



## РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОНИЦАЕМОСТНО-НЕОДНОРОДНЫЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ЗАЛЕЖИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

**Ф.Э.Сафаров<sup>\*1,2</sup>, С.А.Вежнин<sup>1</sup>, Н.А.Сергеева<sup>1</sup>, А.А.Ратнер<sup>1</sup>,  
Л.Н.Латыпова<sup>1</sup>, И.Ф.Халитов<sup>3</sup>, Л.Е.Ленченкова<sup>3</sup>, А.Г.Телин<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Уфимский НТЦ», Уфа, Россия; <sup>2</sup>Уфимский институт химии УФИЦ РАН, Уфа, Россия;

<sup>3</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

### Development of Integrated Technology Influencing on the High-Temperature Jurassic Reservoirs With a Heterogeneity Permeability

*F.E.Safarov<sup>1,2</sup>, S.A.Veznin<sup>1</sup>, N.A.Sergeeva<sup>1</sup>, A.A.Ratner<sup>1</sup>, L.N.Latypova<sup>1</sup>, I.F.Halitov<sup>3</sup>,  
L.E.Lenchenkova<sup>3</sup>, A.G.Telin<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Ufa Scientific and Technical Center LLC, Ufa, Russia; <sup>2</sup>Ufa Institute of Chemistry UFRS RAS, Ufa, Russia; <sup>3</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

#### Abstract

An advance of the rate of reserves development over the water cut rate characterizes the production in the permeable-heterogeneous high-temperature Jurassic sandstone sediments by waterflooding. It is necessary to jointly influence on such oil reservoir by the methods of enhanced oil recovery and the injectivity profile alignment for increasing of additional production of them. Increasing the coefficients of oil displacement by water ( $K_{disp}$ ) and the coverage of the reservoir by waterflooding this will allow. A significant quantity of projects related to the use of surfactant compositions to increase oil recovery in high-temperature reservoirs are based on the use of internal olefin sulfonates (IOS). However, such projects risk being unprofitable, without the use of tax incentives. The research presents a composition of inexpensive and available large-scale reagents, which can increase a positive economic profitability of the project, despite the fact that the residual oil saturation during the process decreases to a lesser extent compared to compositions containing IOS. On the example of several oilfields, developing a methodology developing of an oil deposit using the technology of complex stimulation based on surfactant and polymer gel compositions is shown. This study includes carrying out physicochemical and filtration experiments, as well as hydrodynamic modeling of the process.

#### Keywords:

Crude oil;  
Phase behavior;  
Anionic surfactants;  
Crosslinked polymer;  
Interfacial face tensions;  
Filtration studies;  
Hydrodynamic modeling.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

#### Введение

Общемировое падение объема разведанных запасов нефти, устойчивый рост доли трудноизвлекаемых запасов, необходимость обеспечения рентабельности добычи нефти на четвертой стадии разработки месторождений с развитой системой поддержки пластового давления (ППД) диктуют необходимость применения третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Применение композиций поверхностно-активных веществ (ПАВ) для увеличения нефтеотдачи

на таких месторождениях имеет большой потенциал, поскольку позволяет мобилизовать остаточную нефть [1-4].

Идея увеличения  $K_{внт}$  под действием ПАВ, добавляемых в нагнетаемую в нефтяной пласт воду, не является новой [5]. Увеличение нефтеотдачи происходит вследствие изменения смачиваемости коллектора и уменьшения межфазного поверхностного натяжения (МФН) на границе раздела фаз вода/нефть, нефть/поверхность горной породы. В обзорах Хилла и Барнса [2,3] описывается развитие метода увеличения нефтеотдачи, связанного с применением композиций ПАВ. Пионерской работой в этой области является

\*E-mail: SafarovFI@ufntc.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210200497>

идея закачки щелочного агента в пласт, предложенная Аткинсоном ещё в 1927 году [6]. Этот подход особенно хорошо работает на месторождениях с активными нефтями, когда щелочной агент омыляет полярные компоненты нефти (смолы, асфальтены, асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтеновых кислот [7,8]), в результате чего образуются природные мыла, обладающие свойствами слабых АПАВ, с широким распределением компонентного состава, индивидуального и характерного для каждой конкретной залежи. Кроме того, щелочной агент может значительно понижать адсорбцию ПАВ [9-12].

Применяемые для увеличения нефтеотдачи композиции ПАВ содержат, как правило, сложный коктейль, включающий разные их виды. Смеси нескольких типов ПАВ могут обладать синергетическим эффектом, который выражается в увеличении поверхностной активности, снижении критической концентрации мицеллообразования (ККМ), росте размеров мицелл, возможности снижения расхода дорогого АПАВ за счет «жертвенного» ПАВ и т.д. Кроме того, в состав коктейлей ПАВ включают также высшие жирные спирты, либо содержащие их эфир-альдегидные и сивушные фракции [13-15]. Коллоидная дисперсия, которую образует такой коктейль, более стабильна за счет образования водородных связей между гидроксильными группами спирта и сульфогруппой АПАВ.

Для мобилизации остаточной нефти желательно достичь низкого МПН на границе вода/нефть. Далее композиция ПАВ должна поддерживать сверхнизкое МПН на движущемся фронте вытеснения, для исключения захвата мобилизованной нефти капиллярными силами.

Для выравнивания фронта вытеснения после оторочки ПАВ закачивают полимерные оторочки [3,16,17]. При значительной разнице в вязкостях нефти и воды в композицию ПАВ также вводят полимер [3,4,17,18]. Разделения фаз в такой композиции не происходит при условии создания закачиваемым ПАВ верхней фазы с пластовой нефтью. При наличии каналов с низким сопротивлением фильтрации флюидов, промытых нагнетаемой водой системы ППД, в том числе трещин и суперколлекторов, целесообразно их блокировать с помощью сшитых полимерных составов (СПС) [19-21].

Таким образом, применение МУН с использованием композиций ПАВ – сложная область нефтеотдачи, и недостаточное понимание протекающих процессов может привести к значительным убыткам, что часто и происходило на заре развития метода [22]. В наиболее успешных проектах, связанных с закачкой композиций ПАВ, остаточную нефтенасыщенность удавалось снизить до абсолютных значений порядка 4 – 5%. Обзор проектов, наибольшее число которых в настоящее время реализуется в Китае [23,24], и в меньшей степени в США, Канаде, Венесуэле, Индии, и Омане приведен в работе Шенга [25]. Особое

место занимают проекты, связанные с применением композиций IOS, здесь можно отметить работы групп Хирасаки и Барнса [26,27], пилотный проект на Западном Сальме в России [16]. Внутренние олефин-сульфонаты, которые применяли в большинстве вышеописанных проектов, обладают разветвленной структурой, поскольку в ходе синтеза сульфонатная группа присоединяется к различным точкам углеводородной цепи [3, 4, 27-30]. В настоящее время ограничена доступность сырья, содержащего внутренние олефины с длинной цепью, необходимые для низкой или умеренной минерализации пласта. Это же характерно для альфа-олефинсульфонатов, имеющих менее разветвленное строение, но страдающих теми же недостатками, что и IOS. Эффекты увеличения  $K_{\text{взм}}$  в случае применения других систем на основе ПАВ скромнее, и, как правило не превышают 20% по сравнению с базовым заводнением водой [19,31]. Компенсируется это неудобство их доступностью, ценой и успешным применением при умеренной минерализации.

### Экспериментальная часть

В работе тестировали 12 марок ПАВ: Сульфанор С-30 (Лаурет-3-сульфосукцинат); Синтанор Е8-09-11; Синтанор 7-12-15; Сульфанор марка Б2 (сульфоэтоксилат жирных спиртов, марка Б2); Синтанол АЛМ-23; СтеНор 25Р15Е25; СтеНор 25Р15Е10-ГС; текстильно-вспомогательное вещество препарат ОС-20 (ООО «Завод Синтанолов», Россия, г. Дзержинск); Неонолы АФ<sub>9</sub>-6; АФ<sub>9</sub>-8; АФ<sub>9</sub>-10; АФ<sub>9</sub>-12 («ПАО НКНХ»).

Для подбора термостабильного СПС испытали 18 марок полимеров (ПАА), охватывающих широкий диапазон свойств: молекулярная масса от 3 до 30 Да; степень гидролиза от 3 до 30%; с различной толерантностью к термической и солевой деструкции: FA920 SH; AN125SH (SNF Floerger); A345; A523 (Anhui Tianrun Chemicals Co., Ltd, Китай); PP355; PP521; PP557; PP769; PP362; PP862 (Anhui Jucheng Fine Chemicals Co., Ltd, Китай); A2036R; A1101; A2817; A6035; A6008R (Zibo Nailan Chemical Co., Ltd, Китай); MD-500; MD-1100; MD-1500 (Dongying Mingde Petroleum Technology Co., Ltd, Китай).

Использовали пластовые воды месторождений X и Y, а также их модель следующего ионного состава (МПВ): Ca<sup>2+</sup> – 0.66, Mg<sup>2+</sup> – 0.20, Na<sup>+</sup> + K<sup>+</sup> – 14.21, Cl<sup>-</sup> – 21.90, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> – 1.12, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> – 0.20 г/л, CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> – 0.03 г/л, приготовленную из солей CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub>·6H<sub>2</sub>O, NaCl, NaHCO<sub>3</sub>, Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> квалификации «ч. д. а.». Изовязкозные модели нефти месторождений X и Y – плотностью 0.782 г/л и 0.779 г/л; вязкостью 1.141 мПа/с и 1.084 мПа/с, при пластовой температуре T = 88 °С, соответственно.

Кислотное число нефти определяли потенциометрическим титрованием согласно ГОСТ 32327-2013. Реологические параметры СПС и растворов ПАВ измеряли в условиях сдвиговой деформации с использованием ротационного вискозиметра Thermo Scientific HAAKE Viscotester IQ с измери-

тельной геометрией ССВ16 DIN (система коаксиальных цилиндров: радиус наружного цилиндра  $R_n = 8.515 \cdot 10^{-3}$  м; отношение радиусов наружного и внутреннего цилиндров  $R_n/R_o = 1.0847$ ). Измерения эффективной вязкости проводили в диапазоне скоростей сдвига от 0.1 до 300.0  $\text{с}^{-1}$ ; зависимость скорости сдвига от напряжения регистрировали в диапазоне от 4 Па до 600 Па. Между цилиндрами заливали исследуемый состав, выдерживали в течение 15 мин при  $T = 88$  °С и измеряли реологические параметры. Предельное напряжение сдвига определяли по точке пересечения оси ординат и касательной к кривой, построенной в координатах скорость сдвига/напряжение сдвига. Поверхностное натяжение и ККМ определяли по ГОСТ Р 50097-92 при  $T = 25$  °С при помощи сталагмометра марки Ст2, и при помощи тензиометра марки DSA-25S фирмы KRÜSS (метод висающей капли; форму капли оценивали посредством программы ADVANCED и метода Юнга-Лапласа [32]).

**Общая методика получения СПС.** К 100  $\text{см}^3$  модели пластовой воды при температуре 25 °С и интенсивном перемешивании медленно добавляли полиакриламид. Раствор перемешивали со скоростью 400 ÷ 500 об/мин. в течение 60 мин, затем добавляли сшиватель и добавки замедлителя гелеобразования. Для гелеобразования выдерживали его в течение 6 ч в термостате при  $T = 88$  °С, соответствующей пластовой температуре месторождений X и Y.

**Термообработка СПС.** В стеклянные ампулы (100  $\text{см}^3$ ) в условиях бескислородной атмосферы помещали по 60  $\text{см}^3$  СПС, продували током аргона, запаивали и выдерживали в термостате в течение 17 ч при температуре 138 °С. Стабильность составов к термическому воздействию оценивали, сравнивая реологические свойства до и после термолиза.

**Стойкость ПАВ к минеральной агрессии и тем-**

**пературе** проверяли следующим образом: готовили МПВ и в ней растворяли ряд навесок ПАВ с заданным шагом (точность взвешивания 0.0002 г). Для каждой концентрации готовили новый раствор, диапазон концентраций составлял 0.01% ÷ 2.00%. Растворы термостатировали при заданных температурах в интервале 20 ÷ 88 °С с шагом 10 °С в течение 8 часов. Внешний вид растворов ПАВ оценивали визуально. ПАВ считали нестойким, если выпадал осадок; в объеме раствора образовывались взвешенные коллоидные хлопья, или происходило фазовое разделение смеси.

**Фазовое поведение ПАВ** оценивали следующим образом: готовили 5  $\text{см}^3$  раствора индивидуально-го ПАВ, либо композиции ПАВ в водном растворе (МПВ), затем смешивали с 5  $\text{см}^3$  безводной нефти и неинтенсивно перемешивали (2 – 4 осторожных полных переворачиваний). Далее пробирки термостатировали при  $T = 88$  °С в течение 24 ч. После чего содержимое пробирок снова осторожно перемешивали (1 медленное переворачивание), затем образцы выдерживали в покое до установления фазового равновесия. Далее определяли тип образующихся эмульсий по классификации Винзора, измеряли объемы нефтяной и водной фаз.

**Фильтрационные исследования (ФИ)** проводили на установке СМП-ПС/ФЕС-2Р на линейных; параллельных разнопроницаемых моделях пласта; а также на модели идеальной трещины с номинальной величиной зазора  $5 \cdot 10^{-4}$  м. Характеристики 12 линейных составных керновых моделей (ЛСКМ) поровых сред (ПС); 2-х моделей идеальной трещины и 2-х моделей суперколлекторов представлены в таблице 1.

Подготовку кернового материала к ФИ проводили согласно требований ОСТ 39-195-86 [33]. В ходе ФИ соблюдали следующие термобарические условия: пластовое давление – 27 МПа, горное дав-

Таблица 1  
Основные характеристики моделей пласта месторождений X и Y

№ опыта	Пористая среда	Проницаемость по газу, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Длина, см	Диаметр, см	Остаточная водонасыщенность, %
1	ПС 1	11.91	12.00	3.03	32.14
2	ПС 2	2.37	12.00	2.99	35.91
3	ПС 3	326.07	15.79	2.83	44.81
	ПС 4	2.29	12.12	2.99	31.78
4	ПС 5	250.00	14.56	2.82	43.07
	ПС 6	17.57	13.06	3.00	28.92
5	ПС 7	12.87	11.98	2.98	35.78
6	ПС 8	12.21	10.83	3.00	37.14
7	ПС 9	5.66	12.08	2.98	30.28
8	ПС 10	8.47	10.83	2.98	35.54
9	ПС 11	8.64	10.83	2.98	35.21
10	ПС 12	8.08	10.83	2.98	34.38
11	ПС 13	–	14.56	2.82	36.47
	ПС 14	17.60	13.06	3.00	28.01
12	ПС 15	–	15.79	2.83	35.79
	ПС 16	2.29	12.12	2.99	30.93

ление – 32 МПа, пластовая температура  $T = 88$  °С. Скорость фильтрации без учета пористости устанавливали  $3 \text{ см}^3/\text{час}$ .

*Методика проведения ФИ на линейных составных керновых моделях.* Через подготовленную к опыту и насыщенную керосином ПС, помещенную в кернодержатель при термобарических условиях пласта, осуществляли фильтрацию нефти не менее 5 поровых объемов (ПО) и оставляли модель в статике для протекания адсорбционных процессов на 24 часа. Для насыщения кернов и в качестве базового агента фильтрации использовали пластовую воду месторождений X и Y (ПВ1 и ПВ2). Перед закачкой композиции ПАВ нефтенасыщенную модель пласта заводняли соответствующей ПВ до стабилизации всех показателей вытеснения и определяли базовый показатель ( $K_{\text{выт}}$ ). Далее, в виде отдельной оторочки, составляющей 0.5 ПО, закачивали тестируемую композицию ПАВ (табл.2). После этого производили технологический отстой системы в статике не менее суток. Затем возобновляли закачку воды в ПС до стабилизации показателей вытеснения. При этом определяли фазовую проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности, и с помощью калиброванного сепаратора-измерителя – количество дополнительно вытесненной нефти. Так получали основные показатели эффективности композиции ПАВ – прирост  $K_{\text{выт}}$  (относительно «базовой» величины) и изменение фазовой проницаемости по воде.

*Методика проведения ФИ на объёмных параллельных моделях пласта с остаточной нефтенасы-*

*щенностью.* Использовали два вида объёмных параллельных моделей пласта:

1) из двух линейных составных керновых моделей разной проницаемости;

2) из линейной составной керновой модели низкой проницаемости ( $2 \div 4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) и модели идеальной трещины.

Линейные части параллельных моделей готовили аналогично описанному выше. При создании модели идеальной трещины использовали естественные низкопроницаемые (менее 1 мД) образцы керна, что позволило удовлетворительно воспроизвести условия естественной смачиваемости. Далее цилиндрические образцы склеивали между собой, чтобы получилась составная модель пористой среды длиной не менее 0.125 м; после чего её распиливали вдоль, и половинки подбирали так, чтобы щелевая модель имела цилиндрическую форму. После шлифовки соприкасающихся поверхностей модели, на одну из половинок наклеивали полоски фольги заданной толщины (создание заданной величины раскрытости трещины). Параметры изготовленной модели составляли: длина 0.128 м; ширина 0.017 м; раскрытость щели  $5 \cdot 10^{-4} \text{ м}$ ; ориентация в пространстве – горизонтальная.

Реагенты в опытах с параллельными моделями закачивали в виде двух оторочек: сначала – 0.3 ПО СПС, далее, после часового термостатирования, 0.5 ПО композиции ПАВ (табл.2). Затем производили технологический отстой системы в статике не менее суток. Далее возобновляли закачку воды

Таблица 2

## Условия проведения фильтрационных экспериментов

№	Условия проведения ФИ (в каждом опыте в модель закачивали 0.5 ПО композиции ПАВ)
1	ЛСКМ, закачка Композиции 1, приготовленной на ПВ1
2	ЛСКМ, закачка Композиции 1, приготовленной на ПВ2
3	Модель параллельная, закачка 0.3 ПО СПС, выдержка в течение 1 часа; закачка Композиции 1, приготовленной на ПВ2
4	Модель параллельная, закачка 0.3 ПО СПС, выдержка в течение 1 часа; закачка Композиции 1, приготовленной на ПВ1
5	ЛСКМ, закачка в модель 2 ПО 2 % раствора NaCl; закачка приготовленной на ПВ1 Композиции 1, включающей 4 % изоамилового спирта
6	ЛСКМ, закачка в модель 2 ПО 2 % раствора NaCl; закачка приготовленной на ПВ1 Композиции 1, включающей 4 % сивушных масел
7	ЛСКМ, закачка в модель 2 ПО 2 % раствора NaCl; закачка приготовленной на ПВ1 Композиции 1 (1/3 суммарной концентрации), включающей 4 % сивушных масел
8	ЛСКМ, закачка в модель 2 ПО 2 % раствора NaCl; закачка приготовленной на ПВ1 Композиции 1 (1/3 суммарной концентрации), включающей 4 % изоамилового спирта
9	ЛСКМ, закачка в модель 2 ПО 2 % раствора NaCl; закачка приготовленной на ПВ1 Композиции 1 (1/6 суммарной концентрации), включающей 4 % сивушных масел
10	ЛСКМ, закачка в модель 2 ПО 2 % раствора NaCl; закачка приготовленной на ПВ1 Композиции 1 (1/6 суммарной концентрации), включающей 4 % изоамилового спирта
11	Модель параллельная, из двух частей – линейной составной керновой модели и модели идеальной трещины. В модель закачали 0.3 ПО СПС, выдержка в течение 1 часа; закачка приготовленной на ПВ1 Композиции 1
12	Модель параллельная, из двух частей – линейной составной керновой модели и модели идеальной трещины. В модель закачали 0.3 ПО СПС, выдержка в течение 1 часа; закачка приготовленной на ПВ2 Композиции 1

в ПС до стабилизации показателей вытеснения. В ходе этого определяли количество дополнительно вытесненной нефти и фазовую проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности.

*Гидродинамическое моделирование.* В качестве инструмента для трехмерного моделирования участка разработки с воздействием потокоотклоняющих технологий использовался программный пакет Tempest More компании ROXAR. Учитывали увеличение вязкости нагнетаемой жидкости (раствор полимера) в зависимости от концентрации полимера. При моделировании адсорбции ПАВ и полимера и связанного с этим уменьшения проницаемости использовали схему Hirasaki-Pore. Окончательную вязкость пластовой жидкости определяли через вязкости составляющих: полимерного раствора и воды с учетом текущей концентрации реагента. При моделировании учитывали уменьшение вязкости в зависимости от скорости течения (shearing-эффект). Таким образом, для каждой пары ячеек решали нелинейное уравнение для расчета градиента скорости и вязкости ПАВ-полимерного раствора на границе ячейки для каждой пары: скважина-ячейка. Изменение остаточной нефтенасыщенности моделировали с учетом относительных фазовых проницаемостей (ОФП), полученных в лабораторных условиях с пластовыми флюидами. Для расчета базового варианта использована исходная ОФП. Таким образом, при моделировании как опции ПАВ, так и полимеров учтены результаты проведенных лабораторных исследований.

### Результаты

Исследуемая в работе залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> находится в четвертой стадии разработки и характеризуется отставанием темпов отбора запасов от темпа обводнения продукции добывающих скважин (обводненность 95.5% против 87.3% отбора от НИЗ), что указывает на необходимость применения технологий МУН с целью увеличения Квыт. охвата пласта заводнением. Наличие техногенных трещин и суперколлекторов, ранее выявленных трассерными исследованиями, диктует необходимость проведения выравнивания профиля приемистости (ВПП). Отметим, что высокая пластовая температура и большая глубина залегания залежи не подходят для применения тепловых методов увеличения Квыт.; применение же газовых МУН ограничено отсутствием на рассматриваемой удаленной группе месторождений необходимых объемов диоксида углерода или углеводородного газа. Ранее на данной залежи применялись только потокоотклоняющие технологии, которые в настоящий момент исчерпали свой потенциал. Поэтому для увеличения Квыт. остаётся мицеллярное или ASP-заводнение, основанные на закачке в пласт композиций ПАВ. Обоснованию «бюджетного» варианта МУН с использованием композиции ПАВ и посвящена настоящая работа.

Ячейки заводнения выбирали на основе анализа карт текущих отборов и остаточных нефте-

насыщенных толщин, данных ПГИ нагнетательных скважин. При выборе ячейки заводнения учитывали следующие критерии: опережение обводненности продукции скважин относительно темпа отбора извлекаемых запасов; обводнение продукции скважин только нагнетаемой водой; наличие невыработанных запасов нефти, высокое соотношение действующего реагирующего добывающего фонда к нагнетательному (не менее 3:1).

Наиболее соответствовал этим критериям очаг заводнения нагнетательной скв. X. На участке отбор НИЗ составляет 75.3% при обводненности 96.1%, текущий КИН – 0.322 при проектном – 0.441. По профилометрии скв. X. нижняя половина интервала перфорации не принимает закачиваемую воду, а подавляющая часть закачки (70%) поступает в кровельную часть пласта, при этом коэффициент работающих толщин остается низким – 0.43. Для повышения нефтеотдачи и достижения проектного КИН необходимо изменить профиль приемистости с помощью тампонирующей закачки и организовать вытеснение нефти из нефтенасыщенной нижней части разреза пласта композицией ПАВ.

### Физико-химические исследования

С целью подбора оптимального состава для ВПП нагнетательной скважины и установления потокоотклоняющего экрана, который будет перераспределять композицию ПАВ в неохваченную ранее заводнением область пласта, был протестирован широкий набор полимеров ряда акриламида с разными характеристиками. Основным требованием к СПС является сохранение реологических характеристик (эффективная вязкость и предельное напряжение сдвига) в пластовых условиях в течение заданного времени, когда на полимерный состав оказывает влияние термическая деструкция, отягощенная присутствием Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup>.

В первую очередь для полимерных составов определили время растворения полимера и время гелеобразования СПС. Полимерные растворы сшивали ацетатом хрома. Для увеличения времени сшивки с целью снижения риска коагуляции ПЗП и снижения приёмистости скважины добавляли замедлитель времени гелеобразования.

Все СПС после термодеструкции выглядели либо как гомогенные системы (на основе полимеров марок AN125SH, MD-1100, MD-500) либо как гетерогенные системы с различным характером сгустков и уплотнении в большом объеме воды (A345, FP107, MD-1500, A2817, A6035, PP355, PP557). Остальные марки полимеров не прошли на соответствие требованиям по параметрам времени гелеобразования, вязкости и др. По результатам оценки протестированных составов, с учетом времени сшивки геля, превышающего 1 час, наилучшим признан состав на основе: 0.25% ПАА марки AN 125 SH + 0.05% ацетата хрома (III) + 0.025% замедлителя гелеобразования, с пре-

Таблица 3

## Результаты определения ККМ и рабочих концентраций растворов ПАВ в МПВ

№	ПАВ	ККМ, масс.%	$\sigma$ при ККМ, мН/м	Концентрация, масс.%
1	Синтанор Е8-09-11	0.065	11.50	0.075
2	Синтанор 7-12-15	0.060	12.50	0.069
3	Синтанол АЛМ-23	0.040	10.70	0.046
4	Сульфанор С-30	0.065	10.00	0.075
5	Препарат ОС-20	0.100	19.20	0.115
6	Сульфанор марка Б2	0.050	5.10	0.058
7	СтеНор 25P15E10-ГС	0.123	22.00	0.141
8	СтеНор 25P15E25	0.131	19.20	0.151
9	Неонол АФ <sub>9</sub> -6	0.100	19.07	0.115
10	Неонол АФ <sub>9</sub> -8	0.050	2.26	0.058
11	Неонол АФ <sub>9</sub> -10	0.050	2.53	0.058
12	Неонол АФ <sub>9</sub> -12	0.050	7.19	0.058

*\*Рабочую концентрацию выбирали согласно 1.15×ККМ для нивелирования адсорбции*

дельным напряжением сдвига, составляющим  $\tau_0$  (до т.дест.) = 37.65 Па. Применение такой композиции с замедленным временем гелеобразования позволит снизить расход композиции ПАВ и долю непроизводительной закачки в результате ВПП (исключение потерь композиции по техногенным трещинам).

Далее подбирали композицию ПАВ. Для этого тестировали стойкость реагентов к солевой и температурной агрессии; записывали изотермы поверхностного натяжения на границе водный раствор ПАВ/керосин, определяли ККМ (табл.3); измеряли кислотное число нефти для целевых месторождений; определяли эффективность отмывающей способности индивидуальных ПАВ и их композиций к плёнке нефти; а также проводили серию экспериментов по определению фазового поведения ПАВ.

Среди протестированных АПАВ, наибольшее снижение МПН на границе керосин/МПВ при ККМ обеспечивает реагент Сульфанор марка Б2 – до 5.1 мН/м. Этот результат говорит о том, что необходимы добавки со-ПАВ, которые за счет синергического действия с АПАВ смогут снизить МПН на границе углеводородной и водной фаз значительно. Относительно НПАВ можно отметить, что Препарат ОС-20 и Неонол АФ<sub>9</sub>-6 являются малорастворимыми в воде ПАВами, они диспергируются с образованием эмульсий и это отличает их от других НПАВ (например, Неонолов АФ<sub>9</sub>-8, АФ<sub>9</sub>-10 и АФ<sub>9</sub>-12). Вероятно, именно этим обусловлено повышенное значение МПН Неонола АФ<sub>9</sub>-6. При этом данное свойство не является отрицательным, поскольку способствует образованию средней фазы микроэмульсии, что и наблюдается при исследовании фазового поведения.

Исследование стойкости реагентов к солевой и температурной агрессии проводили в двух средах: в пресной воде и в МПВ, в интервале температур от 23 °С до 88 °С. В ходе проведенных исследований выявлено, что образец МПВ без добавок ПАВ нестабилен к действию температу-

ры свыше 50 °С, что проявляется в виде признаков «высаливания» в образце за время проведения эксперимента. Аналогичный вид принимают и тестируемые растворы ПАВ. Проведение теста на стойкость реагентов к солевой и температурной агрессии позволило исключить образцы ПАВ, показавшие отрицательные результаты в данном исследовании.

В ходе выявления влияния полярных компонентов нефти на характер поведения вводимого синтетического ПАВ определили кислотное число нефти, которое составило 0.14 мг КОН/г для месторождения X; и 0.13 мг КОН/г – для месторождения Y. Это означает, что полярных компонентов в нефти сравнительно немного, и поэтому они не могут существенно повлиять на поведение закачанного синтетического АПАВа, и не смогут генерировать значительные количества природных ПАВ.

При проведении тестов на фазовое поведение системы композиция ПАВ в пресной воде/нефть месторождения Y (объемное соотношение системы устанавливали 1:1, при общем объеме 10 см<sup>3</sup>) выявили, что из всех композиций ПАВ только составы на основе Сульфанора Б2 (1%) и Неонола АФ<sub>9</sub>-6 (2%) способны к формированию маловязкой МЭ средней фазы. Добавлением в водную фазу хлорида натрия (содержание от 0 до 10% с шагом 1.0%) варьировали минерализацию системы. Оказалось, что уровень минерализации системы, позволяющий регистрировать маловязкую среднюю фазу, лежит в диапазоне 1 – 3% NaCl. Дополнительно провели исследования влияния карбоната натрия (0.5 и 1.0%), а также содержания NaCl и KCl на фазовое поведение системы.

По факту проведенных экспериментов можно утверждать, что из 29 протестированных композиций ПАВ, которые могут быть применены в условиях месторождений X и Y, наилучшими характеристиками обладают составы на основе: Сульфанора Б2; Неонола АФ<sub>9</sub>-6 с 1 % добавкой Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (результатирующий pH = 10). В качестве

критериев оценки принимали способность ПАВ к снижению МПН на границе МПВ/нефть; к образованию МЭ средней фазы типа III по классификации Винзора. Композиция демонстрировала также отличную моющую способность, что важно для выявления наиболее эффективных реагентов для мицеллярных МУН [34].

В итоге для проведения ФИ были выбраны составы Сульфанор Б2 – 1%; АФ<sub>3</sub>-6 – 2%; Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> – 1% (в дальнейшем обозначается «Композиция 1»); а также составы на основе Композиции 1 с добавлением 4% сивушного масла, либо 4% изоамилового спирта. Учитывая влияние минерализации водной фазы на характеристики композиций ПАВ, при проведении ФИ ряд опытов провели также с промывкой составной керна модели с остаточной нефтенасыщенностью 2% раствором NaCl (для удаления Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup>).

### Фильтрационные исследования

Для отобранной по результатам физико-химических испытаний «Композиции 1» провели ФИ по определению Квыт. и определению его прироста после закачки композиций ПАВ в разные модели пласта в условиях остаточной нефтенасыщенности пористых сред. Всего провели 12 экспериментов. Для этого из имеющейся коллекции образцов керна составили 16 моделей ПС пласта с характерными для изучаемого объекта проницаемостями. Основные линейные и фильтрационно-емкостные свойства моделей приведены в таблицах 1 и 4.

Целью экспериментов на линейных и параллельных разнопроницаемых кернах модели пласта явилась оценка эффективности применения композиций ПАВ и СПС с учетом различной последовательности и технологических особенностей закачки в условиях изучаемых объектов разработки. В качестве критериев эффективности рассматривали значения прироста  $K_{\text{выт}}$  и изменение фазовой проницаемости моделей пласта по воде после обработки, к соответствующим характеристикам до воздействия композицией ПАВ.

Самый высокий результат по приросту  $K_{\text{выт}}$  по низкопроницаемой части модели получен в опыте №4, (табл.2 и 4). В результате вытеснения нефти водой из ПС 5 и ПС 6  $K_{\text{выт}}$  за безводный период составил – 0.588 для высокопроницаемой части модели, и 0.503 для низкопроницаемой части модели. Остаточная нефтенасыщенность снизилась, соответственно, с 56.93% до 23.48% и 71.08% до 35.33%. К моменту нагнетания воды в количестве, равном 1.43 объема пор, поступление нефти из модели пласта прекратилось. Продолжение закачки воды в количестве 2.80 объема пор не привело к увеличению  $K_{\text{выт}}$ . Коэффициент вытеснения в высокопроницаемой части модели до закачки состава оказался равен 0.611, при остаточной нефтенасыщенности 22.15 %;  $K_{\text{выт}}$  в низкопроницаемой части модели до закачки композиции составил – 0.529, при остаточной нефтенасыщенности 33.51 %. Фазовая

проницаемость по воде в высокопроницаемой части модели при остаточной нефтенасыщенности составила  $4.35 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>; в низкопроницаемой части модели –  $0.31 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Далее в заводненную модель закачали 0.3 поровых объема (суммарного объема модели) подбранного СПС, затем в течение одного часа производили технологический отстой системы при пластовой температуре  $T = 88$  °С для сшивки полимерного состава. После операции отстоя в параллельную модель закачали 0.5 поровых объемов (суммарного объема модели) Композиции 1. После этого возобновили фильтрацию воды, при этом  $K_{\text{выт}}$  в высокопроницаемой части модели достиг значения 0.697, с приростом  $K_{\text{выт}}$  относительно заводнения водой (базового) составил – 8.6%, при остаточной нефтенасыщенности 17.26%.  $K_{\text{выт}}$  в низкопроницаемой части модели достиг значения 0.681, прирост  $K_{\text{выт}}$  относительно заводнения водой (базового) составил – 15.2%, при остаточной нефтенасыщенности 22.69 %. Динамика изменения основных показателей вытеснения нефти водой в опыте 4 для условий пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> месторождения X приведена на рисунке 1.

На параллельных кернах модели пласта для условий месторождений X и Y провели 2 фильтрационных эксперимента (опыты 11 и 12). Для условий, соответствующих месторождению X, прирост относительно базового  $K_{\text{выт}}$  для трещины составил 0.5%, для модели ПС14 – 12.0%. В случае месторождения Y, прирост относительно базового  $K_{\text{выт}}$  для модели ПС16 – 9.1%, для трещины составил 0.4%.

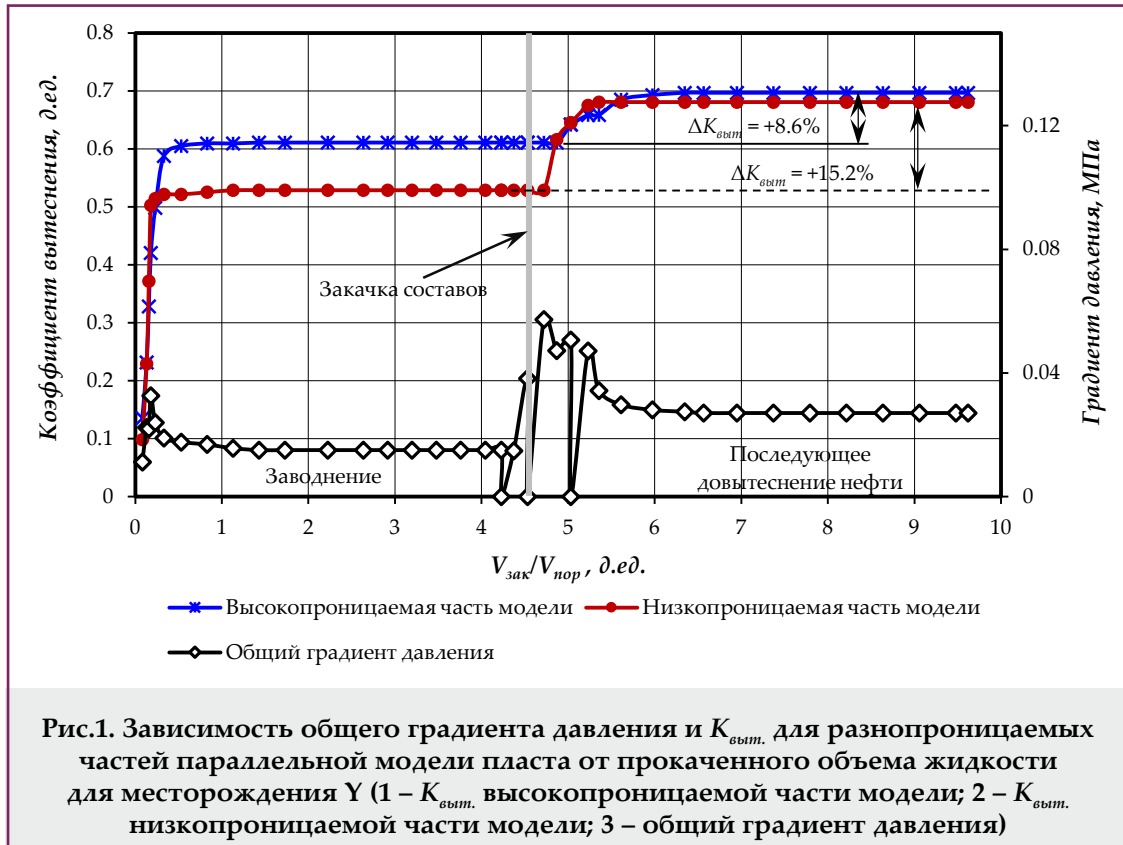
Отметим, что при изменении суммарной концентрации ПАВ наблюдаемый прирост  $K_{\text{выт}}$  изменяется симбатно: 5.7% (опыт 7); 6.1% (опыт 8), 2.9% (опыт 9) и 1.1% (опыт 10).

На линейных моделях пласта месторождений X и Y определены  $K_{\text{выт}}$  и их приросты в ходе закачки композиций ПАВ в модель с остаточной нефтенасыщенностью для Композиции 1, приготовленной на пластовой воде месторождений X и Y, значения  $K_{\text{выт}}$  составили 0.691 и 0.623, с приростом Квыт 11.8% и 11.0%, соответственно.

На линейных кернах модели пласта месторождения X определили  $K_{\text{выт}}$  и их приросты в ходе последовательной закачки реагентов в модель с остаточной нефтенасыщенностью с предоторочкой 2% раствора хлорида натрия: для Композиции 1, включающей 4% изоамилового спирта, значение  $K_{\text{выт}}$  составило 0.650, с приростом  $K_{\text{выт}}$  12.5%; а для Композиции 1, включающей + 4 % сивушных масел, значение  $K_{\text{выт}}$  составило 0.650, с приростом  $K_{\text{выт}}$  14.3 %.

### Гидродинамическое моделирование

В качестве инструмента для трехмерного моделирования участка разработки с воздействием потокоотклоняющих технологий использовали программный пакет Tempest More компании ROXAR. Моделирование выполняли на актуализированной фильтрационной гидродинамиче-



**Таблица 4**

**Основные результаты экспериментов по определению  $K_{\text{выт.}}$  на кернах месторождений X и Y**

Характеристики	Опыт №															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
	Месторождение															
	X	Y			X			Y								
<b>Проницаемость ПС, <math>\cdot 10^{-3}</math> мкм<sup>2</sup></b>																
по газу	11.91	2.37	326.07	2.29	250.00	17.57	12.12	12.87	5.66	8.47	8.64	8.08	-	17.6	-	2.29
по керосину	7.91	1.09	241.17	1.01	179.98	12.74	8.24	7.18	3.94	5.94	5.97	5.41	62.11	12.97	63.66	1.12
по нефти	6.92	0.90	207.97	0.84	147.43	9.07	5.79	4.97	2.76	4.04	4.33	4.19	47.11	9.45	42.72	0.81
<b>Фазовая проницаемость модели ПС по воде, <math>\cdot 10^{-3}</math> мкм<sup>2</sup></b>																
до закачки состава <sup>1</sup>	0.24	0.07	5.56	0.27	4.35	0.31	0.18	0.17	0.09	0.15	0.17	0.16	5.55	0.28	6.65	0.29
после закачки состава <sup>2</sup>	0.28	0.08	1.45	0.19	2.12	0.41	0.21	0.23	0.11	0.18	0.21	0.20	2.80	0.20	1.99	0.14
<b>Коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.</b>																
до закачки состава	0.573	0.513	0.627	0.495	0.611	0.529	0.525	0.507	0.476	0.467	0.491	0.489	0.490	0.541	0.490	0.505
после закачки состава	0.691	0.623	0.694	0.597	0.697	0.681	0.650	0.650	0.533	0.528	0.520	0.500	0.495	0.661	0.494	0.596
прирост $K_{\text{выт.}}$ %	11.8	11.0	6.7	10.2	8.6	15.2	12.5	14.3	5.7	6.1	2.9	1.1	0.5	12.0	0.4	9.1

<sup>1</sup> нефтенасыщенную модель пласта заводняли соответствующей ПВ до стабилизации всех показателей вытеснения и определяли фазовую проницаемость модели ПС по воде (до закачки ПАВ или СПС + ПАВ);

<sup>2</sup> в модель с остаточной нефтенасыщенностью после заводнения ПВ закачали 0.5 поровых объемов (суммарного объема модели) композиции ПАВ (в случае проведения опытов на параллельных моделях – дополнительно перед оторочкой ПАВ закачали 0.3 ПО СПС); после этого возобновили фильтрацию воды, дождались стабилизации показателей, и определяли фазовую проницаемость модели ПС по воде (после закачки ПАВ или СПС + ПАВ)).



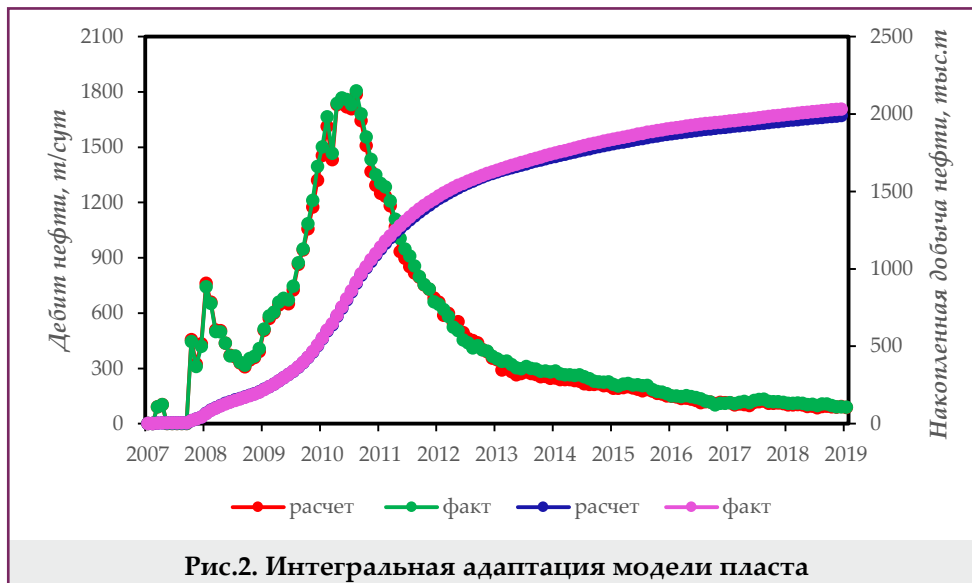


Рис.2. Интегральная адаптация модели пласта

ской модели (ГДМ) действующего проектно-технологического документа по разработке месторождения.

Модель была актуализирована по геолого-промысловой информации по состоянию на 01/12/2019. Базовый прогнозный вариант рассчитывали при постоянном забойном давлении на добывающих и нагнетательных скважинах на прогнозный период 3 года: с декабря 2019 г. по декабрь 2022 г. включительно. Моделировали очаг нагнетательной скважины X, период проведения расчетов: декабрь 2019 г. – декабрь 2022 г. Размер элементарной ячейки: 50 x 50 м; размер области моделирования: 67 x 74 x 70 ячеек.

На рисунке 2 приведены результаты адаптации секторной ГДМ, которую провели с удовлетворительной сходимостью.

Расчет прогнозных вариантов производили в четырех вариациях объемов закачки ПАВ-композиции: 0,1, 0,2, 0,3 и 0,5 от ПО участка воздействия (ячейки заводнения) в соответствии с условиями ранее проведенных фильтрационных экспериментов с предварительной закачкой СПС объемом 260 м<sup>3</sup>. Всего было рассчитано пять вариантов (с учетом базового заводнения водой системы ППД без реагентов).

Наиболее важными параметрами СПС и ПАВ-составов с точки зрения моделирования воздействия на пласт являются: вязкость рабочего раствора в зависимости от исходной концентрации СПС; потеря подвижности рабочего раствора по сравнению с закачкой воды – показатель фактора

сопротивления; изотермы адсорбции полимера и ПАВ-составов на поверхности породы; десорбция реагентов; фактор остаточного сопротивления потокоотклоняющего экрана в зависимости от исходной концентрации полимера, зависимость конечных точек ОФП от концентрации ПАВ. В модели формата Tempest вязкость рабочего раствора задавали в зависимости от исходной концентрации и напрямую использовали для определения потери подвижности закачиваемого агента по сравнению с водой. Величины адсорбции ПАА и ПАВ породой задавали по результатам лабораторных исследований.

*Прогнозирование воздействия на пласт СПС + ПАВ-композиции.*

Во всех вариантах закачки, кроме базового, моделировали закачку СПС в объеме 260 м<sup>3</sup> и изменяемый объем композиции ПАВ: №1 Базовый вариант – заводнение водой системы ППД без добавок реагентов; №2 – закачка композиции ПАВ в объеме  $V = 0.1$  ПО; №3 –  $V = 0.2$  ПО; №4 –  $V = 0.3$  ПО; №5 –  $V = 0.5$  ПО (табл.5).

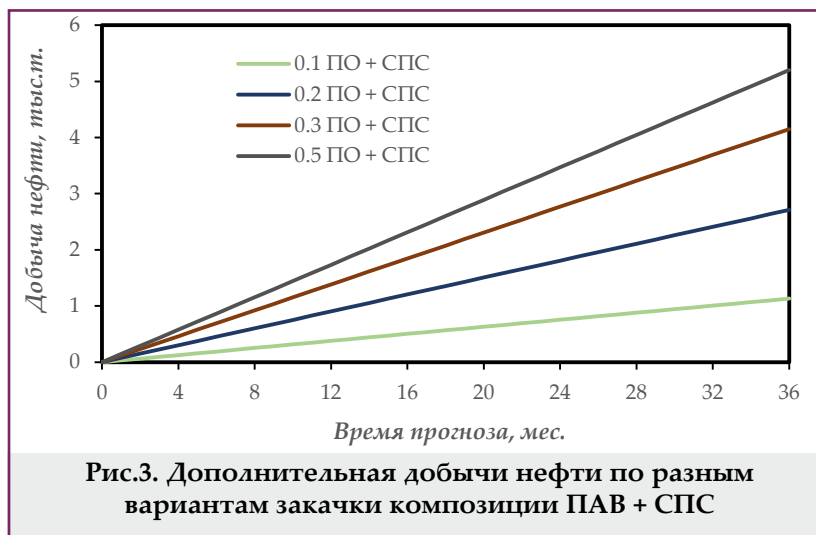
По результатам расчетов, которые представлены на рисунке 3, наибольшим накопленным приростом добычи нефти – 5,27 тыс.т по сравнению с базовым вариантом характеризуется вариант закачки СПС и Композиции 1 в объеме 2 860 м<sup>3</sup> (0,5 порового объема).

При этом закачка 0,5 ПО композиции ПАВ приведет к значительным затратам на приобретение и транспортировку реагентов. Поэтому для проведения опытно-промышленных работ рекомендовали

Варианты расчета в прогнозном варианте (длительность прогноза 37 мес.)

Таблица 5

№	Закачка композиции ПАВ, доля от ПО	Закачка ВУС, м <sup>3</sup>	Общий $V_{\text{закачки}}$ , м <sup>3</sup>	Длительность закачки растворов, мес.
1	0	0	0	0
2	0.1	260	780	0.20
3	0.2		1400	0.35
4	0.3		1920	0.48
5	0.5		2860	0.72



внедрение варианта №2 с закачкой 0.1 ПО ячейки заводнения или 780 м<sup>3</sup> композиции, при котором прогнозировалось получение 1.28 тыс.т. с перспективой увеличения объема воздействия.

### Обсуждение результатов

Существует несколько стратегий снижения стоимости композиции ПАВ, ключевого фактора, влияющего на экономическую эффективность технологии. Поскольку композиция ПАВ закачивается в пласт через скважины системы ППД, наиболее очевидным решением является блокирование промытых нагнетаемой водой трещин и суперколлекторов. Поэтому перед закачкой композиции ПАВ разумно производить ВПП [25], заблаговременно останавливая нагнетательную скважину для преимущественного снижения давления в каналах низкого фильтрационного сопротивления. Далее перед закачкой оторочки ПАВ пласт промывается пресной водой, либо специально подготовленной водой [35]), либо растворами щелочных агентов, или комплексообразователей [4, 25-27], с целью удаления катионов двухвалентных металлов, взаимодействующих с ПАВ. Другой стратегией является подбор композиций ПАВ, а также синтез ПАВ, которые в этих условиях обладают хорошей солюбилизацией и оптимальная минерализация которых соответствует минерализации пластовой воды, однако это не всегда достижимо. Обе стратегии обладают как плюсами, так и минусами: при добавлении щелочного агента, изменяющего смачиваемость пласта, возникают риски выпадения осадков и разделения «вала нефти» на фазы, сопровождаемые нетехнологическими потерями ПАВ, особенно при высокой минерализации пластовых вод.

В общем случае, для успешности проектов МУН, связанных с композициями ПАВ, необходимо обеспечение наиболее низкого МПН в тыловой части закачиваемой в пласт оторочки ПАВ, которая вытесняется водным раствором полимера, и становится маловязкой МЭ с внешней водной фазой типа I по классификации Винзора [36]. Систематические исследования вытеснения нефти водными растворами дали понимание того,

что безразмерное число капилляров контролирует остаточную нефтенасыщенность, регистрируемую после заводнения нефтесодержащего керна с промежуточной скоростью [37-40]. Для достижения низких значений остаточной нефтенасыщенности (<0.05) при типичных скоростях фильтрации флюидов, МПН должно быть снижено от величины порядка 30 мН/м, характерной для межфазной границы раздела пластовая нефть/вода до значений, лежащих в диапазоне 0.001 ÷ 0.010 мН/м [41]. Способность ПАВ к понижению МПН связана с энергией взаимодействия между полярной головкой ПАВ и водной фазой, а также между лиофильным хвостом ПАВ и нефтью. Для достижения ультранизкого МПН требуется, чтобы эти взаимодействия были как сильными, так и равными по величине. Для АПАВ энергия взаимодействия полярной головки и водной фазы регулируется изменением содержания в ней соли. Учёт этого обстоятельства позволяет разработать технологию химического заводнения, заключающуюся в закачке однофазной композиции с минимально возможным содержанием реагентов.

Фильтрационные эксперименты продемонстрировали увеличение эффективности мицеллярного заводнения при прокачке через керовую модель пласта перед композицией ПАВ предоторочки 2% водного раствора NaCl. Количественные показатели  $K_{\text{выт}}$ , полученные в опытах 5 и 6, оказались выше (12.5% и 14.3%), по сравнению с опытом без предоторочки раствора NaCl (опыт № 2 – 11.8%). Введение в состав композиции со-ПАВ – сивушных масел (содержат замещенные спирты – бутиловый, изоамиловый и др.), либо изоамилового спирта, также способствуют приросту  $K_{\text{выт}}$  (на от 6 до 17% - опыт 1 в сравнении с опытами 5 и 6). Решение о применении более эффективного и сложного коктейля или более дешевого и менее эффективного принимается на основании ТЭО ОПИ.

Композиция, подобранная в работе, основана на смеси АПАВ и НПАВ. У НПАВ (на основе нонилфенолов) солюбилизация ароматических соединений выше, чем у АПАВ, и обычно растет с увеличением степени оксиэтилирования. Введение

электролитов и увеличение концентрации ПАВ способствует увеличению чисел мицеллярной агрегации, что увеличивает солюбилизацию нефти и  $K_{\text{выт}}$ . Солюбилизация нефти в мицеллы из индивидуальных ПАВ отличается по механизму от процесса, протекающего в смешанных мицеллах. Это происходит потому, что по отношению к АПАВ, НПАВ ведет себя как слабое КПАВ. Ионно-электростатическое взаимодействие в мицеллах между молекулами АПАВ снижается даже в присутствии незначительных количеств НПАВ, что, однако, не ведет к увеличению чисел мицеллярной агрегации. КПАВ и ПАВ ассоциируются в результате захвата НПАВ противоиона ( $\text{Me}^+$ ). Механизм следующий: оксиэтильные цепи НПАВ являются неким аналогом макроциклических полиэфиров (краун-эфиров). При этом линейная цепь НПАВ гибкая и незамкнутая, и может связывать противоионы в растворе. «Обёртывая» катион металла НПАВ становится ассоциированным КПАВ, способным к электростатическому взаимодействию с донором электронов (полярные группы АПАВ). Такие заряженные комплексы более громоздки, по сравнению с размерами исходных катионов металлов, и экранируют мицеллярную поверхность от контакта с водой (в этом и проявляется синергизм смеси ПАВ) [15].

Высокие характеристики вытеснения, полученные по низкопроницаемым частям параллельных моделей пласта, свидетельствуют о том, что в присутствии СПС на основе термостабильного ПАА происходит блокирование высокопроницаемых пропластков и перераспределение нагнетаемых композиций ПАВ в низкопроницаемую часть. Этот процесс приводит к увеличению нефтеотдачи. В одном из таких фильтрационных экспериментов (опыт №4), общий прирост  $K_{\text{выт}}$  составил 15.2%, что является хорошим результатом, превышающим результаты, полученные без блокирования СПС каналов с низким фильтрационным сопротивлением. При этом в композиции ПАВ отсутствовал полимер; а после композиции ПАВ не закачивали полимерную оторочку, выравнивающую фронт вытеснения. Применение полимера могло бы увеличить  $K_{\text{выт}}$  но в условиях месторождений X и Y снижало бы экономическую эффективность МУН.

Для имитации неоднородности строения пласта Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup> месторождения Y провели фильтрационные эксперименты на параллельных разнопроницаемых моделях (модель идеальной трещины и низкопроницаемая составная керновая модель). В результате были получены значения коэффициентов вытеснения нефти водой – 0.490 и 0.505, с приростом  $K_{\text{выт}}$  0.4% и 9.1% для высокопроницаемой и низкопроницаемой частей параллельной модели пласта, соответственно. Полученные результаты свидетельствуют о том, что параллельная модель, состоящая из высокопроницаемой и низкопроницаемой керновых колонок (опыты 3 и 4) корректнее отражает реальные условия продуктивного пласта, по срав-

нению со случаем идеальной трещины (опыты 11 и 12). Результаты экспериментов, проведенных на параллельных моделях пласта, продемонстрировали, что закачка оторочки полимерного состава со шивателем перед оторочкой ПАВ необходима, поскольку образующийся СПС блокирует трещины и высокоэффективные каналы фильтрации, отвечающие за нецелевое («холостое») расходование ПАВ, поскольку фильтрация композиции по промытым нагнетаемой водой каналам не приводит к отмыванию нефти.

Сравнивая полученные результаты на параллельных моделях пласта (опыты №3, №4, №11 и №12) можно отметить, что получены схожие величины прироста  $K_{\text{выт}}$  для всех низкопроницаемых моделей. Для условий месторождения Y прирост  $K_{\text{выт}}$  составил от 9.1% до 10.2%. Для месторождения X прирост  $K_{\text{выт}}$  составил от 12.0% до 15.2%. В то время как для высокопроницаемой части (модели идеальной трещины) прирост  $K_{\text{выт}}$  составил 0.5%, это связано с тем, что в трещине остаточная нефтенасыщенность значительно ниже, чем в линейной керновой модели, поскольку в промытой водой трещине фактически нефти нет.

Прирост  $K_{\text{выт}}$  нефти в пределах 25 – 30% достигался в лучших ASP-проектах, однако экономическая составляющая таких проектов, как правило, не позволяет рассчитывать на положительную рентабельность, особенно в контексте текущих мировых цен на нефть (около 70 \$/баррель). Так, например, оценивая результаты работ на Западно-Салымском месторождении, можно отметить три момента. Во-первых, как отмечали участники проекта [16], они могут быть убыточными. Во-вторых, для достижения такого эффекта (5% остаточной нефтенасыщенности коллектора после ASP) был обустроен отдельный опытный участок месторождения, специально разбуренный для нужд ASP-проекта. Особенностью этого участка было близкое расположение нагнетательных и добывающих скважин, то есть этот пилотный проект нужно с осторожностью переносить на месторождения, находящиеся в четвертой стадии разработки. В-третьих, используемая для проекта композиция ПАВ включает в себя гидрофобный ПАВ на основе IOS (содержит кроме компонентов C<sub>12</sub> – C<sub>16</sub>, также более гидрофобный ПАВ с длинным углеводородным хвостом: C<sub>24</sub> – C<sub>28</sub>, обеспечивающие наибольшую растворимость нефти в такой композиции). Однако данный тип ПАВ образует сложноразбиваемую эмульсию с нефтью, на разделение которой необходимо тратить дополнительные средства. Поэтому на Западном Салыме кроме строительства установок подготовки смеси ASP, также пришлось возводить блоки разделения эмульсий.

То есть закачка таких композиций на месторождениях, находящихся в заключительной стадии разработки без модернизации системы подготовки нефти с выделением отдельной системы под продукцию скважин, затронутых воздействи-

ем композиций ПАВ, может принести осложнения, которые не будут скомпенсированными дополнительной добычей нефти в результате МУН. Таким образом, несмотря на то, что остаточная нефтенасыщенность при применении рассмотренной в работе композиции ПАВ сни-

жается в меньшей степени, по сравнению с композициями, включающими IOS, экономическая эффективность от внедрения такой технологии на месторождениях, находящихся в четвертой стадии разработки, может быть выше.

### Выводы

1. Для проницаемостно-неоднородных высокотемпературных юрских коллекторов разработана технология, основанная на применении недорогих и доступных крупнотоннажных реагентов, позволяющая получить положительную экономическую рентабельность проекта.

2. Полученные результаты физического и гидродинамического моделирования процесса вытеснения нефти позволяют рекомендовать к промышленному использованию комплексную технологию, основанную на ВПП (СПС) и МУН (композиция ПАВ) для химического заводнения коллекторов такого типа.

*Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-900 в рамках программы развития НЦМУ.*

### Литература

1. Nelson, R. C., Lawson, J. B., Thigpen, D. R., Stegemeier, G. L. (1984, April). Cosurfactant-enhanced alkaline flooding. SPE-12672-MS. In: *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
2. Hill, H. J., Reisberg, J., Stegemeier, G. L. (1973, February). Aqueous surfactant systems for oil recovery. SPE-3798-PA. *Journal of Petroleum Technology*, 25 (2), 186–194.
3. Barnes, J. R., Dirkwager, H., Smit, J. R., et al. (2010, April). Application of internal olefin sulfonates and other surfactants to EOR. Part 1: Structure—performance relationships for selection at different reservoir conditions. SPE-129766-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
4. Al-Murayri, M. T., Kamal, D. S., Al-Qattan, A., et al. (2021). A practical and economically feasible surfactant EOR strategy: impact of injection water ions on surfactant utilization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 201, 108479.
5. Uren, L. C., Fahmy, E. H. (1927, December). Factors influencing the recovery of petroleum from unconsolidated sands by waterflooding. SPE-927318-G. *Petroleum Transactions, AIME*, 77, 318–335.
6. Atkinson, H. (1927). Recovery of petroleum from oil bearing sands. *US Patent* 1651311.
7. Buckley, J. S., Liu, Y., Xie, X., Morrow, N. R. (1997). Asphaltenes and crude oil wetting – the effect of oil composition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2(02), 107–119.
8. Jennings, H. Y. Jr. (1975, June). A study of caustic solution-crude oil interfacial tensions. SPE-5049-PA. *SPE Journal*, 15 (3), 197–202.
9. Liu, S., Zhang, D.L., Yan, W., et al. (2008, March). Favorable attributes of alkali-surfactant-polymer flooding. SPE-99744-PA. *SPE Journal*, 13 (01), 5–16.
10. Wessen, L. L., Harwell, J. H. (2000). Surfactant adsorption in porous media /in «Surfactants: fundamentals and applications in the petroleum industry», ed. L.L. Schramm. *New York: Cambridge University Press*.

### References

1. Nelson, R. C., Lawson, J. B., Thigpen, D. R., Stegemeier, G. L. (1984, April). Cosurfactant-enhanced alkaline flooding. SPE-12672-MS. In: *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
2. Hill, H. J., Reisberg, J., Stegemeier, G. L. (1973, February). Aqueous surfactant systems for oil recovery. SPE-3798-PA. *Journal of Petroleum Technology*, 25 (2), 186–194.
3. Barnes, J. R., Dirkwager, H., Smit, J. R., et al. (2010, April). Application of internal olefin sulfonates and other surfactants to EOR. Part 1: Structure—performance relationships for selection at different reservoir conditions. SPE-129766-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
4. Al-Murayri, M. T., Kamal, D. S., Al-Qattan, A., et al. (2021). A practical and economically feasible surfactant EOR strategy: impact of injection water ions on surfactant utilization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 201, 108479.
5. Uren, L. C., Fahmy, E. H. (1927, December). Factors influencing the recovery of petroleum from unconsolidated sands by waterflooding. SPE-927318-G. *Petroleum Transactions, AIME*, 77, 318–335.
6. Atkinson, H. (1927). Recovery of petroleum from oil bearing sands. *US Patent* 1651311.
7. Buckley, J. S., Liu, Y., Xie, X., Morrow, N. R. (1997). Asphaltenes and crude oil wetting – the effect of oil composition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2(02), 107–119.
8. Jennings, H. Y. Jr. (1975, June). A study of caustic solution-crude oil interfacial tensions. SPE-5049-PA. *SPE Journal*, 15 (3), 197–202.
9. Liu, S., Zhang, D.L., Yan, W., et al. (2008, March). Favorable attributes of alkali-surfactant-polymer flooding. SPE-99744-PA. *SPE Journal*, 13 (01), 5–16.
10. Wessen, L. L., Harwell, J. H. (2000). Surfactant adsorption in porous media /in «Surfactants: fundamentals and applications in the petroleum industry», ed. L.L. Schramm. *New York: Cambridge University Press*.

11. Zhang, R., Somasundaran, P. (2006). Advances in adsorption of surfactants and their mixtures at solid/solution interfaces. *Advances in Colloid and Interface Science*, 123–126, (Special Issue, 16 November 2006), 213–229.
12. Bae, J. H., Petrick, C. B. (1977). Adsorption/retention of petroleum sulfonate in Berea cores. SPE-5819-PA. *SPE Journal*, 17(5), 353–357.
13. Dwarakanath, V., Chaturvedi, T., Jackson, A., et al. (2008, April). Using co-solvents to provide gradients and improve oil recovery during chemical flooding in a light oil reservoir. SPE-113965-MS. In: *SPE Symposium on Improved Oil Recover*. Society of Petroleum Engineers.
14. Sahni, V., Dean, R. M., Britton, C., et al. (2010, April). The role of co-solvents and co-surfactants in making chemical floods robust. SPE-130007-MS. In: *SPE Symposium on Improved Oil Recover*. Society of Petroleum Engineers.
15. Плетнёв, М. Ю. (1990). Косметико-гигиенические моющие средства. Москва: Химия.
16. Heyden, Van der, Mikhaylenko, F. H. J., de Reus, A. J., et al. (2017, April). Injectivity experiences and its surveillance in the West Salym ASP pilot. EAGE ThB07. In: 19th *European Symposium on Improved Oil Recovery*.
17. Тома, А. (2020). Основы технологии полимерного заводнения. Санкт-Петербург: ЦОП «Профессия».
18. Castro, R, Llanos S., Jenny Rodríguez, J., et al. (2020). Polymers for EOR application in high temperature and high viscosity oils: rock–fluid behavior. *Energies*, 13(22), 5944.
19. Швецов, И. А., Манырин, В. Н. (2002). Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. Самара: Дом печати.
20. Сафаров, Ф. Э., Вежнин, С. А., Вульфович, С. Л. и др. (2020). Трассерные исследования и работы по выравниванию профиля приемистости в скважине Дачного месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 4, 38–43.
21. Lobanova, S. Yu., Yelubaev, B. U., Talamanov, N. E., et al. (2020) Cyclical gel-polymer flooding technology is an effective method of enhanced oil recovery in high-viscosity oil fields. SPE-201824-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual*. Society of Petroleum Engineers.
22. Лозин, Е. В., Хлебников, В. Н. (2003). Применение коллоидных реагентов для повышения нефтеотдачи. Уфа: Башнипинефть.
23. Chang, H.L., Zhang, Z.Q., Wang, Q. M., et al. (2006). Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/polymer processes as developed and applied in the Peoples Republic of China. SPE-89175-JPT. *Journal of Petroleum Technology*, 58(02), 84–89.
24. Sheng, J. J., Leonhardt, B., Azri, N. (2015). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(2), 116–126.
25. Sheng, J. J. (2014). A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*, 9(4), 471–489.
26. Liu, S., Feng Li, R., Miller, C.A., Hirasaki, G.J. (2010). Alkaline/surfactant/ polymer processes: wide range of conditions for good recovery. SPE-113936-PA. *SPE Journal*, 15(2), 282–293.
11. Zhang, R., Somasundaran, P. (2006). Advances in adsorption of surfactants and their mixtures at solid/solution interfaces. *Advances in Colloid and Interface Science*, 123–126, (Special Issue, 16 November 2006), 213–229.
12. Bae, J. H., Petrick, C. B. (1977). Adsorption/retention of petroleum sulfonate in Berea cores. SPE-5819-PA. *SPE Journal*, 17(5), 353–357.
13. Dwarakanath, V., Chaturvedi, T., Jackson, A., et al. (2008, April). Using co-solvents to provide gradients and improve oil recovery during chemical flooding in a light oil reservoir. SPE-113965-MS. In: *SPE Symposium on Improved Oil Recover*. Society of Petroleum Engineers.
14. Sahni, V., Dean, R. M., Britton, C., et al. (2010, April). The role of co-solvents and co-surfactants in making chemical floods robust. SPE-130007-MS. In: *SPE Symposium on Improved Oil Recover*. Society of Petroleum Engineers.
15. Pletnyov, M. Yu. (1990). Kosmetiko-gigienicheskie moyushchie sredstva. Moskva: Himiya.
16. Heyden, Van der, Mikhaylenko, F. H. J., de Reus, A. J., et al. (2017, April). Injectivity experiences and its surveillance in the West Salym ASP pilot. EAGE ThB07. In: 19th *European Symposium on Improved Oil Recovery*.
17. Toma, A. (2020). Osnovy tekhnologii polimernogo zavodneniya. Sankt-Peterburg: COP «Professiya».
18. Castro, R, Llanos S., Jenny Rodríguez, J., et al. (2020). Polymers for EOR application in high temperature and high viscosity oils: rock–fluid behavior. *Energies*, 13(22), 5944.
19. Shvecov, I. A., Manyrin, V. N. (2002). Fiziko-himicheskie metody uvelicheniya nefteotdachi pri zavodnenii. Samara: Dom pechati.
20. Safarov, F. E., Vezhnin, S. A., Vulfovich, S. L., et al. Tracer tests and conformance control in the well of Dachnoye field. *Oil Industry*, 4, 38-43.
21. Lobanova, S. Yu., Yelubaev, B. U., Talamanov, N. E., et al. (2020) Cyclical gel-polymer flooding technology is an effective method of enhanced oil recovery in high-viscosity oil fields. SPE-201824-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual*. Society of Petroleum Engineers.
22. Lozin, E. V., Hlebnikov, V. N. (2003). Primenenie kolloidnyh reagentov dlya povysheniya nefteotdachi. Ufa: Bashnipineft'.
23. Chang, H.L., Zhang, Z.Q., Wang, Q. M., et al. (2006). Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/polymer processes as developed and applied in the Peoples Republic of China. SPE-89175-JPT. *Journal of Petroleum Technology*, 58(02), 84–89.
24. Sheng, J. J., Leonhardt, B., Azri, N. (2015). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(2), 116–126.
25. Sheng, J. J. (2014). A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*, 9(4), 471–489.
26. Liu, S., Feng Li, R., Miller, C.A., Hirasaki, G.J. (2010). Alkaline/surfactant/ polymer processes: wide range of conditions for good recovery. SPE-113936-PA. *SPE Journal*, 15(2), 282–293.

27. Buijse, M. A., Prelicz, R. M., Barnes, J. R., et al. (2010, April). Application of internal olefin sulfonates and other surfactants to EOR. Part 2: The design and execution of an ASP field test. SPE-129769-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers.*
28. Barnes, J. R., Smit, J. P., Smit, J., et al. (2008, April). Development of surfactants for chemical flooding at difficult reservoir conditions. SPE-113313-MS. In: *SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers.*
29. Zhao, P., Jackson, A.C., Britton, C., et al. (2008, April). Development of high performance surfactants for difficult oils. SPE-113432-MS. In: *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers.*
30. Puerto, M., Hirasaki, G. J., Miller, C.A. (2010, April). Surfactant systems for EOR in high-temperature, high-salinity environments. SPE-129675-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers.*
31. Петраков, А. М., Рогова, Т. С., Макашкин, С. В. и др. (2020). Подбор технологии увеличения нефтеотдачи карбонатных пластов Центрально-Хорейверского поднятия с использованием ПАВ-полимерных композиций. *Нефтяное хозяйство*, 1, 66–70.
32. Batchelor, G. K. (2000). An introduction to fluid dynamics. *Cambridge: Cambridge University Press.*
33. ОСТ 39-195-86. (1986). Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения водой в лабораторных условиях.
34. Семихина, Л. П., Штыков, С. В., Карелин, Е. А. (2015). Исследование пригодности реагентов для химических методов заводнения по их способности отмывать пленки нефти. *Нефтегазовое дело*, 5, 236–256.
35. Suijkerbuijk, B. M., Sorop, T. G., Parker, A. R., et al. (2014, April). Low salinity waterflooding at west-salym: laboratory experiments and field forecasts. SPE-169102-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers.*
36. Hirasaki, G. J. (1981). Application of the theory of multicomponent, multiphase displacement to three-component, two-phase surfactant flooding. SPE-8373-PA. *SPE Journal*, 21(2), 191–204.
37. Taber, J. J. (1969). Dynamic and static forces required to remove a discontinuous oil phase from porous media containing both oil and water. SPE-2098-PA. *SPE Journal*, 9(1), 3–12.
38. Stegemeier, G. L. (1977). Mechanisms of entrapment and mobilization of oil in porous media. In: *Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding*, ed. D.O. Shah and R.S. Schechter. *New York: Academic Press.*
39. Melrose, J. C., Brandner, C. F. (1974). Role of capillary forces in detennining microscopic displacement efficiency for oil recovery by waterflooding. JCPT 74-04-05. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 13(4), 54–62.
40. Foster, W. R. (1973). A low-tension waterflooding process. SPE-3803-PA. *SPE Journal of Petroleum Technology*, 25(2), 205–210.
41. Pennell, K. D., Pope, G. A., Abriola, L. M. (1996). Influence of viscous and buoyancy forces on the mobilization of residual tetrachloroethylene during surfactant flushing. *Environmental Science & Technology*, 30(4), 1328–1335.
27. Buijse, M. A., Prelicz, R. M., Barnes, J. R., et al. (2010, April). Application of internal olefin sulfonates and other surfactants to EOR. Part 2: The design and execution of an ASP field test. SPE-129769-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers.*
28. Barnes, J. R., Smit, J. P., Smit, J., et al. (2008, April). Development of surfactants for chemical flooding at difficult reservoir conditions. SPE-113313-MS. In: *SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers.*
29. Zhao, P., Jackson, A.C., Britton, C., et al. (2008, April). Development of high performance surfactants for difficult oils. SPE-113432-MS. In: *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers.*
30. Puerto, M., Hirasaki, G. J., Miller, C.A. (2010, April). Surfactant systems for EOR in high-temperature, high-salinity environments. SPE-129675-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers.*
31. Petrakov, A. M., Rogova, T. S., Makarshin, S. V., et al. (2020). Selection of surfactant-polymer technology for enhanced oil recovery project in carbonate formations of Central-Khoreiver uplift. *Oil Industry*, 1, 66-70.
32. Batchelor, G. K. (2000). An introduction to fluid dynamics. *Cambridge: Cambridge University Press.*
33. OST 39-195-86. (1986). Neft. Metod opredeleniya koefficienta vytesneniya vodoj v laboratornyh usloviyah.
34. Semihina, L. P., Shtykov, S. V., Karelin, E. A. (2015). Research of reagents suitability for eor, by their oil slicks detergency. *Oil and Gas Business*, 5, 236–256.
35. Suijkerbuijk, B. M., Sorop, T. G., Parker, A. R., et al. (2014, April). Low salinity waterflooding at west-salym: laboratory experiments and field forecasts. SPE-169102-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers.*
36. Hirasaki, G. J. (1981). Application of the theory of multicomponent, multiphase displacement to three-component, two-phase surfactant flooding. SPE-8373-PA. *SPE Journal*, 21(2), 191–204.
37. Taber, J. J. (1969). Dynamic and static forces required to remove a discontinuous oil phase from porous media containing both oil and water. SPE-2098-PA. *SPE Journal*, 9(1), 3–12.
38. Stegemeier, G. L. (1977). Mechanisms of entrapment and mobilization of oil in porous media. In: *Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding*, ed. D.O. Shah and R.S. Schechter. *New York: Academic Press.*
39. Melrose, J. C., Brandner, C. F. (1974). Role of capillary forces in detennining microscopic displacement efficiency for oil recovery by waterflooding. JCPT 74-04-05. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 13(4), 54–62.
40. Foster, W. R. (1973). A low-tension waterflooding process. SPE-3803-PA. *SPE Journal of Petroleum Technology*, 25(2), 205–210.
41. Pennell, K. D., Pope, G. A., Abriola, L. M. (1996). Influence of viscous and buoyancy forces on the mobilization of residual tetrachloroethylene during surfactant flushing. *Environmental Science & Technology*, 30(4), 1328–1335.

**Разработка комплексной технологии воздействия на проницаемостно-неоднородные высокотемпературные залежи юрских отложений**

**Ф.Э.Сафаров<sup>1,2</sup>, С.А.Вежин<sup>1</sup>, Н.А.Сергеева<sup>1</sup>, А.А.Ратнер<sup>1</sup>, Л.Н.Латыпова<sup>1</sup>, И.Ф.Халитов<sup>3</sup>, Л.Е.Ленченкова<sup>3</sup>, А.Г.Телин<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Уфимский НТЦ», Уфа, Россия; <sup>2</sup>Уфимский институт химии УФИЦ РАН, Уфа, Россия; <sup>3</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

**Реферат**

Разработка проницаемостно-неоднородных высокотемпературных юрских отложений песчаников с использованием заводнения, как правило, характеризуется опережением темпа обводнения над темпом выработки запасов. Для эффективной доработки подобных залежей необходимо совместное воздействие на них методами увеличения нефтеотдачи и выравнивания профиля приемистости. Это позволит увеличить коэффициенты вытеснения нефти водой ( $K_{\text{внт}}$ ) и охвата залежи заводнением. Значительное число проектов, связанных с применением композиций поверхностно-активных веществ для увеличения нефтеотдачи в условиях высокотемпературных коллекторов основано на применении внутренних олефинсульфонатов (IOS), однако без применения налоговых льгот такие проекты рискуют быть убыточными. В исследовании представлена композиция из недорогих и доступных крупнотоннажных реагентов, позволяющая получить положительную экономическую рентабельность проекта, несмотря на то, что остаточная нефтенасыщенность при её применении снижается в меньшей степени, по сравнению с композициями, включающими IOS. На примере нескольких месторождений показана методология разработки нефтяной залежи по технологии комплексного воздействия на основе композиций ПАВ и СПС, включающая проведение физико-химических и фильтрационных исследований, а также гидродинамического моделирования.

**Ключевые слова:** сырая нефть; фазовое поведение; анионные поверхностно-активные вещества; сшитый полимер; межфазное поверхностное натяжение; фильтрационные исследования; гидродинамическое моделирование.

**Yura çöküntülərinin keçiricilikli-heterogen yüksək temperaturlu yataqlarına kompleks təsir texnologiyasının işlənməsi**

**F.E.Safarov<sup>1,2</sup>, S.A.Vejnin<sup>1</sup>, N.A.Sergeyeva<sup>1</sup>, A.A.Ratner<sup>1</sup>, L.N.Latypova<sup>1</sup>, İ.F.Xalitov<sup>3</sup>, L.E.Lençenkova<sup>3</sup>, A.Q.Telin<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>«Ufa Elmi Texniki Mərkəz» MMC, Ufa, Rusiya;

<sup>2</sup>REA Ufa Federal Tədqiqat Mərkəzinin Ufa Kimya İnstitutu, Ufa, Rusiya; <sup>3</sup>Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

**Xülasə**

Keçiricilikli-heterogen yüksək temperaturlu Yura qumdaşı çöküntülərinin suvurma ilə işlənməsi, bir qayda olaraq, sulaşma tempinin ehtiyatların hasil edilmə tempini üstələməsi ilə xarakterizə olunur. Bu cür yataqların səmərəli işlənməsi üçün onlara neftveriminin artırılması və qəbul etmə profilinin hamarlaşdırılması üsulları ilə birgə təsir etmək lazımdır. Bu, neftin su ilə sıxışdırılması ( $K_{\text{svx}}$ ) və yatağın suvurma ilə əhatə olunma əmsallarını artırmağa imkan verəcəkdir. Yüksək temperaturlu kollektorlarda neftveriminin artırılması üçün səthi-aktiv maddələrin kompozisiyalarının istifadə edildiyi layihələrin çoxu daxili olefin sulfonatların (IOS) tətbiqinə əsaslanır, lakin vergiyə güzəştlər tətbiq edilməsə bu layihələr zərərli ola bilər. Məqalədə layihənin müsbət iqtisadi rentabelliyini əldə etməyə imkan verən, ucuz və əlçatan böyük tonnajlı reagentlərdən ibarət kompozisiya təqdim edilmişdir. IOS ehtiva edən kompozisiyalarla müqayisədə təqdim olunan kompozisiyanın tətbiqi zamanı qalıq neftlə doyma daha az aşağı düşür. Bir neçə yatağın təmsalında fiziki-kimyəvi və filtrasiya tədqiqatları, həmçinin hidrodinamiki modelləşdirmə də daxil olmaqla, neft yataqlarının səthi-aktiv maddələr (SAM) və tikilmiş polimer tərkiblər (TPT) əsasında kompozisiyalarla kompleks təsir texnologiyası ilə işlənməsi metodologiyası göstərilmişdir.

**Açar sözlər:** xam neft; faza davranışı; anion səthi aktiv maddələr; tikilmiş polimer; fazalararası səthi gərilmə; süzülmə tədqiqatları; hidrodinamiki modelləşdirmə.