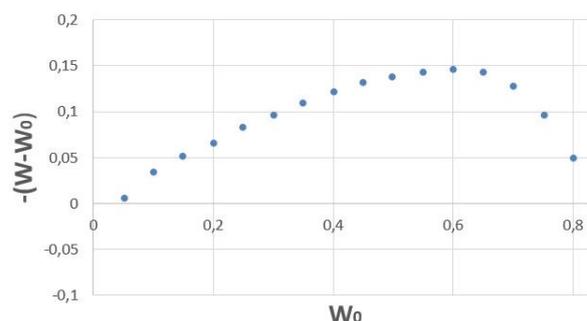
В первую очередь для определения обводненности следует рассчитать распределение водонасыщенностей в области призабойной зоны пласта. Поэтому с учетом введенных допущений был построен алгоритм для расчета водонасыщенностей в пропластках. Составленный алгоритм допускает изменение всех выбранных в модели параметров. Затем с учетом полученного распределения водонасыщенностей, значения приемистости скважины и разности среднеквадратических отклонений были рассчитаны проницаемости в области призабойной зоны пласта после обработки скважины. После пересчета проницаемостей было рассчитано значение обводненности продукции после воздействия полимерной системой.

Для того чтобы рассчитать дебиты нефти по известной формуле Дюпюи до и после применения технологии ВПП, необходимо также учесть следующие параметры: расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной  $l=300$  м, средняя пористость  $m=0,262$ , функция Баклея–Леввергта  $F=0,8$ , мощность продуктивного пласта  $H=10,3$  м, коэффициент пьезопроводности  $\alpha=0,00126$  м<sup>2</sup>/с,  $\beta=86,71$ , плотность нефти  $\rho=900$  кг/м<sup>3</sup>, радиус скважины  $r_c=0,1$  м, радиус контура питания  $R_k=300$  м, депрессия на пласт до

применения технологии ВПП  $\Delta p=112 \cdot 10^5$  Па, после –  $\Delta p=142 \cdot 10^5$  Па.

#### Результаты

В результате расчетов была получена зависимость падения обводненности после обработки полимерной системой от значения начальной обводненности (рис. 3). Таким образом, в случае, когда рассматривается модель, в которой обводнение происходит последовательно, начиная с наиболее высокопроницаемого пропластка и заканчивая менее проницаемым пропластком, большее падение обводненности наблюдается в интервале значений начальной обводненности 0,45–0,65, при этом имеется максимум падения обводненности при  $W_0=0,6$ .



**Рис. 3.** График зависимости падения обводненности после обработки суспензией в зависимости от значения начальной обводненности

**Fig. 3.** Graph of the dependence of the water cut drop after treatment with the suspension, depending on the value of the initial water cut

Среднее геометрическое значение проницаемости:

$$k_v = (k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5)^{1/5},$$

$$k_v = 2,01 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2.$$

Среднее арифметическое значение проницаемости

$$k_l = \frac{k_1 + k_2 + k_3 + k_4 + k_5}{5},$$

$$k_l = 3,8 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2.$$

Спрогнозированные значения дебита нефти до и после применения технологии ВПП равны соответственно:

$$Q_0=6,92 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}, Q=9,91 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Таким образом, при параметрах, которые были выбраны для расчетов, было спрогнозировано, что будет наблюдаться прирост дебита нефти после применения технологии ВПП на 30,2 %.

Следует отметить, что дополнительная накопленная добыча за 2 года разработки по промысловым данным составляет 1,06 тыс. т, при этом рассчитанное значение также 1,06 тыс. т. Таким образом, модель обладает достаточной точностью.

#### Заключение

Была предложена методика расчета обводненности добываемой нефти после обработки скважины полимер-дисперсной системой. Суспензия с низкой

подвижностью образует зону с пониженной проницаемостью у забоя скважины в пропластках с наиболее высокой водонасыщенностью. Из-за этого уменьшается обводненность. Значение разности между конечной и начальной обводненностью позволяет судить об эффективности мероприятия.

Наибольший эффект от перераспределения потоков наблюдается при значениях стандартного отклонения от 0,45 до 0,65 для выбранных модельных данных. При этом было показано, что предлагаемая методика позволяет оценить, при каких начальных значениях обводненности можно рассматривать приме-

нение технологии ВПП в качестве метода увеличения нефтеотдачи. В результате разница между начальной обводненностью и расчетной составляет 3–6 % от начальной обводненности. Это согласуется с промышленными данными. Также была проведена верификация модели на примере реального месторождения. Результирующие значения по дополнительной накопленной добыче после применения технологии ВПП обладают достаточной точностью.

*Работа выполнена при поддержке РФФИ Грант № 20-45-72002*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Torrealba V.A., Hoteit H. Conformance improvement in oil reservoirs by use of microemulsions // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – SPE-192289-MS. – 22 p.
2. Sizing gelant treatment for conformance control in hydraulically-fractured horizontal wells / B. Liang, H. Jiang, J. Li, M. Li, Yu. Lan, R. Seright // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-200338-MS. – 18 p.
3. Gulyaev D.N., Ipatov A.I., Chernoglazova N.N. Oil recovery enhancement from low-permeable reservoirs on base of reservoir simulation with well-testing and production logging // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – SPE-133746-MS.
4. Bai B., Sun X. Development of swelling-rate controllable particle gels to control the conformance of CO<sub>2</sub> Flooding // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-200339-MS. – 15 p.
5. Evaluation and plugging performance of carbon dioxide-resistant particle gels for conformance control / X. Sun, Yi. Long, B. Bai, M. Wei, S. Suresh // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-200493-PA. – 16 p.
6. Sun X., Bai B. Understanding the plugging performance of HPAM-Cr (III) polymer gel for CO<sub>2</sub> conformance control // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – CMTC-556840-MS. – 6 p.
7. A recrosslinkable preformed particle gel for conformance control in heterogeneous reservoirs containing linear-flow features / J. Pu, B. Bai, A. Alhuraishawy, T. Schuman, Ya. Chen, X. A. Sun // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – SPE-191697-PA. – 12 p.
8. Emulsified polymer gel pickering emulsion for conformance control: emulsion formulation, stability and coreflooding investigation / T. Saikia, A. Sultan, A. Barri, A. Shamsan // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-199237-MS. – 9 p.
9. Thermally activated particles injection for deep conformance control to improve oil recovery in an argentina mature waterflooded reservoir: Cerro Dragon Field. Design, Field Implementation and Results / A. Iuliano, J.E. Gómez, C.R. Martínez, L.C. Alonso, M. Kazempour, M. Kiani, D. Alzate, P. Singh, G. Jerauld // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-200464-MS. – 22 p.
10. Determination of suspension filtration parameters from experimental data / K.M. Fedorov, A.P. Shevelev, A.V. Kobayashv, V.A. Zakharenko, A.V. Kochetov, R.S. Neklesa, A.V. Usoltsev // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – SPE-202018-MS. – 15 p.
11. Evaluation of in-situ gelation behavior by slim tube technique for deep conformance control / J. Wang, A. M. AlSofi, Ya. A. Alzahid, A.M. Boqmi // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-203237-MS.
12. Modeling gelation time of organically crosslinked polyacrylamide gel system for conformance control applications / A. Al-Anazi, Z. Al-Kaidar, J. Wang, S. Aramco // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – 196775-MS. – 16 p.
13. Experimental study of microgel conformance-control treatment for a polymer-flooding reservoir containing superpermeable channels / Ya. Zhao, J. Leng, B. Lin, M. Wei, B. Bai // Society of Petroleum Engineers. – 2021. – SPE-205486-PA.
14. Mechanism investigation and optimization of conformance control by polymer microsphere in heterogeneous offshore oil fields / X. Chen, Y. Li, Z. Liu, J. Zhang, X. Li, H. Zhang // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – OTC-30200-MS.
15. Reinforcement of polyacrylamide-co-tert-butyl acrylate base gel using nanosilica for conformance control at low and high reservoir temperatures / M. Shamlooh, A. Hamza, I.A. Hussein, M.S. Nasser, S. Salehi // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – 199324-MS. – 8 p.
16. Improving conformance in an injector well using delayed crosslink polymer gel: a case study / M. Varshney, A. Goyal, I. Goyal, A. Jain, N. Pandey, A. Parasher, S. Vermani, A.S. Negi, V. Sharma // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – 192136-MS. – 16 p.
17. Evaluation of termpolymer-gel systems crosslinked by polyethylenimine for conformance improvement in high-temperature reservoirs / D. Zhu, J. Hou, Y. Chen, Q. Wei, S. Zhao, B. Bai // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – 194004-PA. – 15 p.
18. Alghazal M., Ertekin T. Modeling of deep polymer gel conformance treatments using machine learning // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-203450-MS
19. Waterflood conformance improvement method in naturally fractured carbonate reservoirs with gel injection / L. Jain, T. Zhang, H. Nguyen, Z. Mirkovic, V. Lee, S. Lau, P. John, K. Spilker, E. Daniel // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – IPTC-20275-MS. – 14 p.
20. Case history of conformance solutions for west sak wormhole/void space conduit with a new reassembling pre-formed particle gel RPPG / G. Targac, C. Gallo, D. Smith, C. Huang, S. Autry, J. Peirce, L. Baohong, D. Xinwantong // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – 201302-MS. – 18 p.
21. Matveev S., Gazizov A., Gazizov A.I. Polymer dispersed systems for conformance improvement in fractured carbonate reservoirs // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-202835-MS.
22. Уиллхайт П.Г. Заводнение пластов. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 333 с.
23. Theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection / K.M. Fedorov, A.Ya. Gilmanov, A.P. Shevelev, A.V. Kobayashv, D.A.A. Anuriev // Mathematics. – 2021. – V. 9. – Iss. 15. – P. 1–14.

*Поступила 26.05.2022 г.*

#### Информация об авторах

**Ковальчук Т.Н.**, инженер 2 категории кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт Тюменского государственного университета.

**Гильманов А.Я.**, инженер 2 категории кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт Тюменского государственного университета.

**Шевелёв А.П.**, кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт Тюменского государственного университета.

UDC 532.5-1/-9

## METHODOLOGY FOR CALCULATING THE CUMULATIVE OIL RECOVERY AFTER APPLYING THE CONFORMANCE CONTROL TECHNOLOGY

Tatyana N. Kovalchuk<sup>1</sup>,  
t.n.kovalchuk@mail.ru

Aleksandr Y. Gilmanov<sup>1</sup>,  
a.y.gilmanov@utmn.ru

Aleksandr P. Shevelev<sup>1</sup>,  
alexandershevelev@mail.ru

<sup>1</sup> University of Tyumen,  
15a, Perekopskaya street, Tyumen, 625003, Russia.

**The relevance** of the study is caused by the fact that at present, a significant part of the large deposits of the Russian Federation are at a late stage of development. Due to the fact that the production of associated water requires large additional investments, water cut is the reason for increasing oil cost. For the majority of oil wells, the production of highly water-cut products is economically unprofitable. Therefore, technologies are used to reduce the value of water cut, for example, the conformance control technology.

**The main aim** of the study is to determine the water cut after the application of the conformance control technology, to assess the additional oil production taking into account the criterion proposed earlier, to verify the model using an example of a real field.

**The objects:** large high-watered oil fields, in particular the fields of Western Siberia.

**The methods** of physical and mathematical modeling were used in the work. Corey correlations were used to calculate the values of the relative phase permeabilities of oil and water. To determine the volumetric flow rate of oil and water to the central well in a circular homogeneous reservoir, the classical Dupuis formula was used. An assumption was introduced about the way of permeability changes in the interlayers near the production well after the impact. It was taken into account that for the production well, the value of the difference in the standard deviations of injectivity before and after the impact, which was the same for the injection well, is preserved. This difference is considered one of the possible criteria for the effectiveness of well treatment with a suspension and was calculated by the authors in earlier studies. In order to calculate the average time after which the effect of polymer injection stops in the horizontal direction, the Buckley–Leverett equation was taken into account. In order to determine the time after which vertical flows begin, the piezoconductivity equation was taken into account, which describes the distribution of pressure in the reservoir for fluid depending on time and coordinates. Thus, an expression was obtained for the time during which an increase in production rate will be observed and additional cumulative oil production is calculated.

**Results.** Thus, the paper proposes a method for calculating the water cut of produced oil after well treatment with a polymer-dispersed system. Since the low mobility slurry forms a zone of reduced permeability near the bottom of the well in the most water-saturated interlayers, the resulting water cut is reduced. The value of the difference between the final and initial water cut makes it possible to judge the effectiveness of the measure. The greatest effect from the redistribution of flows is observed at standard deviation values from 0,45 to 0,65 for the selected model data. It is shown that the proposed method makes it possible to estimate at what initial values of water cut one can consider the use of the conformance control technology as a method of enhanced oil recovery. The difference between the initial water cut and the calculated one is 3–6 % of the initial water cut. This is consistent with field data. The model was verified on the example of a real field. The resulting values for additional cumulative production after the application of the conformance control technology are sufficiently accurate.

### Key words:

Water cut, conformance control, heterogeneous reservoir, high water cut wells, enhanced oil recovery methods, modeling.

The work was supported by the RFBR Grant no. 20-45-720002.

### REFERENCES

1. Torrealba V.A., Hoteit H. Conformance improvement in oil reservoirs by use of microemulsions. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, SPE-192289-MS, 22 p. DOI: 10.2118/192289-MS.
2. Liang B., Jiang H., Li J., Li M., Lan Yu., Seright R. Sizing gelant treatment for conformance control in hydraulically-fractured horizontal wells. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-200338-MS, 18 p. DOI: 10.2118/200338-MS.
3. Gulyaev D.N., Ipatov A.I., Chernoglazova N.N. Oil recovery enhancement from low-permeable reservoirs on base of reservoir simulation with well-testing and production logging. *Society of Petroleum Engineers*, 2010, SPE-133746-MS. DOI: 10.2118/133746-MS.
4. Bai B., Sun X. Development of swelling-rate controllable particle gels to control the conformance of CO<sub>2</sub> flooding. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-200339-MS, 15 p. DOI: 10.2118/200339-MS.
5. Sun X., Long Yi., Bai B., Wei M., Suresh S. Evaluation and plugging performance of carbon dioxide-resistant particle gels for conformance control. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-200493-PA, 16 p. DOI: 10.2118/200493-PA.
6. Sun X., Bai B. Understanding the plugging performance of HPAM-Cr (III) polymer gel for CO<sub>2</sub> conformance control. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, CMTC-556840-MS, 6 p. DOI: 10.7122/CMTC-556840-MS.
7. Pu J., Bai B., Alhuraishawy A., Schuman T., Chen Ya., Sun X.A. A recrosslinkable preformed particle gel for conformance control in heterogeneous reservoirs containing linear-flow features. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, SPE-191697-PA, 12 p. DOI: 10.2118/191697-PA.
8. Saikia T., Sultan A., Barri A., Shamsan A. Emulsified polymer gel pickering emulsion for conformance control: emulsion formulation,

- stability and coreflooding investigation. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, 9 p. SPE-199237-MS. DOI: 10.2118/199237-MS.
9. Iuliano A., Gómez J.E., Martínez C.R., Alonso L.C., Kazempour M., Kiani M., Alzate D., Singh P., Jerauld G. Thermally activated particles injection for deep conformance control to improve oil recovery in an argentina mature waterflooded reservoir: Cerro Dragon Field. Design, field implementation and results. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-200464-MS, 22 p. DOI: 10.2118/200464-MS.
  10. Fedorov K.M., Shevelev A.P., Kobyashev A.V., Zakharenko V.A., Kochetov A.V., Neklesa R.S., Usoltsev A.V. Determination of suspension filtration parameters from experimental data. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, SPE-202018-MS, 15 p. DOI: 10.2118/202018-MS.
  11. Wang J., AlSofi A. M., Alzahid Ya.A., Boqmi A.M. Evaluation of in-situ gelation behavior by slim tube technique for deep conformance control. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-203237-MS. DOI: 10.2118/203237-MS.
  12. Al-Anazi A., Al-Kaidar Z., Wang J., Aramco S. Modeling gelation time of organically crosslinked polyacrylamide gel system for conformance control applications. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, 196775-MS, 16 p. DOI: 10.2118/196775-MS.
  13. Zhao Ya., Leng J., Lin B., Wei M., Bai B. Experimental study of microgel conformance-control treatment for a polymer-flooding reservoir containing superpermeable channels. *Society of Petroleum Engineers*, 2021, SPE-205486-PA. DOI: 10.2118/205486-PA.
  14. Chen X., Li Y., Liu Z., Zhang J., Li X., Zhang H. Mechanism investigation and optimization of conformance control by polymer microspheres in heterogeneous offshore oil fields. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, OTC-30200-MS. DOI: 10.4043/30200-MS.
  15. Shamlooh M., Hamza A., Hussein I.A., Nasser M.S., Salehi S. Reinforcement of polyacrylamide-co-tert-butyl acrylate base gel using nanosilica for conformance control at low and high reservoir temperatures. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, 199324-MS, 8 p. DOI: 10.2118/199324-MS.
  16. Varshney M., Goyal A., Goyal I., Jain A., Pandey N., Parasher A., Vermani S., Negi A.S., Sharma V. Improving conformance in an injector well using delayed crosslink polymer gel: a case study. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, 192136-MS, 16 p. DOI: 10.2118/192136-MS.
  17. Zhu D., Hou J., Chen Y., Wei Q., Zhao S., Bai B. Evaluation of termpolymer-gel systems crosslinked by polyethylenimine for conformance improvement in high-temperature reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, 194004-PA, 15 p. DOI: 10.2118/194004-PA.
  18. Alghazal M., Ertekin T. Modeling of deep polymer gel conformance treatments using machine learning. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-203450-MS. DOI: 10.2118/203450-MS.
  19. Jain L., Zhang T., Nguyen H., Mirkovic Z., Lee V., Lau S., John P., Spilker K., Daniel E. Waterflood Conformance Improvement Method in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs with Gel Injection. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, IPTC-20275-MS, 14 p. DOI: 10.2523/IPTC-20275-MS.
  20. Targac G., Gallo C., Smith D., Huang C., Autry S., Peirce J., Baohong L., Xinwantong D. Case history of conformance solutions for west sak wormhole/void space conduit with a new reassembling pre-formed particle gel RPPG. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, 201302-MS, 18 p. DOI: 10.2118/201302-MS.
  21. Matveev S., Gazizov A., Gazizov A.I. polymer dispersed systems for conformance improvement in fractured carbonate reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-202835-MS. DOI: 10.2118/202835-MS.
  22. Willhite P.G. *Zavodneniye plastov* [Reservoir flooding]. Izhevsk, Institute for Computer Research, National Research Center «Regular and Chaotic Dynamics» Publ., 2009. 333 p.
  23. Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Kobyashev A.V., Anuriev D.A. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection. *Mathematics*, 2021, vol. 9, Iss. 15, pp. 1–14. DOI:10.3390/math9151727

Received: 26 May 2022.

#### Information about the authors

**Tatyana N. Kovalchuk**, engineer of the second category, University of Tyumen.

**Aleksandr Y. Gilmanov**, engineer of the second category, University of Tyumen.

**Aleksandr P. Shevelev**, Cand. Sc., associate professor, professor, University of Tyumen.