

Моделирование закачки гелеобразующих систем с учетом изменения их реологических свойств

А.А. Ишков¹,
¹ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Адрес для связи: IshkovAA@tm.lukoil.com

Ключевые слова: Математическое моделирование, гелевая композиция, гелеобразование, фактор остаточного сопротивления.

Ввиду того, что в настоящее время основным методом добычи углеводородов является вытеснение нефти водой, появляется ряд проблем, одна из которых выражается в прорывах нагнетаемой воды от нагнетательных скважин к добывающим по пропласткам с низким фильтрационным сопротивлением. Данная проблема решается путем применения потокоотклоняющих технологий, назначение которых состоит в кольматации этих пропластков, в результате чего происходит выравнивание профиля приемистости, что способствует увеличению коэффициента охвата пласта заводнением и более равномерному вытеснению нефти водой.

На текущий момент наибольшее распространение в России получили гелевые композиции на основе полиакриламидов (ПАА), а воздействие на пласт с их использованием осуществляется несколькими способами:

- в качестве составов, загущающих нагнетаемую воду, уменьшая соотношение подвижностей между ней и нефтью;
- в качестве сшитых полимерных систем.

В настоящей работе рассматриваются составы на основе ПАА со сшивателем на основе ацетата хрома (АХ) при воздействии на пласт вторым способом.

Целью работы является разработка инструмента для расчета закачки потокоотклоняющих составов на основе ПАА со сшивателем АХ с возможностью оценки эффективности дизайна закачки (объем и концентрация оторочек композиции).

В рамках работы был написан программный продукт «Injection Gel Design» предназначенный для выполнения моделирования размещения закачки гелевых композиций на основе полимеров в пласт с учетом кинетики их реологических свойств в зависимости от времени и температуры. Изменение фильтрационно-емкостных свойств породы-коллектора реализовано путем регулирования фактора остаточного сопротивления. После закачки композиции в пласт включаются эффекты деструкции гелевой композиции за счет влияния пластовой температуры, окисления геля и его синерезиса.

В программном продукте «Injection Gel Design» реализованы следующие модули (функции):

Функция сшивания гелевой композиции за счет химической реакции от времени;

Функция сшивания гелевой композиции за счет температурного влияния;

Modeling the injection of gelling systems taking into account changes in their rheological properties

A.A. Ishkov¹
¹Branch of LLC «LUKOIL-Engineering»
«KogalymNIPIneft» in Tyumen

E-mail: IshkovAA@tm.lukoil.com

Keywords: Mathematical modeling, gel composition, gelation, residual resistance factor.

Since at present the main method of hydrocarbon production is the displacement of oil by water, a number of problems arise, one of which is expressed in the breakthrough of injected water from injection wells to production wells along interlayers with low filtration resistance. This problem is solved by the use of flow diverting technologies, the purpose of which is to clog these interlayers, as a result of which the injectivity profile is leveled, which contributes to an increase in the sweep efficiency by flooding and a more uniform displacement of oil by water.

At the moment, the most widespread in Russia are gel compositions based on polyacrylamides (PAA), and the impact on the formation with their use is carried out in several ways:

- as compositions that thicken the injected water, reducing the ratio of mobility between it and oil;
- as crosslinked polymer systems.

In this paper, compositions based on PAA with a crosslinker based on chromium acetate (AX) are considered when the second method is applied to the formation.

The aim of the work is to develop a tool for calculating the injection of flow-diverting compositions based on PAA with an AX crosslinker with the possibility of evaluating the efficiency of the injection design (volume and concentration of the composition slugs).

As part of the work, a software product "Injection Gel Design" was written, designed to simulate the placement of injection of gel compositions based on polymers into a reservoir, taking into account the kinetics of their rheological properties depending on time and temperature. The change in the porosity-permeability properties of the reservoir rock is realized by adjusting the residual resistance factor. After injection of the composition into the formation, the effects of destruction of the gel composition are included due to the influence of the formation temperature, oxidation of the gel and its syneresis.

The following modules (functions) are implemented in the Injection Gel Design software product:

The function of stitching the gel composition due to a chemical reaction from time to time;

The function of stitching the gel composition due to the

Функция формирования матрицы факторов остаточных сопротивлений для учета влияния геля на ПЗП;
Функция разрушения гелевого экрана от времени.
С помощью данной программы путем моделирования удалось добиться оптимизации объемов закачки для разных участков залежей. На текущий момент программа используется как один из инструментов по выбору участков под закачку гелевых композиций.

temperature effect;
The function of forming a matrix of residual resistance factors to take into account the effect of the gel on the bottomhole formation zone;
Function of destruction of the gel screen from time to time.
With the help of this program, through modeling, it was possible to achieve optimization of the injection volumes for different sections of the deposits. At the moment, the program is used as one of the tools for selecting areas for the injection of gel compositions.

В настоящее время большинство нефтяных месторождений компаний находится на заключительной стадии разработки. При разработке нефтяных месторождений путем заводнения в пласте остаются застойные зоны, не охваченные вытеснением нефти водой [1]. Кроме того, при высокой структурной неоднородности пласта по разрезу происходит прорыв нагнетаемой воды от нагнетательных скважин к добывающим, что обуславливает быстрое обводнение добываемой продукции. В связи с этим необходимо применение методов, способных предотвратить возникновение прорывов воды. В данном случае отлично подходят составы на основе ПАА со сшивателем ацетата хрома (АЦХ) [2]. Данные составы в результате химической реакции способны увеличивать эффективную вязкость со временем, что позволяет проводить их закачку в скважину прежде, чем произошло сшивание состава. Эти составы хорошо работают как с матричной, так и с трещинной структурой коллектора, что отчасти обуславливает их широкое использование. Имеются примеры успешного применения сшитых полимерных составов перед проведением операций гидроразрыва пласта [3]. В среднем длительность эффекта от закачки сшитых полимерных систем составляет 6-8 мес.

Очень важной задачей является правильный выбор объема закачиваемого состава, а также последовательность увеличения концентрации состава для наилучшей кольтматации прослоев с непродуктивной закачкой. Данную задачу можно решить с помощью численного моделирования, однако, встает вопрос о

корректном моделировании поведения потокоотклоняющих композиций при их фильтрации в пласт с учетом сшивания в зависимости от времени.

Методы

Для проектирования и корректной разработки месторождений нефти и газа необходимо учесть множество факторов, влияющих на конечные значения коэффициента извлечения нефти. В связи с этим, применение гидродинамического моделирования является неотъемлемой частью процесса разработки месторождений. Цель его - выбор наиболее оптимальной геометрии расположения добывающих и нагнетательных скважин, а также режимов их работы. В ходе моделирования решаются уравнения фильтрации двухфазной (трехфазной) смеси флюидов и их взаимодействия с поровым пространством породы-коллектора, регулируется давление разрабатываемой залежи.

В настоящее время расчет объема и концентрации составов осуществляется несколькими способами: эмпирически, на основании практических результатов работ (в случае наличия опыта применения), по опыту проведения обработок на участках-аналогах со схожим строением по данным геолого-промыслового анализа или с помощью построения корреляционно-регрессионных моделей [4]. В настоящее время отсутствует какой-либо готовый модуль, который бы учитывал все необходимые процессы, происходящие с гелевой композицией как в процессе закачки, так и после ее окончания. Поэтому в качестве альтернативы могут быть использованы гидродинамические симуляторы, например, Eclipse, Tempest, CMG, tNavigator. Однако среди представленных функций гидродинамических симуляторов отсутствует сертифицированный модуль по моделированию выравнивания профиля приемистости. Следовательно, все решения по данной теме носят «частный» характер, что приводит к большой субъективности полученных результатов.

Автором статьи разработан программный продукт в среде программирования MATLAB, позволяющий моделировать закачку сшивающихся полимерных систем. В качестве исходного гидродинамического симулятора взят тулбокс с открытым исходным кодом – MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST) [5]. Корректность выбора симулятора MRST подтверждается сходимостью решений тестов SPE 1 и SPE 5, приведенных на рисунках 1,2.

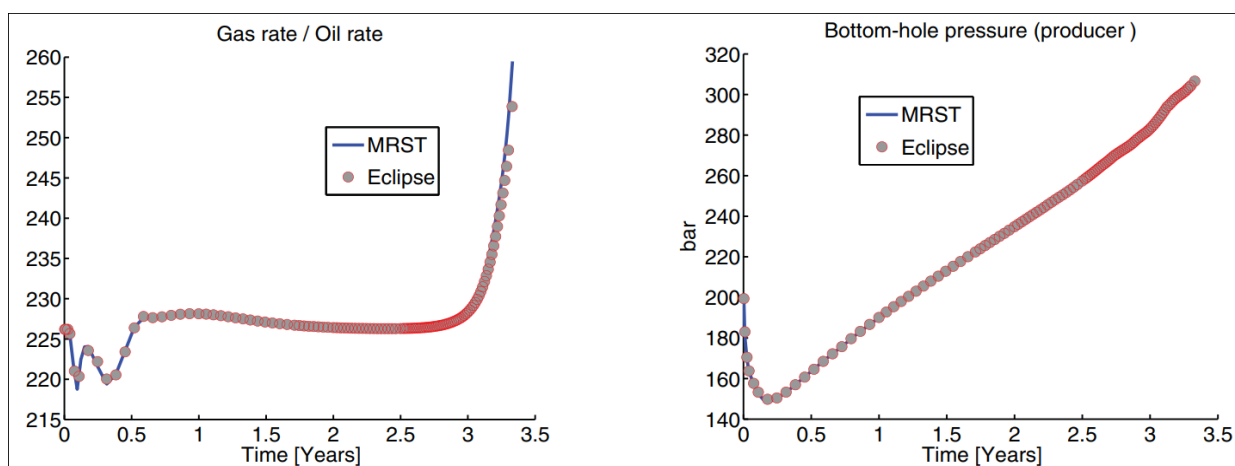


Рис. 1. Сравнение решений MRST и ECLIPSE в тесте SPE 1

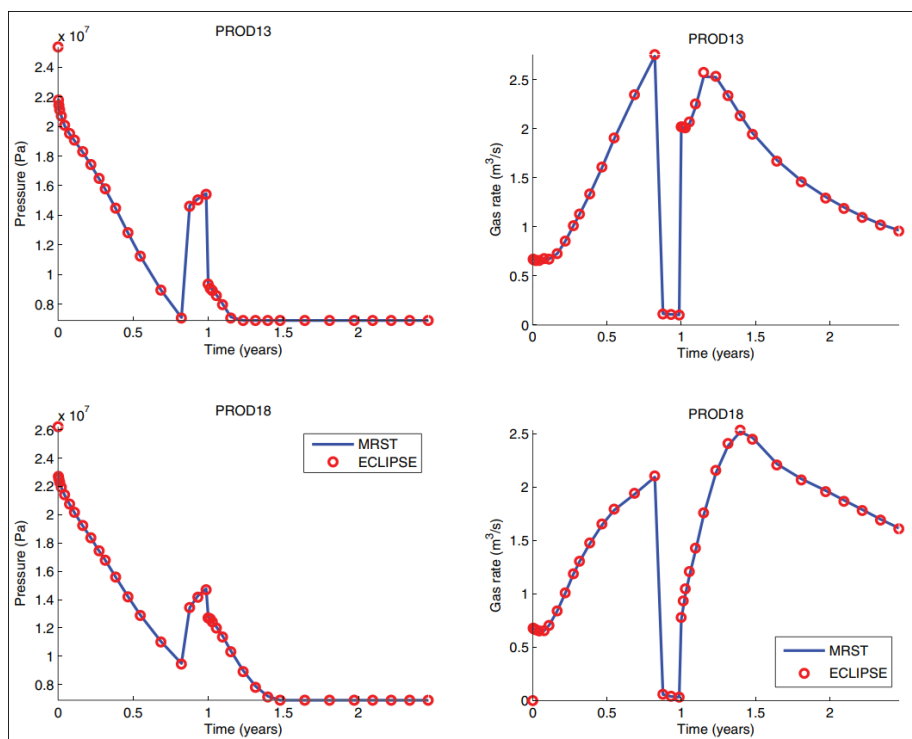


Рис. 2. Сравнение решений MRST и ECLIPSE в тесте SPE 5

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

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

При химической реакции ПАА со сшивателем АЦХ изменяются реологические свойства гелевой композиции. Скорость движения смеси полимера со сшивателем, вследствие полной растворимости полимера в воде можно записать в виде

$$U_c = CU_w \quad (1)$$

Где C – концентрация гелевой композиции, %

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

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

где $\mu_{g,eff}$ – эффективная вязкость гелевой композиции, мПа·с; μ_{mix} – вязкость смеси ПАА и АЦХ, мПа·с; C_{max} – максимальная концентрация гелевой композиции, %; ω – 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 [6]. В настоящей работе полагается, что смесь ПАА и АЦХ полностью размешивается в воде, поэтому $\omega = 1$.

Смесь ПАА и АЦХ будет сшиваться со временем, что будет вызывать увеличение вязкости смеси. При выполнении лабораторных исследований в

свободном объеме были выделены две составляющие, которые регулируют процесс сшивки гелевой композиции:

1. сшивание гелевой композиции за счет химической реакции ПАА и АЦХ – функция `DynamicViscMode`;
2. увеличение скорости реакции сшивания за счет температуры в случае решения неізотермической задачи – функция `ThermalViscMode`.

Установлено, что сшивание за счет химической реакции происходит при комнатной температуре, однако, данная реакция очень медленная. При увеличении температуры до пластовой (65 °C) сшивание полимерной смеси происходит быстрее примерно в 26 раз. Для учета изменения реологии гелевой композиции в зависимости от времени были написаны две функции: `DynamicViscMode` и `ThermalViscMode` в рамках разработанного ПО.

Далее необходимо рассмотреть, как учет кинетики сшивания гелевой композиции влияет на формирование гелевого экрана в пласте единичной толщины (двумерный случай). В рассматриваемом примере нагнетательная скважина находится в центре изотропного по проницаемости пласта. Закачка потокоотклоняющего состава осуществляется в течение одинакового времени и при постоянном давлении закачки. На рис. 3 показано изменение результатов симуляции формирования гелевого барьера для следующих случаев.

1. Отключены все эффекты изменения вязкости гелевой композиции: `DynamicViscMode=false`, `ThermalViscMode=false` (см. рис. 3,а).
2. Включен эффект только изменения вязкости гелевой композиции за счет сшивания, температурный эффект отключен: `DynamicViscMode=true`, `ThermalViscMode=false` (см. рис. 3,б).
3. Включен только температурный эффект, эффект изменения вязкости гелевой композиции от времени за счет сшивания отключен: `DynamicViscMode=false`, `ThermalViscMode=true` (см. рис. 3,в).

4. Включены эффекты изменения вязкости гелевой композиции за счет сшивания и температурного эффекта: `DynamicViscMode=true`, `ThermalViscMode=true` (см. рис. 3,з).

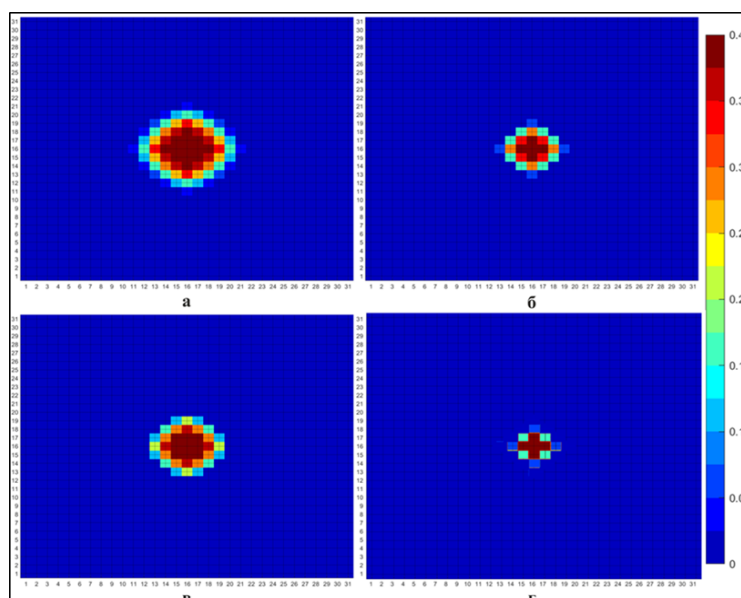


Рис. 3. Моделирование закачки в пласт гелевой композиции в зависимости от включения/выключения эффектов сшивания

Из рис. 3 видно, что при прочих равных условиях, за исключением эффектов сшивания геля, в пласте помещается разный объем состава. Если все привести к некоторому обобщенному виду, то получается следующая формула:

$$F = F_0 \cdot T \cdot V, \quad (3)$$

где F – множитель вязкости с учетом всех эффектов (химическое сшивание геля, температурная поправка); F_0 – множитель вязкости без эффектов; T – множитель температурной поправки; V – множитель поправки за счет сшивания гелевой композиции.

Последовательность работы модуля, ответственного за сшивание гелевой композиции в зависимости от времени, следующая: сначала происходит

изменение вязкости состава за счет его химического сшивания в зависимости от концентрации ПАА и АЦХ путем умножения таблицы подвижностей гелевой композиции без наличия сшивателя на коэффициенты сшивания. Далее в случае решения неизотермической задачи в реальном пласте происходит дополнительная модификация таблицы подвижностей путем умножения на коэффициент температурной поправки. Все зависимости реологии гелевой композиции, используемые в программном продукте, определены в рамках проведения лабораторных исследований для составов с различной концентрацией ПАА и АЦХ, а также при вариации температур.

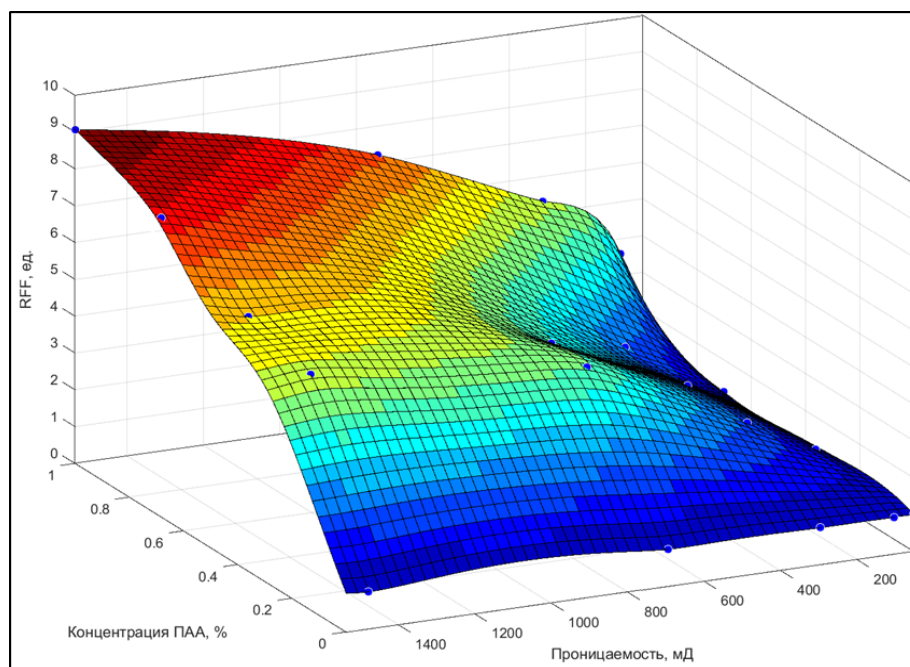
После того, как была решена задача размещения гелевой композиции в призабойной зоне пласта с учетом реологических изменений, вызванных ее сшиванием, необходимо изучить, как состав повлиял на фильтрационно-емкостные свойства пласта. Изменение фильтрующей способности пласта будет зависеть от ряда факторов, таких как концентрация закачанной гелевой композиции (ПАА и АЦХ), адсорбция геля в поровом пространстве, температура пласта, проницаемость породы-коллектора.

Для определения влияния гелевой композиции на поровое пространство породы была проведена серия фильтрационных исследований на единичных керновых образцах пласта АВ₁¹ Кечимовского месторождения. Коэффициент проницаемости варьировался от $50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до 1 мкм^2 , закачка гелевых композиций составляет от 0,3 до 1,0 %. Соотношение компонент ПАА и АЦХ было принято стандартным – 10:1. Было проведено 20 фильтрационных экспериментов в термобарических условиях, соответствующих объекту исследования.

Исследовался реагент PetroPAM P-104, который применялся в потокоотклоняющих технологиях на месторождениях Западной Сибири. В качестве наиболее интересной характеристики (с точки зрения применения при дальнейшем моделировании) выступал фактор остаточных сопротивлений (RRF). Как было отмечено выше, исследования были проведены в широком

коридоре вариаций влияющих параметров. На основе полученных данных была аппроксимирована трехмерная функция RRF, зависящая от концентрации гелевой композиции и проницаемости, как наиболее значимых (рис. 4).

Полученные при фильтрационных исследованиях факторы остаточного сопротивления были скорректированы согласно данным исследований методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), выполненных на этих же керновых моделях. Спектры ЯМР-релаксации были сняты как до, так и после эксперимента по закачке гелевых композиций. Исследования методом ЯМР показали, что закачанный гелевый состав в большей степени колюматрует поры самого крупного размера, в то время как средние и мелкие поры по-прежнему остаются свободными для фильтрации. Данное утверждение справедливо при правильно подобранных дизайне обработки и режиме закачки гелевой композиции.



**Рис. 4. Визуализация функции RRF в зависимости от концентрации геля
и проницаемости породы**

Таким образом, полученная функция имеет вид:

$$RRF = f(\text{conc}, \text{perm}), \quad (4)$$

где *conc* – концентрация гелевой композиции; *perm* – коэффициент проницаемости породы-коллектора.

Функция (4) применяется для определения изменения коэффициента проницаемости породы-коллектора после закачки в нее гелевой композиции. После реализации данной функции формируется матрица («маска») множителей на поле проницаемости, которая лимитирует закачку жидкости в пласт в зависимости от концентрации проникшего геля и проницаемости породы с учетом множителя свободных пор, полученного по данным ЯМР-исследований.

Сформированный гелевый экран не постоянен по времени и разрушается под влиянием различных факторов. Среди основных механизмов разрушения можно выделить механическое разрушение в результате трения нагнетаемой воды о гелевый экран, перепады давления, действующие неравномерно на гель, термическая деструкция, окисление геля и синерезис, обусловленный влиянием пластовой температуры.

Как было отмечено ранее, длительность эффектов от закачки потокоотклоняющих композиций в среднем составляет 6-8 мес. 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. Таким образом, на этапе выбора кинетики разрушения гелевого экрана формируется некоторая усредненная функция, которая далее закладывается в соответствующий модуль разработанной программы. В качестве дефолтной функции разрушения гелевого экрана выступает сигмоидальная функция, представленная на рис. 5.

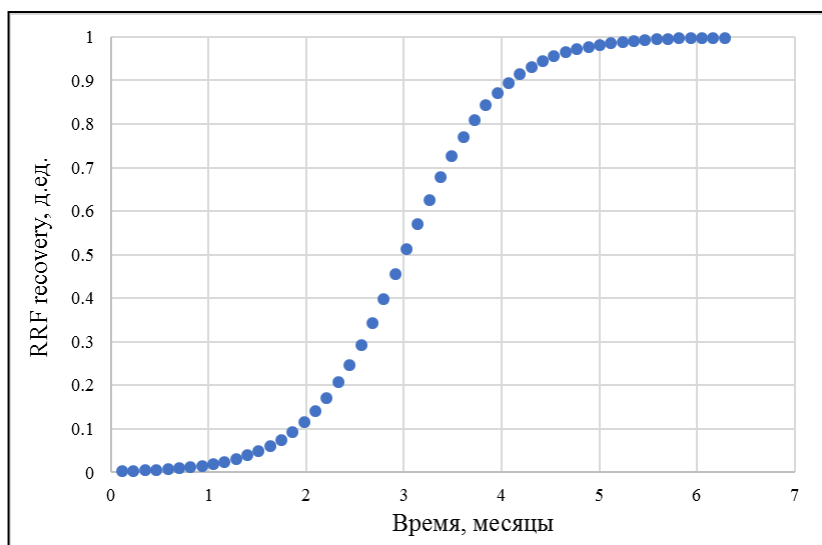


Рис. 5. Сигмоидальная функция восстановления, нормированная на единицу

Принцип работы описанного модуля следующий. После закачки гелевой композиции, ее сшивания и формирования маски фактора остаточных сопротивлений начинается расчет вытеснения нефти водой. На данном этапе измененная маской RRF проницаемость пласта на каждом шаге дискретизации по времени восстанавливается согласно введенной в модуль функции. После разрушения гелевого экрана расчет останавливается.

На следующем этапе сравниваются два решения: без закачки и с закачкой гелевой композиции. Согласно полученным результатам оценивается технологическая эффективность закачки композиции. Если эффективность по каким-либо причинам недостаточная, то можно изменить дизайн закачки. Изменяемыми параметрами могут быть концентрация ПАА и АЦХ, последовательность повышения/понижения концентраций ПАА и АЦХ, объем как композиции в целом, так и отдельных оторочек, давление закачки, скорость закачки. В разработке находится модуль по определению оптимального дизайна закачки гелевых композиций в автоматическом режиме.

Выводы

1. Представлен новый подход к моделированию потокоотклоняющих составов, который учитывает:

- изменение реологических свойств гелевых композиций в зависимости от времени и температуры;
- изменение фактора остаточного сопротивления на основании фильтрационных исследований и данных ЯМР-спектроскопии.

2. Показаны общие концепции, заложенные в программный продукт, разработанный для расчета геометрии размещения гелевых экранов и эффектов от их применения. В описанном программном продукте приведен подход, позволяющий разработать оптимальный дизайн обработок гелевыми композициями в координатах «затраты на обработку – дополнительная добыча нефти». В качестве варьируемых величин при составлении дизайна выступают: объем и концентрация как композиции в целом, так и отдельных оторочек, скорость и давление закачки состава.

Список литературы

1. 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 имени И.М. Губкина. – 2013. – № 4 (273). – С. 98-107.

2. 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.

3. 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.

4. 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.

5. Fully implicit simulation of polymer flooding with MRST / K. Bao [at all] // Computational Geosciences. – 2017. – V. 21. – № 5. – P. 1219-1244.

6. 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.

References:

1. 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]

2. 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]

3. 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]

4. 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]

5. Fully implicit simulation of polymer flooding with MRST / K. Bao [at all] // Computational Geosciences. – 2017. – V. 21. – № 5. – P. 1219-1244.

6. 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.