

**Алексей Андреевич ИШКОВ<sup>1</sup>**  
**Руслан Фаритович МАЗИТОВ<sup>2</sup>**  
**Алексей Сергеевич ШЛЯПКИН<sup>3</sup>**  
**Евгений Николаевич МАЛЬШАКОВ<sup>4</sup>**

УДК 531/533

## **УЧЕТ КИНЕТИКИ ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

- <sup>1</sup> ведущий специалист,  
отдел физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов,  
Филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени  
IshkovAA@tmn.lukoil.com
- <sup>2</sup> начальник отдела физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов,  
Филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени  
mazitovruf@tmn.lukoil.com
- <sup>3</sup> ведущий специалист,  
отдел моделирования третичных методов повышения нефтеотдачи пластов,  
Филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени  
shlyapkinas@tmn.lukoil.com
- <sup>4</sup> начальник центра технологий разработки месторождений,  
Филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени  
malshakoven@tmn.lukoil.com

### **Аннотация**

В настоящей работе представлен новый подход к моделированию потокоотклоняющих составов. Разработанный подход учитывает изменение реологических свойств гелевых композиций в зависимости от времени и температуры. Также рассмотрены эффекты

---

**Цитирование:** Ишков А. А. Учет кинетики гелеобразования при моделировании методов увеличения нефтеотдачи пластов / А. А. Ишков, Р. Ф. Мазитов, А. С. Шляпкин, Е. Н. Мальшаков // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 4 (24). С. 101-126.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-4-101-126

---

изменения фактора остаточного сопротивления породы-коллектора в зависимости от концентрации гелевой композиции и проницаемости. Кроме этого, показаны общие концепции, заложенные в разработанное программное обеспечение (ПО), используемое для расчета геометрии размещения гелевых экранов и эффектов их применения.

Все используемые в программном продукте реологические характеристики гелевого состава получены лабораторным путем на этапе исследований в свободном объеме и на фильтрационных керновых моделях. Разработанный продукт позволяет корректно моделировать процессы формирования гелевого экрана в призабойной зоне пласта (ПЗП) и оценить технологическую эффективность в зависимости от дизайна обработки. В качестве изменяемых параметров дизайна могут выступать следующие характеристики: концентрации полиакриламида (ПАА) и сшивателя ацетата хрома (АЦХ), последовательность повышения/понижения концентраций ПАА и АЦХ, объем как композиции в целом, так и отдельных оторочек, давление и скорость закачки.

#### **Ключевые слова**

Повышение нефтеотдачи пластов, потокоотклоняющие технологии, гидродинамическое моделирование, гелевый барьер, гелеобразование, фактор остаточного сопротивления, лабораторные исследования.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-4-101-126**

#### **Введение**

Ввиду того, что основным методом добычи углеводородов является вытеснение нефти водой, появляется ряд проблем, связанных с опережающим обводнением добывающих скважин, в том числе за счет прорыва закачиваемой воды от нагнетательных к добывающим скважинам по высокопроницаемым пропласткам. Проблема усугубляется наличием неравномерного распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и особенно актуальна для месторождений, которые находятся на заключительной стадии разработки [12].

Данная проблема решается путем применения потокоотклоняющих технологий, назначение которых состоит в снижении проницаемости высокопроводимых пропластков, в результате чего происходит перераспределение профиля приемистости, что способствует увеличению коэффициента охвата пласта заводнением и равномерному вытеснению нефти водой из пласта-коллектора.

К основным видам потокоотклоняющих технологий, применяемым на месторождениях Российской Федерации, относятся технологии на основе полимердисперсных систем, геле- и осадкообразующих реагентов и полимерных растворов, а также неорганических солей, возможны вариации данных технологий с поверхностно-активными веществами, щелочью, кислотными композициями [9, 20]. Среди разнообразного ассортимента технологий наибольшее распространение получили гелевые композиции на основе полиакриламидов (ПАА) и сшивателя (в основном соли поливалентных металлов).

В настоящей работе рассматриваются составы на основе ПАА со сшивателем на основе ацетата хрома (АЦХ). Ацетат хрома — наиболее распространенный сшиватель, который используется для сшивки молекул полимера. Скорость гелеобразования и свойства геля во многом зависят от вида сшивателя [18].

Стоит отметить, что от концентрации ПАА и АЦХ зависит как вязкость геля до сшивания, так и его устойчивость к динамическим и статическим нагрузкам в поровом пространстве после сшивания. Закачка подобных составов может осуществляться либо дозированием водного раствора ацетата хрома в поток полимера, либо приготовлением готовых рабочих композиций полимера и ацетата хрома и закачка этой смеси в скважину. Соотношение ПАА и АЦХ, как правило, соответствует 1:10. В работе [8] было подробно исследовано влияние концентрации ПАА и сшивателя на основе ацетата хрома на время образования геля. Было показано, что время гелеобразования увеличивается обратно пропорционально концентрации полимера и сшивателя.

В общем виде физика процесса снижения проводимости наиболее проницаемых промытых участков пласта заключается в проникновении в поровое пространство маловязкого состава, где далее при химической реакции со сшивателем состав приобретает более жесткую реологическую структуру, обладающую высоким фактором сопротивления при дальнейшей фильтрации воды [4].

Стоит отметить, что составы на основе ПАА со сшивателем хорошо работают как с матричной, так и с трещинной структурой коллектора, что отчасти обуславливает их широкое применение. В частности, имеются примеры применения сшитых полимерных составов перед проведением операции по гидроразрыву пласта [6]. В среднем, длительность эффекта от использования сшитых полимерных систем составляет порядка 6-8 месяцев. Дальнейшее снижение эффективности обусловлено деструкцией состава под действием температуры пласта, химических реакций, а также динамическими и статическими нагрузками.

Очевидно, что от фильтрационно-емкостных свойств и геологических особенностей обрабатываемого пласта зависит объем гелевой композиции, которого будет достаточно для создания прочного барьера в высокопроницаемых обводненных пропластках. Объем и концентрация состава влияют на стоимость обработки нагнетательной скважины. Таким образом, основной задачей является разработка инструмента, позволяющего оценивать оптимальный объем реагента для достижения максимального технико-экономического эффекта. Данный фактор и обуславливает актуальность данной работы.

### **Методология исследования**

Для корректной разработки и проектирования месторождений нефти и газа необходимо учесть множество факторов, влияющих на конечные значения коэффициента извлечения нефти (КИН). Ввиду этого, применение гидродинамического моделирования является неотъемлемой частью разработки месторождений, целью применения которого стоит выбор наиболее оптимальной геометрии расположения добывающих и нагнетательных скважин, а также их режимов работы.

В ходе выполнения моделирования решаются уравнения фильтрации двухфазной (трехфазной) смеси флюидов и их взаимодействие с поровым пространством породы-коллектора, регулируется давление разрабатываемой залежи. Стоит заметить, что учет закачки гелевых композиций в пласт при моделировании не осуществляется, ввиду отсутствия готовых сертифицированных решений на рынке гидродинамических симуляторов. В данной работе рассматривается аспект закачки именно гелевых композиций в пласт для увеличения охвата заводнением и увеличения КИН.

### Существующие решения для моделирования химических методов повышения нефтеотдачи пластов

Согласно проведенному литературному обзору существующих принципов расчета размещения гелевых экранов для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин отмечено, что в настоящее время расчет объема и концентрации составов осуществляется несколькими способами: эмпирически, на основании практических результатов работ для исследуемого участка, по опыту проведения обработок на участках-аналогах со схожим строением по данным геолого-промыслового анализа и с помощью построения корреляционно-регрессионных моделей [2, 3, 5, 7, 13, 14].

Далее приведены программные продукты, которые на данный момент имеют функции или элементы функций моделирования технологий повышения нефтеотдачи пластов. Здесь стоит отметить, что готовые решения, позволяющие учитывать отраженные во введении процессы, происходящие с гелевой композицией как в процессе закачки, так и после ее окончания, отсутствуют. Поэтому в качестве альтернативы могут быть использованы специализированные модули гидродинамических симуляторов, например, Eclipse, Tempest, CMG, tNavigator. Назначение модулей этих симуляторов по моделированию химических методов повышения нефтеотдачи пластов представлены в таблице 1.

Таблица 1

**Функции гидродинамических симуляторов для моделирования химических методов повышения нефтеотдачи пластов**

Table 1

**The functions of hydrodynamic simulators for modeling chemical methods of enhanced oil recovery**

Модуль	Eclipse	Tempest	CMG	tNavigator
Полимерное заводнение	+	+	+	+
Закачка CO <sub>2</sub>	+	–	+	–
Закачка ПАВ	+	+	+	+
Щелочное заводнение	+	–	+	+
Применение пен	+	–	+	–

Как видно, среди представленных функций гидродинамических симуляторов отсутствует сертифицированный модуль, способный моделировать технологии выравнивания профиля приемистости, в частности, размещение гелевых экранов в пласте. Это значит, что все решения по данной теме носят «частный» характер, что приводит к большой субъективности полученных результатов. Ввиду этого, необходимость в программном продукте, учитывающем физику процесса, стоит достаточно остро.

### Выбор инструмента для проведения гидродинамического моделирования

В настоящей работе за основу был взят Toolbox (тулбокс) для среды программирования MATLAB — MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST) [15-17]. Разработчиком тулбокса является Sintef Applied Mathematics. Данный тулбокс является частью проекта по разработке симулятора с открытым исходным кодом — The Open Porous Media Initiative (OPM) [19]. Выбор программного продукта с открытым исходным кодом обусловлен возможностью редактирования как существующих частей кода, так и добавлением модулей, способных учесть физику процесса распространения гелевой композиции в пласте с различными эффектами.

Для того, чтобы показать корректность выбранного инструмента для гидродинамического моделирования, ниже (рис. 1 и 2) приведены результаты сопоставления решений тестов SPE, рассчитанные в тулбоксе MRST и на коммерческом симуляторе Eclipse.

Согласно полученным результатам сравнения можно утверждать, что инструмент MRST может применяться для гидродинамического моделирования разработки нефтегазовых месторождений.

Далее необходимо рассмотреть по отдельности процессы, которые нужно учесть при моделировании закачки гелевых композиций в пласт и их реализацию в разработанном программном ПО.

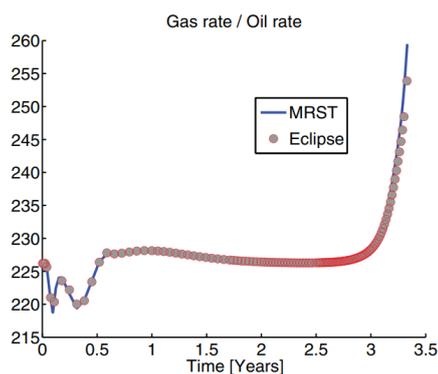


Рис. 1. Сравнение решений MRST и Eclipse в тесте SPE 1

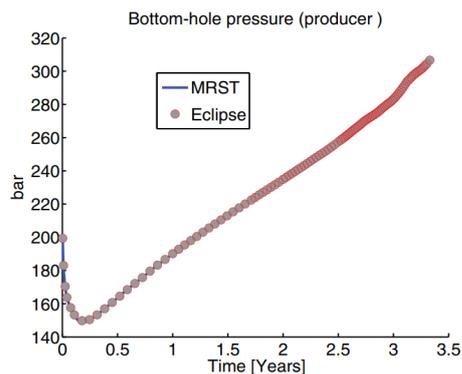


Fig. 1. The comparison of MRST and Eclipse solutions in the SPE 1 test

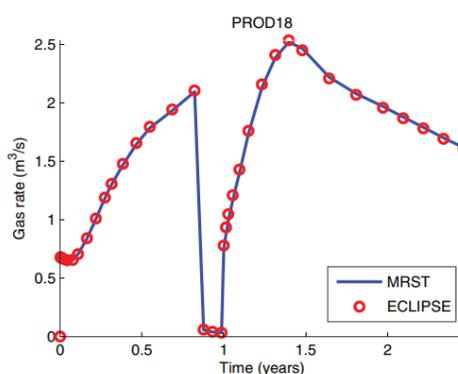
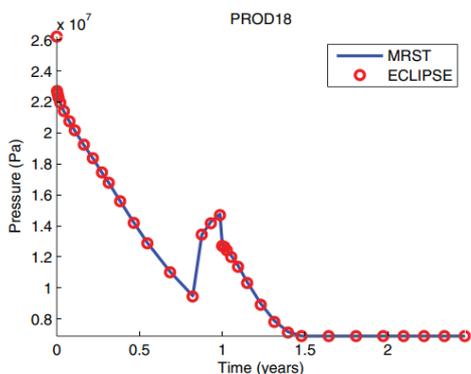
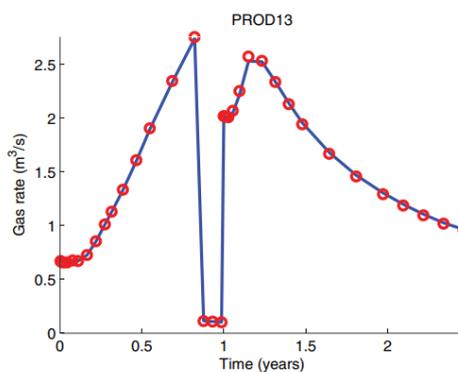
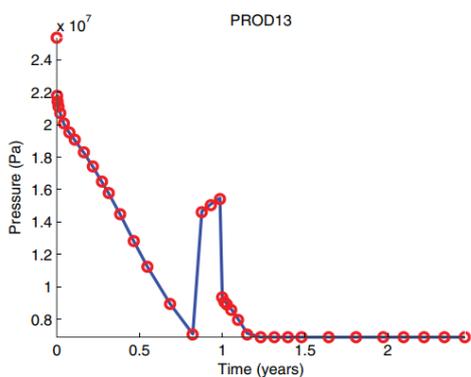


Рис. 2. Сравнение решений MRST и Eclipse в тесте SPE 9

Fig. 2. The comparison of MRST and Eclipse solutions in the SPE 9 test

### Изменение реологии гелевой композиции (сшивание)

Как было отмечено выше, при химической реакции полиакриламида со сшивателем ацетата хрома происходит изменение реологических свойств гелевой композиции. Стоит сразу отметить, что в настоящей работе за основу взят принцип движения фазы гелевого состава, аналогичный математическому описанию полимерного заводнения, где осуществляется фильтрация высокомолекулярного полимера [10].

Поэтому скорость движения смеси полимера со сшивателем, ввиду полной растворимости полимера в воде, можно записать в виде:

$$U_C = C U_w, \quad (1)$$

где  $U_C$  — скорость движения смеси полимера со сшивателем, м/с;  $U_w$  — скорость движения воды, м/с;  $C$  — концентрация смеси полимера со сшивателем, %.

Предполагая, что вязкость полностью смешанного раствора гелевой композиции является функцией концентрации, то ее эффективная вязкость определяется как:

$$\mu_{g,eff} = \mu_{mix}(C)^\omega \mu_g^{1-\omega} = \mu_{mix}(C_{max}), \quad (2)$$

где  $\mu_{g,eff}$  — эффективная вязкость гелевой композиции, мПа·с;  $\mu_{mix}$  — вязкость смеси ПАА и АЦХ, мПа·с;  $C_{max}$  — максимальная концентрация смеси полимера со сшивателем, %;  $\omega$  — коэффициент, регулирующий степень смешивания компонентов смеси д. ед.

Уравнения (2), определяющие вязкость смеси ПАА, АЦХ и воды, были введены в рамках модели Тодда-Лонгстаффа, которая широко используется в нефтяной промышленности [19].

Так как в настоящей работе считается, что смеси полиакриламида, ацетата хрома полностью размешиваются в воде, то коэффициент  $\omega$ , регулирующий степень смешивания компонентов смеси, будет равен единице. Таким образом, скорость фильтрации полимера будет равна скорости фильтрации воды, но с поправкой на вязкость, зависящей от концентрации полимерного раствора в виде следующей функции:

$$\mu_{g,eff} = \mu_{mix}(C). \quad (3)$$

Вязкость смеси полиакриламида и ацетата хрома является функцией времени, а выход вязкости на асимптоту сигнализирует о завершении процесса гелеобразования.

Механизм сшивки полимерной композиции можно описать двумя функциями:

- 1) сшивание гелевой композиции за счет химической реакции полиакриламида и ацетата хрома — функция `DynamicViscMode` (химическое сшивание начинается уже при комнатной температуре, однако, скорость данной реакции достаточно медленная);
- 2) увеличение скорости реакции сшивания за счет температуры (важно для случая решения неизоэнтальпической задачи) — функция `ThermalViscMode`.

Известно, что скорость протекания химической реакции напрямую зависит от температуры. А поскольку к укрупнению конкреций полимерных цепочек приводит химическая реакция полиакриламида и ацетата хрома, то температурную составляющую необходимо учитывать. При увеличении температуры с комнатной до пластовой (в настоящей работе 65 °С), сшивание полимерной смеси происходит быстрее в среднем в 26 раз.

Таким образом, для учета изменения реологии гелевой композиции от времени были написаны две функции. Функция `DynamicViscMode` согласно данным лабораторных исследований осуществляет изменение вязкости гелевого состава за счет химической реакции. Изменение реологических свойств гелевой композиции в зависимости от времени довольно точно аппроксимируется степенной зависимостью вида:

$$y = a \cdot \exp^{bx} + c, \quad (4)$$

где  $a$ ,  $b$  и  $c$  — коэффициенты, регулирующие максимальное значение, до которого функция возрастает, степень возрастания функции и смещение функции соответственно.

На рисунке ниже приведен пример варьирования коэффициентов в уравнении (4) и вид функции сшивания гелевой композиции в зависимости от времени.

Регулируя коэффициенты в уравнении (4), подбирается функция полностью соответствующая динамике сшивания, полученной в рамках лабораторных исследований. Данная функция называется функцией роста полимерных образований.

Функция ThermalViscMode осуществляет изменение вязкости раствора в зависимости от температуры по данным лабораторных исследований — вводятся соответствующие поправочные коэффициенты.

Далее необходимо рассмотреть, как учет кинетики сшивания гелевой композиции будет влиять на формирование гелевого экрана в случае пласта единичной толщины (двумерный случай). В центре изотропного по проницаемости пласта находится нагнетательная скважина, которая осуществляет закачку потокоотклоняющего состава. На рис. 4 показано изменение результатов симуляции формирования гелевого барьера для различных случаев. Стоит отметить, что закачка гелевой композиции в рассматриваемых ниже примерах осуществляется за одинаковое время и при постоянном одинаковом давлении закачки.

1. Отключены все эффекты изменения вязкости гелевой композиции (рис. 4а).
2. Включен эффект только изменения вязкости гелевой композиции за счет сшивания, температурный эффект отключен (рис. 4б).

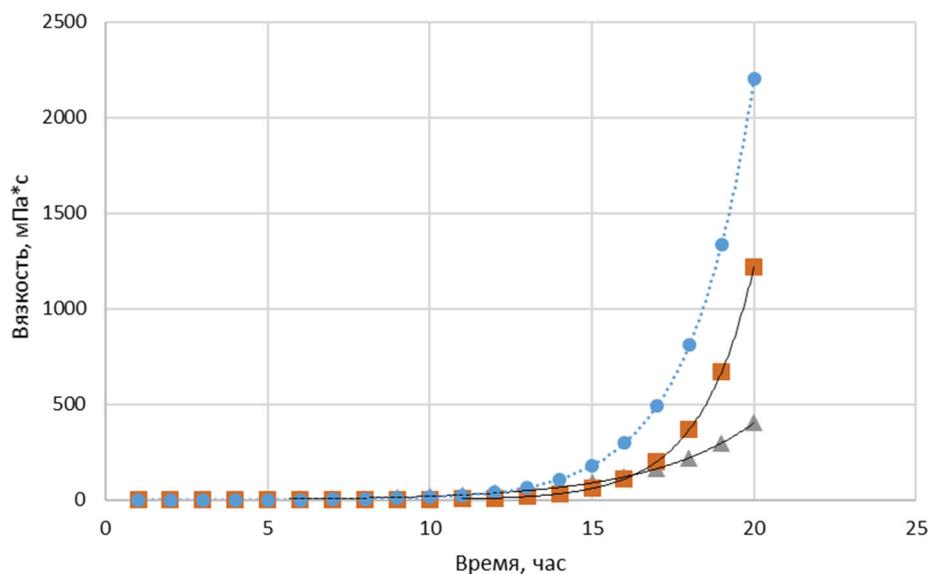


Рис. 3. Функция сшивания гелевой композиции DynamicViscMode в зависимости от времени и коэффициентов в уравнении (4)

Fig. 3. The cross Linking function of the DynamicViscMode gel composition vs. time and coefficients in equation (4)

3. Включен только температурный эффект, эффект изменения вязкости гелевой композиции от времени за счет сшивания отключен (рис. 4в).
4. Включены эффекты изменения вязкости гелевой композиции за счет сшивания и температурного эффекта (рис. 4г).

На рис. 4 видно, что за одно и то же время закачки в пласт, в зависимости от включенных эффектов сшивания гелевой композиции, заходит разный объем состава. Если все привести к некоторому обобщенному виду, то получается следующая формула:

$$F = F_o \cdot T \cdot V, \quad (5)$$

где  $F$  — множитель вязкости с учетом всех эффектов (химическое сшивание геля, температурная поправка), ед.;  $F_o$  — множитель вязкости без учета эффектов, ед.;  $T$  — множитель температурной поправки, ед.;  $V$  — множитель поправки за счет сшивания гелевой композиции, ед.

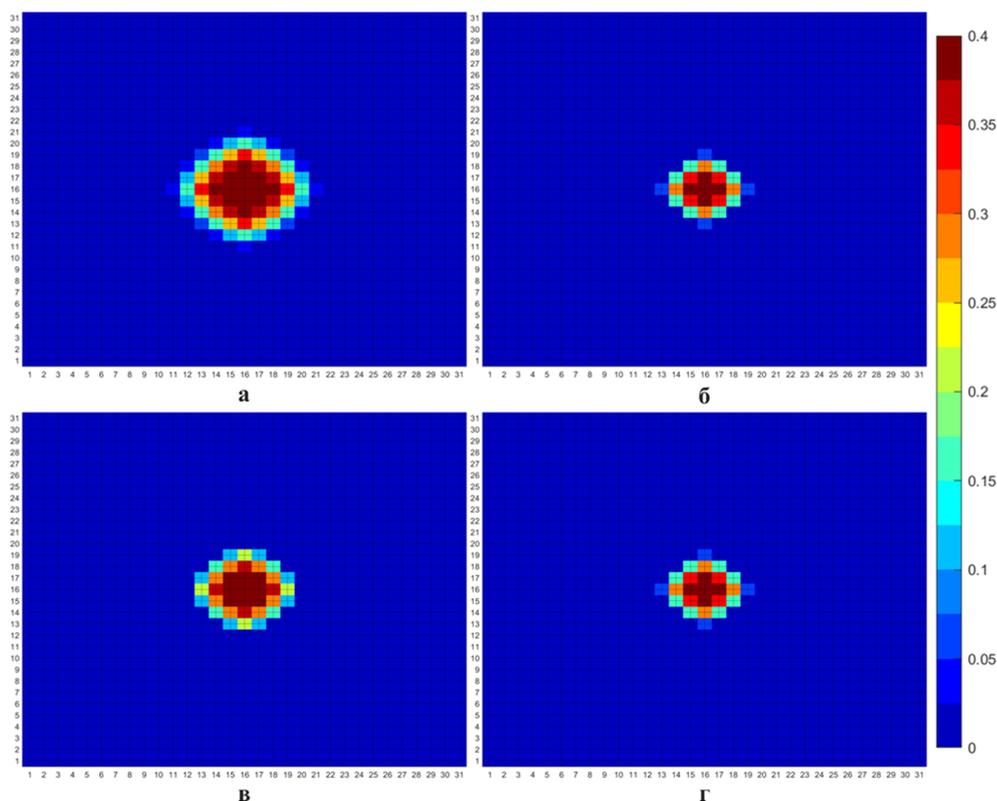


Рис. 4. Моделирование заполнения резервуара гелевой композицией в зависимости от того, какие эффекты сшивания включены

Fig. 4. The simulation of filling the reservoir with a gel composition depending on which cross linking effects are included

Последовательность работы модуля сшивания гелевой композиции следующая: в первую очередь происходит изменение вязкости состава за счет его химического сшивания в зависимости от концентрации ПАА и АЦХ путем умножения данных таблицы подвижностей (PLYVISC) на коэффициенты сшивания, далее, в случае наличия температуры, уже модифицированные данные таблицы подвижностей умножается на коэффициент температурной поправки.

После того, как была реализована закачка гелевой композиции в пласт с учетом изменения реологии состава, необходимо изучить, как гель влияет на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта. Величина изменения фильтрующей способности пласта будет зависеть от ряда факторов, таких как концентрация закачанной гелевой композиции, температура пласта, проницаемость породы-коллектора.

### **Функция изменения фактора остаточного сопротивления (RRF function)**

В данной работе оценка модификации ФЕС пласта осуществляется с помощью функции изменения фактора остаточного сопротивления. Для определения этого влияния был проведен ряд фильтрационных исследований на единичных керновых образцах. В качестве объекта для исследований был выбран керн пласта АВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, так как он наиболее часто подвергается физико-химическому воздействию полимерными системами [20]. Использовались образцы с проницаемостью от 50 до 1 500 мД, закачка гелевых композиций осуществлялась в диапазоне концентраций от 0,3 до 1,0%. Соотношение полиакриламида и ацетата хрома соответствовало стандартным пропорциям 1:10. Исследования проводились при соответствующих объекту термобарических условиях. Всего было проведено 20 экспериментов.

В качестве гелевого состава была выбрана технология с применением полимера марки PetroRAM P-104 и ацетата хрома EOR 684 R. Данный состав относится к промышленно применяемым на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» потокоотклоняющим технологиям, предназначенным для выравнивания профиля приемистости и изменения направлений фильтрационных потоков.

В качестве выходных характеристик фильтрационных экспериментов были получены факторы остаточных сопротивлений для различных керновых моделей со значительной вариацией коллекторских свойств при закачке в них гелевой композиции в диапазоне концентраций, используемых в реальных условиях. На основе полученных данных была аппроксимирована трехмерная функция фактора остаточного сопротивления, зависящая от концентрации гелевой композиции и проницаемости (рис. 5).

Представленная функция на рис. 5 необходима для того, чтобы определить, как изменяется проницаемость породы после закачки в нее гелевой композиции. Принцип работы данной функции заключается в следующем: моделируется закачка гелевой композиции согласно заданному дизайну (объем, концентрация, давление, расход) с учетом кинетики сшивания (химического и температурного), далее снимается поле проницаемостей и концентраций закачанного гелевого

экрана и, согласно представленной на рисунке 5 функции, формируется матрица множителей факторов остаточных сопротивлений для поля проницаемостей. Согласно данным ЯМР-исследований на керновых моделях до и после эксперимента по закачке гелевых композиций, закачанный гелевый состав в большей степени кольматирует поры самого крупного размера. Средние и мелкие поры по-прежнему остаются свободными для фильтрации. Данное утверждение справедливо при корректно подобранном дизайне и режиме закачки гелевой композиции. Таким образом, сформированная матрица множителей лимитирует закачку жидкости в пласт в зависимости от концентрации проникшего геля и проницаемости породы с учетом множителя свободных пор, полученного по данным ЯМР-исследований.

Здесь стоит описать механизм, согласно которому закачиваемая гелевая композиция в первую очередь устремится в пропластки с высокой проницаемостью. Помимо очевидного факта, что чем выше проницаемость, тем больше размер пор и, соответственно, глубина проникновения, имеется еще одна составляющая. На поздней стадии разработки высокопроницаемые пропластки в призабойной зоне пласта наиболее выработанные и имеют водонасыщение,

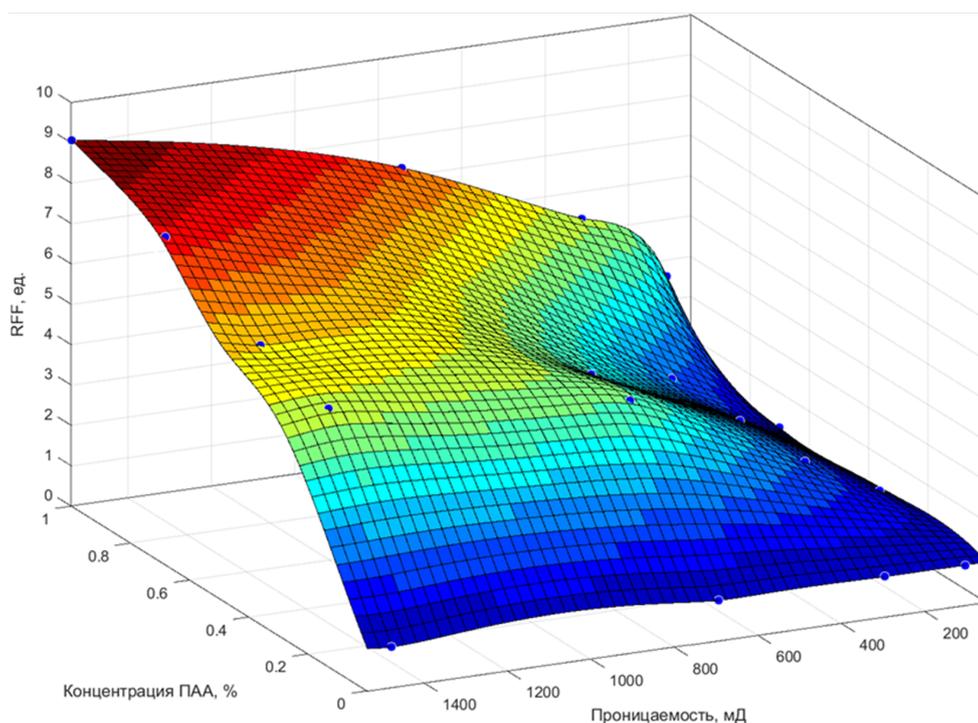


Рис. 5. Визуализация функции RRF в зависимости от концентрации геля и проницаемости породы. Синими точками обозначены экспериментальные данные

Fig. 5. The visualization of the RRF function depending on the concentration of the gel and the permeability of the formation. Blue dots indicate experimental data

близкое к остаточному ( $K_{bc}$ ). Ввиду того, что гелевая композиция представляет собой водный раствор смеси ПАА и АЦХ, то скорость его фильтрации в водонасыщенном коллекторе, согласно кривым фазовых проницаемостей, будет выше, чем в случае фильтрации в коллекторе с повышенным нефтенасыщением, которое встречается в менее дренируемых зонах. Синергия описанных факторов дает лучшую селективность гелевых составов именно водопромытых пропластков с высокой проницаемостью. Согласно результатам фильтрационных испытаний на параллельных разнопроницаемых моделях при наличии значительной разности в проницаемости исследуемого ядра (соотношение между проницаемостями низко- и высокопроницаемой моделей порядка 1 к 10), изменение фильтрующей способности в большей степени происходит у породы-коллектора с высокой проницаемостью (рис. 5).

После того, как была реализована закачка гелевой композиции в пласт с учетом изменения реологии состава, и проведен расчет изменения ФЕС пропластков, необходимо учитывать процесс деструкции геля во времени.

#### **Функция разрушения гелевого экрана или функция восстановления фактора остаточного сопротивления от времени**

Механизмы разрушения гелевой композиции во времени могут быть различными. Это и механическое разрушение за счет создаваемого перепада давления нагнетаемой воды и порового давления, и термическая деструкция, окисление геля, синерезис за счет влияния пластовой температуры. На данном этапе исследования не рассматриваются отдельные механизмы деструкции. В работе предлагается рассматривать деструкцию с точки зрения статистики — результирующую функцию деструкции.

Согласно результатам закачки гелевых композиций на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», эффект от применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов составляет в среднем 6-8 месяцев. Соответственно, функция разрушения гелевого барьера должна быть настроена таким образом, чтобы это соответствовало действительности. Предлагается рассматривать данную функцию на основе уже проведенных обработок на конкретном объекте или месторождении.

В текущей работе для того, чтобы показать принципиальную работоспособность модуля восстановления фактора остаточного сопротивления, была рассмотрена сигмоидальная функция [21]. Общий вид этой функции приведен на рисунке ниже (рис. 6).

Принцип работы функции следующий. После закачки гелевой композиции, ее сшивания и формирования матрицы множителей факторов (RRF) остаточных сопротивлений, начинается расчет задачи вытеснения нефти водой. На данном этапе измененные матрица множителей RRF фильтрационно-емкостные свойства пласта на каждом шаге дискретизации задачи восстанавливаются согласно функции, приведенной выше (рис. 6). Стоит отметить еще раз, что фактическая кривая восстановления фактора остаточного сопротивления должна быть взята

согласно историческим данным по конкретному объекту и данным лабораторных исследований.

Таким образом, если соединить все блоки, описанные выше, в некоторую последовательность, получается следующий алгоритм вычислений (рис. 7).

1. Формируется сеточная модель резервуара, фильтрационные свойства коллектора, свойства флюидов и гелевой композиции, относительные фазовые проницаемости, режимы работы скважин и пр.
2. Для синтетической модели решается задача вытеснения нефти водой на конкретный период.
3. Формируется дизайн обработки гелевой композицией, уточняются функции, описывающие изменение вязкости гелевой композиции за счет сшивания в зависимости от времени и температуры.
4. Моделируется закачка гелевой композиции в пласт с учетом изменения ее реологии за счет сшивания и температуры.
5. Фиксируются поля проницаемостей коллектора и концентраций гелевой композиции и, с помощью функции RRF, рассчитывается фактор остаточного сопротивления. Формируется матрица мультипликаторов для модифицирования проницаемости пласта после закачки гелевого состава.
6. Согласно историческим данным по скважине (группе скважин) формируется характеристическая функция восстановления проницаемости породы-коллектора, описывающая динамику разрушения гелевого барьера.
7. Моделируется закачка воды в обработанную нагнетательную скважину с учетом динамики разрушения гелевого барьера. Идет запись всех параметров работы добывающих и нагнетательных скважин.
8. Визуализация полученного решения.

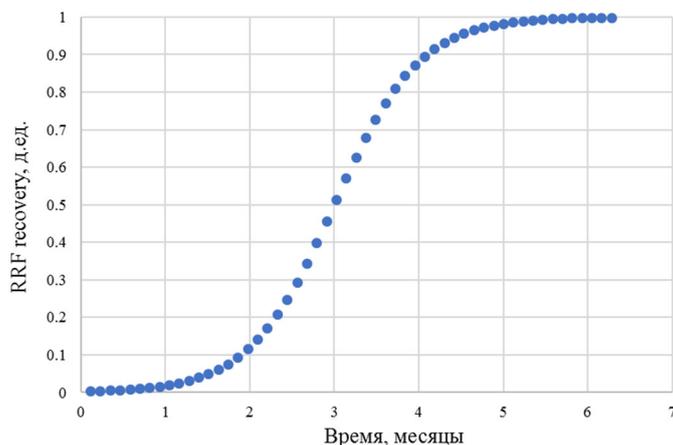


Рис. 6. Сигмоидальная функция восстановления, нормированная на единицу

Fig. 6. The sigmoidal recovery function, normalized to one

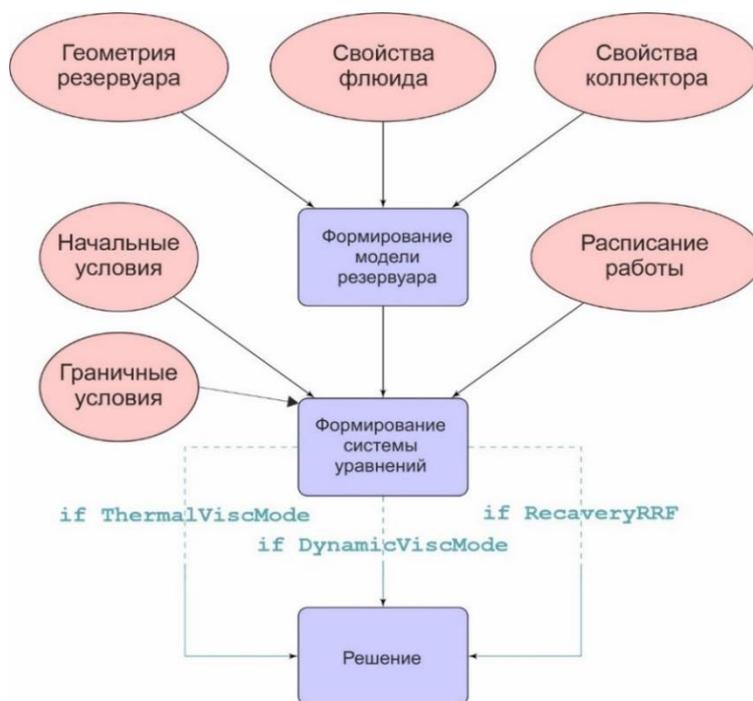


Рис. 7. Блок-схема работы программы

Fig. 7. The flowchart of the program

Далее приведен синтетический пример решения задачи закачки гелевых композиций в пласт с учетом всех эффектов, описанных выше.

#### Пример закачки гелевой композиции в изотропный трехслойный пласт (синтетическая модель)

Для оценки эффективности применения потокоотклоняющих технологий была создана синтетическая гидродинамическая модель пласта, имеющая существенную неоднородность по проницаемости, которая приближенно имитирует свойства целевого объекта. Созданный резервуар имеет геометрические размеры 1 000 на 2 000 м. На нем расставлены восемь скважин — шесть добывающих и две нагнетательные. Начальное пластовое давление составляет 30 МПа. На забое добывающих скважин выставлено постоянное давление 22 МПа. На нагнетательных скважинах стоит условие по постоянной приемистости в 400 м<sup>3</sup>/сут при максимальном давлении закачки 37 МПа. Разрез представлен тремя пропластками с проницаемостями 100, 900 и 200 мД. Начальная водонасыщенность постоянна и равна 0,25 д. ед. (рис. 8).

Для того, чтобы можно было сравнить решения с использованием полимерной композиции и без ее использования, параллельно решаются две задачи. На первом этапе решается задача вытеснения нефти водой (Water Flooding). На втором этапе добавляется закачка гелевой композиции (разработанное ПО).

Поле водонасыщенности на момент закачки гелевой композиции выглядит следующим образом (рис. 9).

Видно, что после некоторого времени работы объекта средняя и нижняя части разреза имеют большую выработку запасов, чем верхняя. В данной зоне находится слабодренируемая зона, которую нужно включить в процесс вытеснения нефти водой. Выше были приведены причины преимущественного размещения гелевой композиции именно в таких водонасыщенных высокопроницаемых промытых зонах.

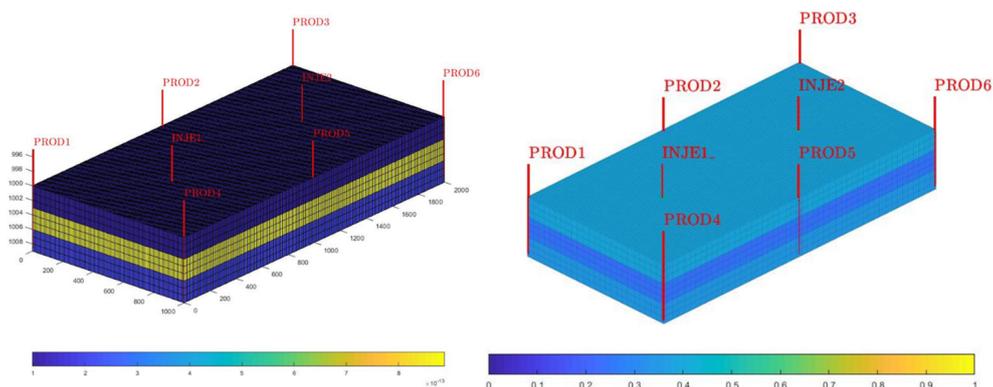


Рис. 8. Поле проницаемостей и начальной водонасыщенности рассматриваемой модели с расстановкой скважин

Fig. 8. The field of permeabilities and initial water saturation of the model under consideration with the placement of wells

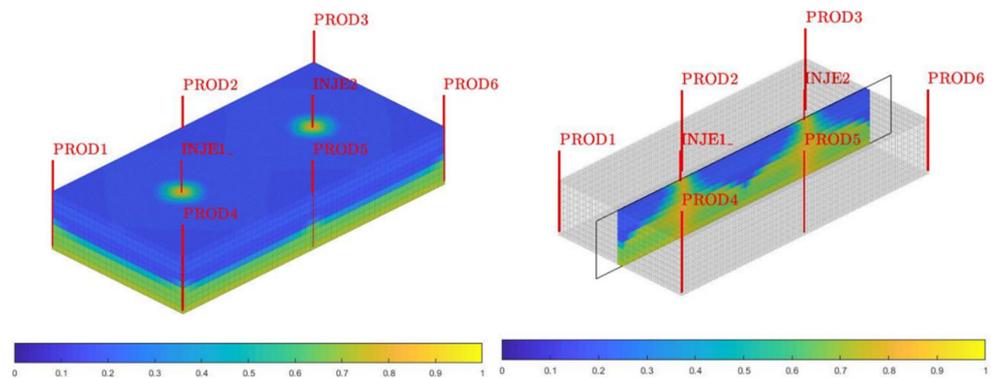


Рис. 9. Поле водонасыщенности синтетической задачи на момент закачки гелевой композиции (слева — куб целиком; справа — куб в разрезе)

Fig. 9. The water saturation field of the synthetic problem at the time of injection of the gel composition (on the left — the whole cube; on the right — the cube in section)

В тестовом примере закачка гелевой композиции осуществляется одной оторочкой с концентрацией 0,3 в объеме 600 м<sup>3</sup>. Данный объем является стандартным при закачке гелеобразующего состава. Скорость закачки геля составляет 8 м<sup>3</sup>/ч (192 м<sup>3</sup>/сут), что лимитировано характеристиками применяемого оборудования. Время закачки данного объема займет 3 суток. При моделировании закачки гелевой композиции можно задавать достаточно большой шаг по времени ввиду того, что внутри функции сшивания гелевой композиции реализован итеративный подход изменения реологии состава не по количеству шагов, а по времени, затраченном на процесс и минимизации погрешности.

Конфигурация гелевого барьера после закачки в пласт с разной проницаемостью в общем виде представлена на рис. 11, а в укрупненном — на рис. 12.

Видно, что гель в большей степени проник в высокопроницаемый пропласток. Необходимо отметить, что на текущем рисунке показан результат моделирования без включения функции пост-деструкции геля под действием перепада давления, поэтому вся перфорированная мощность как бы заполнена гелем (где-то в большей степени, где-то в меньшей). Но стоит обратить внимание на шкалу концентрации полимера (нижняя цветная линия) — видно, что большая часть перфорационной толщины и близлежащих к ней ячеек заполнена гелем с концентрацией ниже минимальной концентрации гелеобразования (сшивания) для данного полимера, величина которой определена в рамках вы-

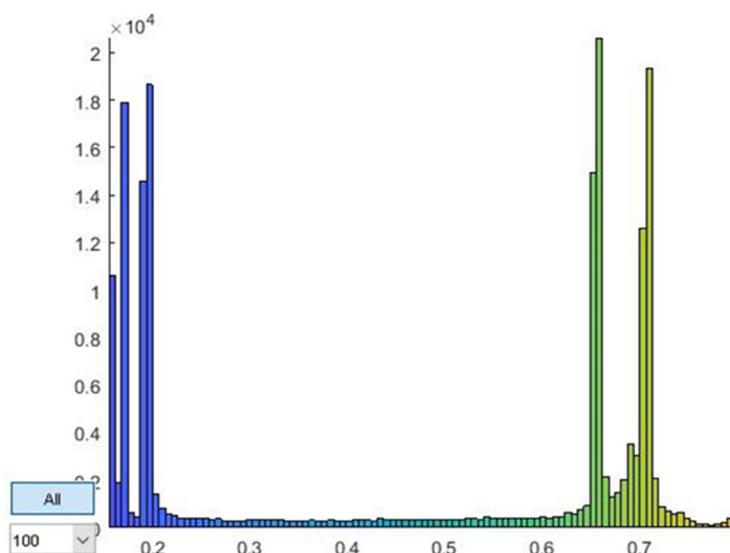


Рис. 10. Гистограмма распределения водонасыщенности на момент начала закачки гелевой композиции.

По оси  $x$  — водонасыщенность, ед.;  
по оси  $y$  — частота, ед.

Fig. 10. The histogram of water saturation distribution at the moment of the start injection of the gel composition.

On the  $x$ -axis — water saturation, units;  
 $y$ -axis — frequency, units

полнения лабораторных работ. Ввиду этого при включении нагнетательной скважины блоки, содержащие не сшитый полиакриламид, не образуют гелевый барьер и полимерный раствор удаляется из призабойной зоны вглубь пласта — происходит своего рода «самоочищение» ячеек призабойной зона пласта (ПЗП).

После закачки гелевой композиции в пласт происходит технологическая выдержка, после которой включается в работу нагнетательная скважина. Изменение режима работы нагнетательной скважины после закачки в него геля представлено ниже (рис. 13).

Видно, что после закачки гелевой композиции в пласт происходит изменение приемистости нагнетательной скважины. Максимальное уменьшение приемистости составляет  $122 \text{ м}^3/\text{сут}$  или 30,5% от начального значения. Восстановление приемистости (разрушение гелевого экрана) в данном случае происходит согласно сигмоидальной функции, введенной ранее (рис. 6).

Посмотрим, как изменилась водонасыщенность на добывающей скважине PROD1 (рис. 8- 10) (поведение приведенных характеристик для других скважин будет схожим) (рис. 14).

Ниже приведены дебиты нефти и воды на рассматриваемой скважине PROD1 вариантов с закачкой и без закачки гелевой композиции в нагнетательную скважину.

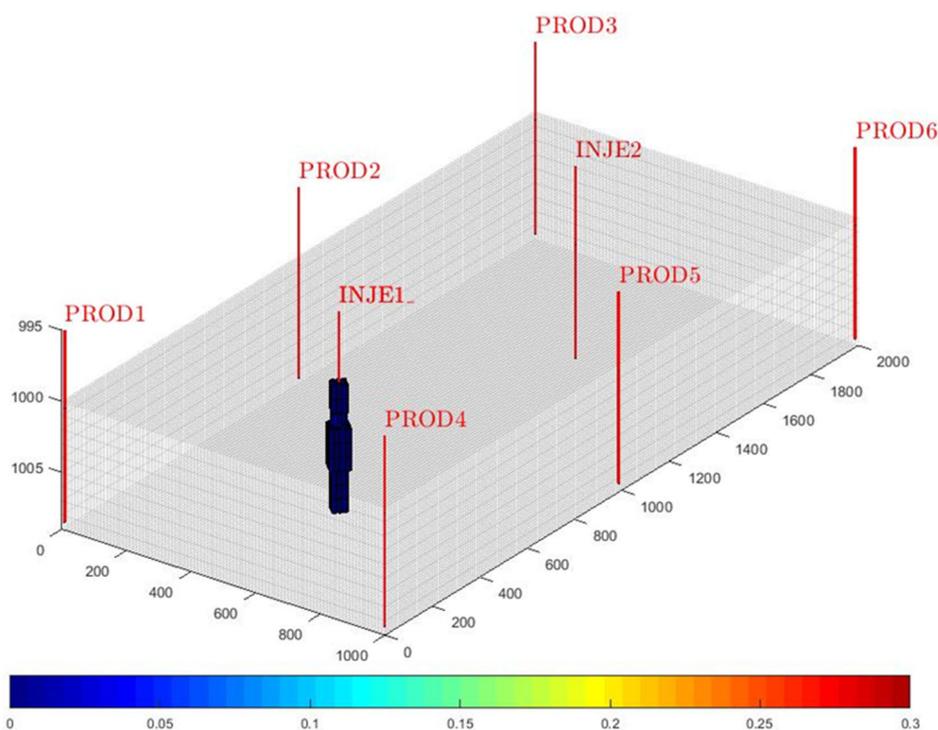


Рис. 11. Визуализация гелевого барьера, закачанного в пласт в объеме  $600 \text{ м}^3$  (общий план)

Fig. 11. The visualization of a gel barrier injected into the reservoir in the volume of  $600 \text{ м}^3$  (the general plan)

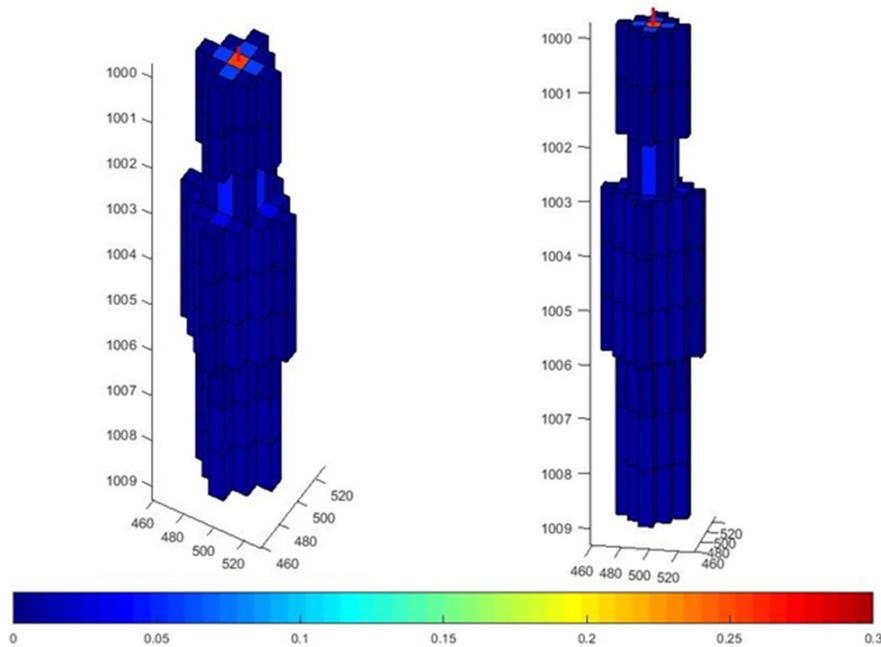


Рис. 12. Визуализация гелевого барьера, закачанного в пласт в объеме 600 м<sup>3</sup> (крупный план)

Fig. 12. The visualization of a gel barrier injected into the reservoir in the volume of 600 m<sup>3</sup> (the close-up plan)

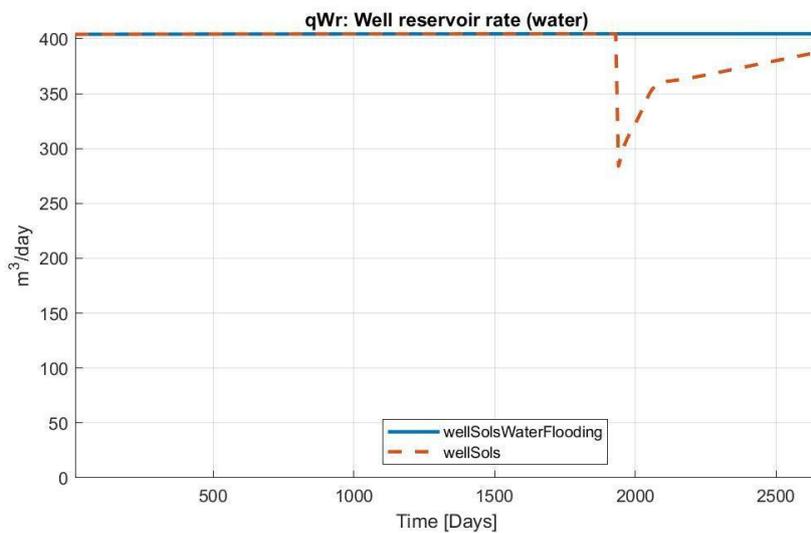
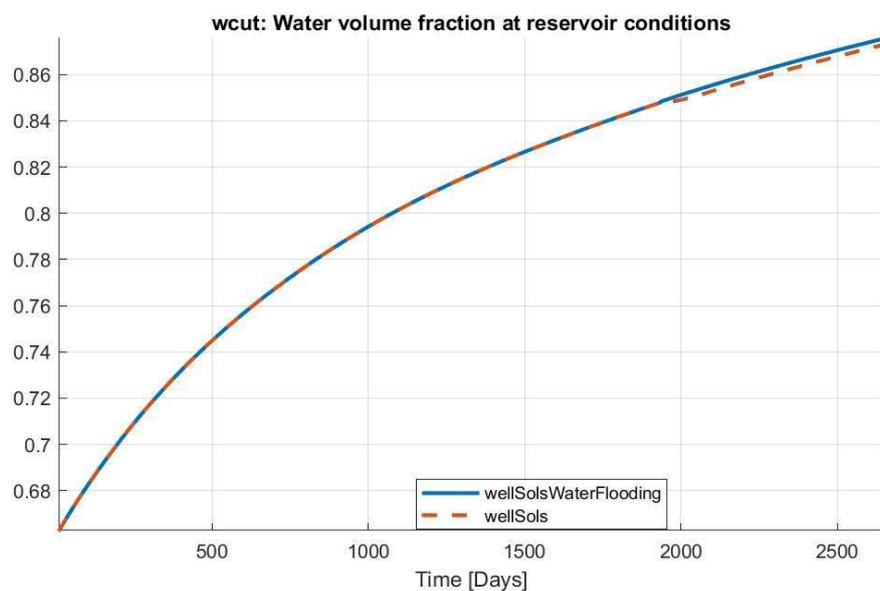


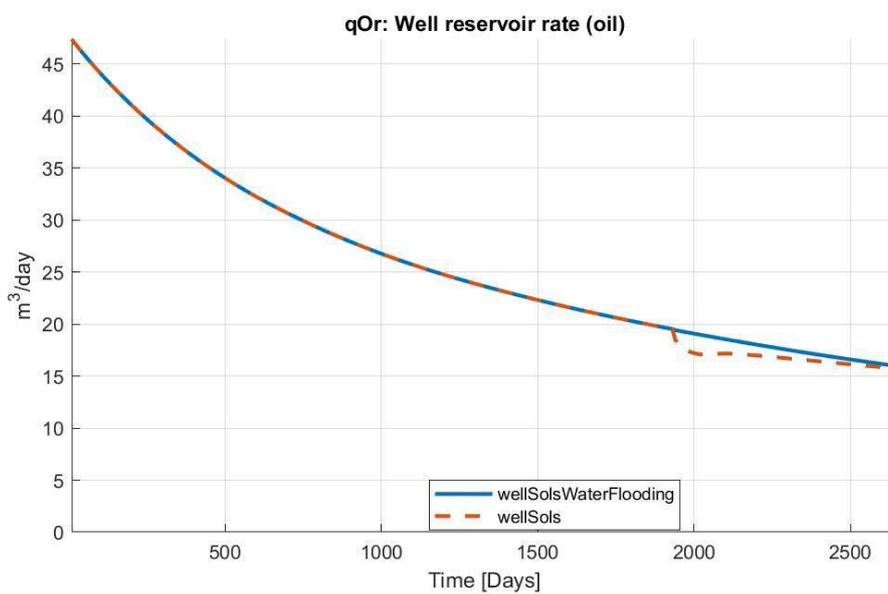
Рис. 13. Режим работы нагнетательной скважины, в которую была закачана гелевая композиция. Сплошная линия — вариант без закачки гелевой композиции, штрихованная — с закачкой

Fig. 13. The operating mode of the injection well into which the gel composition was injected. Solid line — option without pumping the gel composition, dashed line — with pumping



*Рис. 14.* Водонасыщенность добываемой продукции. Сплошная линия — вариант без закачки гелевой композиции, штрихованная — с закачкой

*Fig. 14.* The water saturation of the extracted products. Solid line — option without pumping the gel composition, dashed line — with pumping



*Рис. 15.* Дебит нефти. Сплошная линия — вариант без закачки гелевой композиции, штрихованная — с закачкой

*Fig. 15.* Oil production rate. Solid line — option without pumping the gel composition, dashed line — with pumping

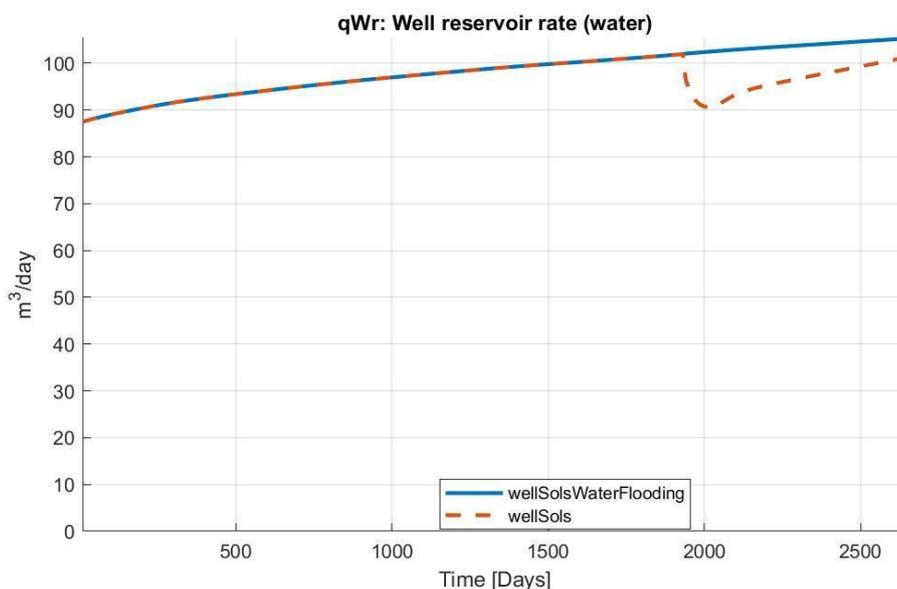


Рис. 16. Дебит жидкости. Сплошная линия — вариант без закачки гелевой композиции, штрихованная — с закачкой

Fig. 16. Liquid flow rate. Solid line — option without pumping the gel composition, dashed line — with pumping

Видно, что в большей степени уменьшился дебит по жидкости, чем по нефти. Это обусловлено тем, что гелевая композиция проникла в высокопроницаемый пропласток, тем самым снизив его проницаемость. Гель, проникший в низкопроницаемые пропластки, также их частично закольматировал, однако, согласно функции фактора остаточного сопротивления, снижение проницаемости в абсолютном выражении получилось не таким существенным. Стоит отметить, нагнетательная скважина INJE1 в основном питала водой добывающие скважины PROD1 и PROD4 по высокопроницаемому пропластку.

В приведенном синтетическом примере экономический эффект от применения гелевых композиций получен в долгосрочном варианте за счет дополнительной выработки низкопроницаемых пропластков, а в краткосрочном — за счет сокращения закачки и добычи воды. Полученные в рамках проведенного синтетического теста результаты не противоречат промышленному опыту применения потокоотклоняющих составов.

## Выводы

1. Разработано программное обеспечение, которое может быть использовано для численного расчета задачи двухфазной неизотермической фильтрации с учетом закачки полимерных гелеобразующих составов. Разработанное ПО учитывает значительное количество влияющих на процесс факторов: реологию флюидов (вода, нефть, полимер), строение коллек-

- тора, температуру, расстановку скважин и их режим работы, динамику гелеобразования и пр.
2. В данной работе представлены общие подходы и алгоритм, которые заложены в программный продукт.
  3. Согласно данным лабораторных исследований аппроксимированы функции сшивания гелевых композиций в зависимости от времени и температуры пласта, которые заложены в ПО.
  4. Согласно данным лабораторных исследований аппроксимирована функция изменения фактора остаточного сопротивления, которая заложена в ПО.
  5. Согласно историческим данным реализована функция разрушения гелевого экрана. В настоящей работе рассмотрена сигмоидальная функция восстановления.
  6. Разработанный продукт позволяет корректно смоделировать формирование гелевого экрана в призабойной зоне пласта и оценить технологическую эффективность в зависимости от дизайна обработки. В качестве изменяемых параметров дизайна могут выступать следующие характеристики: концентрации полиакриламида и сшивателя ацетата хрома, последовательность повышения/понижения концентраций ПАА и АЦХ, объем как композиции в целом, так и отдельных оторочек, давление закачки и скорость закачки.
  7. Полученные в рамках моделирования результаты расчета размещения гелевого экрана являются физическими и учитывают индивидуальность процесса изменения структуры порового пространства, кинетику сшивки и роста частиц гелевого состава.
  8. Разработанный программный продукт будет совершенствоваться при накоплении новых знаний, базирующихся на данных лабораторных исследований, и доизучении факторов, влияющих на процесс формирования гелевых экранов в пласте.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамовиц М. Справочник по специальным функциям с формулами, графиками и таблицами / М. Абрамовиц, И. Стиган; ред. Т. И. Кузнецова, Е. Ю. Ходан; пер. В. А. Диткина, Л. Н. Кармазина. М.: Наука, 1979. 832 с.
2. Басниев К. С. Нефтегазовая гидромеханика / К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Г. Д. Розенберг. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. 480 с.
3. Басниев К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Р. Д. Каневская. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 488 с.
4. Земцов Ю. В. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях / Ю. В. Земцов, А. В. Баранов, А. О. Гордеев // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 7. С. 11-22.

5. Ишков А. А. Применение потокоотклоняющих технологий в условиях низкопроницаемых коллекторов / А. А. Ишков, Р. Ф. Мазитов, В. Ю. Хорюшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 1 (337). С. 59-66.
6. Проведение ГРП с предварительной закачкой тампонирующих составов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / А. В. Родионов и др. // Инженерная практика. 2015. № 9. С. 78-85.
7. Румянцева Е. А. Оптимизация параметров потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи пластов с применением гелеобразующих композиций: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Е. А. Румянцева. Уфа: Научно-производственная фирма «Геофизика», 2004. 24 с.
8. Совершенствование технологий повышения нефтеотдачи пластов с применением ПАА SoftPusher на месторождениях ООО «Лукойл-Западная Сибирь» / А. Качурин и др. // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. 2011. № 8. С. 126-128.
9. Сургучев М. Л. Методы извлечения остаточной нефти / М. Л. Сургучев, А. Т. Горбунов, Д. П. Забродин. М.: Недра, 1991. 347 с.
10. Тодес О. М. К теории коагуляции и укрупнения частиц в золях. Кинетика укрупнения частиц при «перегонке» вещества через гомогенную фазу / О. М. Тодес // Журн. Физ. Химия. 1946. Том 20. № 7. С. 629-644.
11. Хорюшин В. Ю. Комплексный подход к реализации методов по выравниванию профиля приемистости скважин. Опыт массивированного воздействия потокоотклоняющими технологиями на русловые отложения объекта АВ1-2 Кечимовского месторождения / В. Ю. Хорюшин и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 9. С. 86-94.
12. Шувалов С. А. Применение полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пласта и водоизоляции / С. А. Шувалов, В. А. Винокуров, В. Н. Хлебников // Труды РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. 2013. № 4 (273). С. 98-107.
13. Ярославов А. О. Математическое моделирование фильтрации неньютоновских жидкостей в слоисто-неоднородных пластах и разработка методик статистического анализа геолого-промысловой информации: автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук / А. О. Ярославов. Тюмень: Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики СО РАН, 2003. 23 с.
14. Caicedo S. Gel-volume optimization in water conformance applying risk and uncertainty analysis / S. Caicedo, B. Del Conte, M. Prado // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (20-23 June). Rio de Janeiro, Brazil: Society of Petroleum Engineers, 2005. P. 8.
15. Fully implicit simulation of polymer flooding with MRST / K. Bao et al. // Computational Geosciences. 2017. Vol. 21. № 5. Pp. 1219-1244.
16. MRST-AD — an open-source framework for rapid prototyping and evaluation of reservoir simulation problems / S. Krogstad et al. // SPE Reservoir Simulation Symposium SPE Reservoir Simulation Symposium. Houston, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2015.
17. Open-source MATLAB implementation of consistent discretisations on complex grids / K. Lie et al. // Computational Geosciences. 2012. Vol. 16. № 2. Pp. 297-322.
18. Shu P. Gelation mechanism of chromium (III): American Chemical Society / P. Shu // Oil-Field Chemistry. 1989. Vol. 396. Pp. 137-144.

19. The Open Porous Media flow reservoir simulator / A. F. Rasmussen et al. // *Computers & Mathematics with Applications*. 2020. Pp. 1-27. [In Press, Corrected Proof]
20. Thomas S. Status and assessment of chemical oil recovery methods / S. Thomas, S. M. Farouq Ali // *Energy Sources*. 1999. № 21. Pp. 177-189.
21. Todd M. The development, testing and application of a numerical simulator for predicting miscible flood performance / M. Todd, W. Longstaff // *SPE 3484*. 1972. P. 9.

**Alexey A. ISHKOV<sup>1</sup>**  
**Ruslan F. MAZITOV<sup>2</sup>**  
**Alexey S. SHLYAPKIN<sup>3</sup>**  
**Evgeniy N. MALSHAKOV<sup>4</sup>**

UDC 531/533

## **GELATION KINETICS ACCOUNTING WHEN MODELING ENHANCED OIL RECOVERY METHODS**

- <sup>1</sup> Leading Specialist,  
Department of Physico-Chemical Methods of Enhancing Oil Recovery,  
Lukoil-Engineering Limited, Kogalymnpineft Branch Office (Tyumen)  
IshkovAA@tmn.lukoil.com
- <sup>2</sup> Head the Department of Physico-Chemical Methods of Enhancing Oil Recovery,  
Lukoil-Engineering Limited, Kogalymnpineft Branch Office (Tyumen)  
mazitovruf@tmn.lukoil.com
- <sup>3</sup> Leading specialist of the Department of Modeling  
of Tertiary Enhancing Oil Recovery Methods,  
Lukoil-Engineering Limited, Kogalymnpineft Branch Office (Tyumen)  
shlyapkinas@tmn.lukoil.com
- <sup>4</sup> Head of the Field Development Technologies Center,  
Lukoil-Engineering Limited, Kogalymnpineft Branch Office (Tyumen)  
malshakoven@tmn.lukoil.com

### **Abstract**

This paper presents a new approach to modeling flow deflectors. The developed approach takes into account changes in rheology properties of gel compositions depending on time and temperature. The effects of changes in the residual resistance factor of the reservoir rock depending on the gel composition concentration and permeability are also considered.

---

**Citation:** Ishkov A. A., Mazitov R. F., Shlyapkin A. S., Malshakov E. N. 2020. "Taking into account the kinetics of gelation when modeling methods of enhanced oil". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 4 (24), pp. 101-126.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-4-101-126

---

In addition, the general concepts included in the developed injection software product used to calculate the geometry of gel screens placement and the effects of their application are shown.

All rheological characteristics of gel composition used in the software product are obtained by laboratory means at the stage of free volume studies and on filtration core models. The developed product allows correctly simulating the processes of gel screen formation in the bottomhole formation zone and evaluating technological efficiency depending on the treatment design. The following characteristics can be used as variable design parameters: concentrations of polyacrylamide and chromium acetate cross-linked, the sequence of increasing/decreasing polyacrylamide and chromium acetate cross-linked concentrations, the volume of both the composition as a whole and individual rims, pressure and injection rate.

### **Keywords**

Enhanced oil recovery, flow-deflecting technologies, hydrodynamic simulation, gel barrier, gel formation, residual resistance factor, laboratory studies.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-4-101-126**

### **REFERENCES**

1. Abramovitz M., Stigan I. 1979. Handbook for Special Functions with Formulas, Graphs and Tables. Edited by T. I. Kuznetsova and E. Yu. Hodan, translated by V. A. Ditkina and L. N. Karmazina. Moscow: Nauka. 832 pp. [In Russian]
2. Basniev K. S., Dmitriev N. M., Rosenberg G. D. 2003. Petroleum and Gas Hydromechanics. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research. 480 p. [In Russian]
3. Basniev K. S., Dmitriev N. M., Kanevskaya R. D. 2006. Underground Hydromechanics. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research. 488 p. [In Russian]
4. Zemtsov Yu. V., Baranov A. V., Gordeev A. O. 2015. "Review of physical and chemical MUNS used in Western Siberia and efficiency of their use in different geological and physical conditions". Neft. Gas. Innovations, no. 7, pp. 11-22. [In Russian]
5. Ishkov A. A., Mazitov R. F., Koryushin V. Yu. 2020. "Application of the flow-bending technologies in the low-permeability collectors". Geology, Geophysics and Development of the Oil and Gas Fields, no. 1 (337), pp. 59-66. [In Russian]
6. Rodionov A. V. 2015. "Hydraulic fracturing with preliminary injection of plugging compositions at OOO LUKOIL-Western Siberia fields". Engineering Practice, no. 9, pp. 78-85. [In Russian]
7. Rumyantseva E. A. 2004. "Optimization of parameters of flow-diverting technologies of oil recovery enhancement with the use of gel-forming compositions". Cand. Sci. (Tech.) diss. abstract. Ufa: Geophysics. 24 pp. [In Russian]
8. Kachurin A. 2011. "Improvement of oil recovery enhancement technologies with application of PAA SoftPusher at the fields of OOO 'Lukoil-Western Siberia'". Development and Operation of Oil Fields, no. 8, pp. 126-128. [In Russian]
9. Surguchev M. L., Gorbunov A. T., Zabrodin D. P. 1991. Methods of Residual Oil Extraction. Moscow: Nedra. 347 pp. [In Russian]

10. Todes O. M. 1946. "To theory of coagulation and consolidation of particles in ashes. Kinetics of agglomeration of particles at 'distillation' of substance through a homogeneous phase". *Zhurnal fizicheskoy khimii*, vol. 20, no. 7, pp. 629-644. [In Russian]
11. Koryushin V. Yu. 2017. "The complex approach to realization of methods on leveling of a profile of injectivity of wells. Experience of massive influence by stream-bending technologies on channel sediments of object AV<sub>1,2</sub> of Kechimovskoye field". *Geology, Geophysics, and Development of the Oil and Gas Fields*, no. 9, pp. 86-94. [In Russian]
12. Shuvalov S. A., Vinokurov V. A., Khlebnikov V. N. 2013. "Application of the polymer reagents for oil recovery enhancement and water shut-off". *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, no. 4 (273), pp. 98-107. [In Russian]
13. Yaroslavov A. O. 2003. "Mathematical modeling of non-Newtonian liquids filtration in the layered-uniform formations and development of methods for statistical analysis of geological-field information". *Cand. Sci. (Phys.-Math.) diss. abstract*. Tyumen: Tyumen Branch of the Institute of Theoretical and Applied Mechanics of SB RAS. 23 pp. [In Russian]
14. Caicedo S., Del Conte B., Prado M. 2005. "Gel-volume optimization in water conformance applying risk and uncertainty analysis". *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (20-23 June)*, p. 8. Rio de Janeiro, Brazil: Society of Petroleum Engineers.
15. Bao K. 2017. "Fully implicit simulation of polymer flooding with MRST". *Computational Geosciences*, vol. 21, no. 5, pp. 1219-1244.
16. Krogstad S. 2015. "MRST-AD — an open-source framework for rapid prototyping and evaluation of reservoir simulation problems". *SPE Reservoir Simulation Symposium* SPE Reservoir Simulation Symposium. Houston, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers.
17. Lie K. 2012. "Open-source MATLAB implementation of consistent discretisations on complex grids". *Computational Geosciences*, vol. 16, no. 2, pp. 297-322.
18. Shu P. 1989. "Gelation mechanism of chromium (III): American Chemical Society". *Oil-Field Chemistry*, vol. 396, pp. 137-144.
19. Rasmussen A. F. 2020. "The Open Porous Media flow reservoir simulator". *Computers & Mathematics with Applications*, pp. 1-27. [In Press, Corrected Proof]
20. Thomas S., Farouq Ali S. M. 1999. "Status and assessment of chemical oil recovery methods". *Energy Sources*, no. 21, pp. 177-189.
21. Todd M., Longstaff W. 1972. "The development, testing and application of a numerical simulator for predicting miscible flood performance". *SPE 3484*, p. 9.