

УДК 622.276.64
МРНТИ 52.47.27

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ЕДИНИЧНЫХ СКВАЖИНАХ С РАЗДЕЛЯЮЩИМИ ХИМИЧЕСКИМИ ИНДИКАТОРАМИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ХОЛМОГОРСКОЕ

М.Ю. Бондарь, А.В. Осипов, А.А. Громан, И.Н. Кольцов,
Г.Ю. Щербаков, О.В. Чебышева

ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства», г. Москва, Россия

Методы повышения нефтеотдачи в целом и ПАВ-полимерное заводнение в частности рассматриваются как третичные методы разработки зрелых нефтяных месторождений в Западной Сибири с потенциалом увеличения нефтеотдачи до 60–70% от начальных геологических запасов.

Для выбора эффективной смеси поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ) и полимера для ПАВ-полимерного воздействия были проведены лабораторные испытания, в ходе которых были протестированы: термическая стабильность, фазовое поведение, межфазное натяжение и реология составов. Также были проведены фильтрационные эксперименты для оптимизации объемов закачиваемых оторочек и концентраций реагентов в них. На конечном этапе для оценки эффективности ПАВ-полимерного воздействия на двух скважинах Холмогорского месторождения были проведены тесты на единичных скважинах с разделяющимися химическими трассерами (SWCTT). Чтобы исследовать разные технические и экономические модели ПАВ-полимерного воздействия, SWCTT-тесты были проведены с одним и тем же ПАВ, но с разным дизайном. Результаты проведенных SWCTT-тестов показали, что остаточная нефтенасыщенность в зоне воздействия после закачки ПАВ-полимерного раствора снизилась примерно на 11% по сравнению с заводнением, что составляет примерно треть остаточной нефти после заводнения. Испытанное ПАВ показало приемлемую эффективность при неоптимальных температурных условиях, что благоприятно для применения выбранной ПАВ-полимерной композиции для соседних месторождений и пластов с различными пластовыми температурами, но схожим составом воды.

В целом, результаты проведенных полевых испытаний коррелируют с результатами основных лабораторных экспериментов для выбранного поверхностно-активного вещества.

Ключевые слова: ПАВ-полимерное заводнение, химические методы увеличения нефтеотдачи, остаточная нефтенасыщенность, трассерные исследования на единичных скважинах.

Введение

Холмогорское нефтяное месторождение, расположенное в Ханты-Мансийском автономном округе, было открыто в 1973 г. Нефтеносность связана с меловыми отложениями. Начальные запасы нефти составляют 232 млн т. Запасы относятся к Западно-Сибирской провинции. Оператором месторождения является нефтяная компания ПАО «Газпром нефть» (АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»). Целевой терригенный объект, находящийся на 4-ой фазе разработки, залегают на

глубине 2432 м. Тип залежи – пластово-сводовая, тип коллектора – терригенный. Средние значения геолого-физических свойств: пористость – 0,18, проницаемость – 35–70 10⁻³ мкм², коэффициент песчаности – 0,62 д. ед., температура пласта – 87°C, начальное пластовое давление – 25,3 МПа, вязкость нефти в пластовых условиях – 1,8 сП, начальная нефтенасыщенность – 0,60 д. ед., минерализация пластовой воды – 15–20 г/л. На месторождении присутствует развитая система

заводнения. Средняя обводненность продукции – 95,9%.

Работа над проектом по химическому заводнению началась в 2014 г. с детальной оценки различных технологий, включая фактическую экспертизу в совместных предприятиях, таких как, например, Salym Petroleum Development N.V. – компании, которая успешно реализовала пилотный проект по щелочно-ПАВ-полимерному воздействию на Западно-Салымском месторождении в 2017 г. [1]. В процессе скрининга методов увеличения нефти (далее – МУН, ХМУН) для Холмогорского месторождения было выбрано ПАВ-полимерное воздействие, чтобы снизить риски, связанные с солеотложениями и образованием стабильных эмульсий.

Ожидается, что эффект от ПАВ-полимерного воздействия на Холмогорском месторождении составит порядка 34,4 млн т дополнительной добычи нефти. Объем этих ресурсов – неподвижная нефть, остающаяся в пласте после достижения целевого коэффициента извлечения нефти при заводнении. Применение ПАВ-полимерного воздействия на действующих активах ПАО «Газпром нефть» может привести к увеличению добычи до 225 млн т [2].

В частности, для Холмогорского месторождения была завершена многоэтапная программа исследований и разработок по снижению рисков, начиная с лабораторных испытаний химических веществ и керновых исследований, завершенная SWCTT в конце 2020 г. с выбранной рецептурой и химическим дизайном.

Литературный обзор. Основы Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT)

Динс Х.А. [3] впервые сообщил об испытаниях на одиночной скважине с химическими трассерами в качестве метода измерения средней остаточной нефтенасыщенности в 1972 г. С тех пор тест был применен более чем в 200 проектах [4], включая несколько проектов в России, например, на Западно-Салымском месторождении [1].

Тест SWCTT позволяет измерять среднюю остаточную нефтенасыщенность в относительно большом объеме порового пространства. Как правило, глубина исследования составляет от 3 до 6 м от ствола скважины, которая должна находиться за

пределами области изменений, вызванных операциями бурения и заканчивания [4]. Забегая вперед, для Холмогорского месторождения было принято решение измерить остаточную нефтенасыщенность на расстоянии 5 м от забоя скважины.

Тест SWCTT основан на разделении между нефтью и водой подходящего нефтерастворимого и водорастворимого трассера. Этот раствор активного трассера закачивается вместе с дополнительными пассивными трассерами в пласт и вытесняется из ствола скважины последующей закачкой воды, которая может содержать дополнительные пассивные трассеры. Трассер растворяется в остаточной нефти и пластовой воде, и поскольку остаточная нефть неподвижна, трассер перемещается медленнее, чем вода, в которой он растворен. Затем скважину закрывают на определенный период, позволяя части трассера вступать в реакцию и образовывать новый, вторичный трассер, который обычно является продуктом реакции гидролиза. Этот вторичный трассер является пассивным трассером, который, следовательно, движется с той же скоростью, что и вода. В качестве разделяющегося трассера обычно используется этилацетат (далее – EtAc). Во время цикла добычи эти два трассера, EtAc и продукт гидролиза этанол (далее – EtOH), разделяются по времени выхода из-за их разной скорости. Результаты тестов в случаях с высокой остаточной нефтенасыщенностью (далее – Sor) показывают большее разделение, чем результаты тестов в случаях с низкой Sor. Это разделение определяется по профилям концентраций трассерных веществ в добываемой воде.

Кроме вышеупомянутых трассеров, к первичному трассеру дополнительно добавляется так называемый кавер-трассер, в качестве которого обычно используется n-пропиловый спирт (далее – NPA) или метанол. После этого закачивается вторая оторочка воды, чтобы протолкнуть первую порцию глубже в пласт. И, наконец, третий масс-балансовый трассер обычно отслеживает общий закачиваемый объем и тоже является пассивным. Изопропиловый спирт (далее – IPA) является примером типичного трассера материального баланса.

Для проведения SWCTT на Холмогорском месторождении в качестве активного трассера был выбран EtAc, в качестве кавер-трассера – NPA, в качестве трассера

масс-баланса – IPA. Последние два трассера были индикаторами точности теста и продолжительности выборки соответственно. Необходимо отметить, что эти трассеры использовались также для проведения теста и на Западно-Салымском месторождении [5].

На кинетику реакции этилацетата влияют несколько параметров, наиболее важными из которых являются пластовая температура в призабойной зоне пласта (далее – ПЗП) и температура закачиваемой воды [6, 7], её pH [7, 8] и минерализация, поскольку константа гидролиза и коэффициент разделения (Kd) зависят от температуры и pH.

Коэффициент разделения является важным параметром, который используется в общем уравнении для расчета остаточной нефтенасыщенности (Sor) (1):

$$Sor = \frac{(Q_{oil} - \delta)/(Q_{water} - \delta) - 1}{(Q_{oil} - \delta)/(Q_{water} - \delta) - 1 + Kd} \quad (1)$$

где Q_{oil} , Q_{water} – накопленные объемы жидкости с нефтерастворимым и водорастворимым индикаторами, Kd – коэффициент разделения, δ – объем жидкости в скважине.

SWCTT выполняется для определения как остаточной нефтенасыщенности после заводнения (далее – Sorw), так и остаточной нефтенасыщенности после применения ХМУН (далее – Sorc). Разница между Sorw и Sorc является параметром эффективности выбранного химического состава, поэтому SWCTT является экономичной и неотъемлемой частью методологии химического скрининга МУН перед пилотным проектом с несколькими скважинами или проектом коммерческого масштаба.

Проведение лабораторных работ, моделирование и подготовка к SWCTT

Перечень выполняемых работ в рамках SWCTT следующий:

- подготовка скважин и их исследования;
- разработка программы SWCTT;
- заводнение водой до стабильной остаточной нефтенасыщенности;
- закачка трассеров, выдержка скважины и пуск её в добычу для опреде-

ления остаточной нефтенасыщенности после заводнения (Sorw);

- доставка ПАВ и полимера на скважину;
- закачка ПАВ-полимерного раствора и его оттеснение вглубь ПЗП;
- закачка трассеров, выдержка скважины и пуск её в добычу для определения остаточной нефтенасыщенности после ПАВ-полимерного заводнения (Sorc)
- интерпретация результатов, определение эффективности ПАВ-полимерного воздействия ($\Delta Sor = Sorw - Sorc$).

Исходя из выбранной глубины исследования (5 м), были рассчитаны поровые объемы исследуемых зон для скв. 1 и 2, которые составили 145 и 105 м³ соответственно. На основании этого был определен дизайн закачки трассеров и химических реагентов для ПАВ-полимерного воздействия.

До проведения SWCTT было проведено гидродинамическое моделирование закачки ПАВ-полимерной композиции по запланированному дизайну. Для этого из полномасштабной гидродинамической модели (далее – ГДМ) Холмогорского месторождения был вырезан сектор, включивший скважины, на которых было запланировано проведение SWCTT. Поскольку в полномасштабной модели месторождения сетка скважин составляла 50 x 50 м, в районе исследуемых скважин модель была изменена до размеров 1 x 1 м (рис. 1).

ГДМ адаптировали к истории разработки, после чего на скважинах был полностью смоделирован дизайн SWCTT и рассчитан прирост коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) в зоне, охваченной воздействием ПАВ-полимерной композицией. В табл. 1 показаны начальные запасы нефти в модели в районе скважин, исследуемых с помощью SWCTT, а также запасы нефти в этой области после закачки воды и прокачки ПАВ-полимерной композиции.

Используя указанные запасы нефти, были рассчитаны КИН после заводнения и КИН после закачки ПАВ-полимерной композиции. Забегая вперед, отметим, что изменение КИН, полученное в модели, близко к его значениям, полученным в результате интерпретации фактически выполненного SWCTT для скв. 1 и 2.

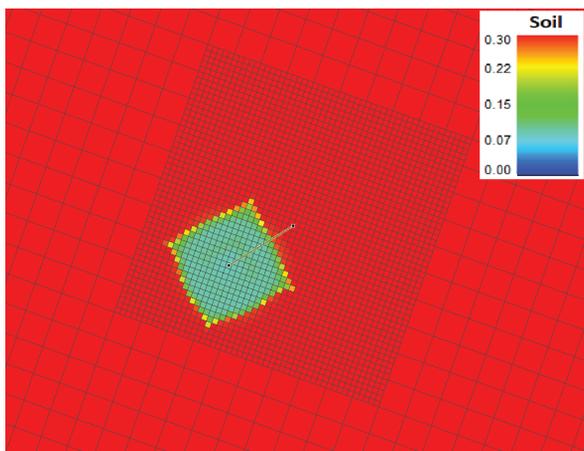


Рисунок 1. Нефтенасыщенность в ГДМ в районе скв. 2 после ПАВ-полимерного воздействия

Таблица 1. Расчет прироста КИН, получаемого при помощи гидродинамического моделирования

Параметр	Скв. 1	Скв. 2
Начальные запасы нефти, м ³	187,7	236,4
Запасы нефти после заводнения, м ³	89,1	114,5
Запасы нефти после прокачки ПАВ+полимерной композиции, м ³	54,8	71,4
КИН после заводнения, д. ед.	0,525	0,516
КИН после прокачки ПАВ+полимерной композиции, д. ед.	0,708	0,698
ΔКИН, д. ед.	0,183	0,182



Рисунок 2. Фотографии испытаний SWCTT на Холмогорском месторождении

- а) емкости для приготовления трассеров;
- б) нагнетательный насос и целевая скважина, бочки с трассерами;
- в) образцы трассеров, канистры с поверхностно-активными веществами;
- г) две емкости с трассерами

Проведение SWCTT

Тесты SWCTT проводились в ноябре–декабре 2020 г. в суровых зимних условиях. Все оборудование было спроектировано для этого климата, и на протяжении всего цикла не возникало никаких рисков, связанных с охраной здоровья и труда, обеспечением безопасности и охраны окружающей среды. Фотографии на рис. 2 демонстрируют некоторые полевые аспекты тестирования.

На всех этапах специалисты проектной группы ХМУН контролировали процесс от подготовки и закачки трассеров до их обратной добычи и анализа.

Весь цикл работы по определению нефтенасыщенности состоял из четырех этапов. На первом этапе был закачан расчетный объем воды для промывки исследуемой зоны (5 м) до стабильной остаточной нефтенасыщенности. Вода закачивалась из существующей системы ППД через затрубное пространство скважины. Затем скважина была закрыта для пассивного нагрева с целью достижения более приемлемой температуры пласта как для трассеров, так и химических композиций для повышения нефтеотдачи пласта.

На втором этапе все трассеры – EtAc, NPA (кавер-индикатор для оценки качества исследования) и IPA (масс-баланс трассер для оценки продолжительности исследования) – были смешаны с водой и закачаны подрядчиком SWCTT через затрубное пространство скважины.

На третьем этапе для проведения химических реакций, ведущих к образованию EtOH, и перераспределения нефтерастворимого EtAc между нефтяной и водной фа-

зами скважина была остановлена на определенное время.

На четвертом этапе скважина была введена в эксплуатацию с отбором проб добываемой жидкости и последующим анализом в промысловой лаборатории, расположенной у куста скважины, на содержание всех трассеров. В течение всего периода SWCTT скважина постоянно находилась в режиме измерения на автоматической групповой замерной установке, расположенной на кусте скважины. После анализа обратно добытых трассеров был определен Sorw.

После этапов 1–4 в скважину был закачан ПАВ-полимерный коктейль для повышения нефтеотдачи. Закачка также проводилась через затрубное пространство. После закачки заданного объема ПАВ-полимерного коктейля последняя продавливалась в пласт водой из системы ППД. После этого в скважину снова были закачаны трассеры, произведена выдержка скважины и обратная добыча, как было описано выше, и определен Sorc (остаточная нефтенасыщенность после химического заводнения). Эта типичная последовательность работ была повторена для скв. 2.

Интерпретация полученных результатов SWCTT

В этой главе описываются анализ добычи трассеров и оценка построенных кривых для предварительного определения нефтенасыщенности.

В первой половине декабря все пробы из скв. 1 были проанализированы и нанесены на график (рис. 3).

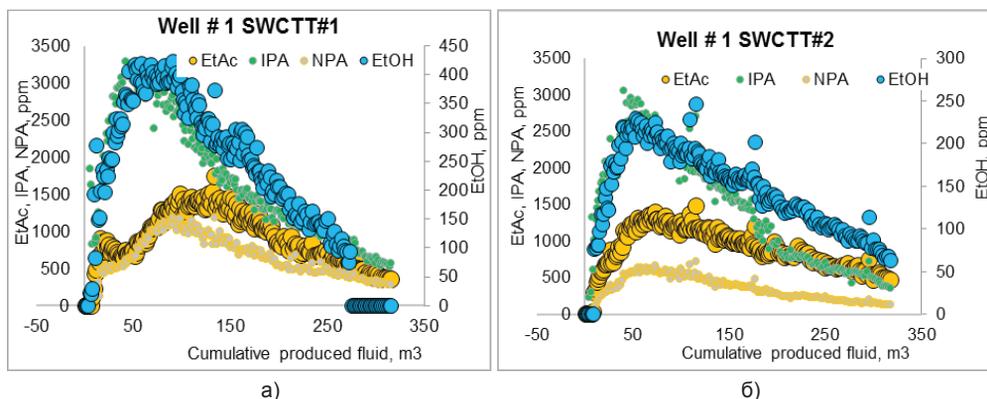


Рисунок 3. Динамика концентрации трассеров в продукции скв. 1
а) определение Sorw; б) определение Sorc

Для определения массы добытого масс-баланс-трассера использовалось уравнение:

$$M = \frac{1}{\delta} \sum_{i=1}^N (C_{i-1} \cdot q_w^{i-1} - C_i \cdot q_w^i) \cdot (t_i - t_{i-1}), i = 1, \dots, N \quad (2)$$

где C_i, q_w^i, t_i – концентрация трассера, объемный дебит скважины по жидкости, время в i -ый замер концентрации трассера, N – общее количество измерений концентрации трассера.

Таким образом, в скв. 1 накопленная добыча трассера масс-баланса достигла

значения 94,5% и 82,0% при определении Sor_w и Sor_c . Добыча NPA продемонстрировала хорошую сходимость с формой кривой EtAc, что позволяет считать, что SWCTT для скв. 1 был завершен с приемлемой точностью.

Удаление кривых IPA и NPA с графиков значительно упростит определение расчета требуемых параметров с использованием формулы (1). На самом деле, необходимы только кривые EtOH и EtAc (рис. 4), если масс-баланс и кавер-трассеры продемонстрировали приемлемую точность.

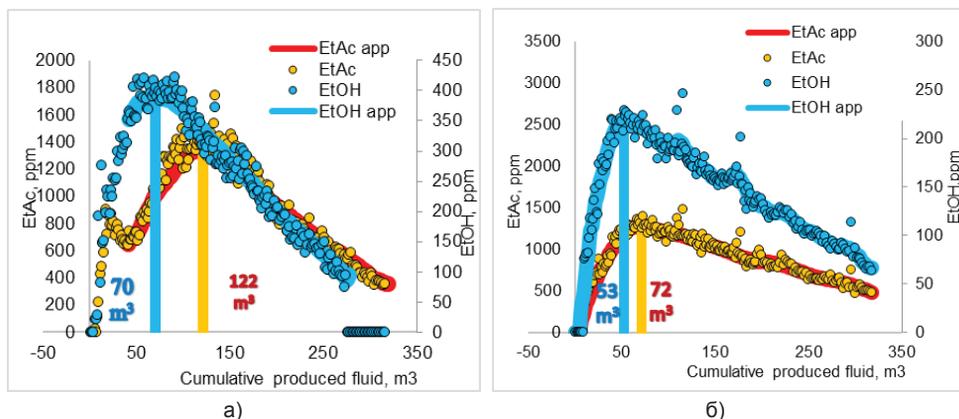


Рисунок 4. Динамика концентрации трассеров в продукции скв. 1

а) определение Sor_w ; б) определение Sor_c

Кривые концентрации этих трассеров были выделены на отдельных графиках и аппроксимированы в программном пакете OriginPro методом усреднения для минимизации влияния шума в исходных данных

на выбор точки абсолютного экстремума на кривых концентрации. Собрав все данные для скв. 1 и применив уравнение (1), можно рассчитать общие Sor_w , Sor_c и ΔSor (табл. 2).

Таблица 2. Интерпретация результатов SWCTT в скв. 1

Параметр для скв. 1	Определение Sor_w (после заводнения)	Определение Sor_c (после закачки ПАВ-полимера)
QEtAc, м³	121,7	71,7
QEtOH, м³	70,1	53,0
δ , м³	11,5	
Kd	2,914	2,914
Sor_w	0,23	
Sor_c		0,13
ΔSor	0,10	

Полученные результаты соответствуют мировой и местной практике в области химического увеличения нефтеотдачи.

Переходя к результатам следующего SWCTT для скв. 2, стоит отметить, что идея данного испытания заключалась в

применении ингибитора адсорбции для уменьшения потерь ПАВ и полимера. Как упоминалось выше, химический дизайн включал только 0,4 порового объема ПАВ-полимерной оторочки по сравнению с 0,8 порового объема для скв. 1.

Во второй половине декабря все пробы из скв. 2 были проанализированы и нанесены на график (рис. 5).

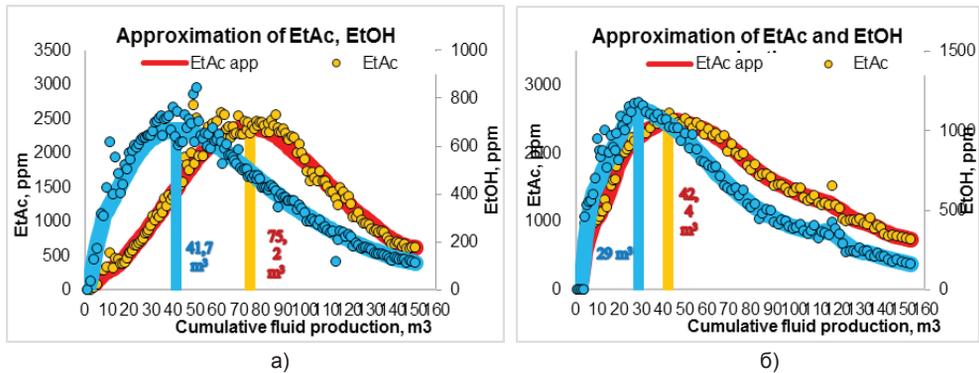


Рисунок 5. Динамика концентрации трассеров в продукции скв. 2

а) определение остаточной нефтенасыщенности после заводнения – Sorw;

б) определение остаточной нефтенасыщенности после ПАВ-полимерного воздействия – Sorс

Накопленная добыча трассера масс-баланса достигла значений 70 и 71% в исследованиях по определению Sorw и Sorс для скв. 2.

Как и для скв. 1, кривые концентрации этих индикаторов были выделены на

отдельных графиках и аппроксимированы в OriginPro методом усреднения по смежным точкам. Собрав все данные для скв. 2 (табл. 3) и применив уравнение (1), можно рассчитать общие Sorw, Sorс и ΔSor .

Таблица 3. Интерпретация результатов SWCTT в скв. 2

Параметр для скв. 1	Определение Sorw (после заводнения)	Определение Sorс (после закачки ПАВ-полимера)
QEtAc, м³	75,2	43,3
QEtOH, м³	41,7	29,0
\bar{d} , м³	14,6	10
Kd	2,497	2,497
Sorw	0,33	
Sorc		0,22
ΔSor	0,11	

С учетом доверительного интервала, предполагающего неопределенность в экстремуме, неопределенностей в температуре, внешнего дрейфа и точности аппроксимации, результаты серии SWCTT составляют Sorw = 0,23 ± 0,03, Sorс = 0,13 ± 0,03 и Sorw = 0,33 ± 0,03, Sorс = 0,22 ± 0,01 соответственно для скв. 1 и 2.

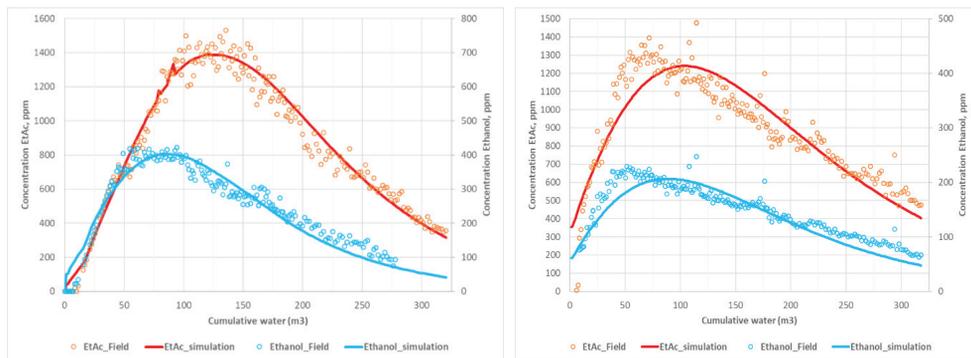
Моделирование SWCTT

Помимо аналитических методов определения Sor, также было задействовано гидродинамическое моделирование для интерпретации SWCTT. Для этого использовалась 2D радиальная ГДМ с одинаковым размером ячеек по горизонтали, равным 0,2 м. Количество слоев по вертикали составляло 10 ячеек размером 1,3 м каждая. Значения пористости, прони-

цаемости и песчаности для слоев были взяты из полномасштабной ГДМ. В целях упрощения моделирования температура пласта принималась неизменной. Варьируемыми переменными для воспроизведения динамики концентрации трассеров в добываемой продукции являлись коэффициенты дисперсии этанола и этилацетата, скорость реакции гидролиза этилацетата, нефтенасыщенность пласта. Из-за потерь в пласте трассеров и продавочной воды также варьировалось отношение их закаченных объемов к извлеченным. Поскольку концентрация трассеров в потоке была измерена, при моделировании она считалась неизменной. Также известным считался коэффициент распределения этилацетата.

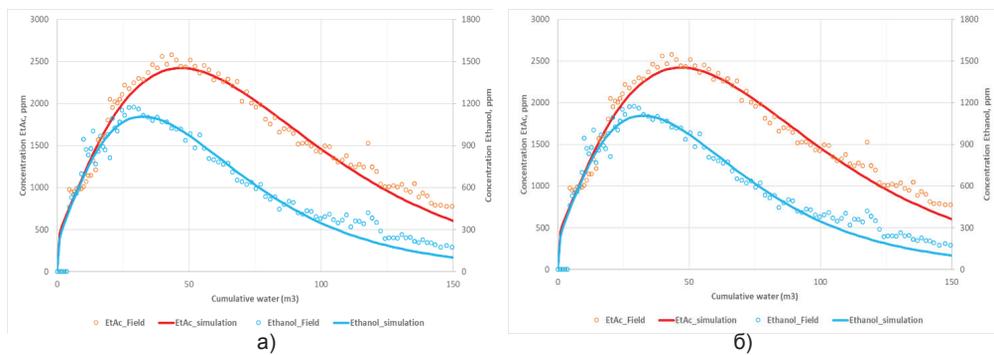
Результаты адаптации показаны на рис. 6 и в табл. 4. Как видно из табл. 4, несмотря на то, что абсолютные значения S_{or} , найденные с помощью гидродинамического моделирования, незначительно отличаются от абсолютных значений S_{or} , найденных аналитическим методом, уменьшение S_{or} от воздействия ПАВ+полимер одинаково для обоих методов ин-

терпретации. Также из табл. 4 видно, что скорость реакции гидролиза этилацетата проведения ХМУН меньше такой же скорости после ПАВ-полимерного воздействия. Это может быть обусловлено падением температуры вследствие охлаждения пласта и уменьшением pH из-за выделения кислоты в результате реакции гидролиза этилацетата [9].



а) б)
Рисунок 6. Интерпретация SWCTT для скв. 1

а) выход индикаторов для определения S_{orw} ;
б) выход индикаторов для определения S_{or}



а) б)
Рисунок 7. Интерпретация SWCTT для скв. 2

а) выход индикаторов для определения S_{orw} ;
б) выход индикаторов для определения S_{or}

Таблица 4. Параметры адаптации моделирования SWCTT

Параметр адаптации	Скв. 1		Скв. 2	
	S_{orw}	S_{orc}	S_{orw}	S_{orc}
Отношение извлеченного объема трассера к его закаченному объему, д. ед.	0,87	0,81	0,69	0,67
Скорость реакции разложения этилацетата, с ⁻¹	0,009	0,004	0,013	0,011
Коэффициент дисперсии (EtAc)	0,019	0,037	0,004	0,0145
Коэффициент дисперсии (Ethanol)	0,028	0,033	0,025	0,012
Остаточная нефтенасыщенность, д. ед.	0,21	0,11	0,31	0,195
Уменьшение остаточной нефтенасыщенности, д. ед.		0,11		0,12

Выводы

Разработка проекта ПАВ-полимерного заводнения на Холмогорском месторождении проходит согласно поэтапной методологии снижения рисков. Для подтверждения выводов от прделанных скрининговых и лабораторных исследований были проведены 2 теста на единичных скважинах (SWCTT).

Снижение остаточной нефтенасыщенности после ПАВ-полимерного воздействия относительно заводнения составляет 0,11 и 0,12 д. ед. соответственно для скв. 1 и 2, при этом прирост КИН составил около 18% для обеих скважин. Про-

веденные работы позволяют реализовать технически успешный проект, хотя для этого необходимы конкретные налоговые льготы и государственная поддержка, которые в настоящее время находятся в центре внимания проектной команды.

Выбранная композиция ПАВ продемонстрировала приемлемую эффективность, несмотря на неблагоприятные температурные условия, что позволяет сделать вывод о том, что при температуре пласта результаты могут быть выше. Для этого инициируются дополнительные исследования.

Список использованной литературы

1. Volokitin Y., Shuster M., Karpan V., Koltsov I., Mikhaylenko E., Bondar M., Podberezhy M., Rakitin A., Batenburg D.W., Parker A.R., de Kruijff S., Southwick J.G., de Reus J., van Pol E., Heyden F.H., Boels L., Wever D.A., Brewer M. Results of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Pilot at West Salym Field. – SPE-190382-MS, 2018.
2. Produced for the first time in Russia, Gazprom Neft synthesises 11 cutting-edge enhanced oil recovery surfactant agents. – Материалы сайта <https://ntc.gazprom-neft.com>, ноябрь, 2017.
3. Deans H.A. Using Chemical Tracers to Measure Fractional Flow and Saturation In-Situ. – SPE 7076, 1978.
4. Deans H.A., Mut A.D. Chemical Tracer Studies To Determine water Saturation at Prudhoe Bay. – SPE 28591, 1997.
5. Buijse M.A., Prelicz R.M., Barnes J.R., Cosmo C. Application of Internal Olefin Sulfonates and Other Surfactants to EOR. Part 2: The Design and Execution of an ASP Field Test. – SPE-129769, 2010.
6. Deans H.A., Parks Y.J., Tezduyar T.E. Thermal Effects on Single Well Chemical Tracer Test for Measuring Residual Oil Saturation. – SPE Formation Evaluation, 1991, 6(3), p. 401-408. DOI:10.2118/19683-PA.
7. Wolfenden R., Yuan Y. The “neutral” hydrolysis of simple carboxylic esters in water and the rate enhancements produced by acetylcholinesterase and other carboxylic acid esterases. – Journal of the American Chemical Society, 2011. 133(35), p. 13821-13823.
8. Wellington S. and Richardson E. Redesigned ester single-well tracer test that incorporates ph driven hydrolysis rate changes. – SPE Reservoir Eng., 1994, p. 233-239.
9. Jin L., Jamili A., and Harwell J.H., Shiao B.J., Roller C. Modelling and Interpretation of Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT) for pre and post Chemical EOR in two High Salinity Reservoirs. – SPE-173618-MS, 2015.

ХОЛМОГОРСКОЕ КЕН ОРНЫНДАҒЫ ББЗ-ПОЛИМЕРЛІК ӘСЕРІНІҢ ТИМДІЛІГІН БАҒАЛАУ ҮШІН БӨЛЕТІН ХИМИЯЛЫҚ ИНДИКАТОРЛАРЫ БАР БІРЛІК ҰҢҒЫМАЛАРДА ТРАССЕРЛІК ЗЕРТТЕУЛЕР ЖҮРГІЗУ НӘТИЖЕЛЕРІ

М.Ю. Бондарь, А.В. Осипов, А.А. Громан, И.Н. Кольцов,
Г.Ю. Щербаков, О.В. Чебышева

«Газпромнефть – Технологиялық серіктестік» ААҚ, Мәскеу қ-сы, Ресей

Жалпы мұнай өндіруді арттыру әдістері және ББЗ-полимерлі су тасқыны, атап айтқанда, Батыс Сібірдегі жетілген мұнай кен орындарын игерудің үшінші әдісі ретінде қарастырылады, мұнай өндіруді бастапқы геологиялық қорлардың 60–70% дейін арттыру мүмкіндігі бар.

Беттік-белсенді заттардың (бұдан әрі – ББЗ) және ББЗ-полимерлі әсерге арналған полимердің тиімді қоспасын таңдау үшін зертханалық сынақтар жүргізілді, олардың барысында термиялық тұрақтылық, фазалық әрекет, фазалық керілу және құрамдардың реологиясы сыналды. Және де, айдалатын шектердің көлемін және олардағы реагенттердің концентрациясын оңтайландыру үшін сүзу эксперименттері жүргізілді. Соңғы кезеңде Холмогорское кен орнының екі ұңғымасында ББЗ-полимерлі әсердің тиімділігін бағалау үшін химиялық трассерлермен (SWCTT) бөлінген ұңғымаларда сынақтар жүргізілді. ББЗ-полимерлі әсердің әртүрлі техникалық және экономикалық модельдерін зерттеу үшін SWCTT тестілері бірдей ББЗ, бірақ әртүрлі дизайнмен жүргізілді. SWCT-тестілерінің нәтижелері ББЗ-полимерлі ерітіндіні айдағаннан кейін әсер ету аймағындағы мұнайдың қалдық қанығуы су басумен салыстырғанда шамамен 11% төмендегенін көрсетті, бұл су басудан кейінгі қалдық мұнайдың үштен бірін құрайды. Сыналған ББЗ оңтайлы емес температура жағдайында қолайлы тиімділікті көрсетті, бұл таңдалған ББЗ-полимерлі композицияны әр түрлі қабаттық температурасы бар, бірақ судың құрамы ұқсас көрші кен орындары мен қабаттарға қолдануға қолайлы.

Жалпы, далалық сынақтардың нәтижелері таңдалған беттік-белсенді зат үшін негізгі зертханалық эксперименттердің нәтижелерімен байланысты.

Негізгі сөздер: ББЗ-полимерлік су басу, мұнай беруді ұлғайтудың химиялық әдістері, мұнайдың қалдық қанығуы, бірлік ұңғымалардағы трассерлік зерттеулер.

THE RESULTS OF SINGLE WELL CHEMICAL TRACER TESTS TO ASSESS THE EFFECTIVENESS OF SURFACTANT-POLYMER EXPOSURE AT THE KHOLMOGORSKOYE FIELD

M.Y. Bondar, A.V. Osipov, A.A. Groman, I.N. Koltsov, G.Y. Scherbakov, O.V. Chebysheva
Gazpromneft-technological Partnerships LLC, Moscow, Russia

Methods of enhanced oil recovery in general and surfactant-polymer flooding in particular are considered as tertiary methods for the development of mature oil fields in Western Siberia, with the potential to increase oil recovery to 60-70% of the initial geological reserves.

To select an effective mixture of surfactants and polymer for surfactant-polymer flooding, laboratory tests were carried out in which the thermal stability, phase behaviour, interfacial tension and rheology of the formulations were tested. Filtration experiments were also carried out to optimize the volumes of injected fringes and the concentrations of reagents in them. At the final stage, single well chemical tracer tests (SWCTT) were carried out to assess the effectiveness of surfactant-polymer flooding on two wells of the Kholmogorskoye field. In order to investigate different technical and economic models of surfactant-polymer exposure, SWCTT tests were conducted with the same surfactant, but with a different design. The results of the SWCTT tests showed that the residual oil saturation in the affected area after injection of the surfactant-polymer solution decreased by about 11% compared to water flooding, which is about a third of the residual oil after flooding. The tested surfactant showed acceptable efficiency under suboptimal temperature conditions, which is favorable for the use of the selected surfactant-polymer composition for neighboring deposits and formations with different reservoir temperatures, but similar water composition.

In general, the results of the conducted field tests correlate with the results of the main laboratory experiments for the selected surfactant.

Key words: surfactant-polymer flooding, chemical enhanced oil recovery, residual oil saturation, Single Well Chemical Tracer Test.

Информация об авторах

Бондарь Михаил Юрьевич, – руководитель направления,
bondar.myu@gazprom-neft.ru.

***Осипов Андрей Валерьевич**, – руководитель направления,
osipov.ava@gazprom-neft.ru.

Громан Андрей Андреевич, – руководитель лаборатории,
groman.aa@gazprom-neft.ru.

Кольцов Игорь Николаевич – эксперт, *koltsov.in@gazprom-neft.ru.*

Щербаков Георгий Юрьевич, – руководитель направления,
shcherbakov.gyu@gazprom-neft.ru.

Чебышева Ольга Вадимовна, – директор программ,
chebysheva.ov@gazprom-neft.ru.

ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства», г. Москва, Россия

*Автор, ответственный за переписку