

УДК 622.276.6

Моделирование в поддержку физико-химических методов увеличения нефтеотдачи

Т. А. Поспелова

ООО «Тюменский нефтяной научный центр, г. Тюмень, Россия
e-mail: tapospelova@tnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе рассмотрены способы повышения коэффициента извлечения нефти на уже разрабатываемых месторождениях, особое внимание уделено методам увеличения нефтеотдачи (МУН). Приведена сравнительная структура добычи нефти в России в среднесрочной перспективе. Проанализирован опыт нефтегазовых компаний по применению МУН на месторождениях и оценена динамика роста применения различных МУН в России. С ростом количества операций на месторождениях неизбежно растут требования к подбору кандидатов, поэтому в работе уделено внимание гидродинамическому моделированию физико-химического моделирования, выделены особенности и недостатки существующих симуляторов. Приведены основные зависимости для адекватного моделирования при полимерном заводнении. Представлен расчет с различной концентрацией полимерного раствора, что оказывает значительное влияние на обводненность и в дальнейшем на снижение операционных расходов на подготовку продукции добываемого флюида. Рассмотрена возможность создания специализированного гидродинамического симулятора для малообъемных химических МУН, так как в основном симуляторы применимы для химического заводнения и воздействие оказывается в целом на пласт.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти; малообъемные химические методы увеличения нефтеотдачи; гидродинамические симуляторы

Modeling to support physicochemical enhancement techniques

Tatyana A. Pospelova

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia
e-mail: tapospelova@tnc.rosneft.ru

Abstract. The article discusses ways to increase the oil recovery factor in already developed fields, special attention is paid to the methods of enhanced oil recovery. The comparative structure of oil production in Russia in the medium term is given. The experience of oil and gas companies in the application of enhanced oil recovery in the fields is analyzed and the dynamics of the growth in the use of various enhanced oil recovery in Russia is estimated. With an increase in the number of operations in the fields, the requirements for the selection of candidates inevitably increase, therefore, the work focuses on hydrodynamic modeling of physical and chemical modeling, highlights the features and disadvantages of existing simulators. The main dependences for adequate modeling during polymer flooding are given. The calculation with different concentration of polymer solution is presented, which significantly affects the water cut and further reduction of operating costs for the preparation of the produced fluid. The possibility of creating a spe-

cialized hydrodynamic simulator for low-volume chemical enhanced oil recovery is considered, since mainly simulators are applicable for chemical waterflooding and the impact is on the formation as a whole.

Key words: oil recovery factor; low volume enhanced oil recovery methods; hydrodynamic simulators

Введение

В структуре добычи нефти в России можно отметить снижение доли традиционных запасов (рис. 1). Запасы, которые приходят на смену, как правило, являются более дорогими по стоимости освоения. Это или трудноизвлекаемые запасы, требующие сложных технологий и характеризующиеся невысокой продуктивностью, или небольшие удаленные месторождения, удельные затраты на инфраструктуру которых очень высокие, или шельфовые проекты, также требующие высоких капитальных затрат. Данная ситуация делает актуальной задачу повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) на уже разрабатываемых традиционных месторождениях. Такие месторождения в большинстве случаев находятся на поздних стадиях разработки, характеризуются высокой обводненностью продукции и являются перспективными объектами для применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [1].

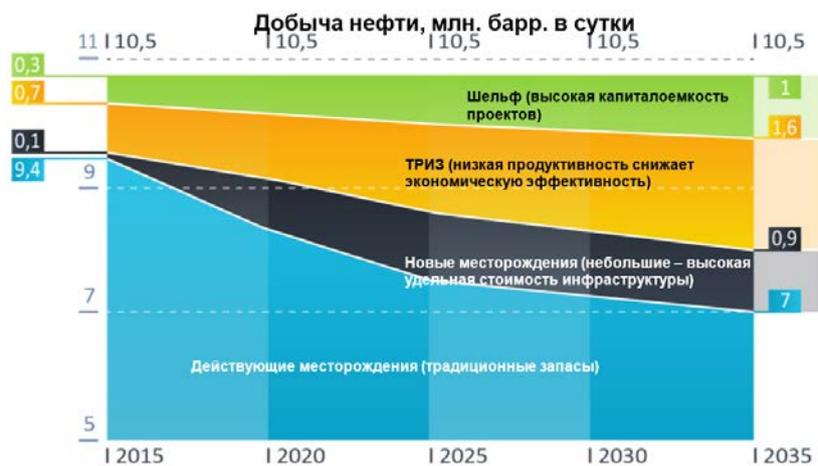


Рис. 1. Структура добычи нефти в России¹

Объект и методы исследования

В мире большую часть методов увеличения нефтеотдачи составляют тепловые методы, газовые методы и химическое заводнение. Это достаточно сложные и капиталоемкие технологии. Но они позволяют достичь увеличения КИН до 10 % относительно заводнения. По ряду причин в Рос-

¹ Новак А. В. Россия на глобальном энергетическом рынке: стабильность и ответственность. Презентация. Вена [Электронный ресурс]. – 2015.

сии, за единичными исключениями, применяются только малообъемные химические обработки, так называемые потокоотклоняющие технологии (рис. 2).

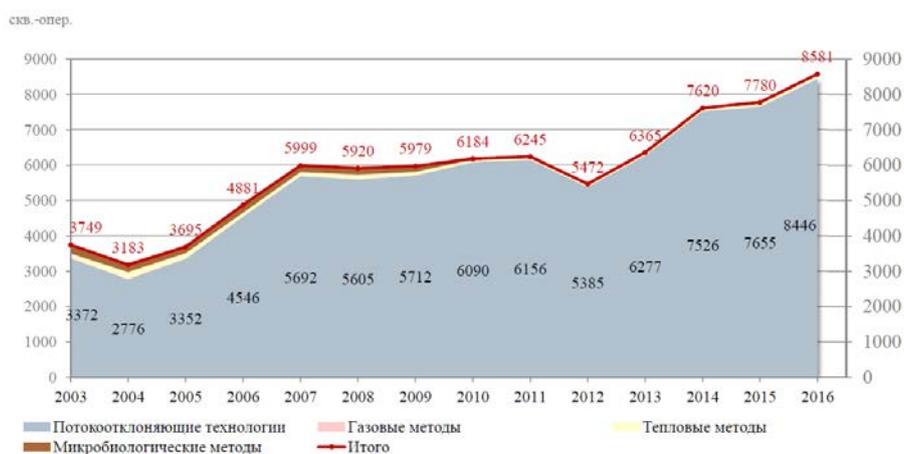


Рис. 2. Динамика применения методов увеличения нефтеотдачи в России²

Можно отметить существенное различие в объемах применения потокоотклоняющих технологий по крупнейшим российским компаниям (рис. 3). Наибольшее распространение данные технологии приобрели в «Сургутнефтегазе». Ориентируясь на опыт данной организации, можно сказать, что остальные компании имеют существенный потенциал в развитии данных технологий, и, судя по динамике проводимых операций в последние годы, начинают его реализовывать.



Рис. 3. Применение методов увеличения нефтеотдачи в российских компаниях

При увеличении операций неизбежно растут требования к подбору кандидатов. Здесь на помощь могут прийти современные гидродинамические симуляторы, в большинстве из которых реализованы опции моделирования

² Шпуров И. В. Роль физико-химических МУН в повышении эффективности разработки месторождений на поздней стадии освоения. Презентация. Москва [Электронный ресурс]. – 2018.

физико-химических процессов [2, 3]. Их использование позволяет воспроизвести как неравномерность фронта вытеснения, так и такие локализованные в пространстве и времени процессы, как прорыв газа/воды с контактов, изменение параметров флюидов от температуры или скорости фильтрации, а также развитие геомеханически обусловленных каналов фильтрации [4].

Результаты и обсуждение

Для корректного моделирования взаимодействия пород и флюидов при полимерном заводнении в симуляторе задаются следующие зависимости [5]:

- зависимость вязкости от концентрации полимера в растворе;
- влияние на вязкость раствора полимера скорости фильтрации;
- зависимость Квйт от концентрации полимера в растворе;
- диапазон значений адсорбции и фактора сопротивления;
- недоступный поровый объем.

При моделировании ASP заводнения ключевыми исходными данными являются поверхностное натяжение и адсорбция от концентрации компонентов (полимера, поверхностно-активного вещества (ПАВ), щелочи), а также остаточная нефтенасыщенность и ОФП в зависимости от капиллярного числа [6–8]. Возможные для учета в симуляторах данные: общее кислотное число, содержание глин (для учета ионного обмена, что важно для щелочи) [6].

Примеры таких расчетов приведены на рисунках ниже. Расчеты с различной концентрацией полимерного раствора показали, что чем выше концентрация, тем сильнее замедляется развитие обводненности на добывающих скважинах (рис. 4). Данный факт оказывает серьезное влияние на добываемую жидкость (снижение объемов), особенно на поздних стадиях разработки, что положительным образом сказывается на экономической эффективности, так как резко снижаются операционные затраты на подготовку добываемой продукции.

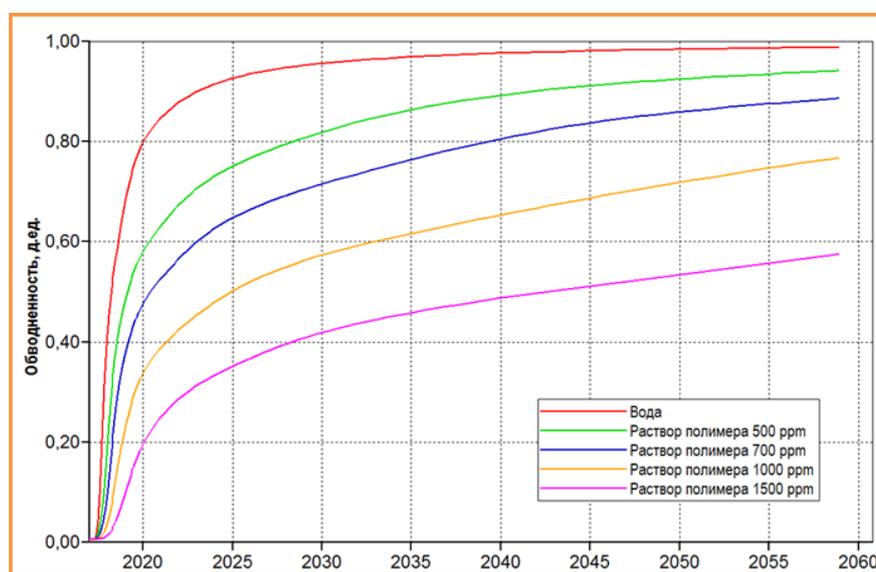


Рис. 4. Динамика обводненности при различной концентрации полимерного раствора

На рисунке 5 представлены результаты расчетов вариантов с различным временем начала закачки полимерных растворов после заводнения. Наиболее очевидным эффектом после перехода на закачку полимеров является изменение скорости развития обводнения. На любой стадии обводнения дальнейшая динамика развития обводненности будет стремиться к динамике, свойственной варианту с полимерным заводнением с начала эксплуатации.

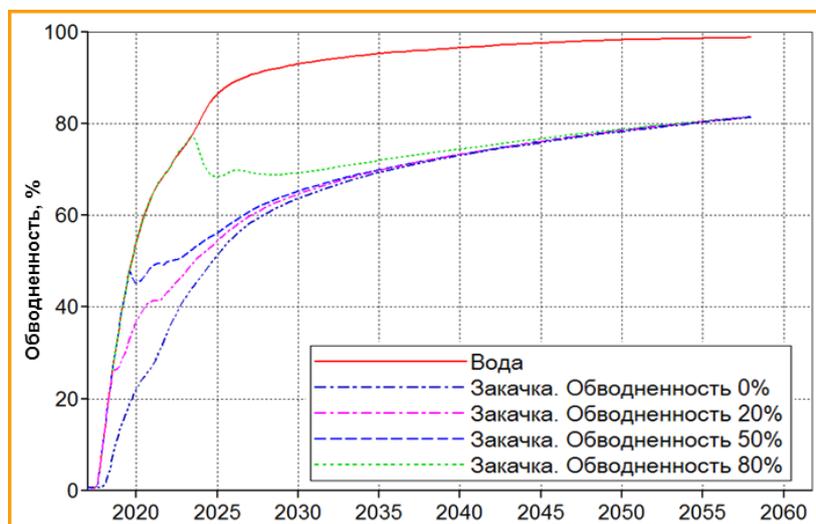


Рис. 5. Развитие обводненности в вариантах с разным началом перехода с закачки холодной воды на закачку полимера

В статье [9] представлены четыре случая крупномасштабного моделирования с использованием симулятора UTCHEM: два полимерных заводнения и два ПАВ-полимерных (SP) заводнения. Моделирование заводнения SP включает расчет градиента солености со всеми тремя типами фазового поведения микроэмульсии Winsor за один прогон моделирования. Дизайн градиента солености с верхним до трех фаз довольно сложно смоделировать и поэтому не моделируется в большинстве симуляторов химического заводнения.

Смоделированные нефтенасыщенность, концентрация полимера, давление и вязкость воды через 3 000 дней представлены на рисунке 6. Результаты показывают, что полимерный завод имеет хорошую эффективность очистки, учитывая неоднородность пласта и вязкость нефти 40 сП.

Симуляторы коллектора — важные инструменты, используемые в нефтяной промышленности для оптимизации процессов нефтеотдачи, прогнозирования нефтеотдачи и оценки неопределенностей. Много усилий было вложено в разработку численных симуляторов коллектора для увеличения нефтеотдачи и, в частности, химических методов повышения нефтеотдачи пласта. Моделирование коллектора с помощью химических методов повышения нефтеотдачи является довольно сложной задачей из-за неоднородностей в некоторых моделях физических свойств, сильной нелинейности и быстрого изменения состава и физических свойств [9].

Моделирование в масштабе месторождения с использованием имитаторов механики химического заводнения требует больших вычислительных затрат. Совершенствование методов решения проблемы химического заводнения коллектора было в центре внимания исследований на протяжении десятилетий. Авторы статьи [10] разработали полностью неявную модель заводнения полимера, сшивающего агента и геля для имитатора черной нефти. Ученые из университета Техаса разработали симулятор параллельного химического заводнения коллектора с уравнением состояния углеводородной фазы с возможностями для микроэмульсии Winsor типа I [11]. Фазовое поведение системы нефть/микроэмульсия/вода схематично описано на рисунке 7, при низкой солености все ПАВ находятся в водной фазе (тип 1), с увеличением солености система распадается на 3 фазы, при этом фаза микроэмульсии является средней фазой (тип 3), при более высокой солености все ПАВ находятся в масляной фазе (тип 2) [12].

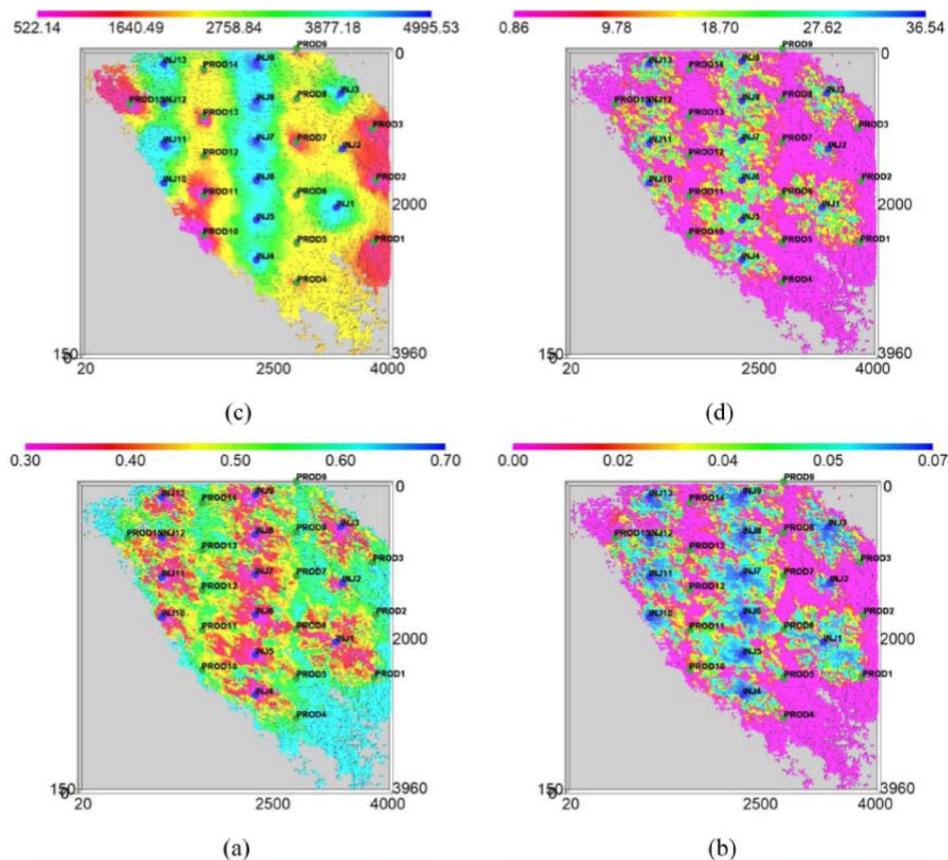


Рис. 6. Результаты моделирования через 3 000 дней моделирования:
 а) нефтенасыщенность; б) общая концентрация полимера (масс. %);
 с) давление (psi); д) вязкость водной фазы (сП)

Благодаря многочисленным исследованиям симулятор UTCHEM можно использовать для моделирования заводнения полимеров и поверхностно-активных полимеров в крупных нефтяных коллекторах, моделируемых с использованием до миллионов блоков сетки.

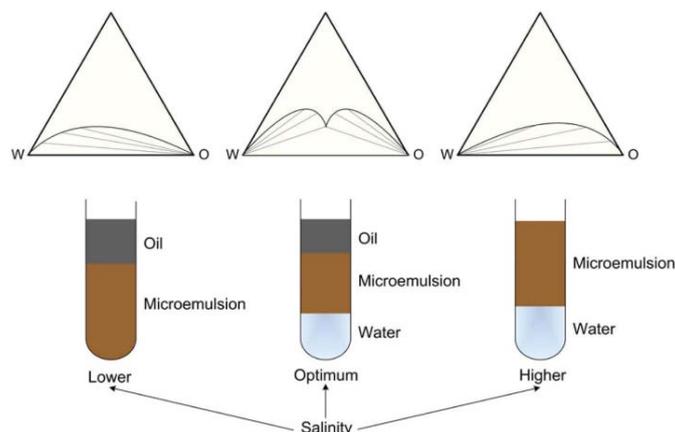


Рис. 7. Фазовое поведение микроэмульсии

Течение жидкости в пористой среде моделируется с использованием уравнений сохранения массы и энергии в сочетании с законом Дарси для многофазного потока жидкости. Основными допущениями, используемыми в модели UTCHEM, являются предположения о текучести Дарси, идеальном смешивании и слегка сжимаемых жидкостях [9].

Стандартные опции симуляторов разработаны для моделирования химического заводнения — продолжительной закачки химических реагентов [13–15], охват воздействия которой сопоставим с объемами пласта. В России же, как правило, применяют малообъемные обработки, при которых в скважину закачивается 300–3 000 м³ реагентов [16–18]. Предполагается, что они перекрывают промытые каналы в пласте, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков и снижению обводненности на реагирующих скважинах. За рубежом подобные обработки не распространены, и инструменты их моделирования не создавались. Использование опций симулятора по моделированию химического заводнения, как правило, не подходит для малообъемных химических обработок. Во-первых, причина в нехватке данных. В поддержку малообъемных обработок выполняется существенно более узкий комплекс лабораторных исследований, чем при планировании капиталоемких проектов химического заводнения. Во-вторых, разный масштаб охвата воздействием. Химическое заводнение охватывает весь пласт в целом. Малообъемные обработки затрагивают призабойную зону в районе 5–10 м от ствола скважины. Размер ячеек в стандартных моделях на порядок больше и не позволяет напрямую смоделировать процессы, происходящие при малообъемных обработках.

Отчасти для моделирования таких операций можно рассмотреть подход, при котором эффекты предлагается моделировать с помощью модификации функций относительных фазовых проницаемостей по воде по ходу расчета. В гидродинамическом симуляторе РН-КИМ реализация данного подхода возможна путем создания функции на языке программирования Python (формула (1)). В процессе задается изменение куба:

$$K_{rw} = f(C_p, T, K_{x,y,z}, t, \dots), \quad (1)$$

где T — температура пласта; $K_{x,y,z}$ — проницаемости K_x, K_y, K_z ; t — время разложения полимера.

Преимущество предлагаемого подхода заключается в более полном и гибком моделировании эффектов, возникающих в пласте в процессе реализации малообъемных потокоотклоняющих технологий на месторождении. В качестве данных для настройки можно использовать опыт применения предыдущих операций. Но без применения локального измельчения сетки в призабойной зоне проблема разных масштабов охвата воздействием и сетки скважин остается. Локальное измельчение, в свою очередь, требует отдельных трудозатрат и компетенций от специалиста-разработчика программы ГТМ и по этим причинам используется редко.

Как одно из перспективных направлений, можно рассмотреть создание специализированного симулятора, целью которого будет моделирование химико-физических процессов, протекающих при применении малообъемных методов воздействия в призабойной зоне. Предполагается по данным ГИС и ГДИС формировать модель призабойной зоны пласта (5–10 м) в цилиндрических координатах (для сокращения размерности задачи) (рис. 8). Математически описать взаимодействие закачиваемых составов с породой и пластовыми жидкостями можно на основании уравнений механики многофазных сред с учетом уравнений химических реакций, захвата частиц пористой средой и адсорбции реагентов. Предполагается получение аналитических решений с использованием итерационных и оптимизационных процедур [19, 20].

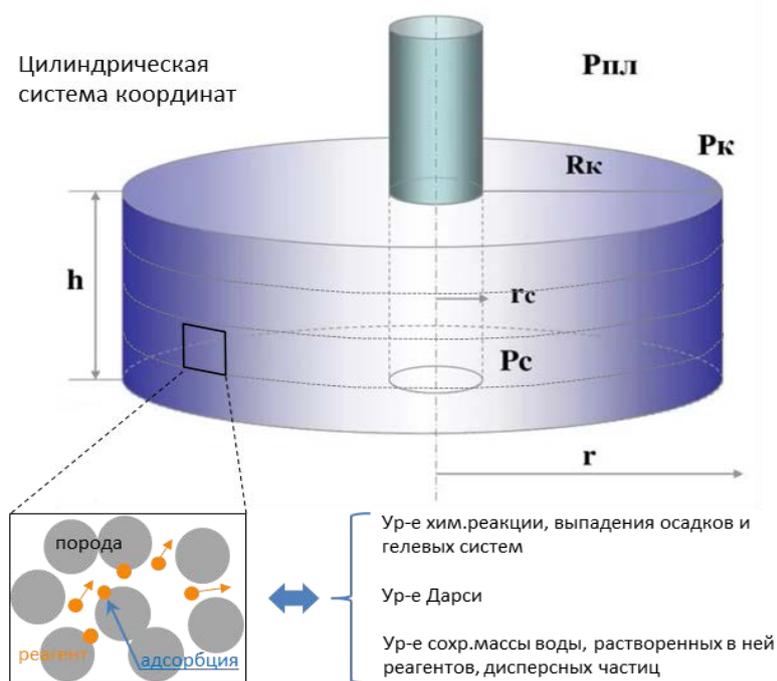


Рис. 8. Концепция симулятора для моделирования малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи

Данный симулятор позволит проводить оптимизационные процедуры, направленные на расчет наиболее эффективных технологических параметров воздействия, таких как состав и концентрация реагентов, объем оторочек, скорость закачки и т. п. Целевой функцией будет снижение дисперсии проницаемости вскрытого стволом скважины пласта при максимизации ее приемистости. Как дополнительное направление, симулятор может быть использован для моделирования закачки кислот и их композиций, при обработке призабойной зоны добывающих скважин. Специализация симулятора позволит сделать оптимальную по трудозатратам процедуру планирования малообъемных МУН.

Выводы

Повышение КИН на зрелых месторождениях имеет для российской нефтегазовой отрасли первостепенное значение. В России, за исключением единичных проектов, используются малообъемные химические методы воздействия. При этом можно отметить значительную динамику роста количества данных операций в последние 5 лет.

При росте объема операций повышаются требования к подбору реагентов и скважин кандидатов. В том числе необходима поддержка со стороны специализированного программного обеспечения.

В имеющихся на сегодняшний день симуляторах предусмотрены опции моделирования физико-химических МУН только для длительных закачек реагентов — химического заводнения. По ряду причин применение данных инструментов для моделирования малообъемных химических МУН затруднительно.

Актуальной задачей является создание специализированного симулятора, направленного на моделирование физико-химических процессов, протекающих в призабойной зоне пласта при реализации малообъемных химических МУН. Наличие такого инструмента позволит решать задачи оптимизации подбора химических составов реагентов и параметров их закачки, что скажется на качестве планирования мероприятий и их эффективности.

Библиографический список

1. Галикеев, Р. М. Перспективы использования CO₂ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири / Р. М. Галикеев, Д. А. Анурьев, Т. А. Харитоновна. – DOI 10.37493/2308-4758.2020.4.2 – Текст : непосредственный // НАУКА. ИННОВАЦИИ. ТЕХНОЛОГИИ. – 2020. – № 4. – С. 15–28.
2. Иванцов, Н. Н. Моделирование химического заводнения для условий высоковязкой нефти / Н. Н. Иванцов, А. В. Степанов, А. В. Стрекалов. – DOI 10.21684/2411-7978-2018-4-4-191-209. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 4. – С. 191–209.
3. Jessen, K. Interplay of Phase Behavior and Numerical Dispersion in Finite Difference Compositional Simulation / K. Jessen, E. H. Stenby, F. M. Orr. – Text : electronic // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13–17 April 2002. – URL: <https://doi.org/10.2118/75134-MS>. – Published: April, 13, 2002.
4. Поиск новых решений для оптимизации разработки Русского месторождения / В. В. Васильев, Н. Н. Иванцов, К. Г. Лапин [и др.]. – DOI 10.30713/2413-5011-2018-4-46-52. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 46–52.

5. Иванцов, Н. Н. Исследование фильтрации полимерных растворов в слабосцементированном коллекторе / Н. Н. Иванцов. – DOI 10.21684/2411-7978-2018-4-2-136-150. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 2. – С. 136–150.
6. An Integrated Workflow for Chemical EOR Pilot Design / P. Moreau, M. Morvan, P. Rivoal [et al.]. – Text : electronic // SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 24–28 April 2010. – URL: <https://doi.org/10.2118/129865-MS>. – Published: April, 24, 2010.
7. Pandey, A. Chemical EOR Pilot in Mangala Field : Results of Initial Polymer Flood Phase / A. Pandey, M. S. Kumar, M. K. Jha [et al.]. – Text : electronic // SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 14–18 April 2012. – URL: <https://doi.org/10.2118/154159-MS>. – Published: April, 14, 2012.
8. An Advanced Methodology for Surfactant Based Pilot Design / B. Bazin, F. Douarache, R. Tabary [et al.]. – Text : electronic // SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 19–20 July 2011. – URL: <https://doi.org/10.2118/144312-MS>. – Published: July, 19, 2011.
9. Advances in Chemical EOR Technologies : New Development in Field-Scale Chemical Flooding Simulation / B. R. B. Fernandes, A. G. Pope, K. Sepehrnoori, H. R. Lashgari. – Text : electronic // Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 6–9 May 2019. – URL: <https://doi.org/10.4043/29287-MS>. – Published: April, 26, 2019.
10. Tong, S. Full implicit numerical simulator for polymer flooding and profile control / S. Tong, J. Chen. – Direct text // International journal of numerical analysis and modeling. – 2005. – 2S. – P. 138–142.
11. A New Generation Chemical Flooding Simulator / A. John, C. Han, M. Delshad [et al.]. – DOI 10.2118/89436-PA. – Direct text // SPE Journal. – 2005. – 10(02). – P. 206–216.
12. A Framework for Mechanistic Modeling of Alkali-Surfactant-Polymer Process in an Equation-of-State Compositional Simulator / L. Nghiem, F. Skoreyko, S. E. Gorucu [et al.]. – Text : electronic // SPE Reservoir Simulation Conference, Montgomery, Texas, USA, 20–22 February 2017. – URL: <https://doi.org/10.2118/182628-MS>. – Published: February, 20, 2017.
13. Mostajeran, G. M. Simulation of polymer flooding in one of Iranian heavy oil reservoir / G. M. Mostajeran, V. P. Telkov. – Текст : непосредственный // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 29–32.
14. Черемисин, Н. А. Особенности моделирования полимерного заводнения в современных гидродинамических симуляторах / А. Н. Черемисин, Д. В. Толстолыткин, Н. С. Орлова. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2012. – № 3. – С. 39–43.
15. Толстолыткин, Д. В. Моделирование закачки осадко-гелеобразующего состава на участке Самотлорского месторождения / Д. В. Толстолыткин, А. В. Баранов. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 10. – С. 31–37.
16. Земцов, Ю. В. Пошаговый алгоритм анализа результатов реализации химических МУН / Ю. В. Земцов, А. Э. Лыткин. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 7. – С. 48–52.
17. Лыткин, А. Э. Подбор участков для проведения эффективных малообъемных химических МУН / А. Э. Лыткин, А. А. Чусовитин, Ю. В. Земцов. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 7. – С. 42–47.
18. Инженерное проектирование малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи с учетом геолого-промысловых условий пластов / Ю. В. Земцов, Э. В. Емельянов, В. В. Мазаев, А. А. Чусовитин. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 7. – С. 38–43.
19. Иванцов, Н. Н. Особенности численного моделирования разработки месторождений высоковязкой нефти / Н. Н. Иванцов, А. В. Стрекалов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 5. – С. 69–73.
20. Chemical Flood Simulation of Laboratory Corefloods for the Mangala Field : Generating Parameters for Field-Scale Simulation / A. Pandey, M. Suresh Kumar, D. Beliveau, D. W. Corbishley. – Text : electronic // SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 20–23 April 2008. – URL: <https://doi.org/10.2118/113347-MS>. – Published: April, 20, 2008.

References

1. Galikeev, R. M., Anuriev, D. A., & Kharitonova, T. A. (2020). Prospects for the use CO₂ in oil and Gas Fields in Western Siberia. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii*, (4), pp. 15-28. (In Russian). DOI: 10.37493/2308-4758.2020.4.2
2. Ivantsov, N. N., Stepanov, A. V., & Strekalov, A. V. (2018). Simulation of Chemical Flooding for Heavy Oil Fields. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 4(4), pp. 191-209. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-191-209
3. Jessen, K., Stenby, E. H., & Orr, F. M. (2002). Interplay of Phase Behavior and Numerical Dispersion in Finite Difference Compositional Simulation. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, April 2002. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/75134-MS>
4. Vasilyev, V. V., Ivantsov, N. N., Lapin, K. G., Volgin, E. R., & Toropov, K. V. (2018). The search for new solutions for Russkoe field development optimization. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (4), pp. 46-52. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2018-4-46-52
5. Ivantsov, N. N. (2018). A Study of Polymer Solutions Filtration in Unconsolidated Reservoir. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 4(2), pp. 136-150. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-136-150
6. Moreau, P., Morvan, M., Rivoal, P., Bazin, B., Douarche, F., Argillier, J.-F., & Tabary, R. (2010). An Integrated Workflow for Chemical EOR Pilot Design. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2010. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/129865-MS>
7. Pandey, A., Kumar, M. S., Jha, M. K., Tandon, R., Punnapully, B. S., Kalugin, M.,... Beliveau, D. (2012). Chemical EOR Pilot in Mangala Field: Results of Initial Polymer Flood Phase. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2012. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/154159-MS>
8. Bazin, B., Douarche, F., Tabary, R., Moreau, P., & Morvan, M. (2011). An Advanced Methodology for Surfactant Based Pilot Design. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, July 2011. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/144312-MS>
9. Fernandes, B. R. B., Pope, A. G., Sepehrnoori, K., & Lashgari, H. R. (2019). Advances in Chemical EOR Technologies: New Development in Field-Scale Chemical Flooding Simulation. *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, May 2019. (In English). Available at: <https://doi.org/10.4043/29287-MS>
10. Tong, S., & Chen, J. (2005). Full implicit numerical simulator for polymer flooding and profile control. *International journal of numerical analysis and modeling*, (2S), pp. 138-142. (In English).
11. John, A., Han, C., Delshad, M., Pope, G. A., & Sepehrnoori, K. (2005). A New Generation Chemical Flooding Simulator. *SPE Journal*, 10(02), pp. 206-216. (In English). DOI: 10.2118/89436-PA
12. Nghiem, L., Skoreyko, F., Gorucu, S. E., Dang, C., & Shrivastava, V. (2017). A Framework for Mechanistic Modeling of Alkali-Surfactant-Polymer Process in an Equation-of-State Compositional Simulator. *SPE Reservoir Simulation Conference*, Montgomery, Texas, USA, February 2017. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/182628-MS>
13. Mostajeran, G. M., & Telkov, V. P. (2020). Simulation of polymer flooding in one of Iranian heavy oil reservoir. *Bulatovskie chteniya - Readings name of A. I. Bulatov*, (2), pp. 29-32. (In English).
14. Cheremisin, N. A., Tolstolytkin, D. V., & Orlova, N. S. (2012). Osobennosti modelirovaniya polimernogo zavodneniya v sovremennykh gidrodinamicheskikh simulyatorakh. *Nauka i TEK*, (3), pp. 39-43. (In Russian).
15. Tolstolytkin, D. V., & Baranov, A. V. (2016). Modeling of injection of sediment-gelling composition at a site of Samotlor field. *Oilfield Engineering*, (10), pp. 31-37. (In Russian).
16. Zemtsov, Yu. V., & Lytkin, A. E. (2018). Algorithm of stage-wise analysis and results of chemical EOR procedure application. *Neft', Gaz, Novatsii*, (7), pp. 48-52. (In Russian).
17. Lytkin, A. E., Chusovitin, A. A., & Zemtsov, Yu. V. (2018). Selection of areas for effective small-volume chemical EOR procedures. *Neft', Gaz, Novatsii*, (7), pp. 42-47. (In Russian).

18. Zemtsov, Yu. V., Emelyanov, E. V., Mazaev, V. V., & Chusovitin, A. A. (2019). Engineering designing of small volume chemical EOR methods in view of geological and field conditions of the reservoir. *Neft', Gaz, Novatsii*, (7), pp. 38-43. (In Russian).

19. Ivantsov, N. N., & Strekalov, A. V. (2013). Peculiarities of numerical simulation of high viscosity oil fields development. *Oil Industry*, (5), pp. 69-73. (In Russian).

20. Pandey, A., Kumar, M. S., Beliveau, D., & Corbishley, D. W. (2008). Chemical Flood Simulation of Laboratory Corefloods for the Mangala Field: Generating Parameters for Field-Scale Simulation. SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2008. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/113347-MS>

Сведения об авторе

Поспелова Татьяна Анатольевна, к. т. н., заместитель генерального директора по науке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: tapospelova@tmc.rosneft.ru

Information about the author

Tatyana A. Pospelova, Candidate of Engineering, Deputy General Director for Science, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: tapospelova@tmc.rosneft.ru