

УДК 622.276.6:550.84

Определение остаточной нефтенасыщенности методом разделяющихся трассеров в лабораторных условиях

Ф. А. Корякин*, Н. Ю. Третьяков, О. Б. Абдулла, В. Г. Филиппов

Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: f19d5@mail.ru*

Аннотация. На данный момент доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) становится больше, и для поддержания добычи нефти на необходимом уровне необходимо либо вовлекать в разработку ТРИЗ, либо увеличивать эффективность добычи нефти на текущих активах при помощи методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Об эффективности МУН можно судить по снижению остаточной нефтенасыщенности. Для оценки нефтенасыщенности до и после применения МУН в последнее время все чаще используется метод разделяющихся трассеров. Для интерпретации таких исследований рекомендуется использовать гидродинамическое моделирование.

Определение нефтенасыщенности производилось путем интерпретации трассерных исследований при помощи гидродинамического симулятора (CMG STARS).

С помощью моделирования удалось уточнить константы распределения трассеров, а также удалось воспроизвести эксперименты на насыпном керне. Интерпретируемая величина нефтенасыщенности согласуется с фактической нефтенасыщенностью керна.

В общем и целом трассерные исследования как метод определения нефтенасыщенности показывают хорошие результаты. Метод является перспективным для оценки эффективности МУН.

Ключевые слова: трассеры; нефтенасыщенность; методы увеличения нефтеотдачи; керновые исследования; гидродинамическое моделирование

**Hydrocarbon saturation determination with
the single-well-chemical-tracer-test under laboratory conditions**

**Fyodor A. Koryakin, Nikolay Yu. Tretyakov, Osman B. Abdulla,
Vitaliy G. Filippov**

University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: f19d5@mail.ru*

Abstract. Nowadays the share of hard-to-recover reserves is growing, and to maintain oil production on necessarily level, we need to involve hard-to-recover reserves or to increase oil production efficiency on a brownfields due to enhanced oil recovery.

The efficiency of enhanced oil recovery can be estimated by oil saturation reduction. Single-well-chemical-tracer-test (SWCTT) is increasingly used to estimate oil saturation before and after enhanced oil recovery application. To interpret results of SWCTT, reservoir simulation is recommended.

Oil saturation has been calculated by SWCTT interpretation with use of reservoir simulator (CMG STARS).

Distribution constants has been corrected due to results of real core sample model, and core tests has been successfully simulated. Obtained values of oil saturation corresponds with real oil saturation of samples.

Thus, SWCTT as a method of oil saturation estimation shows good results. This method is promising for enhanced oil recovery efficiency estimation.

Key words: tracers; oil saturation; enhanced oil recovery; core tests; flow simulation

Введение

На данный момент доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в общей структуре запасов с каждым годом становится все больше и больше, и для поддержания добычи нефти на необходимом уровне нужно либо вовлекать в разработку ТРИЗ, либо увеличивать эффективность добычи нефти на текущих активах при помощи методов увеличения нефтеотдачи (МУН). При разработке ТРИЗ для повышения эффективности разработки зачастую приходится использовать различные МУН. Таким образом, использование МУН — довольно актуальный вопрос.

МУН, в частности химические, на данный момент являются сравнительно малоизученными. Это ставит под вопрос результаты предварительного численного моделирования. В таком случае необходимо проведение опытно-промысловых работ (ОПР) для оценки эффективности того или иного МУН.

Для наиболее эффективного применения химических МУН необходимы наиболее полные сведения о пласте-коллекторе и регионе потенциального использования МУН [1], в частности нефтенасыщенность пласта до и после применения МУН. На основании данных о снижении остаточной нефтенасыщенности можно судить об эффективности МУН [2]. Для этих целей в последнее время набирает популярность метод разделяющихся трассеров. Данный метод позволяет оценить нефтенасыщенность вблизи скважины до и после применения МУН. В отличие от крупных ОПР для реализации данного исследования необходимо существенно меньше времени и ресурсов. Однако имеются и свои сложности. Интерпретация результатов данного исследования является простым процессом только в случае однородных коллекторов с низкой расчлененностью и для случаев вертикальных скважин [3]. В реальности такие условия встречаются крайне редко. Зачастую приходится иметь дело с неоднородными коллекторами, с горизонтальными скважинами, со скважинами с ГРП и многими другими осложняющими факторами. В данных случаях без применения численных методов интерпретации обойтись практически невозможно.

Метод разделяющихся трассеров основан на хроматографическом разделении подвижных компонентов закачиваемой воды на неподвижной фазе в породе [4], которой в данном случае является остаточная нефть. В ходе фильтрации раствора компоненты подвижной фазы (трассеры) распределяются между водной и нефтяной фазами, при этом трассеры имеют различное сродство к воде, в результате чего наиболее гидрофильный компонент в большей степени растворим в водной фазе, а наиболее гидрофобный в большей степени переходит в нефтяную фазу. Так как данный процесс является динамическим, то в каждый момент времени в каждой части системы устанавливается равновесие, которое может быть описано константой распределения i -го трассера в системе «нефть — вода» при помощи следующего уравнения [5]:

$$k_{di} = \frac{C_{i\,oil}}{C_{i\,water}},$$

где $C_{i\,oil}$ — концентрация i -го трассера в нефтяной фазе, моль/л; $C_{i\,water}$ — концентрация i -го трассера в водной фазе, моль/л.

Для дальнейшего удобства гидрофильный трассер (не переходит в нефтяную фазу) назовем пассивным, а гидрофобный трассер назовем активным (существует как в нефтяной, так и в водной фазах). За счет того, что процесс перераспределения трассеров является равновесным, в ходе фильтрации при совместной фильтрации смеси трассеров можно увидеть отставание фронта активного трассера от фронта пассивного трассера. При этом чем больше доля нефти в общем объеме порового пространства, а также чем меньше сродство трассера к воде, тем меньше скорость движения фронта активного трассера. Обладая большей скоростью фильтрации, пассивный трассер раньше пройдет сквозь образец керна [6].

Главным наблюдаемым параметром при трассерных исследованиях является концентрация трассера на выходе из исследуемого объекта [7]. При этом зависимость концентрации трассера от времени исследования называется кривой выхода трассера.

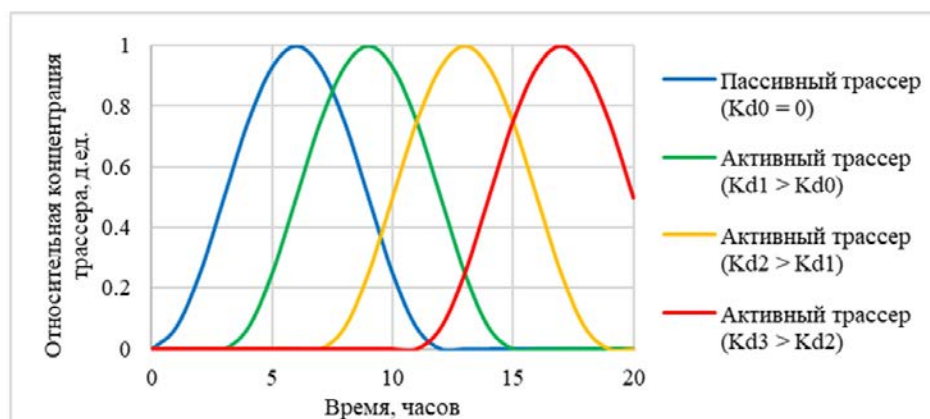


Рис. 1. Кривые выхода трассера при различных константах распределения

На рисунке 1 представлены кривые выхода трассера для различных трассеров. Между собой трассеры различаются константами распределения. Чем больше константа распределения, тем больше время выхода трассера. Так как степень удерживания зависит от количества неподвижной нефти, то, имея данные о константах распределения и о времени выхода трассеров, можно судить о нефтенасыщенности изучаемого объекта.

Особенность метода трассерных исследований на одиночной скважине (SWCTT или Single Well Chemical Tracer Test) заключается в том, что для исследования используется не смесь трассеров, а один трассер (первичный трассер), который в ходе исследования гидролизуетс с образованием вторичного трассера [8]. Наиболее часто в качестве первичного трассера используется этилацетат [9]. При этом гидролиз протекает по следующей схеме [10]:



Данная реакция протекает довольно медленно. Влияние температуры при этом существенно, и для случаев, когда пластовая температура низкая (порядка 20 °С), процесс может протекать в течение недели до достижения необходимого состояния [11].

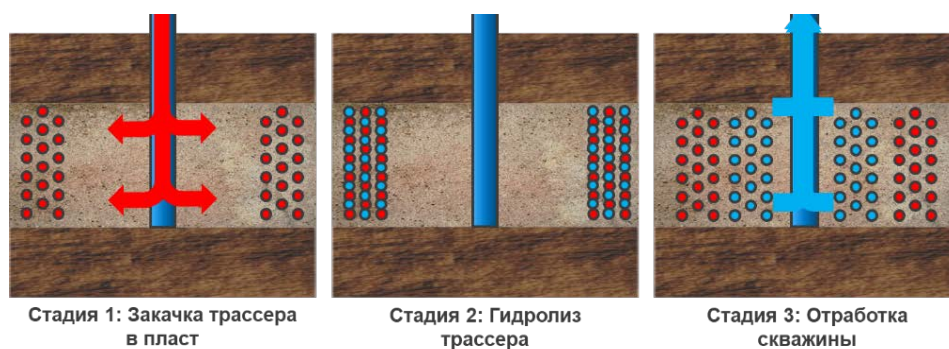


Рис. 2. Схема SWCTT в общем случае

На рисунке 2 представлена схема проведения трассерных исследований на одиночной скважине. Поэтапно весь процесс сводится к следующим шагам [12]:

- 1) закачка пластовой воды (для вытеснения подвижной нефти за пределы предполагаемого радиуса исследования);
- 2) закачка трассера в скважину, продавливание водой;
- 3) ожидание реакции в течение 1–5 дней (в зависимости от пластовых условий) [13], это необходимо для частичного гидролиза первичного трассера с образованием вторичного трассера;
- 4) обработка скважины (из скважины с определенной периодичностью отбираются пробы жидкости).

В результате определения концентрации трассеров в пробах жидкости получаются зависимости концентрации трассеров от времени исследова-

ния. Нефтенасыщенность при этом является функцией от времени регистрации максимальных концентраций трассеров [14, 15]:

$$S_{oil} = \frac{\left(\frac{T2}{T1} - 1\right)}{\left(\frac{T2}{T1} - 1\right) + K_{di}};$$

где S_{oil} — нефтенасыщенность, д. ед.; $T1$ и $T2$ — условное время выхода вторичного и первичного трассера (соответствуют максимальным концентрациям трассеров); K_{di} — константа распределения первичного трассера.

Для случая неоднородных коллекторов, состоящих из неопределенного количества пропластков, необходимо использовать численные модели [16, 17].

Целью данной работы является создание инструментария для интерпретации трассерных исследований. Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- создание фильтрационных моделей реального и насыпного керна;
- настройка моделей на результаты фильтрационных экспериментов, воспроизведение процесса трассер-теста.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются образцы нефтенасыщенного керна (как реального, так и насыпного). Характеристики трех моделируемых образцов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Данные геологической модели и фильтрационные характеристики

Образец	Berea-1	Колонка № 1	Колонка № 2
Диаметр, см	3,01	1,3	1,3
Длина, см	17,6	14,6	14,6
Пористость, д.ед.	0,2047	0,50	0,45
Абсолютная проницаемость, мД	225	4 500	800
Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	0,38	0,20	0,20

Отсутствие данных об относительной фазовой проницаемости воды не является критичным при моделировании трассерного исследования, так как в течение всего эксперимента наблюдается только однофазная фильтрация.

Для определения нефтенасыщенности использовались численные методы. В дальнейшем предполагается моделирование не только трассер-теста, но и МУН, поэтому в качестве инструмента для гидродинамического моделирования был выбран гидродинамический симулятор CMG STARS, который довольно хорошо зарекомендовал себя как инструмент для моделирования МУН [18].

Исходя из того, что длина образца существенно больше, чем диаметр образца, а также направление потока жидкости происходит только в одном

направлении, то допустимо использовать упрощенную модель: ячейки прямоугольной формы, размерность модели $1 \times 1 \times 50$. При этом размеры ячейки по горизонтали (DX) определяются следующим образом:

$$DX = 0,5 \cdot \sqrt[2]{\pi D^2},$$

где D — диаметр колонки.

Для создания фильтрационной модели была использована модель с пятью компонентами. Свойства компонентов представлены в таблице 2 [19].

Таблица 2

Физико-химические свойства компонентов

Параметр	Вода	Нефть	EtAc	EtOH	НAc
Вязкость, сПз	0,34	3,94	0,34	0,34	0,34
Молярная масса, г/моль	18	200,3	88	46	60
Плотность, кг/м ³	1 005	859,8	900	794	1 049
Критическое давление, кПа	22 100	967	3 800	6 296	5 710
Критическая температура, °С	374,2	500	250,1	243,1	321,6
Константа распределения	—	—	3,68	0,001	0,001

Исходя из того, что при SWCTT используются незначительные концентрации трассера, то влияние на свойства водной фазы в целом незначительно, поэтому вязкость всех реагентов была принята равной вязкости воды.

Так как константа распределения в CMG является отношением мольных долей, то необходимо также провести преобразование [20]:

$$k_{di \text{ GDM}} = k_{di \text{ lab}} \cdot \frac{M_{oil}}{M_{wat}} \cdot \frac{\rho_{oil}}{\rho_{wat}},$$

где $k_{di \text{ GDM}}$ — константа распределения i -го компонента в фильтрационной модели; $k_{di \text{ lab}}$ — константа распределения i -го компонента в лабораторных данных; M_{oil} — средняя молярная масса нефти, г/моль; M_{wat} — молярная масса воды, г/моль; ρ_{oil} — плотность нефти, кг/м³; ρ_{wat} — плотность воды, кг/м³.

С учетом имеющихся данных расчетное значение константы распределения, выраженной в отношении мольных долей, равняется 35.

Результаты

На рисунке 3 представлены результаты настройки гидродинамической модели на фактические данные эксперимента на реальном керне. Исходные данные по керну достаточно достоверны, поэтому при настройке изменялось лишь значение константы распределения (модельное значение — 39,4; фактическое — 35).

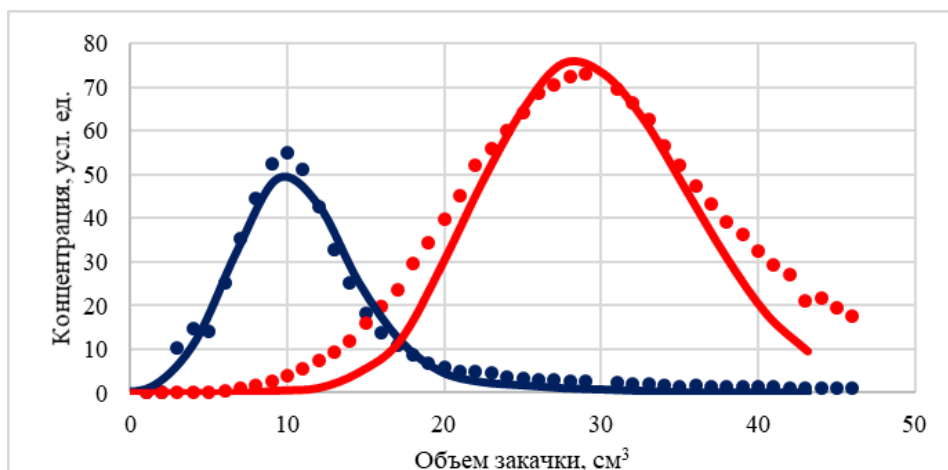


Рис. 3. Результаты настройки модели (линии — модель, точки — факт; синий — этанол, красный — этилацетат)

В дальнейшем при воспроизведении результатов экспериментов на моделях насыпного зерна были приняты следующие допущения:

- коэффициенты распределения этилацетата и этанола, а также параметры реакции гидролиза (константа скорости) приняты неизменными по итогам настройки модели реального зерна;
- из-за низкой точности определения пористости в проведенной серии экспериментов данный параметр выбран в качестве ключевого для настройки моделей на факт.

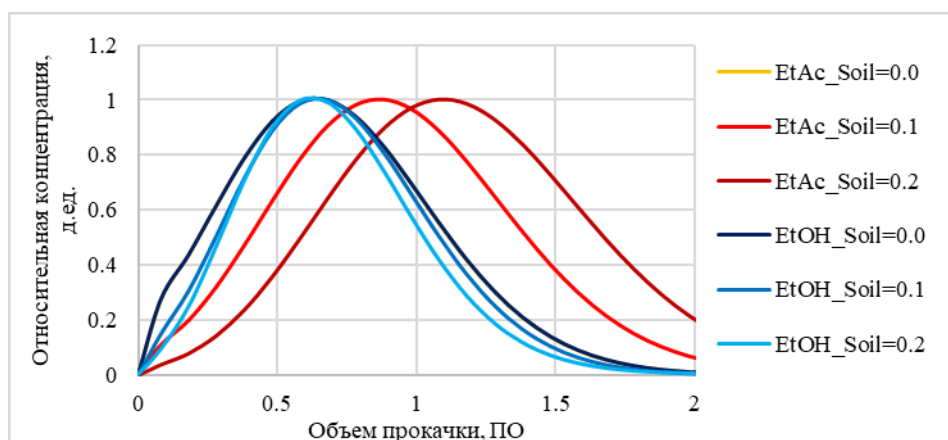


Рис. 4. Вид кривых выхода трассера в зависимости от нефтенасыщенности

На рисунке 4 представлены кривые выхода трассеров при различной нефтенасыщенности. Кривые выхода этанола лишь слегка меняют форму кривой при изменении нефтенасыщенности. Что же касается этилацетата, то при увеличении нефтенасыщенности максимум кривой смещается вправо.

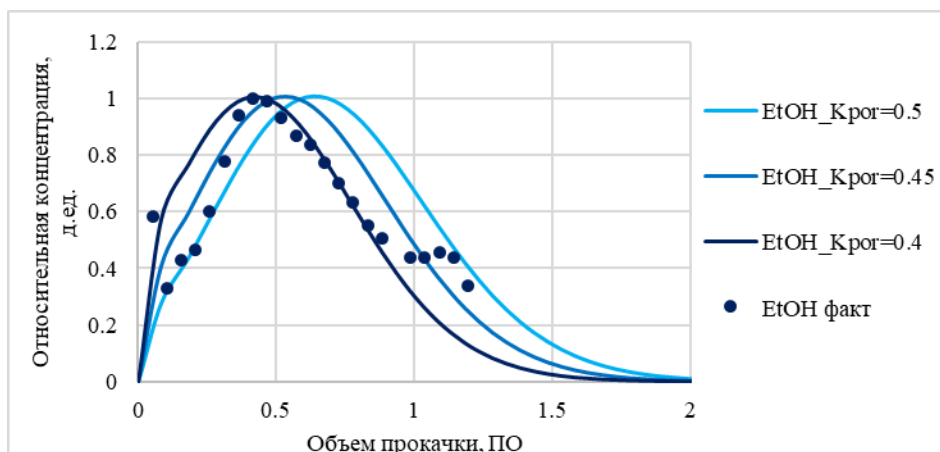


Рис. 5. Вид кривых выхода трассера в зависимости от пористости

На рисунке 5 представлены результаты моделирования трассерных исследований при различных значениях пористости. При увеличении пористости при прочих неизменных происходит смещение максимума кривой вправо.

Таким образом, для случая высокой степени уверенности в физико-химических свойствах флюидов предлагается следующий алгоритм настройки модели на факт:

- 1) настройка кривой выхода этанола путем изменения пористости или другого параметра, влияющего на скорость фильтрации;
- 2) настройка кривой выхода этилацетата за счет изменения нефтенасыщенности.

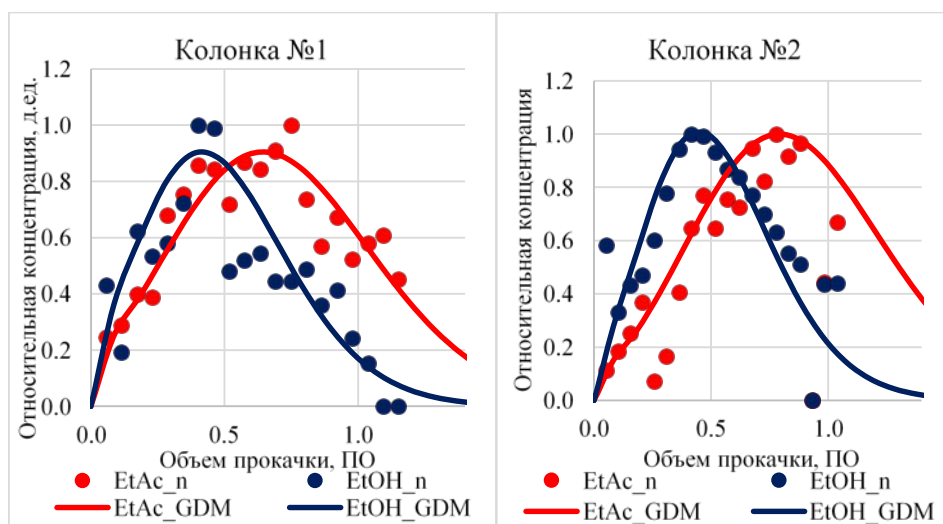


Рис. 6. Результаты настройки модели на результаты фильтрационных экспериментов на насыпном керне

На рисунке 6 представлены результаты моделирования трассер-теста на модели насыпного керна. В результате применения предложенного ранее алгоритма удалось добиться необходимой степени сходимости за счет изменения пористости. Результаты моделирования сведены в таблицу 3.

Таблица 3

Результаты моделирования фильтрационных экспериментов на насыпном кернае

Параметр	Колонка № 1		Колонка № 2	
Пористость, д.ед.	0,45	0,385	0,5	0,4
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,2	0,15	0,2	0,2
Объем раствора трассера, ПО	0,5	0,5	0,5	0,5
Объем продавочной жидкости, ПО	0,2	0,2	0,2	0,2

После этапа фильтрационных экспериментов на насыпном кернае было проведено воздействие раствором ПАВ-полимер с последующим трассерным исследованием для определения количества оставшейся нефти в образцах породы. Были также использованы колонки № 1 и № 2. Так как модели данных колонок уже настроены при помощи пористости, то данный параметр в последующих расчетах был зафиксирован для проверки корректности настройки при помощи данного параметра.

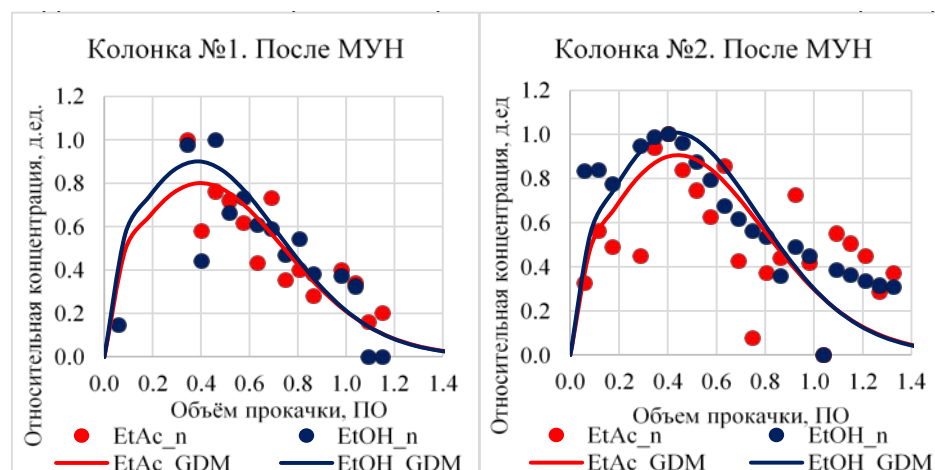


Рис. 7. Результаты настройки модели на результаты фильтрационных экспериментов на насыпном кернае после извлечения остаточной нефти при помощи МУН

На рисунке 7 представлены результаты моделирования трассерного теста на колонках № 1 и № 2. Настройка производилась только при помощи нефтенасыщенности. В обоих случаях значение нефтенасыщенности, при котором удалось добиться сходимости, близко к нулю, что говорит о практически полном отмывании образца керна от нефти (отмыв нефти в аппарате Сокслета подтвердил данное предположение). Результаты моделирования сведены в таблицу 4.

**Результаты моделирования фильтрационных экспериментов на насыпном керне
после извлечения остаточной нефти при помощи МУН**

Параметр	Колонка № 1 (после МУН)	Колонка № 2 (после МУН)
Пористость, д.ед.	0,385	0,4
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,01	0,01
Объем раствора трассера, ПО	0,5	0,5
Объем продавочной жидкости, ПО	0,2	0,2

Обсуждение

При помощи CMG удалось воспроизвести результаты экспериментов как на реальном керне, так и на насыпном. При этом была достигнута достаточно высокая степень сходимости результатов.

Отличия фактической константы распределения от модельной могут быть вызваны неточностью как непосредственно самого определения константы распределения, так и неточностью определения плотности и средней молярной массы нефти.

Алгоритм, использованный для настройки моделей, соответствующих экспериментам на насыпном керне, показал довольно хорошую точность настройки, однако стоит отметить, что данный алгоритм справедлив для случая высокой уверенности в константах распределения трассеров, молекулярных массах компонентов модели. В иных случаях необходимы также оценка влияния изменения константы распределения на вид кривых, а также влияние средней молярной массы нефти.

Высокая точность настройки кривых до и после применения МУН говорит о корректности произведенной ранее настройки при помощи пористости. Однако, это говорит и о том, что необходимо совершенствование текущей базы для определения таких параметров как пористость образцов насыпного керна. Вероятнее всего, в последующих экспериментах будут использованы методы определения пористости на основании абсолютной плотности насыпного керна.

Выводы

При использовании CMG STARS были созданы фильтрационные модели реального и насыпного керна.

В ходе настройки моделей на фактические данные удалось добиться высокой степени сходимости. Модельная константа распределения несущественно отличается от фактической (35 — факт; 39,4 — модель). Однако при настройке насыпных моделей керна пришлось существенно занижить величину пористости (вплоть до 20 % от исходной величины). Это может быть связано с недостаточной точностью определения пористости в условиях лаборатории.

В ходе работы был получен и опробован инструмент для определения нефтенасыщенности образцов на основании трассерного исследования. Высокая точность настройки говорит о хорошей работоспособности инструмента.

В общем и целом трассерные исследования как метод определения нефтенасыщенности показывают хорошие результаты. Метод является перспективным для оценки эффективности МУН.

Библиографический список

1. Sung, M. Using aliphatic alcohols as gaseous tracers in determination of water contents and air–water interfacial areas in unsaturated sands / M. Sung, B.-H. Chen. – DOI 10.1016/j.jconhyd.2011.09.001. – Текст : непосредственный // *Journal of Contaminant Hydrology*. – 2011. – Vol. 126, Issue 3–4. – P. 226–234.
2. Simulation of single well tracer tests for surfactant-polymer flooding / P. X. Bu, A. M. AlSofi, J. Liu [et al.]. – Текст : непосредственный // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2015. – Vol. 5. – P. 339–351.
3. Novosad, J. A study of surfactant flooding at high salinity and hardness / J. Novosad, B. Maini, J. Batycky. – DOI 10.1007/BF02634450. – Текст : непосредственный // *Journal of the American Oil Chemists' Society*. – 1982. – Vol. 59, Issue 10. – P. 833–839.
4. Deans, H. A. Single Well Tracer Test in Complex Pore Systems / H. A. Deans, C. T. Carlisle. – Текст : электронный // *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*, 20–23 April, Tulsa, Oklahoma, 1986. – Available at: <https://doi.org/10.2118/14886-MS>.
5. Apeiranthitis, N. Single-Well Tracer Test for S_{or} Estimation / N. Apeiranthitis, Ch. Chatzichistos, D. Christopoulos. – Greece : Technical University of Crete, 2015. – 99 p. – Текст : непосредственный.
6. Design, operation and laboratory work for single-well tracer test campaign in Handil field Indonesia / A. Mechergui, N. Agenet, C. Romero [et al.]. – Текст : электронный // *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, 2–4 July, Kuala Lumpur, Malaysia, 2013. – Available at: <https://doi.org/10.2118/165227-MS>.
7. Mechanistic modeling of alkaline/surfactant/polymer flooding for Snorre field from Core-scale to larger scale of one-spot pilot / R. Khaledialidusti, J. Kleppe, M. Tveheyo, K. Skrettingland. – Текст : непосредственный // *International journal of engineering trends and technology*. – 2017. – Vol. 46, Issue 6. – P. 337–354.
8. Karimi, M. Single Well Tracer Test for Residual Oil Estimation / M. Karimi. – Greece : Technical University of Crete, 2018. – 75 p. – Текст : непосредственный.
9. Design and demonstration of new single-well tracer test for viscous chemical enhanced-oil-recovery fluids / R. Fortenberry, P. Suniga, M. Delshad [et al.]. – DOI 10.2118/178914-PA. – Текст : непосредственный // *SPE Journal*. – 2016. – Vol. 21, Issue 04. – P. 1075–1085.
10. Габриелян, О. С. Химия. 10 класс : учебник для общеобразовательных учреждений / О. С. Габриелян, Г. Г. Лысова. – 8-е изд., испр. – Москва : Дрофа, 2008. – 260 с. – Текст : непосредственный.
11. Химическая энциклопедия / Под ред. Н. С. Зефинова, Н. Н. Кулова. – Москва : Большая российская энциклопедия, 1998. – Т. 5 : Три-Ятр. – 783 с. – Текст : непосредственный.
12. Salym Chemical EOR Project, Integration leads the way to success / H. Dijk, M. A. Buijse, J. Nieuwerf [et al.]. – Текст : электронный // *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition*, 26–28 October, Moscow, 2010. – Available at: <https://doi.org/10.2118/136328-RU>.
13. Jerauld, G. R. Interpreting single well chemical tracer tests / G. R. Jerauld, H. Mohamadi, K. J. Webb. – Текст : электронный // *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, 24–28 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2010. – Available at: <https://doi.org/10.2118/129724-MS>.
14. Harwell, J. H. Effect of reservoir condition on designing single-well chemical tracer test under extreme brine conditions / J. H. Harwell, B. Shiau, S. Wang. – Текст : непосредственный // *Transport in Porous Media*. – 2018. – Vol. 121. – P. [1–13].
15. Shiau, B. Reduction of uncertainty in surfactant flooding pilot design using multiple single well tests, fingerprinting and modeling / B. Shiau. – Norman, Oklahoma, University of Oklahoma, 2015. – 102 p. – Текст : непосредственный.

16. Wang, S. Characterisation of surfactants and tracer properties for potential EOR application / S. Wang. – Norman, Oklahoma, University of Oklahoma, 2017. – 97 p. – Текст : непосредственный.
17. Khaledialidusti, R. Numerical interpretation of single well chemical tracer (SWCT) tests to determine oil saturation in Snorre reservoir / R. Khaledialidusti, J. Kleppe, K. Skrettingland. – Текст : электронный // EUROPEC 2015, 1–4 June, Madrid, Spain. – Available at: <https://doi.org/10.2118/174378-MS>.
18. Goudarzi, A. A critical assessment of several reservoir simulators for modeling chemical enhanced oil recovery processes / A. Goudarzi, M., Delshad K. Sepehrmoori. – Текст : электронный // SPE Reservoir Simulation Symposium, 18–20 February, The Woodlands, Texas, USA, 2013. – Available at: <https://doi.org/10.2118/163578-MS>.
19. Волков, А. И. Большой химический справочник / А. И. Волков, И. М. Жарский. – Минск : Современная школа, 2005 – 607 с. – Текст : непосредственный.
20. Dictionary of Chemistry and Chemical Technology : In Six Languages : English / German / Spanish / French / Polish / Russian / Edited by Z. Sobiecka, W. Choiniński, P. Majorek. – Elsevier, 2013. – 1334 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Sung, M., & Chen, B.-H. (2011). Using aliphatic alcohols as gaseous tracers in determination of water contents and air–water interfacial areas in unsaturated sands. *Journal of Contaminant Hydrology*, 126(3-4), pp. 226-234. (In English). DOI: 10.1016/j.jconhyd.2011.09.001
2. Bu, P. X., AlSofi, A. M., Liu, J., Benedek, L., & Han, M. (2015). Simulation of single well tracer tests for surfactant-polymer flooding. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 5, pp. 339-351. (In English).
3. Novosad, J., Maini, B., & Batycky, J. (1982). A study of surfactant flooding at high salinity and hardness. *Journal of the American Oil Chemists' Society*, 59(10), pp. 833-839. (In Russian).
4. Deans, H. A., & Carlisle, C. T. (1986). Single Well Tracer Test in Complex Pore Systems. *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*, 20-23 April, Tulsa, Oklahoma. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/14886-MS>
5. Apeiranthitis, N., Chatzichistos, Ch., & Christopoulos, D. (2015). Single-Well Tracer Test for S_{or} Estimation. *Greecem, Technical University of Crete*, 99 p. (In English).
6. Mechergui, A., Agenet, N., Romero, C., Nguyen, M., & Batias, J. (2013). Design, operation and laboratory work for single-well tracer test campaign in Handil field Indonesia. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, 2-4 July, Kuala Lumpur, Malaysia. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/165227-MS>
7. Khaledialidusti, R., Kleppe, J., Tweheyo, M., & Skrettingland, K. (2017). Mechanistic modeling of alkaline/surfactant/polymer flooding for Snorre field from Core-scale to larger scale of one-spot pilot. *International journal of engineering trends and technology*, 46(6), pp. 337-354. (In English).
8. Karimi, M. (2018). Single Well Tracer Test for Residual Oil Estimation. *Greece, Technical University of Crete*, 75 p. (In English).
9. Fortenberry, R., Suniga, P., Delshad, M., Singh, B., AlKaaoud, H. A., Carlisle, Ch. T., & Pope, G. A. (2016). Design and demonstration of new single-well tracer test for viscous chemical enhanced-oil-recovery fluids. *SPE Journal*, 21(04), pp. 1075-1085. (In English). DOI: 10.2118/178914-PA
10. Gabrielyan, O. S., & Lysova, G. G. (2008). *Khimiya. 10 klass: uchebnik dlya obshcheobrazovatel'nykh uchrezhdeniy*. 8th edition, revised. Moscow, Drofa Publ., 260 p. (In Russian).
11. Zefirov, N. S., & Kulov, N. N. (Eds.) (1998). *Khimicheskaya entsiklopediya*. Tom 5: Tri-Yatr. Moscow, Bol'shaya rossiyskaya entsiklopediya Publ., 783 p. (In Russian).
12. Dijk, H., Buijse, M. A., Nieuwerf, J., Weatherill, A., Bouts, M., Kassim, A.,... Cosmo, C. (2010). Salyem Chemical EOR Project, Integration leads the way to success. *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition*, 26-28 October, Moscow. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/136328-RU>
13. Jerauld, G. R., Mohhamadi, H., & Webb, K. J. (2010). Interpreting single well chemical tracer tests. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, 24-28 April, Tulsa, Oklahoma, USA. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/129724-MS>

14. Harwell, J. H., Shiau, B., & Wang, S. (2018). Effect of reservoir condition on designing single-well chemical tracer test under extreme brine conditions. *Transport in Porous Media*, 121, pp. 1-13. (In English).
15. Shiau, B. (2015). Reduction of uncertainty in surfactant flooding pilot design using multiple single well tests, fingerprinting and modeling. Norman, Oklahoma, University of Oklahoma, 102 p. (In English).
16. Wang, S. (2017). Characterisation of surfactants and tracer properties for potential EOR application. Norman, Oklahoma, University of Oklahoma, 97 p. (In English).
17. Khaledialidusti, R., Kieppe, J., & Skrettingland, K. (2015). Numerical interpretation of single well chemical tracer (SWCT) tests to determine oil saturation in Snorre reservoir. EUROPEC 2015, 1-4 June, Madrid, Spain. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/174378-MS>
18. Goudarzi, A., Delshad, M., Sepehrnoori, K. (2013). A critical assessment of several reservoir simulators for modeling chemical enhanced oil recovery processes. SPE Reservoir Simulation Symposium, 18-20 February, The Woodlands, Texas, USA. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/163578-MS>
19. Volkov, A. I., & Zharskiy, I. M. (2005). *Bol'shoy khimicheskiy spravochnik*. Minsk, Sovremennaya shkola Publ., 607 p. (In English).
20. Sobecka, Z., Choiniski, W., & Majorek, P. (Eds.) (2013). *Dictionary of Chemistry and Chemical Technology: In Six Languages: English / German / Spanish / French / Polish / Russian*. Elsevier, 1334 p.

Сведения об авторах

Корякин Фёдор Андреевич, аспирант кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, e-mail: f19d5@mail.ru

Третьяков Николай Юрьевич, к. х. н., доцент, директор Центра коллективного пользования «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Абдулла Осман Бырмагамбетович, аспирант кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Филиппов Виталий Григорьевич, магистр кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Fyodor A. Koryakin, Postgraduate at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen, e-mail: f19d5@mail.ru

Nikolay Yu. Tretyakov, Candidate of Chemistry, Associate Professor, Director of CCU "Chemical Analysis and Substance Identification", University of Tyumen

Osman B. Abdulla, Postgraduate at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen

Vitaliy G. Filippov, Master Student at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen