



Научная статья

DOI: 10.18287/2541-7525-2023-29-1-74-88

УДК 532.5-1/-9

Дата: поступления статьи: 24.01.2023
после рецензирования: 27.02.2023
принятия статьи: 30.05.2023

Федоров К.М.

Тюменский государственный университет
г. Тюмень, Российская Федерация

E-mail: k.m.fedorov@utmn.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0347-3930>

Ганопольский Р.М.

Тюменский государственный университет
г. Тюмень, Российская Федерация

E-mail: r.m.ganopolskij@utmn.ru.

Гильманов А.Я.

Тюменский государственный университет
г. Тюмень, Российская Федерация

E-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>

Шевелёв А.П.

Тюменский государственный университет
г. Тюмень, Российская Федерация

E-mail: a.p.shevelev@utmn.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>

ПРОЦЕДУРА ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

АННОТАЦИЯ

Статья посвящена разработке процедуры оптимизации технологии выравнивания профиля приемистости. В настоящее время, в связи со значительной долей пластов с высокой обводненностью актуально использовать методы, позволяющие снизить темпы прироста обводненности добычи и продлить период рентабельной эксплуатации скважин. Одним из наиболее распространенных способов сделать это является технология выравнивания профиля приемистости путем закачки суспензии в пласт. Классическая модель глубокого проникновения суспензии в пористую среду хорошо зарекомендовала себя для расчета технологических параметров обработки, но на сегодняшний день она не содержит критериев оптимизации процесса. Введение таких критериев и их физическое обоснование являются целью данной работы. Были поставлены следующие задачи: модификация классической модели глубокого проникновения суспензии в пористую среду для слоисто-неоднородного пласта, введение критериев эффективности обработки суспензией и оптимизация процесса. Математическая модель состоит из законов сохранения массы дисперсных частиц в потоке и в удержанном состоянии, а также из закона Дарси. Исходные данные были выбраны для одного из месторождений в Западной Сибири, где была проведена закачка суспензии. Проанализирован промысловый опыт закачки суспензии, определены скважины, где обработка прошла успешно. Введен новый критерий эффективности выравнивания профиля приемистости. Этот критерий представляет собой разницу в среднеквадратичных отклонениях скорости потока вдоль пропластков до и после обработки. Установлено, что это различие более выражено демонстрирует выравнивания профиля приемистости, чем классический критерий Дикстры — Парсонса. Процедура оптимизации позволяет оценить необходимый объем закачиваемой суспензии, обеспечивающий максимальное перераспределение профиля приемистости.

Ключевые слова: Выравнивание профиля приемистости; модель глубокого проникновения суспензии в пористую среду; закачка суспензии; оптимизация; отношение приемистостей.

Цитирование. Федоров К.М., Ганопольский Р.М., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П. Процедура оптимизации технологии выравнивания профиля приемистости // Вестник Самарского университета. Естественная серия. 2023. Т. 29, № 1. С. 74–88. DOI: <http://doi.org/10.18287/2541-7525-2023-29-1-74-88>.

Информация о конфликте интересов: авторы и рецензенты заявляют об отсутствии конфликта интересов.

© Федоров К.М., 2023

Федоров Константин Михайлович — доктор физико-математических наук, научный руководитель Физико-технического института, 625003, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6.

© Ганопольский Р.М., 2023

Ганопольский Родион Михайлович — кандидат физико-математических наук, заведующий кафедрой моделирования физических процессов и систем, 625003, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6.

© Гильманов А.Я., 2023

Гильманов Александр Янович — кандидат физико-математических наук, старший преподаватель кафедры моделирования физических процессов и систем, 625003, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6.

© Шевелёв А.П., 2023

Шевелёв Александр Павлович — кандидат физико-математических наук, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, 625003, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6.

Введение

Контроль обводненности включает снижение пористости при закачке и добыче [1] в коллекторе, поддержание пластового давления, снижение обводненности добываемой продукции [2]. Решение последней проблемы является самым сложным. Оно осуществляется как со стороны нагнетательной скважины, так и со стороны добывающей. Обработка со стороны нагнетательной скважины называется технологией выравнивания профиля приемистости. Снижение обводненности добывающих скважин называется мероприятиями по снижению риска прорыва воды [3].

Статья посвящена теоретическому анализу применения технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) [4; 5]. На практике ВПП включает в себя решение двух проблем: выравнивание профиля приемистости по вертикали и улучшение горизонтального охвата пласта заводнением. Первая проблема решается путем закачки химических веществ, которые перераспределяют вертикальный профиль приемистости или уменьшают расход воды в высокопроницаемых [6] пропластках и перенаправляют поток воды в низкопроницаемые. Решение второй проблемы осуществляется перераспределением закачиваемой воды между окружающими добывающими скважинами или отклонением потоков в боковом направлении. Обе обработки приводят к снижению обводненности у окружающих скважин. Это позволяет снизить обводненность после обработки от 3 до 7 %, а эффект исчезает через 1–7 месяцев [7].

Традиционная технология ВПП включает закачку водного раствора полимера с гелирующими агентами [8–10]. Распространенными гелирующими агентами являются поливалентные металлы, такие как ацетат хрома [11], цитрат алюминия [12]. Основным недостатком такой технологии является ограничение критической температурой и концентрациями солей, приводящими к разрушению полимера. В диапазоне температур выше 60 °С молекулы полимера гидролизованного полиакриламида (ПАА) [13] начинают разрушаться. Поэтому для высокотемпературных пластов неорганический гель на основе хлорида алюминия был предложен специалистами из Томска [14]. На практике применение силикагелей широко распространено при добыче нефти в Западной Сибири. Эта технология включает закачку силиката натрия с соляной кислотой или другими гелирующими агентами. Продуктом этой реакции является гель кремниевой кислоты. Преимущества этой технологии заключаются в использовании недорогих агентов, простоте приготовления реагентов, управлении периодом реакции с помощью концентрации кислоты и разрушении оторочки щелочью в случае неудачных обработок [15].

Иной подход разработан китайскими учеными [16]. Они предложили применять так называемый гель с предварительно сформованными частицами (Preformed Particle Gel (PPG)) [17–19] или полимерный гель с коллоидной или микроэмульсионной структурой. Основными свойствами PPG являются способность набухать в воде с задержкой от 3 до 6 месяцев и проникновение в пористую породу с пустотами

меньше размера частиц [20]. Эти свойства позволяют осуществлять глубокое проникновение РРГ и закупоривать высокопроницаемые участки вдали от скважины.

Другим подходом к разработке блокирующих составов является применение суспензий и коллоидных растворов [21]. Глинистые коллоиды и мелкие частицы мела или древесной муки стабилизируются в воде полимером или полимерным гелем [22]. Некоторые авторы называют эту стабилизацию суспензии термином "флокуляция частиц с молекулами полимера"[23]. Смесь частиц относительно большого размера и полимерного геля со скоплением небольших молекул проникает и закупоривает узкие поры, а также естественные трещины [21].

Механизмы ВПП путем закачки геля или суспензии следующие. Образование геля на месте начинается с момента приготовления смеси полимера и сшивающего агента. Гелирующая жидкость проникает в неоднородные слои в соответствии с их проницаемостью: если два пропластка одинаковой толщины отличаются по проницаемости в два раза, то объем геля в пропластке с высокой проницаемостью в два раза больше, чем в слое с низкой проницаемостью. Время гелеобразования составляет несколько часов и обеспечивает закачку раствора и проникновение в призабойную зону. Полное гелеобразование происходит во время останковки скважины на несколько часов. Закупорка части порового пространства уменьшает не только пористость, но и проницаемость в соответствии с формулой Козени — Кармана [23]. Это является причиной селективного закупоривания разнородных пластов.

Фильтрация суспензии в пласте рассматривается в рамках теории глубокого проникновения суспензии в пористую среду [24]. Согласно этой теории, максимальное удерживание частиц происходит очень близко к нагнетательной скважине. Когда пустота полностью заполняется удержанными частицами, на поверхности ствола скважины начинает образовываться осадок. Проницаемость пористых сред определяется распределением пор по размерам. Удерживание частиц изменяет это распределение, а также способность пористой среды к удерживанию и остаточную проницаемость. Эффект перераспределения размеров пор после оседания частиц описан в рамках модели, предложенной в работе [25].

Основная цель ВПП – уменьшить обводненность окружающих добывающих скважин. Эффект достигается за счет двух механизмов: первый заключается в обеспечении максимального перераспределения профиля приемистости нагнетательной скважины, второй – в реакции окружающих скважин на перераспределение потоков. Первый механизм зависит от перераспределения профиля и снижения приемистости; задача оптимизации может быть сформулирована как достижение максимального выравнивания профиля приемистости при минимальном ее снижении. Статья посвящена решению этой проблемы в рамках оптимизации объема оторочки и концентрации суспензии [26].

Второй механизм зависит от размера и геометрии пласта, неоднородности проницаемости и местных подвижных запасов нефти, а также текущей обводненности. Точное решение второй задачи определяется численным моделированием окружающей сетки добывающих скважин и сопоставлением истории с текущим состоянием профиля добычи. Это обычная, но отнимающая много времени и дорогостоящая задача. Авторы разрабатывают упрощенный подход к решению второй задачи, в котором параметры перераспределения профиля приемистости нагнетательной скважины транслируются на окружающие добывающие скважины без построения геологической модели. Результаты этого исследования будут опубликованы в ближайшее время.

Классическая модель глубокого проникновения суспензии в пористую среду [24] хорошо зарекомендовала себя для расчета технологических параметров обработки, но на сегодняшний день она не содержит критериев оптимизации процесса. Введение таких критериев и их физическое обоснование являются целью данной работы. Были поставлены следующие задачи: модификация классической модели глубокого проникновения суспензии в пористую среду для слоисто-неоднородного пласта, введение критериев эффективности обработки суспензией и оптимизация процесса, которая проводится впервые.

1. Анализ промыслового опыта закачки суспензии в пласт

Рассматриваемое месторождение расположено на юге Западной Сибири и обладает хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Средние значения пористости и проницаемости для месторождения составляют 18 % и 158 мД ($1 \text{ Д} = 10^{-12} \text{ м}^2$). В то же время при средней общей толщине 15 м пласт состоит примерно из 12 пропластков с проницаемостью от 0,4 мД до 1,2 Д. Заводнение является основной технологией добычи нефти на месторождении, элементом разработки является семиточечная схема. Вертикальная неоднородность пласта является причиной значительного обводнения добываемой продукции на ранних стадиях добычи. На сегодняшний день средняя обводненность составляет 60 % со значительным изменением от скважины к скважине.

Контроль заводнения обеспечивался применением технологии ВПП. Большинство нагнетательных скважин подверглись гидравлическому разрыву, остальные скважины также демонстрируют наличие ав-

тогидравлических разрывов (иницирование трещин при превышении давления гидроразрыва пласта), в среднем скин-фактор нагнетательных скважин составляет около – 4. Обработка включает закачку суспензий бентонитовой глины и мела, стабилизированных полимером, в нагнетательные скважины. Предполагаемые размеры частиц составляли от 2 до 4 мкм для глины и от 6 до 8 мкм для частиц мела. Концентрация частиц в суспензиях составляла от 2 до 4 %. Средняя концентрация полимера в растворе составляла 0,5 % в глине и 0,25 % в меловых суспензиях.

На рассматриваемом объекте 50 нагнетательных скважин были обработаны суспензионными смесями. В 26 нагнетательных скважин была закачана глинистая суспензия, остальные обработаны меловой суспензией. Средний объем закачки составил 1100 м³ с колебаниями в зависимости от скважины от 400 до 2000 м³. Количество реагирующих добывающих скважин на обработку составляло в среднем 4. В результате воздействия средний прирост добычи за одну обработку составил 2,16 тыс. тонн нефти. Удельный (на единицу толщины пласта) объем закачки оставался примерно постоянным.

Дополнительная нефть была извлечена в ходе 45 обработок. К сожалению, только 28 из 50 скважин имеют результаты интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС).

Согласно теоретическим представлениям, приемистость обработанной скважины уменьшается пропорционально объему закачиваемого агента. Анализ этой функции представлен на рис. 1. На нем обозначены две группы скважин. В первой группе падение приемистости составляет менее 15 %. Эта группа включает 16 нагнетательных скважин, по которым имеются петрофизические данные, вторая группа состоит из 12 скважин с данными ГИС. Для последней группы снижение эффективности закачки пропорционально объему закачиваемого реагента, для первой группы корреляция не отображается. По мнению авторов, в скважинах с небольшим падением приемистости во время обработки было превышено давление разрыва пласта и увеличена длина трещины. Таким образом, эффект блокирования пор в этих скважинах уменьшается. Следствие этого суждения приводит к практическому выводу о том, что во время обработки следует контролировать давление в скважине, чтобы избежать ее удлинения.

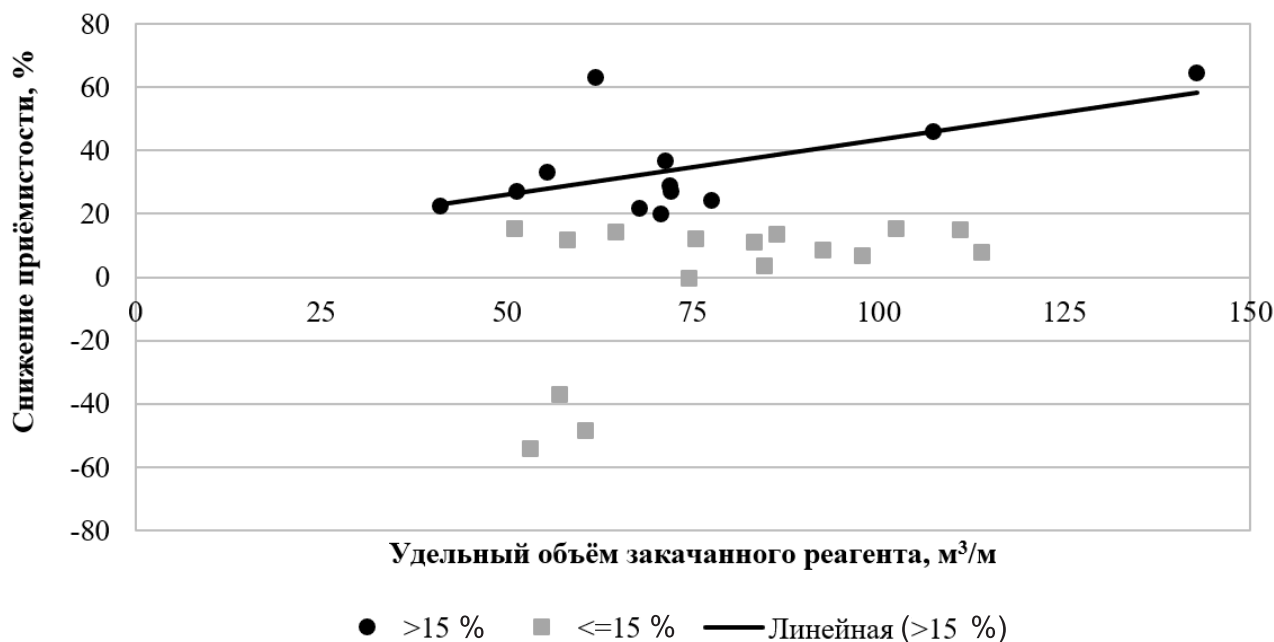


Рис. 1. Зависимость снижения приемистости обработанных скважин от удельного объема закачки реагента для двух групп нагнетательных скважин с небольшим ($\leq 15\%$) и большим ($> 15\%$) снижением приемистости

Fig. 1. Injectivity decrease in treated wells vs. specific reagent injection volume for two groups of injectors with small ($\leq 15\%$) and large ($> 15\%$) injectivity drop

Для дальнейших расчетов и анализа были выбраны четыре скважины из второй группы. Петрофизические данные по этим скважинам приведены в табл. 1. Характеристики обработки и параметры результатов закачки были представлены в табл. 2.

Таблица 1

Петрофизические данные для выбранных скважин

Table 1

Petrophysical data for selected wells

| Номер скважины | Пористость, пропластка, % | Проницаемость, пропластка, мД | Толщина, пропластка, м |
|----------------|---------------------------|-------------------------------|------------------------|
| 2092 | 23,6 | 1213 | 1,3 |
| | 20,9 | 371 | 1,4 |
| | 18,9 | 52 | 4,7 |
| | 20,1 | 106 | 1,6 |
| | 19,6 | 135 | 1,3 |
| 2328 | 15,8 | 15 | 0,9 |
| | 20,0 | 262 | 1,3 |
| | 21,9 | 558 | 1,7 |
| | 21,2 | 186 | 0,7 |
| | 20,9 | 352 | 1,1 |
| | 18,2 | 63 | 1,3 |
| | 18,8 | 57 | 3,2 |
| | 14,1 | 2 | 0,9 |
| | 17,2 | 49 | 0,5 |
| | 23,2 | 1034 | 1,0 |
| | 19,7 | 204 | 0,4 |
| | 16,4 | 10 | 2,4 |
| | 17,4 | 18 | 2,8 |
| | 15,3 | 4 | 1,8 |
| | 2447 | 16,7 | 41 |
| 22,2 | | 667 | 1,1 |
| 17,5 | | 19 | 1,1 |
| 21,0 | | 393 | 3,3 |
| 20,2 | | 245 | 0,9 |
| 17,7 | | 20 | 0,5 |
| 17,3 | | 35 | 0,7 |
| 16,6 | | 11 | 0,6 |
| 16,7 | | 40 | 1,0 |
| 16,7 | | 12 | 1,3 |
| 17,8 | | 79 | 0,8 |
| 14,7 | | 2 | 0,6 |
| 15,6 | | 5 | 0,7 |
| 14,4 | | 2 | 2,1 |
| 15,7 | | 7 | 0,9 |
| 13,8 | 1 | 1,2 | |
| 2547 | 12,9 | 1 | 0,5 |
| | 16,9 | 16 | 0,4 |
| | 18,8 | 47 | 0,6 |
| | 20,8 | 342 | 3,1 |
| | 18,7 | 50 | 1,6 |
| | 15,0 | 4 | 1,3 |
| | 19,0 | 96 | 0,5 |
| | 19,9 | 253 | 0,7 |
| | 16,1 | 8 | 1,4 |
| | 15,3 | 5 | 1,8 |
| | 20,5 | 294 | 2,3 |
| | 17,0 | 39 | 0,8 |

Таблица 2

Характеристики обработки и ее эффективности

Table 2

Treatment characteristics and its efficiency

| | | | | |
|--------------------------------------------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|---------|
| Характеристики | 2092 | 2328 | 2447 | 2547 |
| Концентрация суспензии и тип частиц | 2 % бентонитовая глина | 2 % бентонитовая глина | 3 % бентонитовая глина | 4 % мел |
| Концентрация полимера | 0,5 % | 0,5 % | 0,5 % | 0,25 % |
| Удельный объем закачки (на единицу толщины пласта), м ³ | 68 | 71 | 58 | 107 |
| Падение приемистости скважины после обработки | 22 % | 37 % | 12 % | 46 % |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 1,06 % | 0,17 % | 0,66 % | 2,15 % |

2. Модификация модели глубокого проникновения суспензии в пористую среду для слоисто-неоднородного пласта

Существующая модель глубокого проникновения суспензии в пористую среду [27] модифицируется для слоисто-неоднородного пласта, состоящего из n изолированных пропластков. Интервал времени вертикальных перетоков значительно превышает время закачки оторочки суспензии объемом менее тысячи кубических метров. Таким образом, предположение об изолированных слоях является достаточным допущением для рассматриваемого процесса [26]. Уравнения, из которых состоит модель, являются следующими [24]:

$$\frac{\partial m_i C_i}{\partial t} + u_i \frac{\partial C_i}{\partial x} = -\lambda u_i C_i, \quad \frac{\partial \sigma_i}{\partial t} = \lambda u_i C_i, \quad u_i = -\frac{k_i}{\mu(1 + \beta \sigma_i)} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad (1)$$

где m_i – пористость, C_i – объемная концентрация частиц в потоке, t – время, u_i – скорость фильтрации, x – горизонтальная координата, λ – коэффициент фильтрации, σ_i – объемная концентрация удержанных частиц, k_i – проницаемость, μ – динамическая вязкость суспензии, β – коэффициент повреждения породы, p – поровое давление, i – номер пропластка.

После введения безразмерных переменных и критериев подобия:

$$X = \frac{x}{L}, \quad T = \frac{qt}{2LHl}, \quad \Lambda = \lambda L, \quad V_i = \frac{k_i H}{\sum_j k_j h_j}, \quad (2)$$

где q – объемный расход закачанной суспензии, L – характерный размер пласта вблизи трещины, в котором поток близок к плоскопараллельному, H – мощность пласта (суммарная толщина пропластков), l – полудлина трещины (из-за симметрии относительно скважины) [28], h_j – толщина j -го пропластка, j – номер пропластка, система уравнений принимает следующий вид в безразмерной записи:

$$\frac{\partial C_i}{\partial T} + \frac{V_i}{m_i} \frac{\partial C_i}{\partial X} = -\Lambda \frac{V_i}{m_i} C_i, \quad \frac{\partial \sigma_i}{\partial T} = \Lambda V_i C_i. \quad (3)$$

Общий объемный расход закачиваемой суспензионной смеси рассчитывается по формуле

$$q = \frac{2l \sum_j k_j h_j}{\mu} \frac{\Delta p}{L}, \quad (4)$$

где Δp – перепад давления вблизи трещины, постоянный до и после обработки.

Безразмерный объем закачки T_0 соответствует безразмерному времени закачки и вычисляется из (2) при времени закачки суспензии t_0 . Начальные и граничные условия для закачки оторочки суспензии, сопровождаемой последующей закачкой воды, следующие:

$$T = 0, \quad 0 < X < 1: \quad C_i = 0, \quad \sigma_i = 0, \quad (5)$$

$$X = 0, \quad T_0 > T > 0: \quad q = q_0, \quad C_i = C_0, \quad X = 0, \quad T > T_0: \quad q = q_1, \quad C_i = 0, \quad (6)$$

где q_0 – расход закачиваемой суспензии на забое нагнетательной скважины, C_0 – начальная концентрация частиц суспензии на забое нагнетательной скважины, q_1 – расход закачки воды, нагнетаемой после оторочки суспензии.

Решение уравнения (3) при начальных (5) и граничных условиях (6) может быть получено методом характеристик после бесконечной (очень продолжительной) закачки воды. Эта процедура приводит к следующему решению для распределения удержанных частиц

$$\sigma_i = \Lambda V_i C_0 \exp(-\Lambda X) T_0. \quad (7)$$

Скорости фильтрации в i -м пропластке до u_{i0} и после u_{i1} обработки вычисляются по закону Дарси

$$u_{i0} = -\frac{k_i \Delta p}{\mu L}, \quad u_{i1} = -\frac{k_{i1} \Delta p}{\mu L}, \quad (8)$$

где проницаемость призабойной зоны скважины после обработки k_{i1} вычисляется по формуле:

$$k_{i1} = \frac{k_i}{\int_0^1 (1 + \beta \sigma_i) dX} = \frac{k_i}{1 + \gamma V_i}, \quad (9)$$

где γ – параметр, определяемый объемом закачанной суспензии и ее свойствами:

$$\gamma = \beta C_0 T_0 (1 - \exp(-\Lambda)). \quad (10)$$

Дополнительное гидродинамическое сопротивление g_i с учетом (10) определяется по формуле

$$g_i = \int_0^1 (1 + \beta \sigma_i) dX = 1 + \beta V_i C_0 T_0 (1 - \exp(-\Lambda)). \quad (11)$$

3. Введение критерия эффективности обработки суспензией

Механизм обработки суспензией заключается в следующем. Во время течения суспензии в пористой среде некоторые частицы задерживаются и снижают проницаемость пласта. Количество подвижных и удержанных частиц больше в высокопроницаемых слоях; следовательно, падение проницаемости в низкопроницаемых слоях меньше, поэтому распределение проницаемости в слоисто-неоднородном пласте отличается до и после обработки.

Неоднородность проницаемости слоистого коллектора может быть охарактеризована коэффициентом Дикстры – Парсона или коэффициентом вариации проницаемости K_{D0} [29]. Формальное представление вариации включает логарифмическую среднюю проницаемость и проницаемость, которая определяется с вероятностью 84 %:

$$K_{D0} = \frac{k_{50} - k_{84}}{k_{50}}, \quad (12)$$

где k_{50} – 50-я перцентиль проницаемости, k_{84} – 84-я перцентиль проницаемости.

Коэффициент Дикстры – Парсона равен нулю в однородном пласте и единице в бесконечно неоднородном. Этот коэффициент, рассчитанный для начального состояния коллектора, характеризует неоднородность пласта до обработки. Этот же коэффициент, рассчитанный для проницаемостей пропластков с дополнительным сопротивлением потоку (11), определяет изменение, вызванное обработкой. Положительный результат означает снижение коэффициента Дикстры – Парсона после ВПП. Таким образом, разница коэффициентов Дикстры – Парсона до и после обработки D_{01} определяет эффективность обработки.

С другой стороны, неоднородность коллектора может быть охарактеризована среднеквадратичным отклонением безразмерной проницаемости

$$S_{0d} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_i \left(\frac{k_i H}{\sum_j k_j h_j} - \frac{k_a H}{\sum_j k_j h_j} \right)^2}, \quad (13)$$

где k_a – среднее значение проницаемости пласта.

В этом случае эффективность обработки определяется разницей среднеквадратичных отклонений проницаемости до S_{0d} и после S_{1d} воздействия R_{01} : $R_{01} = S_{0d} - S_{1d}$. Введенный параметр обработки суспензией назван авторами коэффициентом выравнивания профиля приемистости.

Сравнительный анализ зависимостей двух введенных критериев от безразмерного объема закачки T_0 для скважины 2447 приведен на рис. 2. Эти зависимости показывают, что разница между коэффициентами Дикстры – Парсона до и после воздействия изменяется в небольшом интервале от нуля до 0,004, в то время как разница среднеквадратичных отклонений составляет от нуля до 0,28.

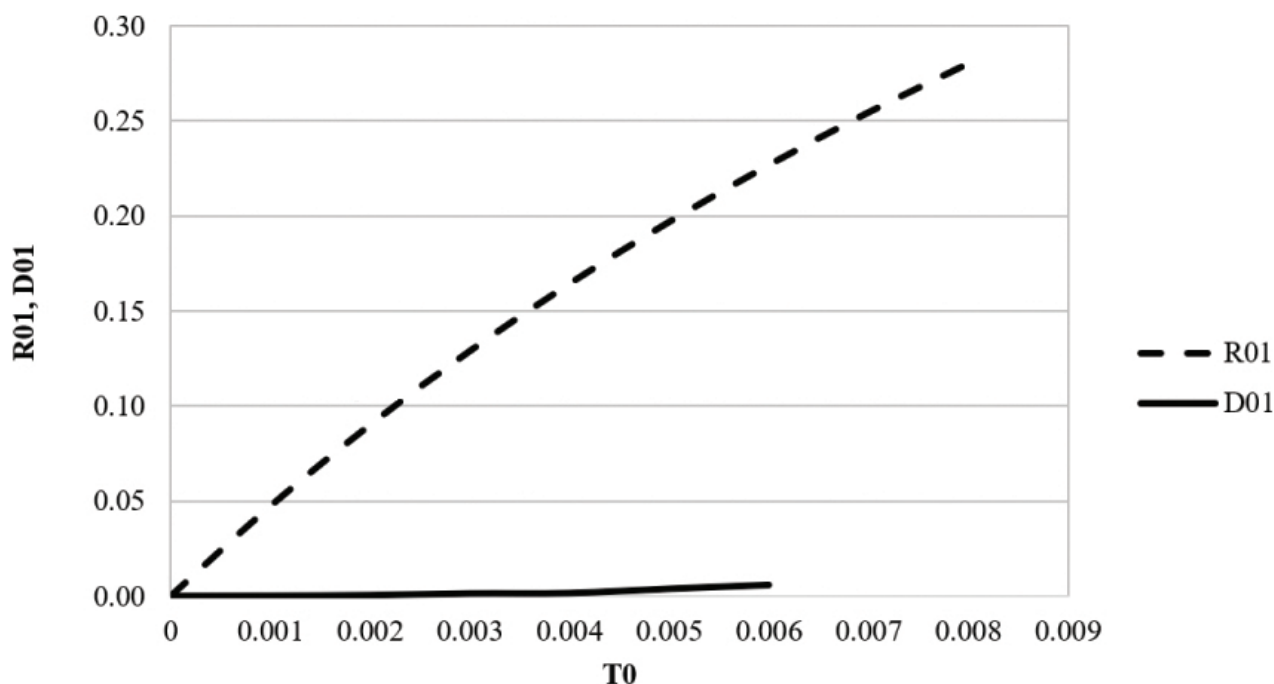


Рис. 2. Зависимость критериев эффективности ВПП от безразмерного объема закачанного реагента
 Fig. 2. Conformance treatment efficiency criteria vs. various suspension slug volume

В различных задачах оптимизации ВПП больший интервал изменения критерия дает преимущества по сравнению с критерием с низким интервалом.

4. Предлагаемая процедура оптимизации технологии ВПП

Для успешного применения технологии ВПП необходима оптимизация параметров обработки, таких как концентрация суспензии, объем оторочки. Процедура оптимизации предполагает определение критерия оптимизации. Закачка суспензии приводит к положительному и отрицательному эффектам. Положительный эффект – это увеличение коэффициента ВПП. Отрицательным эффектом является снижение приемистости скважины из-за ухудшения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны. Последний эффект может быть охарактеризован отношением K_{01} приемистости до I_0 и после воздействия I_1 :

$$K_{01} = \frac{I_1}{I_0} = \sum (V_{i1} v_i), \quad (14)$$

где V_{i1} – безразмерная проницаемость после обработки, а доля толщины i -го пропластка в общей толщине пласта $v_i = \frac{h_i}{H}$.

Комплексный критерий, включающий эти два результата, может быть получен путем умножения коэффициента ВПП и снижения приемистости:

$$M = R_{01} K_{01}. \quad (15)$$

Этот критерий показывает оптимальное соотношение между выравниванием профиля приемистости и снижением приемистости. Параметры оптимизации могут быть объединены в одну переменную. Этой переменной в соответствии с (10) будет γ . Таким образом, процедура оптимизации будет сведена к определению максимума функции M по переменной γ .

Все вычисления были проведены для выбранных скважин, суспензией являлась глина со следующими параметрами: $\beta = 400$ и $\lambda = 10 \text{ м}^{-1}$ [26], полудлина трещины была рассчитана из скин-фактора. Результаты расчета полудлины трещины дают следующие величины: для скважины 2092 $l = 79$ м, для скважины 2328 $l = 35,5$ м, для скважины 2447 $l = 11,8$ м и для скважины 2547 $l = 71,4$ м. Дополнительный параметр – характерный размер призабойной зоны равен 40 м.

Процедура определения максимального значения проиллюстрирована на рис. 3. Максимальные значения для выбранных скважин приведены в табл. 3. Рассчитанные значения близки к фактическим данным (объем закачки, отнесенный к единице толщины пласта), которые берутся из промышленного

опыта. Но при отсутствии промысловых данных предлагаемая процедура будет полезна, и такие расчеты могут быть использованы в качестве вспомогательных данных.

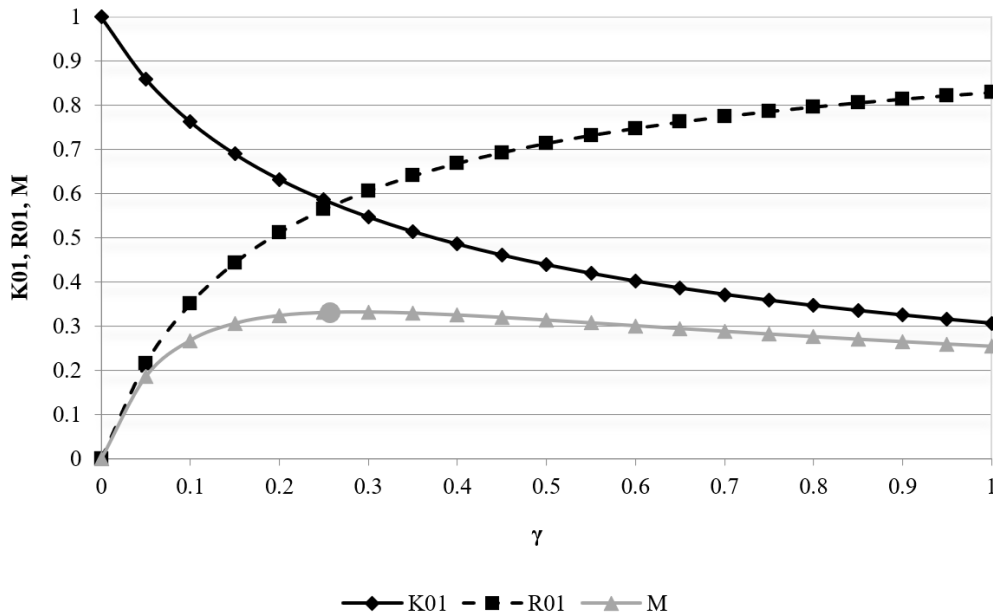


Рис. 3. Зависимость параметров K_{01} , R_{01} и M от переменной γ для скважины 2328
 Fig. 3. K_{01} , R_{01} and M functions vs. variable γ for Well 2328

Таблица 3

Оптимальные значения переменной γ для выбранных скважин

Table 3

Optimal values of γ for selected wells

| Номер скважины | Оптимальное значение γ | Оптимальный объем закачки для заданных параметров на единицу толщины пласта, m^3/m | Фактический объем закачки на единицу толщины пласта, m^3/m |
|----------------|-------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| 2092 | 0,351 | 277 | 68 |
| 2328 | 0,286 | 73 | 71 |
| 2447 | 0,323 | 25 | 58 |
| 2547 | 0,514 | 183 | 107 |

Следует заметить, что в соответствии с представленной процедурой можно определить не только объем закачиваемой оторочки суспензии, но и концентрацию и тип суспензии (каждому типу суспензии соответствуют свои значения параметров β и λ).

5. Влияние неоднородности пласта на эффективность обработки

В рамках сформулированной модели неоднородность пласта определяется средним значением проницаемости до воздействия k_a , среднеквадратичным отклонением проницаемости S_{k0} и среднеквадратичным отклонением проводимости S_{kh0} :

$$S_{k0} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_i (k_i - k_a)^2}, \quad S_{kh0} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_i (k_i h_i - \varepsilon_a)^2}, \quad (16)$$

где ε_a – среднее по всем пропласткам значение произведения проницаемости пропластка на его толщину.

Анализ влияния перечисленных параметров на оптимальное значение коэффициента γ представлен на рис. 4–6. Увеличение среднего значения проницаемости требует большего объема оторочки для достижения оптимального значения γ . Коэффициент ВПП R_{01} также повышается, но не так быстро.

Напротив, большая степень неоднородности пласта, определяемая большими среднеквадратичными отклонениями S_{k0} и S_{kh0} , приводит к уменьшению параметра оптимизации, связанного с объемом оторочки. Коэффициент ВПП немного уменьшается. Слабое влияние неоднородности пласта на коэффициент ВПП может быть объяснено тем, что этот коэффициент является безразмерным.

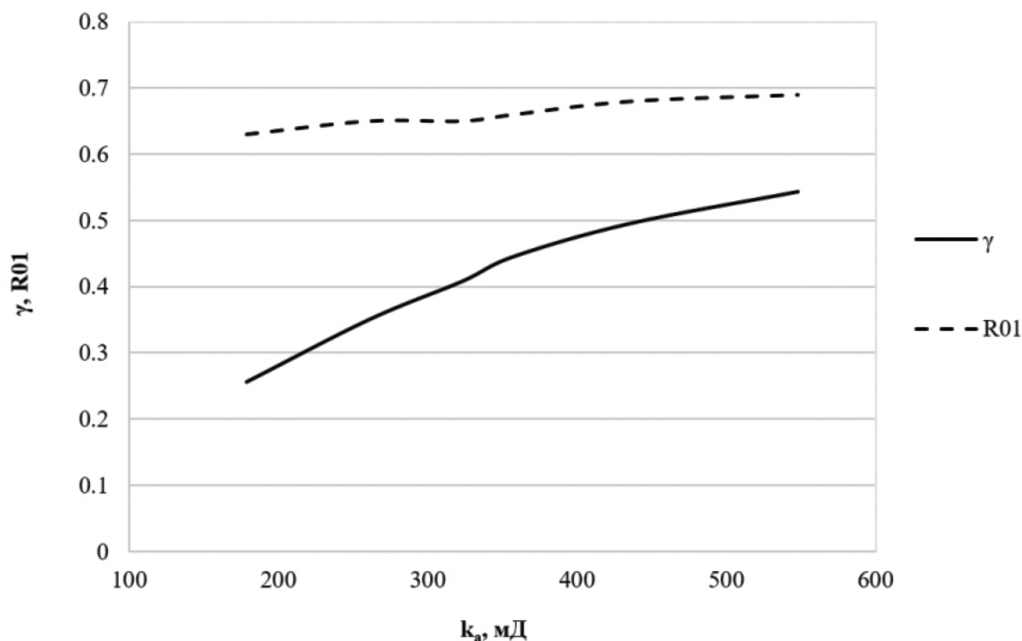


Рис. 4. Зависимость коэффициента ВПП R_{01} и оптимальной величины коэффициента γ от средней проницаемости пласта k_a

Fig. 4. Conformance improvement factor R_{01} and optimal of the γ factor value vs. mean reservoir permeability k_a

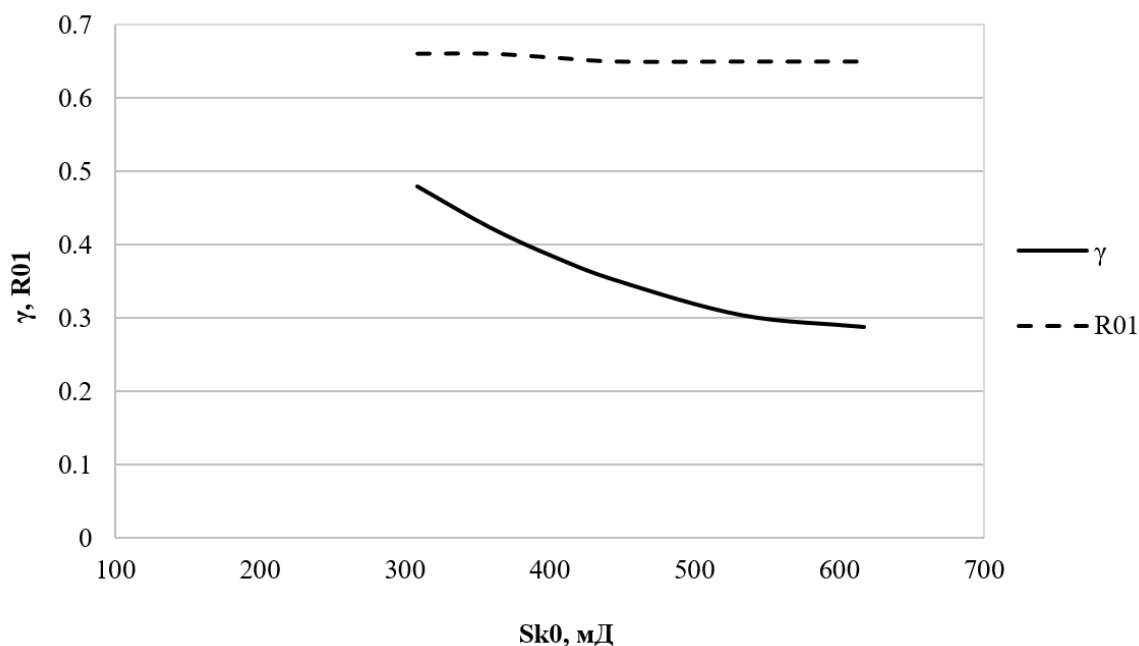


Рис. 5. Зависимость коэффициента ВПП R_{01} и оптимальной величины коэффициента γ от среднеквадратичного отклонения проницаемостей пропластков S_{k0}

Fig. 5. Conformance improvement factor R_{01} and optimal of the γ factor value vs. the mean square deviation of reservoir permeability S_{k0}

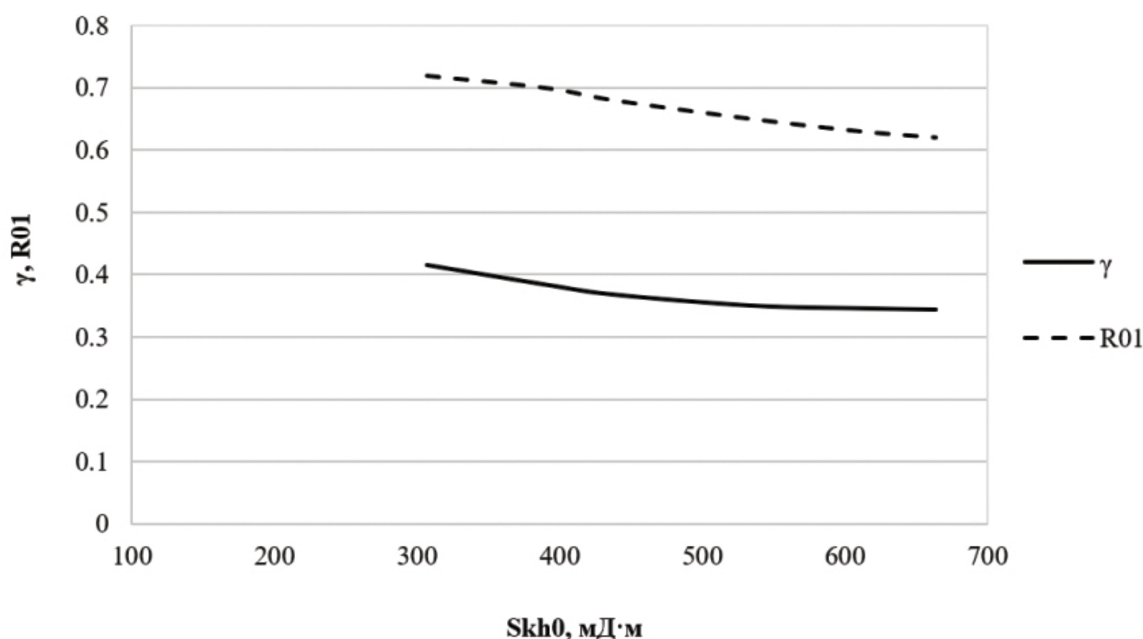


Рис. 6. Зависимость коэффициента ВПП R_{01} и оптимальной величины коэффициента γ от среднеквадратичного отклонения проводимостей пропластков S_{kh0}

Fig. 6. Conformance improvement factor R_{01} and optimal of the γ factor value vs. the mean square deviation of reservoir conductivity S_{kh0}

Заключение

В результате работы могут быть сделаны следующие выводы.

С использованием критерия приемистости установлено наличие двух групп скважин для одного из месторождений в Западной Сибири. Для одной из этих групп приемистость снижается менее чем на 15 %, для другой приемистость снижается более чем на 15 %. Для последующего анализа была выбрана группа скважин с наибольшим падением приемистости.

Введен критерий эффективности обработки суспензии. Этот критерий представляет собой разницу среднеквадратичных отклонений безразмерной проницаемости до и после обработки. Показано, что этот критерий более значительно возрастает с увеличением объема закачиваемой суспензии, чем классический коэффициент Дикстры — Парсонса.

Установлено наличие оптимального объема закачки, что приводит к наиболее эффективному выравниванию профиля приемистости при относительно небольшом снижении общей приемистости. Определены рекомендуемые объемы закачки для скважин одного из месторождений Западной Сибири.

Проведен анализ влияния неоднородности пласта на эффективность обработки суспензией. Увеличение среднего значения проницаемости приводит к большему оптимальному объему оторочки. Напротив, повышение степени неоднородности коллектора приводит к уменьшению оптимального объема закачиваемой суспензии.

Литература

- [1] Canbolat S., Parlaktuna M. Polymer gel conformance on oil recovery in fractured medium: Visualization and verification // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 182, p. 106289. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106289>.
- [2] Sagbana P.I., Abushaikha A.S. A comprehensive review of the chemical-based conformance control methods in oil reservoirs // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2021. Vol. 11. P. 2233–2257. DOI: <http://doi.org/10.1007/s13202-021-01158-6>.
- [3] Caili D., Qing Y., Fulin Z. In-depth Profile Control Technologies in China — A Review of the State of the Art // Petroleum Science and Technology. 2010. Vol. 28, Issue 13. P. 1307–1315. DOI: <http://doi.org/10.1080/10916460903419164>.

- [4] Fuseni A.B., AlSofi A.M., AlJulaih A.H., AlAseeri A.A. Development and evaluation of foam-based conformance control for a high-salinity and high-temperature carbonate // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2018. Vol. 8, Issue 4. P. 1341–1348. DOI: <http://doi.org/10.1007/s13202-018-0431-x>.
- [5] Seright R., Brattekas B. Water shutoff and conformance improvement: an introduction // *Petroleum Science*. 2021. Vol. 18. P. 450–478. DOI: <http://doi.org/10.1007/s12182-021-00546-1>.
- [6] Zhao Y., Leng J., Lin B., Wei M., Bai B. Experimental study of microgel conformance-control treatment for a polymer-flooding reservoir containing superpermeable channels // *SPE Journal*. 2021. Vol. 26, Issue 4. P. 2305–2317. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/205486-PA>.
- [7] Старковский А.В., Старковский В.А. Перераспределение фильтрационных потоков на нефтяных месторождениях гелеобразующими составами на основе силиката натрия // *Бурение и нефть*. 2009. № 1. С. 34–37. URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2009-01/11>.
- [8] Feng Q., Zhang G., Yin X., Luan Z. Numerical simulation of the blocking process of gelled particles in porous media with remaining polymers // *Petroleum Science*. 2009. Vol. 6. P. 284–288. DOI: <http://dx.doi.org/10.1007/s12182-009-0045-5>.
- [9] Kumai J., Sasagawa S., Horie M., Yui Y. A novel method for polyacrylamide gel preparation using N-hydroxysuccinimide-acrylamide ester to study cell-extracellular matrix mechanical interactions // *Frontiers in Materials*. 2021. Vol. 8, Paper 637278. DOI: <http://doi.org/10.3389/fmats.2021.637278>.
- [10] Li Q., Wang L., Liu Q., Hong W., Yang C. Fatigue damage-resistant physical hydrogel adhesion // *Frontiers in Robotics and AI*. 2021. Vol. 8, Paper 666343. DOI: <http://doi.org/10.3389/frobt.2021.666343>.
- [11] Sun X., Bai B., Alhuraishawy A.K., Zhu D. Understanding the Plugging Performance of HPAM-Cr (III) Polymer Gel for CO2 Conformance Control // *SPE Journal*. 2021. Vol. 26, Issue 5. P. 3109–3118. DOI: <http://doi.org/10.2118/204229-PA>.
- [12] Seright R.S. Use of preformed gels for conformance control in fractured systems // *SPE Production & Operations*. 1997. Vol. 12, Issue 01. Pp. 59–65. DOI: <http://doi.org/10.2118/35351-PA>.
- [13] Lu G., Zhao J., Li S., Chen Y., Li C., Wang Y., Li D. Incorporation of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide With Zwitterionic Units and Poly(Ethylene Glycol) Units Toward Enhanced Tolerances to High Salinity and High Temperature // *Frontiers in Materials*. 2021. Vol. 8, Paper 788746. DOI: <http://doi.org/10.3389/fmats.2021.788746>.
- [14] Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов // *Вестник Санкт-Петербургского университета. Сер.: Физика и химия*. 2013. Вып. 2. С. 46–76. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=19111874>. EDN: <https://www.elibrary.ru/qcfwat>.
- [15] Таирова С.В. Гелеобразующие составы как метод повышения нефтеотдачи пластов // *Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа*. 2002. № 8. С. 66–71. URL: <http://www.oilnews.ru/8-8/geobrazuyushhie-sostavy-kak-metod-povysheniya-nefteotdachi-plastov/>.
- [16] Bai B., Liu Y., Coste J. P., Li L. Preformed Particle Gel for Conformance Control: Transport Mechanism Through Porous Media // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2007. Vol. 10, Issue 2. P. 176–184. DOI: <http://doi.org/10.2118/89468-PA>.
- [17] Ding X., Dai C., Sun Y., Zhu M., Liu Y., Chang Y., Zhao G., You Q., Shaikh A. Conformance control study by micrometer sized dispersed particle gel in three-dimensional tight oil fracture network // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 197, Paper 108112. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108112>.
- [18] Mousavi Moghadam A., Vafaie Sefti M., Baghban Salehi M., Dadvand Koohi A. Preformed particle gel: evaluation and optimization of salinity and pH on equilibrium swelling ratio // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2012. Vol. 2. P. 85–91. DOI: <http://doi.org/10.1007/s13202-012-0024-z>.
- [19] Tongwa P., Baojun B. A more superior preformed particle gel with potential application for conformance control in mature oilfields // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2015. Vol. 5, P. 201–210. DOI: <http://doi.org/10.1007/s13202-014-0136-8>.
- [20] Wang J., Liu H. Q., Zhang H. L., Sepehrnoori K. Simulation of deformable preformed particle gel propagation in porous media // *AIChE Journal*. 2017. Vol. 63, Issue 10. Pp. 4628–4641. DOI: <https://doi.org/10.1002/aic.15793>.
- [21] Газизов А.Ш., Никифоров А.И., Газизов А.А. Математическая модель вытеснения нефти водой с применением полимердисперсных систем // *Инженерно-физический журнал*. 2002. Т. 75, № 1. С. 91–94. URL: http://www.itmo.by/publications/jepeter/bibl/?ELEMENT_ID=6087.
- [22] Хисамов Р.С., Газизов А.А., Газизов А.Ш. Научно-технологические основы применения полимердисперсных систем для увеличения нефтеотдачи // *Нефтяное хозяйство*. 2002. № 11. С. 52–56. URL: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?art=2502.
- [23] Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. Москва: Недра, 1984. 211 с. URL: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-dvizhenie-zhidkostey-i-gazov-v-prirodnyh-plastah-gibarenblatt-vmentov-vmryzhik.pdf>.

- [24] Vaz A.S.L., Bedrikovetsky P., Furtado C.J.A., Souza A.L. Well Injectivity Decline for Nonlinear Filtration of Injected Suspension: Semi-Analytical Model // Journal of Energy Resources Technology. 2010. Vol. 132, Issue 3. Paper 033301. DOI: <https://doi.org/10.1115/1.4002242>.
- [25] Низаев Р.Х., Никифоров А.И., Газизов А.Ш. Оценка воздействия на нефтяные пласты полимердисперсными системами // Нефтяное хозяйство. 2009. № 8. С. 50–53. URL: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?art=179807.
- [26] Федоров К.М., Шевелёв А.П., Кобяшев А.В., Захаренко В.А., Кочетов А.В., Неклеса Р.С., Усольцев А.В. Определение фильтрационных параметров суспензии по экспериментальным данным // Society of Petroleum Engineers: статья с Российской нефтегазовой технической конференции SPE-202018-RU. Москва, 2020. С. 1–16.
- [27] Bedrikovetsky P.G., Santos P.M., Neto A.M.M., Riente A.F. Application of Fractional Flow Theory for Particle- and Fines-Induced Formation Damage // Society of Petroleum Engineers: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Cartagena, Colombia, 2009. Paper SPE-121822-MS. DOI: <http://doi.org/10.2118/121822-MS>.
- [28] Татосов А.В., Шляпкин А.С. Движение пропанта в раскрывающейся трещине гидроразрыва пласта // Известия Саратовского университета. Новая серия. Сер.: Математика. Механика. Информатика. 2018. Т. 18, Вып. 2. С. 217–226. DOI: <http://doi.org/10.18500/1816-9791-2018-18-2-217-226>.
- [29] Уиллхайт Г.П. Заводнение пластов. Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. 792 с.



Scientific article

DOI: 10.18287/2541-7525-2023-29-1-74-88

Submitted: 24.01.2023

Revised: 27.02.2023

Accepted: 30.05.2023

K.M. Fedorov

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

E-mail: k.m.fedorov@utmn.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0347-3930>

R.M. Ganopolskiy

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

E-mail: r.m.ganopolskiy@utmn.ru.

A.Y. Gilmanov

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

E-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>

A.P. Shevelev

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

E-mail: a.p.shevelev@utmn.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>

OPTIMIZATION PROCEDURE FOR CONFORMANCE CONTROL

ABSTRACT

The article is devoted to the development of an optimization procedure for conformance control treatment. Currently, due to the significant share of reservoirs with high water cut, it is relevant to use methods that allow reducing the rate of production water cut increase. One of the most common methods to do this is to improve conformance by injecting suspension into the reservoir. The classical model of deep bed suspension migration has shown itself well for calculating the technological parameters of treatment, but it does not contain criteria for optimizing the process. The introduction of such criteria and their physical justification is the purpose of this work. The following objectives were set: modification of the classical model of deep bed suspension migration for layered strata, introduction of criteria of suspension treatment efficiency, and optimization of the process. Mathematical model consists of mass conservation laws and Darcy's law. Initial data were selected for one of the fields in West Siberia, where suspension treatments were carried out to improve conformance. The field experience of these treatments is analyzed, the wells where the treatment was successful are determined. The new criterion for the effectiveness of suspension treatment is introduced. This criterion is the difference in the standard deviations of the flow rate along the layers before and after the treatment. It is established that this difference more clearly demonstrates the injectivity profile exchange than the classical Dykstra-Parsons criterion. The optimization procedure allows assessing the required slug volume that provides the maximum injectivity profile redistribution.

Key words: conformance control; deep bed suspension migration; suspension injection; optimization; injectivity ratio.

Citation. Fedorov K.M., Ganopolskiy R.M., Gilmanov A.Y., Shevelev A.P. Optimization procedure for conformance control. *Vestnik Samarskogo universiteta. Estestvennonauchnaia serii* = *Vestnik of Samara University. Natural Science Series*, 2023, vol. 29, no. 1, pp. 74–88. DOI: <http://doi.org/10.18287/2541-7525-2023-29-1-74-88>. (In Russ.)

Information about the conflict of interests: authors and reviewers declare no conflict of interests.

© Fedorov K.M., 2023

Konstantin M. Fedorov — Doctor of Physical and Mathematical Sciences, scientific supervisor of the Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, 6, Volodarskogo Street, Tyumen, 625003, Russian Federation.

© Ganopolskiy R.M., 2023

Rodion M. Ganopolskiy — Candidate of Physical and Mathematical Sciences, head of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, 6, Volodarskogo Street, Tyumen, 625003, Russian Federation.

© Gilmanov A.Ya., 2023

Alexander Ya. Gilmanov — Candidate of Physical and Mathematical Sciences, senior lecturer of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, 6, Volodarskogo Street, Tyumen, 625003, Russian Federation.

© Shevelev A.P., 2023

Alexander P. Shevelev — Candidate of Physical and Mathematical Sciences, professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, 6, Volodarskogo Street, Tyumen, 625003, Russian Federation.

References

- [1] Canbolat S., Parlaktuna M. Polymer gel conformance on oil recovery in fractured medium: Visualization and verification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 182, paper 106289. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106289>
- [2] Sagbana P. I., Abushaikha A. S. A comprehensive review of the chemical-based conformance control methods in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2021, vol. 11, pp. 2233–2257. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01158-6>.
- [3] Caili D., Qing Y., Fulin Z. In-depth Profile Control Technologies in China – A Review of the State of the Art. *Petroleum Science and Technology*, 2010, vol. 28, issue 13, pp. 1307–1315. DOI: <http://doi.org/10.1080/10916460903419164>.
- [4] Fuseni A.B., AlSofi A.M., AlJulaih A.H., AlAseeri A.A. Development and evaluation of foam-based conformance control for a high-salinity and high-temperature carbonate. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2018, vol. 8, issue 4, pp. 1341–1348. DOI: <http://doi.org/10.1007/s13202-018-0431-x>.
- [5] Seright R., Brattakas B. Water shutoff and conformance improvement: an introduction. *Petroleum Science*, 2021, vol. 18, pp. 450–478. DOI: <http://doi.org/10.1007/s12182-021-00546-1>.
- [6] Zhao Y., Leng J., Lin B., Wei M., Bai B. Experimental study of microgel conformance-control treatment for a polymer-flooding reservoir containing superpermeable channels. *SPE Journal*, 2021, vol. 26, issue 4, pp. 2305–2317. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/205486-PA>.
- [7] Starkovsky A.V., Starkovsky V.A. Technologies of redistribution of filtrational streams on the petroleum deposits by use on the basis of sodium silicate the helium formed composition. *Burenie i neft'*, 2009, no. 1, pp. 34–37. Available at: <https://burneft.ru/archive/issues/2009-01/11>. (In Russ.)
- [8] Feng Q., Zhang G., Yin X., Luan Z. Numerical simulation of the blocking process of gelled particles in porous media with remaining polymers. *Petroleum Science*, 2009, vol. 6, pp. 284–288. DOI: <http://dx.doi.org/10.1007/s12182-009-0045-5>.
- [9] Kumai J., Sasagawa S., Horie M., Yui Y. A novel method for polyacrylamide gel preparation using N-hydroxysuccinimide-acrylamide ester to study cell-extracellular matrix mechanical interactions. *Frontiers in Materials*, 2021, vol. 8, paper 637278. DOI: <http://doi.org/10.3389/fmats.2021.637278>.
- [10] Li Q., Wang L., Liu Q., Hong W., Yang C. Fatigue damage-resistant physical hydrogel adhesion. *Frontiers in Robotics and AI*, 2021, vol. 8, paper 666343. DOI: <http://doi.org/10.3389/frobt.2021.666343>.

- [11] Sun X., Bai B., Alhuraishawy A.K., Zhu D. Understanding the Plugging Performance of HPAM-Cr (III) Polymer Gel For CO₂ Conformance Control. *SPE Journal*, 2021, vol. 26, issue 05, pp. 3109–3118. URL: <http://doi.org/10.2118/204229-PA>.
- [12] Seright R.S. Use of Preformed Gels for Conformance Control in Fractured Systems. *SPE Production & Operations*, 1996, vol. 12, issue 01, pp. 59–65. DOI: <http://doi.org/10.2118/35351-PA>.
- [13] Lu G., Zhao J., Li S., Chen Y., Li C., Wang Y., Li D. Incorporation of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide With Zwitterionic Units and Poly(Ethylene Glycol) Units Toward Enhanced Tolerances to High Salinity and High Temperature. *Frontiers in Materials*, 2021, vol. 8, paper 788746. DOI: <http://doi.org/10.3389/fmats.2021.788746>.
- [14] Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Physico-chemical methods for enhanced oil recovery. *Vestnik of Saint-Petersburg University. Physics and Chemistry*, 2013, no. 2, pp. 46–76. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=19111874>. EDN: <https://www.elibrary.ru/qcfwat>. (In Russ.)
- [15] Tairova S.V. Gel-forming compositions as an enhanced oil recovery method. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga*, 2002, no. 8, pp. 66–71. Available at: <http://www.oilnews.ru/8-8/geleobrazuyushhie-sostavy-kak-metod-povysheniya-nefteotdachi-plastov>. (In Russ.)
- [16] Bai B., Liu Y., Coste J.P., Li L. Preformed Particle Gel for Conformance Control: Transport Mechanism Through Porous Media. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2007, vol. 10, issue 2, pp. 176–184. DOI: <http://doi.org/10.2118/89468-PA>.
- [17] Ding X., Dai C., Sun Y., Zhu M., Liu Y., Chang Y., Zhao G., You Q., Shaikh A. Conformance control study by micrometer sized dispersed particle gel in three-dimensional tight oil fracture network. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 197, paper 108112. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108112>.
- [18] Mousavi Moghadam A., Vafaie Sefti M., Baghban Salehi M., Dadvand Koochi A. Preformed particle gel: evaluation and optimization of salinity and pH on equilibrium swelling ratio. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2012, vol. 2, pp. 85–91. DOI: <http://doi.org/10.1007/s13202-012-0024-z>.
- [19] Tongwa P., Baojun B. A more superior preformed particle gel with potential application for conformance control in mature oilfields. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2015, vol. 5, pp. 201–210. DOI: <http://doi.org/10.1007/s13202-014-0136-8>.
- [20] Wang J., Liu H.Q., Zhang H.L., Sepehrnoori K. Simulation of deformable preformed particle gel propagation in porous media. *AIChE Journal*, 2017, vol. 63, issue 10, pp. 4628–4641. DOI: <http://doi.org/10.1002/aic.15793>.
- [21] Gazizov A.Sh., Nikiforov A.I., Gazizov A.A. Mathematical model of oil displacement by water with the use of polymer-disperse systems. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2002, vol. 75, no. 1, pp. 91–94. Available at: http://www.itmo.by/publications/jepeter/bibl/?ELEMENT_ID=6087. (In Russ.)
- [22] Khisamov R.S., Gazizov A.A., Gazizov A.Sh. Fundamentals of polymer-suspension systems application for oil recovery enhancement. *Neftyanoe Khozyaistvo = Oil Industry*, 2002, no. 11, pp. 52–56. Available at: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?art=2502. (In Russ.)
- [23] Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. Theory of fluid flows through natural rocks. Moscow: Nedra, 1984, 211 p. Available at: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-dvizhenie-zhidkostey-i-gazov-v-prirodnih-plastah-gibarenblatt-vmentov-vmryzhik.pdf>. (In Russ.)
- [24] Vaz A.S.L., Bedrikovetsky P., Furtado C.J.A., Souza A.L. Well Injectivity Decline for Nonlinear Filtration of Injected Suspension: Semi-Analytical Model. *Journal of Energy Resources Technology*, 2010, vol. 132, issue 3, paper 033301. DOI: <http://doi.org/10.1115/1.4002242>.
- [25] Nizaev R.Kh., Nikiforov A.I., Gazizov A.Sh. Assessment of polymer-dispersed systems efficiency. *Neftyanoe Khozyaistvo = Oil Industry*, 2009, no. 8, pp. 50–53. Available at: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?art=179807. (In Russ.)
- [26] Fedorov K.M., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Zakharenko V.A., Kochetov A.V., Neklesa R.S., Usoltsev A.V. Determination of suspension filtration parameters from experimental data. In: *Society of Petroleum Engineers: SPE Russian Petroleum Technology Conference paper SPE-202018-MS*. Moscow, 2020, pp. 1–16. (In Russ.)
- [27] Bedrikovetsky P.G., Santos P.M., Neto A.M.M., Riente A.F. Application of fractional flow theory for particle- and fines-induced formation damage. *Society of Petroleum Engineers: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Cartagena, Colombia, 2009. Paper SPE-121822-MS. DOI: <http://doi.org/10.2118/121822-MS>.
- [28] Tatosov A.V., Shlyapkin A.S. The motion of propping agent in an opening crack in hydraulic fracturing plast. *Izvestiya of Saratov University. Mathematics. Mechanics. Informatics*, 2018, vol. 18, issue 2, pp. 217–226. DOI: <http://doi.org/10.18500/1816-9791-2018-18-2-217-226>. (In Russ.)
- [29] Willhite G.P. Waterflooding. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, NITs «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika», 2009. 792 p. (In Russ.)