

УДК 53.043

НОВЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ И ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСАДКО-ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Фёдоров Константин Михайлович¹,
k.m.fedorov@utmn.ru

Гильманов Александр Янович¹,
a.y.gilmanov@utmn.ru

Шевелёв Александр Павлович¹,
a.p.shevelev@utmn.ru

¹ Тюменский государственный университет,
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

Актуальность. Моделирование выравнивания профиля приёмистости с использованием технологии закачки осадкообразующих и гелеобразующих составов может быть связано с математической задачей с очень малым параметром, при котором объём закачанной в пласт оторочки геля в призабойной зоне нагнетательной скважины значительно меньше расстояния между скважинами. Существующие подходы к моделированию этой задачи не позволяют описать всех эффектов, связанных с малообъёмными закачками.

Целью работы является предложение подхода к моделированию и прогнозированию эффективности закачки осадкообразующих и гелеобразующих составов в пласт.

Объекты: нефтяные пласты, на которых применяется осадко-гелеобразующие методы увеличения нефтеотдачи.

Методы. Новый подход к моделированию такой задачи состоит в объединении задач оптимизации выравнивания профиля приёмистости нагнетательной скважины и прогнозирования реакции окружающих добывающих скважин. Этот подход кратко описан в статье и подтвержден сравнением расчетных данных с результатами статистической обработки данных применения технологий закачки осадкообразующих и гелеобразующих составов в пласты на месторождениях одной из нефтяных компаний.

Результаты. Обработка накопленного промыслового опыта применения этих технологий показала, что удельные значения дополнительной добычи нефти после операции выравнивания профиля приёмистости растут с увеличением введённого критерия эффективности обработки – коэффициента выравнивания профиля приёмистости и, наоборот, снижаются при падении коэффициента приёмистости скважины после обработки. Предлагаемый подход к прогнозированию и оценке эффективности применения технологий для контроля обводненности добываемой продукции лежит в основе линейки математических моделей применения технологий гелеобразующих, осадкообразующих и полимер-дисперсных составов.

Ключевые слова:

физико-химические методы, осадкообразующие составы, гелеобразующие составы, профиль приёмистости, добыча нефти, коэффициент приёмистости.

Введение

В состав физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) входят технологии контроля обводненности продукции для заводняемых залежей [1], которые обычно называют технологиями выравнивания профиля приёмистости (ВПП) [2, 3]. Суть технологий заключается в закачке осадко-гелеобразующих композиций в нагнетательные скважины [4, 5] и формировании в призабойной зоне слоисто-неоднородного пласта барьеров со сниженной проницаемостью, перераспределяющих потоки закачиваемой воды по вертикали между высоко- и низкопроницаемыми пропластками. Широкое применение заводнения на месторождениях России [6] и мира [7, 8] обуславливает актуальность развития теории и практики применения данных технологий. Практически все российские компании ведут интенсивные исследования в направлении расширения базы осадко-гелеобразующих композиций и совершенствования технологий их применения [9].

Для анализа накопленного опыта отобрана база обработок нагнетательных скважин за последние 5 лет, или 3769 операций. Анализ накопленного опы-

та обобщен в работах [1, 9]. К сожалению, не все случаи информативны, и только 260 операций подлежат полноценной статистической обработке и содержат информацию, необходимую для расчетов. Несмотря на достаточную эффективность применения технологий ВПП, которая составляет в среднем 1600 м³ на одну обработку, успешность их применения не превышает 70 %, что говорит о том, что современный уровень выбора скважин под обработку и обоснования технологии ВПП еще невелик. В статье приводится статистическая обработка этих данных.

Так как целью применения этой группы методов является контроль обводнения добываемой продукции, а этот класс задач относится к оперативным задачам разработки, то для решения поставленной проблемы требуется применение простых прокси моделей. Секторные модели участков обрабатываемых скважин наиболее полно отражают геологическое строение пластов, однако их создание и применение является дорогостоящей и трудозатратной задачей [10, 11]. Для оперативного решения подобных задач разработки активно развиваются подходы нейросетевого моделирования [12], применения прокси моде-

лей, базирующихся на методе материального баланса [13] и суррогатные модели, соединяющие описание физических процессов и статистических подходов определения взаимосвязи технологических параметров [14]. В статье развивается оригинальный подход, по сути относящийся к суррогатным моделям [15]. Целью работы является создание линейки математических моделей для прогнозирования и оптимизации осадко-гелеобразующих МУН.

**Линейка математических инструментов
для моделирования, прогнозирования
и оптимизации осадко-гелеобразующих МУН**

Большинство осадко-гелеобразующих технологий ВПП включают два основных компонента: реагент, который дает осадок или формирует гель, и иницирующий компонент. Исключение составляют термотропные составы, где иницирующим компонентом является повышенная температура пласта, и полимер-дисперсные или суспензионные составы, в которых полимер служит для стабилизации суспензии и замедления ее гравитационной сегрегации.

В основе математических моделей, описывающих фильтрацию осадко-гелеобразующих составов в пористой среде, лежат традиционные законы сохранения массы двух основных компонентов с учетом выделения геля или осадка. Фильтрация в пористой среде описывается модифицированным законом Дарси, который учитывает дополнительный фактор сопротивления в зоне выпавшего геля или осадка:

$$U = -\frac{k k_r(S_{or})}{\mu g(\beta, \sigma)} \text{grad } P, \quad (1)$$

где U – скорость фильтрации; k – абсолютная проницаемость; $k_r(S_{or})$ – относительная фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности; μ – вязкость закачиваемого состава; P – поровое давление; g – дополнительный фактор сопротивления, зависящий от коэффициента загрязнения β и объемного содержания геля или осадка в данной точке пористой среды σ .

Большинство моделей предлагает линейный закон для зависимости дополнительного сопротивления в (1) от объемной концентрации геля или осадка:

$$g = 1 + \beta \sigma. \quad (2)$$

Рассматривается образование геля или осадка в призабойной зоне нагнетательной скважины в приближении элементарной гомогенной односторонней химической реакции в закрытой системе, протекающей при постоянных объеме и температуре, и описывается законом действующих масс Гульдберга и Вааге [16]:

$$J = \rho_g \frac{\prod_i c_i^{n_i}}{\tau}, \quad (3)$$

где функция c_i определяет вероятность нахождения в заданной точке пространства необходимого для реакции количества молекул i -го компонента; n_i – стехиометрический коэффициент реакции (количество молекул, участвующих в реакции); ρ_g – плотность геля или осадка; τ – характерное время реакции; J – интенсивность образования массы геля или осадка. Формула (3) позволяет рассчитать распределение σ в призабойной зоне скважин и фактора сопротивления g .

В случае полимер-дисперсных реагентов или суспензий, основным механизмом которых является захват частиц пористой средой, скорость осаждения принимается пропорциональной модулю потока частиц [17–19]:

$$J = \lambda U c, \quad (4)$$

где λ – эмпирический коэффициент фильтрации; c – массовая концентрация частиц в потоке.

С учетом классического закона сохранения массы формула (4) позволяет рассчитать σ .

Конструкции скважин определяют геометрический характер потока. Потоки вблизи вертикальных скважин принято считать плоскорадиальными, а вблизи трещин – плоскопараллельными. Так как при небольших объемах закачки вертикальными перетоками между пропластками можно пренебречь [20], то пропластки пластовой системы можно считать изолированными или пренебречь вертикальными перетоками. При радиальном течении, в отличие от плоскопараллельного, в выражении для дивергенции вектора скорости появляется нелинейность относительно радиальной координаты, и решения для трещины и вертикальной скважины будут различаться [21].

Для наклонно-направленных скважин характерно отклонение потоков от плоскорадиального течения. Чем больше зенитный угол скважины, тем сильнее отклоняются потоки вблизи скважины. Можно принять, что при углах менее 30° этим эффектом можно пренебречь и рассчитывать потоки по аналогии с вертикальными скважинами с учетом изменения площади притока за счет наклона скважины.

Потоки вблизи горизонтальных скважин при анизотропии пласта имеют форму эллипса. Поправки вертикальной и горизонтальной координат с учетом соответствующей проницаемости позволяют свести задачу к радиальной. Принимается, что интервалы вскрытия пропластков с различной проницаемостью пропорциональны их толщине. Эти допущения позволяют применить для расчетов тот же подход, что и в случае вертикальных скважин.

Оценка эффективности ВПП складывается из двух процессов: перераспределения потоков в призабойной зоне скважин и реакции окружающих добывающих скважин на это перераспределение. Следует рассмотреть сначала первый процесс – перераспределение потоков вблизи нагнетательной скважины. Второму процессу будет посвящен раздел валидации разрабатываемого подхода.

Эффективность этого процесса определяется перераспределением потоков, с одной стороны, и падением коэффициента приемистости, с другой стороны. Первый процесс оказывает положительное воздействие, второй – отрицательное.

Перераспределение потоков в результате воздействия можно описать как разность среднеквадратичных отклонений проницаемости в пропластках от среднего значения или коэффициентом ВПП [17]:

$$R = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_i \left(\frac{k_i}{k_a} - 1 \right)^2} - \sqrt{\frac{1}{N} \sum_i \left(\frac{k_{i1}}{k_a} - \frac{k_{a1}}{k_a} \right)^2}, \quad (5)$$

где N – количество пропластков; k_i и k_{il} – значение проницаемости i -го пропластка до и после осаждения геля или осадка; k_a и k_{al} – средние значения проницаемости по всему продуктивному интервалу до и после воздействия. Значения проницаемости пропластков до обработки задаются согласно данным результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС). После обработки рассчитывается дополнительное сопротивление каждого пропластка по формуле (2) с учетом решения для распределения осадка σ в нем, его пористости и мощности.

Снижение коэффициента приемистости скважины после загрязнения призабойной зоны гелем или осадком оказывает отрицательный эффект, так как требует дополнительных энергетических затрат на поддержание уровней закачки воды в пласт. Этот эффект определяется через коэффициент падения приемистости нагнетательной скважины или отношением коэффициента приемистости после воздействия к значению коэффициента до воздействия:

$$S = \frac{PI_1}{PI_0}, \quad (6)$$

где PI_0 и PI_1 – коэффициенты приемистости до и после воздействия.

Эффективность первого процесса будет определяться решением оптимизационной задачи о максимальном увеличении перераспределения потоков при минимальном снижении коэффициента ВПП [17]. Можно использовать критерий оптимизации K , определяемый произведением коэффициента перераспределения потоков (5) и коэффициента падения приемистости (6).

Для примера на рис. 1 представлены расчетные зависимости введенного критерия оптимизации для модельной скважины с семью пропластками с различными фильтрационными параметрами от безразмерной массы закачиваемой оторочки ($M=0,65$) для различных технологий обработки вертикальных нагнетательных скважин с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП).

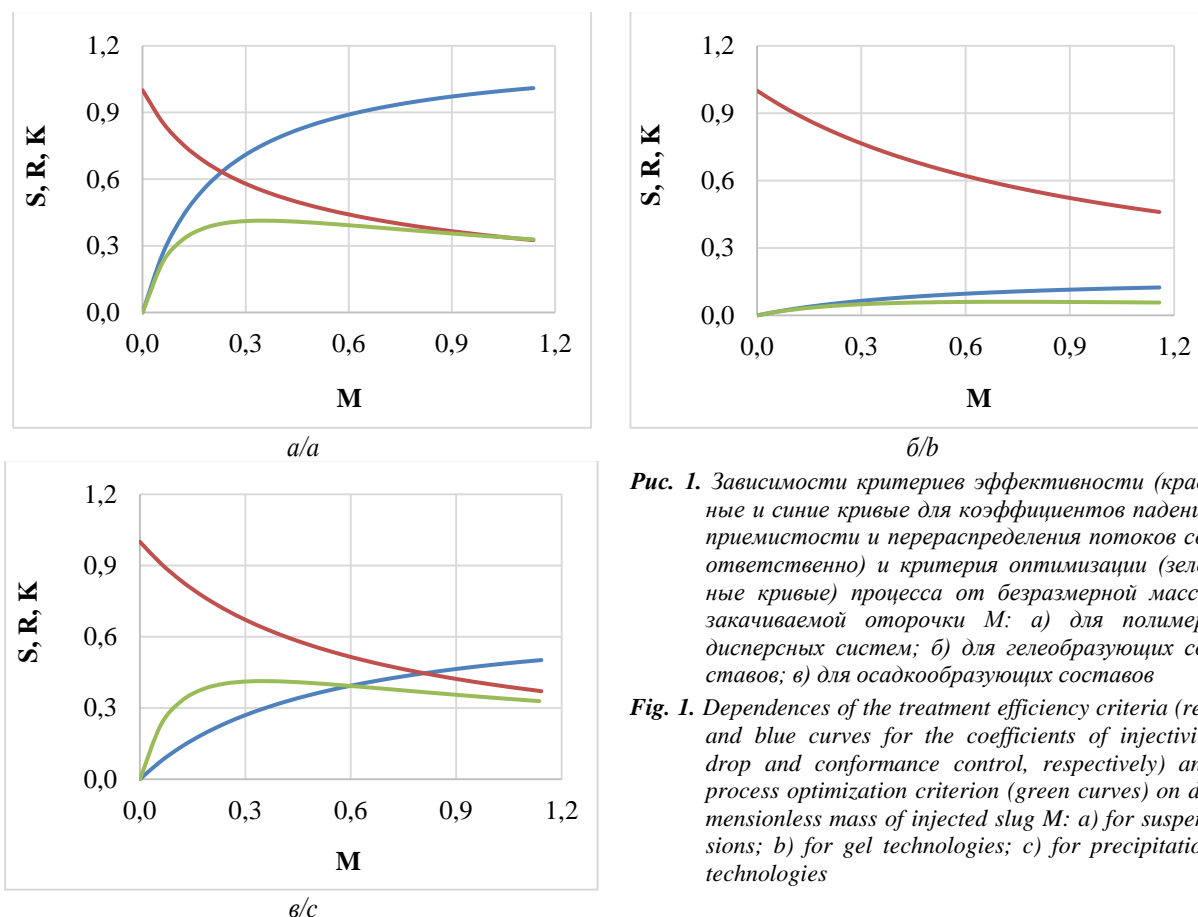


Рис. 1. Зависимости критериев эффективности (красные и синие кривые для коэффициентов падения приемистости и перераспределения потоков соответственно) и критерия оптимизации (зелёные кривые) процесса от безразмерной массы закачиваемой оторочки M : а) для полимердисперсных систем; б) для гелеобразующих составов; в) для осадкообразующих составов

Fig. 1. Dependences of the treatment efficiency criteria (red and blue curves for the coefficients of injectivity drop and conformance control, respectively) and process optimization criterion (green curves) on dimensionless mass of injected slug M : a) for suspensions; б) for gel technologies; в) for precipitation technologies

В большинстве случаев на зависимости критерия оптимизации от безразмерной массы закачки реагента (M) выделяется максимум, который определяет оптимальную массу композиции. Исключение составляет применение технологии осадкообразующих составов без трещин ГРП (расчеты не представлены на рис. 1). Для данной технологии оптимальным значением оторочки реагента является выход кривой на «полку» или постоянное значение.

Анализ промышленного опыта применения технологий

База исходных данных была разбита по механизму воздействия на пять основных групп (табл. 1): полимердисперсные (ПДС) (глинопоророшок, мел), гелеобразующие (ГОС) (на базе полиакриламида и силиката натрия), осадкообразующие (ООС) (на базе силиката натрия), термотропные (ГАЛКА, темпоскрин и др.) и эмульсионные составы (на основе воды и углеводородов). Далее рассматриваются только информативные или кондиционные

операции, по которым имеется полная информация, необходимая для обработки и описанных расчетов. Подавляющее большинство операций падает на применение полимер-дисперсных, гелеобразующих и осадкообразующих составов. Применение эмульсионных и термотропных обработок незначительно, то есть не вышло за рамки опытно-промышленных испытаний и не подлежит статистическому анализу. В горизонтальных скважинах достаточный опыт накоплен только по применению ГОС на основе гелеобразующих полимеров в скважинах без ГРП.

Таблица 1. База исходных данных по обработкам ВПП и потокоотклоняющим технологиям, разбитая по технологиям воздействия и конструкции заканчивания скважин

Table 1. Database of initial data on conformance control and flow-deflecting technologies, divided by treatment technologies and well completion design

Тип скважины Well type	Вертикальные + наклонно-направленные Vertical + directional		Горизонтальные Horizontal	
	с ГРП with hydraulic fracture	без ГРП without hydraulic fracture	с ГРП with hydraulic fracture	без ГРП without hydraulic fracture
Наличие ГРП Presence of hydraulic fracture				
Полимер-дисперсные составы Suspensions	601	701	1	4
Гелеобразующие составы Gel compositions	107	701	1	124
Осадкообразующие составы Precipitation compositions	112	657	3	31
Термотропные составы Thermotropic compositions	0	45	0	1
Эмульсионные составы Emulsion compositions	0	3	0	1

Анализ данных таблицы позволяет выделить несколько особенностей применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. В первую очередь можно сделать вывод о том, что в основном такие обработки применяются на вертикальных и наклонно-направленных скважинах как с трещиной ГРП, так и без таких трещин, а также на горизонтальных скважинах без трещин ГРП. Далее будет идти речь только о вертикальных и наклонно-направленных скважинах с ГРП и без него.

Осадкообразующие и гелеобразующие в основном применялись на скважинах без ГРП, а полимер-дисперсные широко используются на скважинах первого и второго типов.

На одном из месторождений Западной Сибири, характеризующихся высокими коэффициентом обводнённости и расчленённостью пласта, наибольшую эффективность среди осадкообразующих составов показал реагент на основе 6,7%-го водного раствора силиката натрия с добавлением 3,8%-го раствора хлорида кальция, а среди гелеобразующих составов – реагент на основе 10 % водного раствора силиката натрия с добавлением 9,1%-й соляной кислоты.

На месторождении юга Тюменской области, характеризующемся высокой степенью слоистой неоднород-

ности пластов, наиболее эффективным среди полимер-дисперсных составов оказался реагент на основе глино-порошка с концентрацией дисперсных частиц 3 %. В качестве несущей фазы используется водный раствор полиакриламида с концентрацией полимера 0,5 %.

Термотропные составы были опробованы в качестве пилотного проекта только на одном из месторождений Западной Сибири. В качестве рабочего реагента применялся коммерческий состав ГАЛКА на основе оксида алюминия.

Эмульсионные составы применялись при единичных обработках на одном из месторождений Иркутской области. В качестве рабочего реагента применялся состав на основе 10%-го водного раствора коммерческого продукта Сонэкс-Р с добавлением 13,5%-го водного раствора хлорида кальция.

Далее рассматриваются именно реагенты, показавшие наибольшую эффективность.

Как указывалось ранее, эффективность применения технологии ВПП для нагнетательной скважины характеризуется двумя параметрами: коэффициентом перераспределения потоков, который является «внутренним» параметром, не определяемым на промысле, и коэффициентом падения приемистости, который замеряется после воздействия. Внутренний параметр характеризует процессы внутри пласта, которые не поддаются точным замерам промыслово-геофизическими исследованиями, характеризующими расходы через интервалы перфорации, которые плохо коррелируют с потоками в пропластках с различной проницаемостью. Хорошо замеряемым параметром является коэффициент приемистости (расход, отнесенный к депрессии).

На рис. 2 представлен кроссплот расчетных, полученных с использованием описанных моделей [21], и фактических значений приемистости после воздействия по всем методам и конструкциям скважин из табл. 1. Кроссплот с достаточной точностью (характеризуемой коэффициентом корреляции D) описывается прямой, выходящей из нуля и имеющей наклон 45° , что говорит об обоснованности положений, лежащих в основе развиваемого подхода.

Валидация идей, заложенных в новый подход к моделированию осадко-гелеобразующих технологий

Основным моментом анализа достоверности идей, заложенных в разработанную линейку математических моделей технологий осадко-гелеобразования, является подтверждение влияния сформулированных критериев на дополнительную добычу нефти в результате применения этих технологий. Как показано выше, только накопленный опыт применения технологий ГОС, ПДС и ООС позволяет использовать статистические методы для установления искомых зависимостей. Для общности получаемых результатов необходимо использовать обработку безразмерных параметров, характеризующих дополнительную добычу нефти от введенных ранее безразмерных критериев эффективности процессов. В качестве такого параметра целесообразно использовать безразмерное отношение объема дополнительной добычи на объем закачанной композиции. Можно обозначить его символом G .

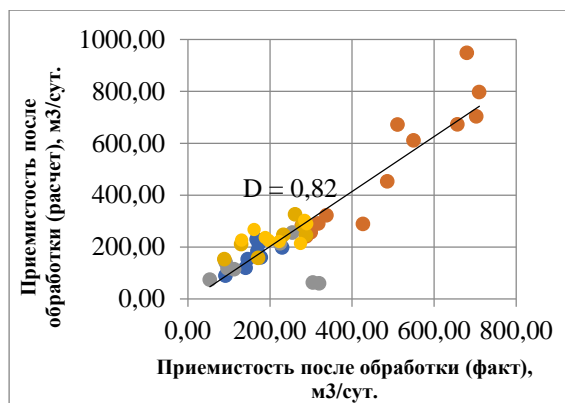
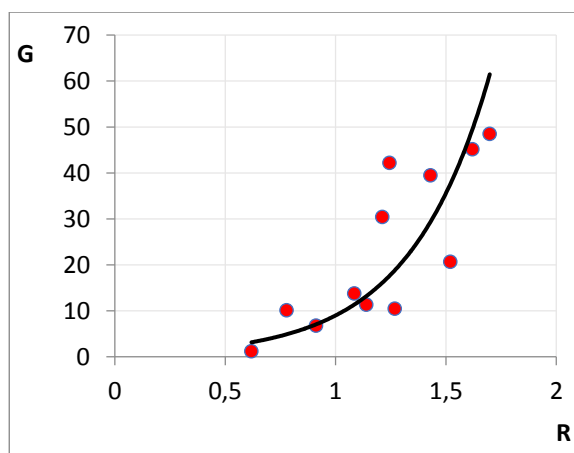
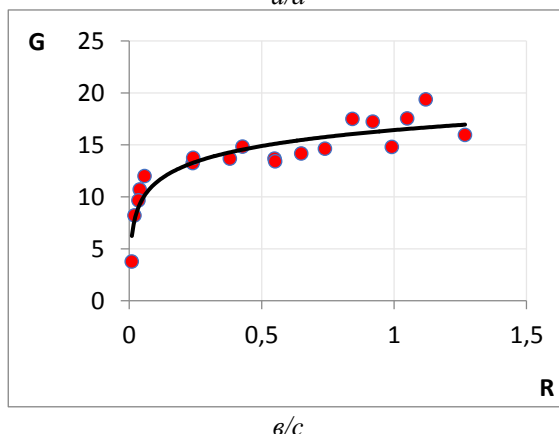


Рис. 2. Сопоставление приемистости после обработки, рассчитанной по математической модели [14], с ее фактическим значением (ПДС с ГРП – красные точки, ГОС с ГРП – оранжевые, ГОС без ГРП – фиолетовые, ООС с ГРП – зеленые, ООС без ГРП – синие)

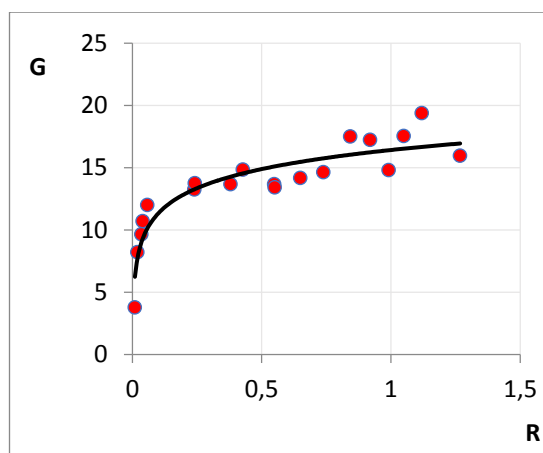
Fig. 2. Comparison of the injectivity after treatment, calculated according to the mathematical model [14], with its real value (suspension with hydraulic fracturing is marked with red dots, gel technology with hydraulic fracturing is marked with orange dots, gel technology without hydraulic fracturing is marked with purple dots, precipitation technology with hydraulic fracturing is marked with green dots, precipitation technology without hydraulic fracturing is marked with blue dots)



a/a



б/б



в/в

Рис. 3. Результаты статистической обработки взаимосвязи удельных значений дополнительной добычи в реагирующих добывающих скважинах по технологиям ГОС (а), ПДС (б) и ООС (в) от коэффициента ВПП

Fig. 3. Results of statistical processing of the dependence of the specific values of additional oil recovery in responsive producers for gel (a), suspension (b) and precipitation (c) technologies on the conformance control coefficient

В основу развиваемого подхода положено описание эффективности перераспределения потоков в пропластках через коэффициент ВПП. Этот критерий должен положительно влиять, соответственно, и на дополнительную добычу нефти. Для подтверждения этой идеи данные по дополнительной добыче для информативных операций, указанных в табл. 1 по вертикальным и наклонно-направленным нагнетательным скважинам, были сопоставлены с результатами расчетов коэффициента ВПП (R). Эти расчеты получены на основе данных РИГИС по скважинам, а также параметров обработок (объема, состава композиции и скорости ее закачки). Результаты статистической обработки этих данных для различных технологий представлены на рис. 3. Полученные зависимости характеризуются достаточно высоким коэффициентом корреляции (среднее значение D равно 0,84, а минимальное – 0,70).

Отрицательным последствием применения осадко-гелеобразующих технологий является снижение коэффициента приемистости нагнетательных скважин, вынуждающее повышать забойные давления для поддержания уровня закачки воды в пласт. Статистическая обработка данных о влиянии введенного коэффициента падения приемистости S на безразмерную дополнительную добычу нефти для рассматриваемых технологий представлена на рис. 4. Среднее значение коэффициента корреляции этих зависимостей составляет $D=0,82$.

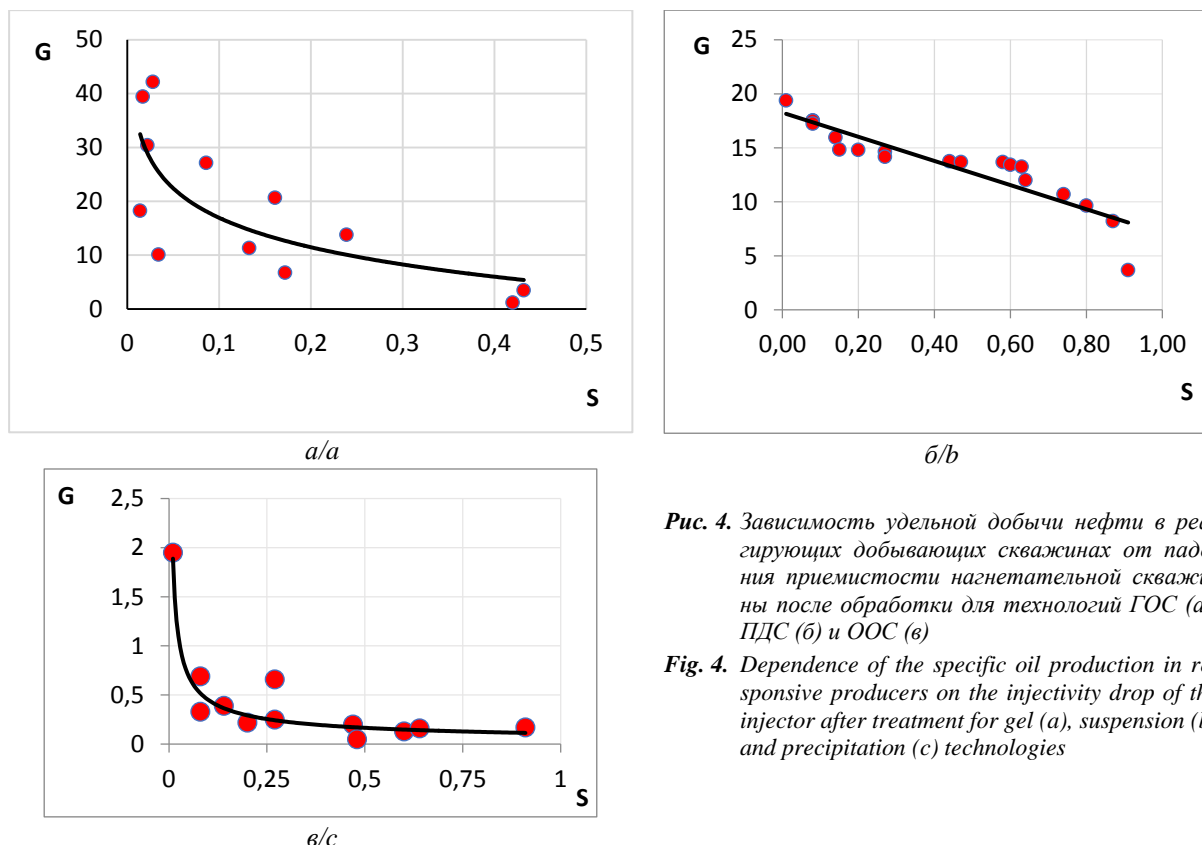


Рис. 4. Зависимость удельной добычи нефти в реагирующих добывающих скважинах от падения приемистости нагнетательной скважины после обработки для технологий ГОС (а), ПДС (б) и ООС (в)

Fig. 4. Dependence of the specific oil production in responsive producers on the injectivity drop of the injector after treatment for gel (a), suspension (b) and precipitation (c) technologies

Высокие значения коэффициентов корреляции установленных зависимостей показывают, что развиваемый подход и модели могут быть положены в основу упрощенных моделей для составления дизайнов обработок, прогнозирования их результатов и оптимизации технологических параметров.

Заключение

Анализ накопленного опыта применения технологий ВПП показал, что, несмотря на высокую эффективность применения методов ВПП, успешность этих мероприятий не превышает 70 %. Это указывает на актуальность исследований, включающих как накопленный промысловый опыт, так и развитие упрощенных моделей для прогнозирования процессов.

Предлагается новый подход к прогнозированию и оценке эффективности применения осадкогелеобразующих технологий для контроля обводненности добываемой продукции. Этот подход лежит в

основе линейки математических моделей применения технологий ГОС, ООС и ПДС.

Обработка накопленного промыслового опыта применения технологий показала, что удельные значения дополнительной добычи нефти после операции ВПП растут с увеличением расчетного коэффициента ВПП и, наоборот, снижаются при падении коэффициента приемистости скважины после обработки. Это указывает на положительную апробацию идей, заложенных в развиваемый авторами подход к упрощенному математическому описанию рассматриваемых процессов.

Таким образом, указанная линейка суррогатных моделей может служить для построения дизайна рассмотренных технологий ВПП. Такая процедура позволяет с большей точностью обосновать, а возможно, и оптимизировать применение рассмотренных технологий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ручкин А.А., Ягафаров А.К. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2005. – 165 с.
2. Ding B., Shi L., Dong M. Conformance control in heterogeneous two-dimensional sandpacks by injection of oil-in-water emulsion: Theory and experiments // Fuel. – 2020. – V. 273. – № 117751. – P. 1–14. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117751> (дата обращения 15.12.2022).
3. Sagbana P.I., Abushaikh A.S. A comprehensive review of the chemical-based conformance control methods in oil reservoirs // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2021. – V. 11. – № 5. – P. 2233–2257. URL: <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01158-6> (дата обращения 15.12.2022).
4. Okeke T., Robert L. Simulation and economic screening of improved oil recovery methods with emphasis on injection profile control including waterflooding, polymer flooding and a thermally activated deep diverting gel // Proceedings of the Society of Petroleum Engineers (SPE) Western Regional Meeting. – Bakersfield, California, USA, 2012. – P. 1–14. URL: <https://doi.org/10.2118/153740-MS> (дата обращения 15.12.2022).
5. Gelling behavior of PAM/Phenolic crosslinked gel and its profile control in a low-temperature and high-salinity reservoir / F. Ding, C. Dai, Y. Sun, G. Zhao, Q. You, Y. Liu // Gels. – 2022. – V. 8. – № 433. – P. 1–16. URL: <https://doi.org/10.3390/gels8070433> (дата обращения 15.12.2022).
6. Новые перспективы развития химических технологий регулирования охвата пластов заводнением / Р.Н. Фахретдинов, А.А. Фаткуллин, Е.А. Пасанаяев, И.Р. Волгин, Д.Ф. Оразметов //

- Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 8. – С. 65–69. URL: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-8-65-69> (дата обращения 15.12.2022).
7. Aghdam S.K., Kazemi A., Ahmadi M. Theoretical and experimental study of fine migration during low-salinity water flooding: effect of brine composition on interparticle forces // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2022. – V. 25. – № SPE-212852-PA. – P. 1–16. URL: <https://doi.org/10.2118/212852-PA> (дата обращения 15.12.2022).
8. Wang Y., Li X., Lu J. Experimental study of natural ions and rock interactions for seawater breakthrough percentage monitoring during offshore seawater flooding // SPE Journal. – 2021. – V. 26. – № 6. – P. 3949–3969. URL: <https://doi.org/10.2118/201553-PA> (дата обращения 15.12.2022).
9. Земцов Ю.В., Мазеев В.В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (литературно-патентный обзор). – Екатеринбург: ООО «Издательские решения», 2021. – 240 с.
10. Wilson A. Tengiz field sector model for IOR/EOR process evaluation // Journal of Petroleum Technology. – 2015. – V. 67. – № 1. – P. 81–83. URL: <https://doi.org/10.2118/0115-0081-JPT> (дата обращения 15.12.2022).
11. Построение прокси-модели для расчета уровней добычи нефти в подгазовых зонах пласта / А.А. Гимазов, А.В. Байзитова, С.М. Бикбулатов, И.И. Владимирова, М.А. Шабалин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 9. – С. 62–64.
12. Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения / Д.А. Рябец, В.В. Бескурский, Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов, Д.В. Горбунова, Е.А. Симаков // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 6 (90). – С. 92–98.
13. Создание прокси-интегрированной модели Восточного участка Оренбургского месторождения в условиях недостаточного объема исходных данных / Е.В. Юдин, Р.А. Хабибуллин, И.М. Галаутдинов, Н.А. Смирнов, В.М. Бабин, Г.А. Чигарев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 47–51. URL: https://oil-industry.net/Journal/upload/TTN.pdf?ID=11822&art=235133&PA_GEN_1=2 (дата обращения 15.12.2022).
14. A review of surrogate models and their application to groundwater modeling / M.J. Asher, B.F.W. Croke, A.J. Jakeman, L.J.M. Peeters // Water Resources Research. – 2015. – V. 51. – № 8. – P. 5957–5973. URL: <https://doi.org/10.1002/2015WR016967> (дата обращения 15.12.2022).
15. Степанов С.В., Поспелова Т.А. Новая концепция математического моделирования для принятия решений по разработке месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – С. 50–53. URL: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=11462&art=232908 (дата обращения 15.12.2022).
16. Al-Anazi A., Al-Kaidar Z., Wang J. Modeling gelation time of organically crosslinked polyacrylamide gel system for conformance control applications // Proceedings of the Society of Petroleum Engineers (SPE) Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, 2019. – P. 1–18. URL: <https://doi.org/10.2118/196775-MS> (дата обращения 15.12.2022).
17. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection / К.М. Федоров, А.Я. Гильманов, А.П. Шевелев, А.В. Кобышев, Д.А. Анурьев // Mathematics. – 2021. – V. 9. – № 15. – P. 1727–1741. URL: <https://doi.org/10.3390/math9151727> (дата обращения 15.12.2022).
18. Bedrikovetsky P., Siqueira F.D., Furtado C.A. Modified particle detachment for colloidal transport in porous media // Transport in Porous Media. – 2011. – V. 86. – P. 353–383. URL: <https://doi.org/10.1007/s11242-010-9626-4> (дата обращения 15.12.2022).
19. Herzig J.P., Leclerc D.M., Le Goff P. Flow of suspensions through porous media – application to deep filtration // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 1970. – V. 65. – № 5. – P. 8–35. URL: <https://doi.org/10.1021/ie50725a003> (дата обращения 15.12.2022).
20. Федоров К.М., Zubkov P.T. Placement of gels in stratified reservoirs using a sequential injection technique // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1996. – V. 15. – № 1. – P. 69–80. URL: [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(95\)00061-5](https://doi.org/10.1016/0920-4105(95)00061-5) (дата обращения 15.12.2022).
21. Выдыш И.В., Федоров К.М., Анурьев Д.А. Сопоставление эффективности полимер-дисперсных обработок нагнетательных скважин различной конструкции // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2022. – Т. 8. – № 1 (29). – С. 58–74. URL: <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-1-58-74> (дата обращения 15.12.2022).

Поступила: 29.12.2022 г.

Прошла рецензирование: 13.01.2023 г.

Информация об авторах

Фёдоров К.М., доктор физико-математических наук, профессор, научный руководитель Физико-технического института, Тюменский государственный университет.

Гильманов А.Я., кандидат физико-математических наук, старший преподаватель кафедры Моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет.

Шевелёв А.П., кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет.

UDC 53.043

NEW APPROACH TO SIMULATION AND EFFICIENCY PREDICTION OF PRECIPITATION AND GEL ENHANCED OIL RECOVERY METHODS

Konstantin M. Fedorov¹,
k.m.fedorov@utmn.ru

Aleksandr Ya. Gilmanov¹,
a.y.gilmanov@utmn.ru

Aleksandr P. Shevelev¹,
a.p.shevelev@utmn.ru

¹ University of Tyumen,
6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russia.

Relevance. The problem of conformance improvement by precipitation and gel technologies application may be associated with mathematical objective with infinitesimal parameter in which size of gel plug placement in the near wellbore zone of injector is significantly less than interwell distance. Existing approaches to modeling this problem do not allow describing all the effects associated with low-volume injections.

The objective of the article is to suggest the approach to simulation and efficiency prediction of precipitation and gel injection technologies. **Objects:** oil reservoirs on which precipitation and gel enhanced oil recovery methods are used.

Materials and methods. New approach to modeling such a problem consists of gluing the optimization objective of injection profile conformance and objective of the prediction of surrounding producers' response. This approach is briefly described in the paper and is validated by the comparison of calculated data with the results of statistical processing of the data of precipitation and gel enhanced oil recovery technologies application on the fields of one of Russian oil companies.

Results. Processing of the accumulated field experience in the use of these technologies has shown that the specific values of additional oil production after the operation of conformance improvement grow with the increase in the introduced criterion of processing efficiency – the conformance improvement coefficient and, conversely, decrease with a drop in the well injectivity coefficient after processing. The proposed approach to forecasting and evaluating the effectiveness of the use of technologies to conformance control is the basis of a line of mathematical models for the use of gel, precipitation and suspensions injection technologies.

Key words:

physico-chemical methods, precipitation, gels, conformance improvement, oil production, injectivity coefficient.

References

1. Ruchkin A.A., Yagafarov A.K. *Optimizatsiya primeneniya potokootklonyayushchikh tekhnologiy na Samotlorskom mestorozhdenii* [Optimization of the application of flow-diverting technologies at the Samotlorskoye field]. Tyumen, Vektor Buk Publ., 2005. 165 p.
2. Ding B., Shi L., Dong M. Conformance control in heterogeneous two-dimensional sandpacks by injection of oil-in-water emulsion: theory and experiments. *Fuel*, 2020, vol. 273, no. 117751, pp. 1–14. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117751> (accessed 15 December 2022).
3. Sagbana P.I., Abushaikh 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, no. 5, pp. 2233–2257. Available at: <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01158-6> (accessed 15 December 2022).
4. Okeke T., Robert L. Simulation and economic screening of improved oil recovery methods with emphasis on injection profile control including waterflooding, polymer flooding and a thermally activated deep diverting gel. *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers (SPE) Western Regional Meeting*. Bakersfield, California, USA, 2012. pp. 1–14. Available at: <https://doi.org/10.2118/153740-MS> (accessed 15 December 2022).
5. Ding F., Dai C., Sun Y., Zhao G., You Q., Liu Y. Gelling behavior of PAM/Phenolic crosslinked gel and its profile control in a low-temperature and high-salinity reservoir. *Gels*, 2022, vol. 8, no. 433, pp. 1–16. Available at: <https://doi.org/10.3390/gels8070433> (accessed 15 December 2022).
6. Fakhretudinov R.N., Fatkullin A.A., Pasanayev E.A., Volgin I.R., Orazmetov D.F. New prospects in the development of chemical technologies for regulating the coverage of reservoirs by flooding. *Neftyanoye Khozyaystvo = Oil Industry*, 2022, no. 8, pp. 65–69. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-8-65-69> (accessed 15 December 2022).
7. Aghdam S.K., Kazemi A., Ahmadi M. Theoretical and experimental study of fine migration during low-salinity water flooding: effect of brine composition on interparticle forces. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2022, vol. 25, no. SPE-212852-PA, pp. 1–16. Available at: <https://doi.org/10.2118/212852-PA> (accessed 15 December 2022).
8. Wang Y., Li X., Lu J. Experimental study of natural ions and rock interactions for seawater breakthrough percentage monitoring during offshore seawater flooding. *SPE Journal*, 2021, vol. 26, no. 6, pp. 3949–3969. Available at: <https://doi.org/10.2118/201553-PA> (accessed 15 December 2022).
9. Zemtov Yu.V., Mazaev V.V. *Sovremennoe sostoyanie fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi (literaturno-patentnyy obzor)* [The current state of physical and chemical enhanced oil recovery methods (literary and patent review)]. Yekaterinburg, LLC Izdatelskie resheniya Publ., 2021. 240 p.
10. Wilson A. Tengiz field sector model for IOR/EOR process evaluation. *Journal of Petroleum Technology*, 2015, vol. 67, no. 1, pp. 81–83. Available at: <https://doi.org/10.2118/0115-0081-JPT> (accessed 15 December 2022).
11. Gimazov A.A., Bayzigitova A.V., Bikbulatov S.M., Vladimirova I.I., Shabalin M.A. Construction of a proxy model to calculate the oil production levels in the reservoir under gas zones. *Neftyanoye khozyaystvo = Oil Industry*, 2010, no. 9, pp. 62–64. In Rus.
12. Ryabec D.A., Beskurskiy V.V., Brilliant L.S., Zavyalov A.S., Gorbunova D.V., Simakov E.A. Upravlenie dobychey na osnove neyrosetevoy optimizatsii rezhimov raboty skvazhin na obekte BS8 Zapadno-Malobalykskogo mestorozhdeniya [Production management based on neural network optimization of well operation modes at the BS8 facility of the Zapadno-Malobalykskoe field]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*, 2019, no. 6 (90), pp. 92–98.

13. Yudin E.V., Khabibullin R.A., Galyautdinov I.M., Smirnov N.A., Babin V.M., Chigarev G.A. Creation of a proxy-integrated model of the Eastern section of the Orenburgskoye oil-gas-condensate field under the conditions of lack of initial data. *Neftyanoye khozyaystvo = Oil Industry*, 2019, no. 12, pp. 47–51. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-47-51> (accessed 15 December 2022).
14. Asher M.J., Croke B.F.W., Jakeman A.J., Peeters L.J.M. A review of surrogate models and their application to groundwater modeling. *Water Resources Research*, 2015, vol. 51, no. 8, pp. 5957–5973. Available at: <https://doi.org/10.1002/2015WR016967> (accessed 15 December 2022).
15. Stepanov S.V., Pospelova T.A. New concept of mathematical modeling for making reservoir engineering decisions. *Neftyanoye khozyaystvo = Oil Industry*, 2019, no. 4, pp. 50–53. Available at: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-4-50-53> (accessed 15 December 2022).
16. Al-Anazi A., Al-Kaidar Z., Wang J. Modeling gelation time of organically crosslinked polyacrylamide gel system for conformance control applications. *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers (SPE) Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Society of Petroleum Engineers, 2019. pp. 1–16. Available at: <https://doi.org/10.2118/196775-MS> (accessed 15 December 2022).
17. Fedorov K.M., Gilmanov A.Y., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Anuriev D.A. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection. *Mathematics*, 2021, vol. 9, no. 15, pp. 1727–1741. Available at: <https://doi.org/10.3390/math9151727> (accessed 15 December 2022).
18. Bedrikovetsky P., Siqueira F.D., Furtado C.A. Modified particle detachment for colloidal transport in porous media. *Transport in Porous Media*, 2011, vol. 86, pp. 353–383. Available at: <https://doi.org/10.1007/s11242-010-9626-4> (accessed 15 December 2022).
19. Herzig J.P., Leclerc D.M., Le Goff P. Flow of suspensions through porous media – application to deep filtration. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 1970, vol. 65, no. 5, pp. 8–35. Available at: <https://doi.org/10.1021/ie50725a003> (accessed 15 December 2022).
20. Fedorov K.M., Zubkov P.T. Placement of gels in stratified reservoirs using a sequential injection technique. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1996, vol. 15, no. 1, pp. 69–80. Available at: [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(95\)00061-5](https://doi.org/10.1016/0920-4105(95)00061-5) (accessed 15 December 2022).
21. Vidysh I.V., Fedorov K.M., Anuriev D.A. Comparison of the suspension stabilized by polymer treatment efficiency for injection wells of various completions. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2022, vol. 8, no. 1 (29), pp. 58–74. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-1-58-74> (accessed 15 December 2022).

Received: 29 December 2022.

Reviewed: 13 January 2023.

Information about the authors

Konstantin M. Fedorov, Dr. Sc., professor, scientific advisor, University of Tyumen.

Aleksandr Ya. Gilmanov, Cand. Sc., senior lecturer, University of Tyumen.

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