

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.67-83>

УДК 622.276.63

**Интенсификация добычи высоковязкой нефти с
одновременным ограничением водопритока химическими
растворами селективного действия**

¹Гладунов О.В., ¹Козлов С.А., ²Царьков И.В., ²Бабицкая К.И., ²Чомалян В.Е.

¹АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

²Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

**Enhancement of high-viscosity index oil recovery and at the same time
limit water inflow by chemical composition with a selective effect**

¹O.V. Gladunov, ¹S.A. Kozlov, ²I.V. Tsarkov, ²K.I. Babitskaya, ²V.E. Chomaryan

¹Samaraneftegaz JSC, Samara, Russia

²Samara State Technical University, Samara, Russia

E-mail: babitskayaki@gmail.com

Аннотация. В настоящей работе представлены результаты лабораторных испытаний химической композиции для интенсификации добычи высоковязкой нефти и одновременного снижения обводненности добываемой продукции за счет ограничения водопритока к скважине. Обводнение скважинной продукции за счет прорыва контурных вод по более проницаемой части пласта и подтягивания конуса пластовой воды при разработке запасов высоковязкой нефти являются актуальными проблемами в нефтедобыче.

Настоящая работа направлена на разработку реагента на основе смеси различных поверхностно-активных веществ (ПАВ) и щелочи для интенсификации добычи высоковязкой нефти и одновременного ограничения водопритока.

В экспериментальной части работы рассмотрено поведение состава в пористой среде на насыпной модели нефте- и водонасыщенного керна, а также на модели керна с остаточной нефтенасыщенностью. Результаты фильтрационных испытаний подтвердили эффективность действия разработанного состава.

Таким образом, разработанный химический состав обладает селективным действием: позволяет интенсифицировать добычу высоковязкой нефти и одновременно ограничить водоприток, обеспечивая выравнивание профиля притока в добывающих скважинах.

Ключевые слова: *поверхностно-активные вещества, высоковязкие нефти, ограничение водопритока, интенсификация добычи, фильтрационные испытания, селективное действие*

Для цитирования: Гладунов О.В., Козлов С.А., Царьков И.В., Бабицкая К.И., Чомарян В.Е. Интенсификация добычи высоковязкой нефти с одновременным ограничением водопритока химическими растворами селективного действия//Нефтяная провинция.-2021.-№3(27).-С.67-83. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.67-83>

Abstract. This study covers the laboratory tests results of a chemical composition intended to intensify the production of high-viscosity oil and at the same time to reduce the watercut of the products extracted, by limiting the water inflow to the well. Watering out of the well products due to the breakthrough of contour waters along the more permeable part of the layer and coning of the layer water when developing reserves of high-viscosity oil – these are the actual problems in oil production.

This study is aimed at developing a reagent based on a mixture of various surface-active substances (surfactants) and alkali to intensify the production of high-viscosity oil and at the same time limit water inflow.

The experimental part of the study shows the behavior of the composition in a porous medium taking as an example a bulk model of oil and water saturated core, as well as a core model with residual oil saturation. The results of the leak-off tests confirmed the effectiveness of the composition developed.

Thus, the developed chemical composition has a selective effect: it allows intensifying the production of high-viscosity oil and at the same time limiting water inflow, ensuring inflow profile modification in producing wells.

Key words: *surfactants, high-viscosity oil, water control, intensify the production, filtration tests, selective effect*

For citation: O.V. Gladunov, S.A. Kozlov, I.V. Tsarkov, K.I. Babitskaya, V.E. Chomaryan Intensifikacija dobychi vysokovjazkoj nefti s odnoremennym ogranicheniem vodopritoka himicheskimi rastvorami selektivnogo dejstvija [Enhancement of high-viscosity index oil recovery and at the same time limit water inflow by chemical composition with a selective effect]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(27), 2021. pp. 67-83. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.67-83> (in Russian)

Введение

За последние десятилетия структура запасов нефти в России значительно меняется: доля трудноизвлекаемых запасов достигла значений более 65 % от общего объема доказанных запасов, по данным Минэнерго [1].

Вовлечение в разработку запасов высоковязкой нефти позволит поддерживать темпы добычи углеводородов [2]. Еще одной актуальной

проблемой снижения текущей добычи нефти является обводнение скважин за счет прорыва контурных вод по более проницаемой части пласта и подтягивания конуса обводнения. Поэтому разработка новых технологий для интенсификации выработки трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти и одновременного ограничения водопритока представляет практический и научный интерес [3, 4].

В статье рассмотрены результаты лабораторных испытаний химической композиции для интенсификации добычи высоковязкой нефти и одновременного снижения обводненности добываемой продукции за счет ограничения водопритока к скважине.

Разработанный раствор при обработке нефтенасыщенных пропластков призабойной зоны пласта (ПЗП) позволяет уменьшить вязкость нефти и снизить межфазное натяжение на границе «нефть – состав», изменяет смачиваемость породы, что приводит к повышению коэффициента продуктивности и дебита скважины. При взаимодействии химического раствора с пластовой водой происходит рост вязкости состава на границе контакта с пластовой водой, благодаря чему и формируется экран в водонасыщенных пропластках. Образованный экран изменяет направление фильтрационных потоков в ПЗП, перераспределяя состав в нефтенасыщенные пропластки.

Для подбора наиболее эффективного химического раствора необходимо учесть специфические особенности геологического строения месторождений АО «Самаранефтегаз».

Приготовление состава

Для приготовления состава были использованы следующие вещества:

- кокаmidопропилбетаин - амфотерное поверхностно-активное вещество. Представляет собой прозрачную или слегка мутную жидкость желтоватого цвета со слабым характерным запахом. Кокаmidопро-

пилбетаин (КАПБ) был произведен и предоставлен компанией ООО «НПО НИИПАВ». Товарная форма продукта представляет собой 37 % водный раствор КАПБ по ТУ 2480-002-04706205-2004;

- алкилбензолсульфонат натрия – анионное поверхностно-активное вещество. Представляет собой однородную пасту светло-желтого или белого цвета. Реагент был произведен и предоставлен ЗАО «Бурсинтез-М»;
- гидроокись натрия по ГОСТ Р 55064-2012 - белое твёрдое вещество. Сильно гигроскопичен, на воздухе «расплывается», активно поглощая пары воды из воздуха. Хорошо растворяется в воде, при этом выделяется большое количество теплоты;
- кокамид диэтаноламин (кокамид ДЭА) - амид жирной кислоты кокосового масла, который получают при реакции диэтаноламина с жирными кислотами кокосового масла;
- пресная вода.

Состав получали смешением компонентов в следующей последовательности. На аналитических весах в мерный стаканчик наливают пресную воду, добавляют алкилбензолсульфонат натрия и перемешивают вручную с помощью стеклянной палочки. При перемешивании добавляют гидроокись натрия и после полного растворения добавляют кокамид ДЭА и кокамидопилбетаин. Раствор перемешивают стеклянной палочкой. Фотография образца состава представлена на рис. 1.



Рис. 1. Образец разработанного состава

При определении эффективности предлагаемого состава для обработки призабойной зоны нефтяного пласта лабораторными методами в качестве образца нефти была взята высоковязкая нефть пласта С-1 (Малиновский купол) Радаевского месторождения со следующими свойствами в нормальных условиях: плотность составила $899,0 \text{ кг/м}^3$, динамическая вязкость в пластовых условиях - $64,10 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, динамическая вязкость разгазированной нефти - $187,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, содержание смол - $11,93 \%$, парафинов - $5,55 \%$, в качестве пробы минерализованной воды была взята пластовая вода со следующими свойствами: минерализация пластовых вод составляет $247,1 \text{ г/л}$, плотность в стандартных условиях $1162,5 \text{ кг/м}^3$, вязкость в пластовых условиях, в среднем, равна $1,42\text{-}1,43 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Динамическую вязкость проверяли реологическими испытаниями состава с использованием реометра Anton Paar Modular Compact Rheometer MCR52 (Austria) при различных параметрах.

Приготовленные растворы тщательно перемешивали, выдерживали некоторое время для удаления пузырьков газа при комнатной температуре и в объеме $0,5\text{-}2,5 \text{ мл}$ (в зависимости от вязкости образца и используемой системы – PP25, PP50) загружали в измерительную систему реометра для измерения реологических характеристик. По результатам измерений построили графики в координатах $\mu = f(\dot{\gamma})$, где μ – динамическая вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$, $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с^{-1} .

Выполненные реологические исследования показали, что исходная динамическая вязкость разработанного состава составляет $48,8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ при 40 с^{-1} .

При смешении состава с образцом высоковязкой нефти в массовом соотношении $1:1$ вязкость смеси снижается до значения $23,2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ при 40 с^{-1} . График зависимости динамической вязкости от скорости сдвига разработанного состава при контакте с нефтью представлен на рис. 2. Образец высоковязкой нефти (кривая 1), разработанный состав (кривая 2), смесь разработанного состава и нефти ($1:1$) (кривая 3).

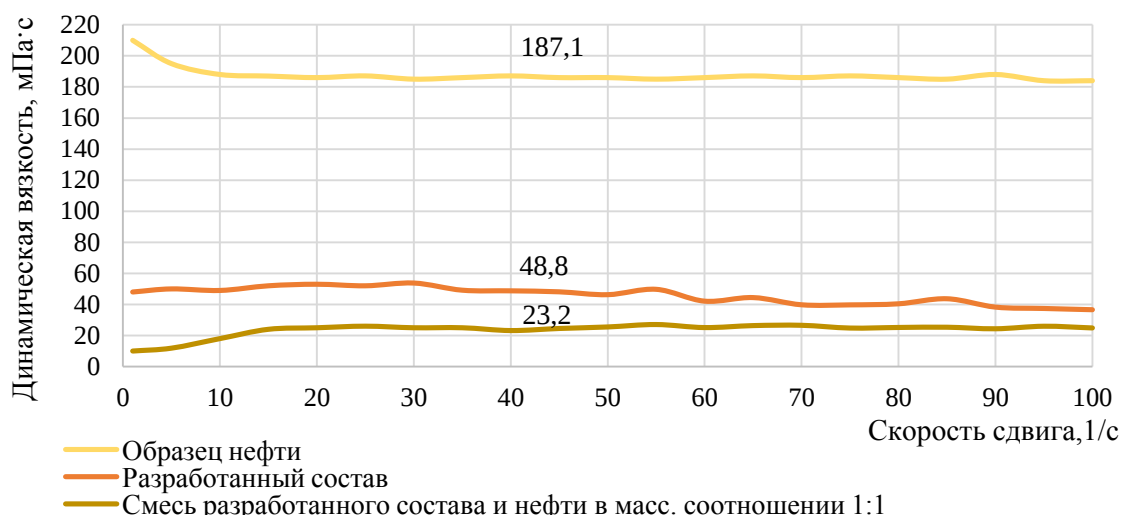


Рис. 2. График зависимости динамической вязкости от скорости сдвига разработанного состава при контакте с нефтью

При контакте состава с пластовой минерализованной водой вязкость смеси возрастает до 6873,9 мПа·с при 1 с⁻¹, до 987,7 мПа·с при 40 с⁻¹, до 406,1 мПа·с при 100 с⁻¹.

Исходя из графика зависимости динамической вязкости от скорости сдвига разработанного состава при контакте с пластовой водой (Рис. 3), где разработанный состав (кривая 1), смесь разработанного состава и образца пластовой воды (1:1) (кривая 2) можно сделать вывод, что при закачке состава реагента в пласт благодаря снижению вязкости, возникающему при высоких скоростях сдвига, обеспечивается глубокое проникновение состава в пласт при высоких расходах насосного агрегата при закачке.

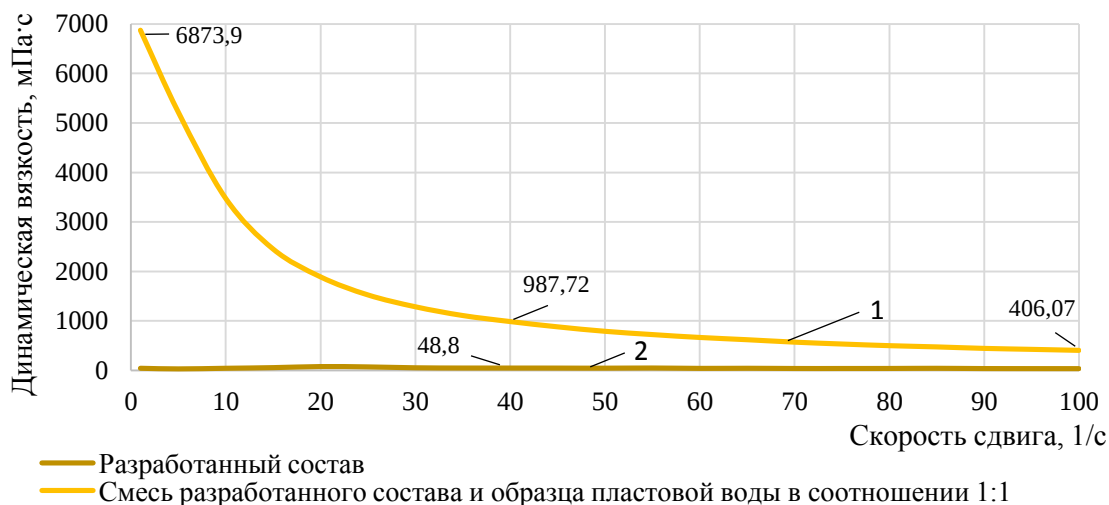


Рис. 3. График зависимости динамической вязкости от скорости сдвига разработанного состава при контакте с пластовой водой

Фильтрационные исследования многокомпонентного раствора селективного действия для обработки призабойной зоны пласта

Испытания проводились на фильтрационной установке ПИК-ОФП-1-40-АР/РР (АО "Геологика", Россия).

Поведение состава в пористой среде оценивалось на насыпной модели нефте- и водонасыщенного керна, а также на модели керна с остаточной нефтенасыщенностью.

Фильтрационная установка, на которой проводились испытания, и методика исследований были описаны в программе лабораторных исследований. Кернадержатель забивали предварительно размолотый, вымытый и высушенный кварцевый песок с размером частиц 106-150 мкм. Фракционирование песка выполняли с использованием аналитической просеивающей машины Retsch серии AS 200 (Германия).

Измельченный и проситованный керн полученной фракции поместили в гильзу из фильтровальной бумаги, после чего гильзу поместили в экстрактор Сокслета.

В колбу налили растворитель (толуол); экстрактор Сокслета соединили с колбой и обратным холодильником, после чего к колбе подвели нагрев.

Экстрагирование вели до обесцвечивания стекающего по сифонной трубке толуола.

Экстрагированный керн высушивали до постоянной массы при 105°C. После сушки образец керна охлаждали и хранили в эксикаторе над прокаленным хлористым кальцием.

В качестве образца нефти была взята высоковязкая нефть скв. 325 Малиновского купола Радаевского месторождения. Образец скважинной продукции являлся наиболее подходящим, так как не образовывал нефтяной эмульсии. Нефть и пластовая вода данного объекта подвергалась очистке через фильтровальную пористую поверхность с помощью вакуумного насоса. Фильтрующим материалом служит фильтровальная бумага.

Так как модель нефти готовится из безводной дегазированной нефти, вязкость которой доводится до вязкости пластовой нефти добавлением растворителя, количество которого определяется экспериментально, но не должно превышать 30 % объема смеси, была взята нефть данного объекта, в связи с отсутствием необходимости добавки растворителя.

Фильтрационные испытания проводили при условиях, приведенных в табл. 3.

Таблица 3

Условия проведения фильтрационных испытаний

Параметр	Значение
Температура, °С	26,5
Объем керна, см ³	63,7±5%
Масса керна в кернодержателе, г	100±5%
Расход реагента, мл/мин	2
Тип керна	кварцевый песок
Фракция керна, мм	0,106-0,150

Подготовленный керн поместили в кернодержатель, насыщали пластовой водой. Определили поровый объем (открытую пористость), $V_{\text{пор}} = 31 \pm 5\%$ мл.

Необходимость нагрева кернодержателя и сырьевых ёмкостей отсутствовала, в связи с пластовой температурой 26,5 °С, что обеспечивалось комнатной температурой. Контроль давления на входе и выходе из кернодержателя обеспечивали электронные датчики давления. Противодействие на выходе из керна устанавливалось постоянным и составляло 1,0 МПа. Делители фаз заполняли нефтью, пластовой водой и разработанным химическим раствором.

Для получения зависимости прокачивалось 10 объемов порового пространства. На графиках представлена динамика параметров до их полной стабилизации.

Исследование фильтрационных характеристик композиции в водонасыщенном керне

Далее в кернодержатель подавали пластовую воду с расходом 2 мл/мин до стабилизации перепада давления. Количество прокачанной воды с целью насыщения керна составляло 2-3 объема порового пространства. Во всех режимах испытаний при насыщении пластовой водой контролировали достижение стационарных условий фильтрации. Далее производилась закачка разработанного состава в объеме, равном 0,5 объема порового пространства.

После закачки указанного объема производилось изменение направления потока и с другого торца керна начинали подавать пластовую воду. Данные действия позволяют имитировать технологическую операцию, проводимую непосредственно на скважине: закачку состава, вызов притока и добычу флюида из пласта.

Первоначальное давление при насыщении керна водой составило 1,05 МПа. При фильтрации пластовой воды в водонасыщенном керне происходил постоянный рост давления на входе до 3,2 МПа с последующим падением до полной стабилизации параметров на уровне 1,3 МПа. Разница давлений до закачки состава и после его выноса составила 0,25 МПа. Данный эффект косвенно подтверждает образование высоковязкого экрана на границе контакта пластовой воды и разработанного состава (Рис. 4). Также необходимо проведение исследований поведения нефти в водонасыщенном керне после закачки разработанного состава. После закачки 0,5 объема порового пространства химическое раствора производилось изменение направления потока и с другого торца керна начинали подавать нефть. Как видно на рис. 4, в начале фильтрация нефти через керн проходила затруднительно, но при контакте нефти с составом давление постепенно начало снижаться. В отличие от прокачки в обратном направлении пластовой воды фильтрация нефти после обработки водонасыщенного керна составом проходит лучше. Таким образом, введе-

ние ПАВ способствует изменению молекулярной подвижности групповых компонентов нефтяных дисперсных систем и структурно-механических свойств нефти, улучшая ее реологические и фильтрационные свойства.

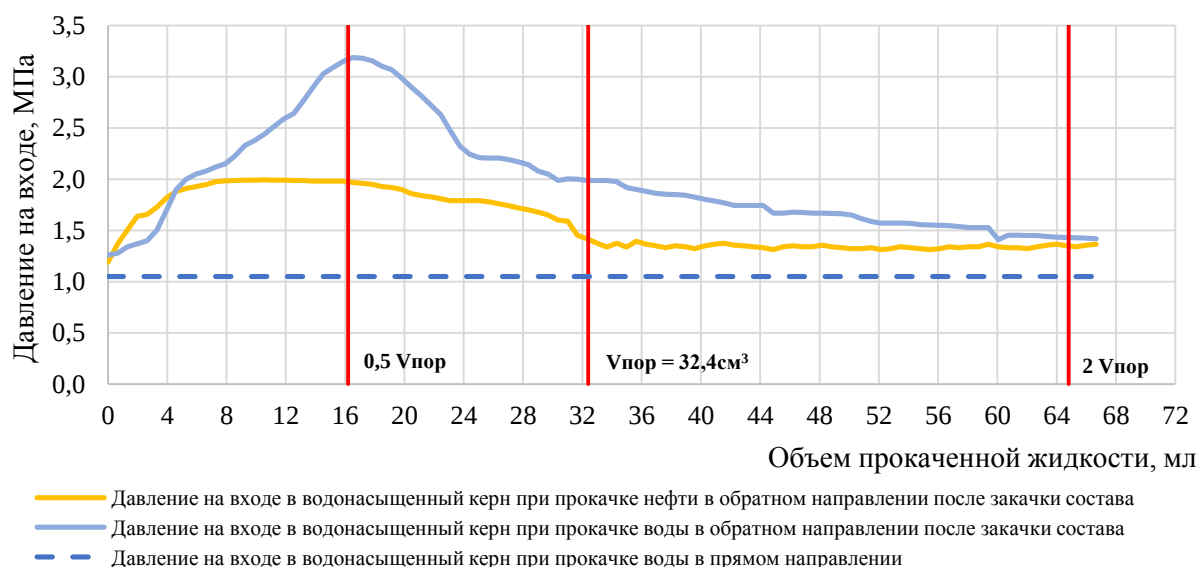


Рис. 4. График зависимости давления на входе в водонасыщенный керн от объема закачки воды/нефти в обратном направлении

Исследование фильтрационных характеристик композиции в нефтенасыщенном керне

Следующим этапом фильтрационных испытаний было исследование поведения нефти и воды в нефтенасыщенном керне.

Испытания по насыщению керна пластовыми жидкостями производилось по аналогии с предыдущим экспериментом. Как видно на графике (Рис. 5) фильтрация пластовой воды в нефтенасыщенном керне происходит затруднительней, чем фильтрация нефти, что указывает на рост гидравлического сопротивления при фильтрации пластовой воды. При вызове притока по нефтенасыщенному пропластку легче продвигаться к призабойной зоне нефти, нежели пластовой воде, что позволит снизить обводненность скважинной продукции. При прокачке нефти в обратном направлении давление на входе постепенно снижается и стабилизируется, что указывает на гидрофобизацию породы и снижение гидравлического сопротивления при фильтрации нефти.

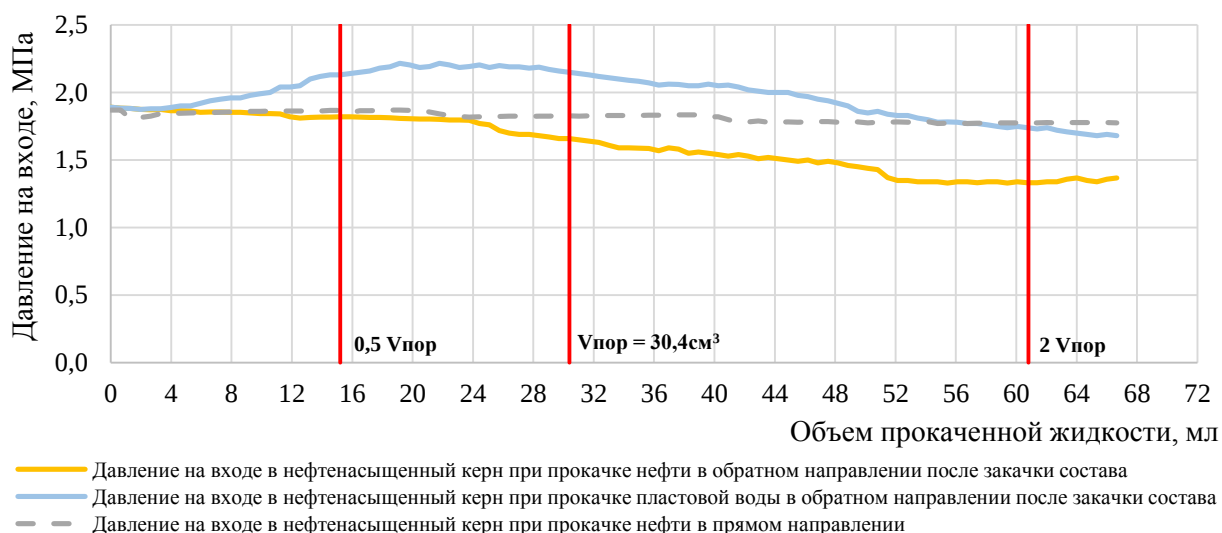


Рис. 5. График зависимости давления на входе в нефтенасыщенный керн от объема закачки нефти/воды в обратном направлении

Исследование фильтрационных характеристик композиции в «промытом» керне

Следующим этапом фильтрационных испытаний было исследование поведения нефти и воды в керне с остаточной нефтенасыщенностью.

При фильтрации пластовой воды в «промытом» керне происходил резкий рост давления. При прокачке пластовой воды в объеме 1,5 объема порового пространства давление на входе достигло 4,22 МПа, что косвенно подтверждает образование высоковязкого экрана при контакте пластовой воды с разработанным составом, даже в присутствии углеводородов (Рис. 6). Напомним, что при контакте состава с нефтью происходит разжижение смеси. Данное явление позволяет сделать вывод, что разработанный состав будет работать в промытых зонах нефтенасыщенного пропластка.

Далее проводилось исследование фильтрации нефти в обратном направлении в промытом керне.

При фильтрации нефти в «промытом» керне давление на входе до закачки 1 объема порового пространства было стабильным (Рис. 6). При предположительном полном вытеснении состава нефтью давление начало снижаться. После прокачки 6 объемов пор гидравлическое сопротивление

по нефти значительно ниже, чем по воде, что указывает на адсорбцию поверхностно-активных веществ и изменение смачиваемости породы, что приводит к повышению коэффициента продуктивности и дебита скважины.

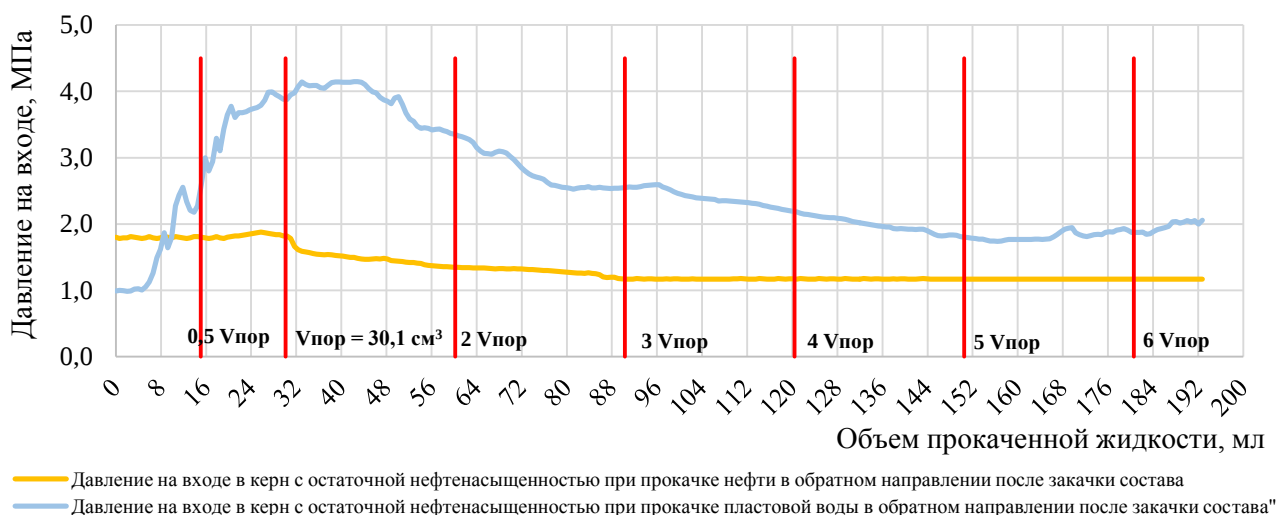


Рис. 6. График зависимости давления на входе в керн с остаточной нефтенасыщенностью от объема закачки нефти/воды в обратном направлении

Технические критерии подбора объекта

Для подбора объекта под технологию интенсификации добычи высоковязкой нефти химическими растворами селективного действия были выделены следующие технические критерии:

- обводненность: 60-97%;
- вязкость нефти в пластовых условиях от 30 мПа·с;
- толщина пласта от 1,5 до 15 м;
- пластовая температура – менее 50°C;
- приемистость при $P_{уст}=10,0$ МПа - не менее 100 м³/сут;
- отсутствие нарушений целостности эксплуатационной колонны;
- отсутствие заколонной циркуляции пластовых флюидов.

Прогноз потенциального эффекта от применения разработанного состава

Для оценки технологической эффективности обработки призабойной зоны пласта химическим раствором селективного действия необходимо

знать уравнение радиального притока жидкости к скважине. Всю область дренажа можно разделить на 2 зоны [6]. Схема притока пластовой жидкости в скважину представлена на рис. 7. Границы зон определяются радиусом проникновения состава r_Γ и радиусом контура питания R_K . Рассмотрим случай геометризации области притока с двумя слоями. Исходя из изменений реологических свойств пластовых жидкостей под воздействием разработанного состава принимаем упрощенную модель латерального движения жидкости к скважине при отсутствии вертикального перемещения флюидов в призабойной зоне [7].

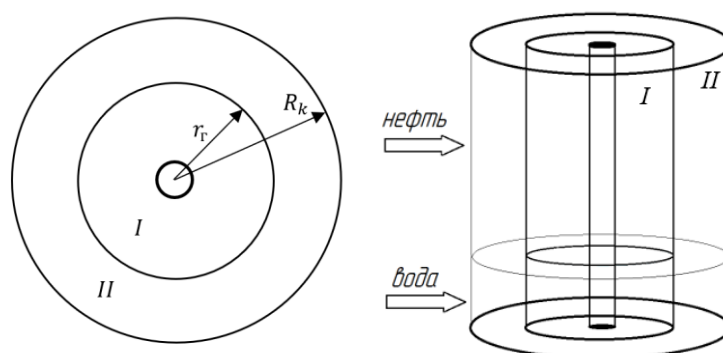


Рис. 7. Схема притока пластовой жидкости в скважину в круговом пласте

Планируемый дебит после обработки призабойной зоны рассчитывается по двухзвенной формуле:

$$Q_H = \frac{P_K - P_3}{\frac{\mu_{H1}}{2\pi k h_H} \ln \frac{r_\Gamma}{r_c} + \frac{\mu_{H2}}{2\pi k h_H} \ln \frac{R_K}{r_\Gamma}} \quad (1)$$

$$Q_B = \frac{P_K - P_3}{\frac{\mu_{B1}}{2\pi k h_B} \ln \frac{r_\Gamma}{r_c} + \frac{\mu_{B2}}{2\pi k h_B} \ln \frac{R_K}{r_\Gamma}} \quad (2)$$

где k – проницаемость пласта, м^2 ; h_H, h_B – толщина нефтенасыщенного и водонасыщенного пропластка соответственно, м; μ_{H1}, μ_{B1} – вязкость смеси состава с нефтью и водой соответственно, $\text{Па}\cdot\text{с}$; μ_{H2}, μ_{B2} – вязкость нефти и воды соответственно в пластовых условиях, $\text{Па}\cdot\text{с}$; P_K – давление на контуре питания, Па; P_3 – забойное давление, Па; R_K – радиус контура питания, м; r_Γ – радиус проникновения состава, м; r_c – радиус скважины, м.

Выбрав одну из скважин-кандидатов по техническим критериям, представленным выше, рассчитаем приток к скважине для нефтенасыщен-

ного пропластка толщиной $h_n = 3$ м и для водонасыщенного пропластка толщиной $h_b = 1$ м. Радиус контура питания $R_k = 200$ м, давление на контуре питания $P_k = 14,7$ МПа, радиус скважины $r_c = 0,1$ м, забойное давление $P_z = 11,04$ МПа, радиус проникновения состава $r_r = 2,05$ м, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_{n2} = 64,1$ мПа·с, вязкость воды $\mu_{в2} = 1,05$ мПа·с, вязкость смеси состава с нефтью в соотношении 1:1 $\mu_{n1} = 24,1$ мПа·с, с пластовой водой $\mu_{в1} = 987,72$ мПа·с при скорости сдвига 40 с⁻¹.

Расчет проводится с использованием методов математической статистики на основании эксплуатационных данных по скважине за 10 месяцев до осуществления мероприятия.

Как правило, аналитически изменение фактического среднемесячного дебита нефти во времени по скважине можно представить с помощью уравнения гиперболы

$$q_i(t) = at^{-b}, \quad (3)$$

где a и b – аналитически определенные коэффициенты.

Дебит по нефти до проведения мероприятия равен $16,6$ м³/сут, планируемый дебит после проведения мероприятия в 1 месяц, рассчитанный по формуле (1), равен $22,18$ м³/сут. Графическая зависимость фактического и расчетного дебита скважин помесечно представлена на рис. 8.

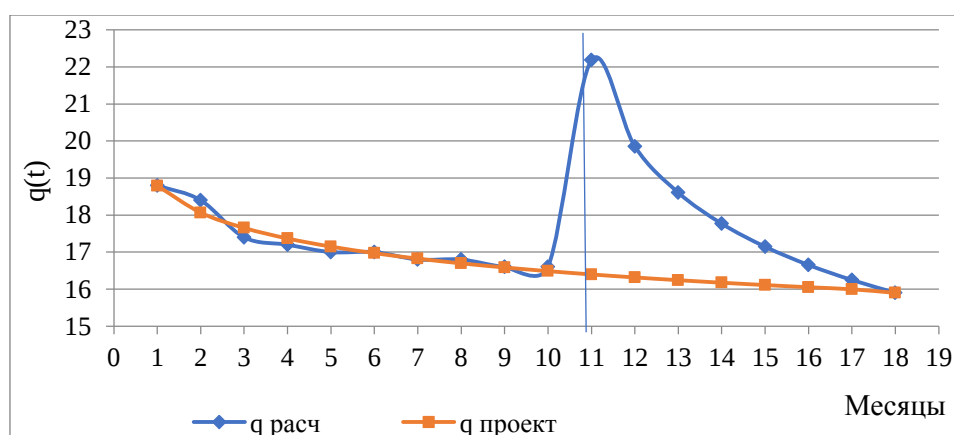


Рис. 8. Сравнительная динамика среднемесячного дебита по нефти

Суммарный прирост добычи в тоннах за вычетом потерь от простоя на проведение мероприятия составит 452 тонн. Предположительная продолжительность эффекта равна 8 месяцев.

Рассчитывая отдельно дебит по воде, происходит значительное снижение с $5,53 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $0,9 \text{ м}^3/\text{сут}$, что указывает на ограничение поступления пластовой воды в скважину.

Заключение

Разработан химический раствор селективного действия для обработки призабойной зоны пласта на основе различных типов поверхностно-активных веществ. Раствор позволяет одновременно интенсифицировать добычу высоковязкой нефти и ограничивать водоприток к скважине.

В процессе работы изучено реологическое поведение разработанного состава при контакте с минерализованной водой и высоковязкой нефтью.

Выполнены фильтрационные испытания разработанного состава на насыпных моделях керна с различной нефтенасыщенностью. Увеличение относительной фазовой проницаемости по нефти позволит снизить гидравлическое сопротивление при фильтрации нефти через породу, обеспечивая увеличение притока нефти, а повышение гидравлического сопротивления движению пластовой воды даже после выноса высоковязкого экрана позволит снизить поступление пластовой воды в скважину и обводненность добываемой продукции. Результаты фильтрационных испытаний подтвердили эффективность действия разработанного состава в пористой среде. Предположительно, что применение предлагаемого состава обеспечит выравнивание профиля притока в добывающих скважинах. Сформулированы технические критерии подбора объекта АО «Самаранефтегаз» для проведения опытно-промысловых испытаний и представлен прогноз потенциального эффекта от применения разработанного состава.

Список литературы

1. П. Шмелев, ТРИЗ как объективная реальность/ Сибирская нефть// №2/149, Март 2018 г., с.18
2. А.С. Султанов, А.В. Насыбуллин, Р.З. Сатаров Оценка эффективности геолого-технических мероприятий при разработке месторождений высоковязкой нефти// Нефтяное хозяйство, №7.- 2008, с.54-57
3. К.И. Бабицкая, В.В. Коновалов, И.В. Царьков Мицеллярный раствор селективного действия для интенсификации добычи высоковязкой нефти и ограничения водопритока// Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». - 2016. - № 8. - С. 31-34
4. Г.Г. Гиладев Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов на сложнопостроенных нефтегазовых месторождениях. К.:Сов. Кубань, 2003.-304 с.
5. Ш.К. Гиматутдинов Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений // Добыча нефти/ М.: Недра, 1983.- 455 с
6. В.И. Щуров Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983.-510 с.
7. И.А. Чарный Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963. -396с.

References

1. Shmelev P. *TRIZ kak ob'ektivnaya real'nost'* [Hard-to-recover reserves as the objective reality]. *Sibirskaya neft'*, No 2/149, March 2018, p. 18. (in Russian)
2. Sultanov A.S., Nasybullin A.V., Satarov R.Z. *Otsenka effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriyatiy pri razrabotke mestorozhdeniy vysokovязkoy nefti* [Assessment of the efficiency of production enhancement operations during development of highly viscous oil fields]. *Neftyanoye Khozyaistvo*, No. 7, 2008, pp.54-57. (in Russian)
3. Babitskaya K.I., Konovalov V.V., Car'kov I.V. *Mitsellyarny rastvor selektivnogo deystviya dlya intensifikatsii dobychi vysokovязkoy nefti i ogranicheniya vodo-pritoka* [Micellar solution with selective action for stimulation of highly viscous oil production and water shut-off treatments]. *Neftpromyslovoye delo*, 2016, No. 8, pp. 31-34. (in Russian)
4. Gilaev G.G. *Povyshenie effektivnosti vyrabotki trudnoizvlekaemykh zaspos na slozhnopostroennykh neftegazovykh mestorozhdeniyakh* [Improving the efficiency of the development of hard-to-recover reserves in complex oil and gas fields]. Krasnodar: Sovetskaya Kuban' Publ., 2003, 304 p. (in Russian)
5. Gimatutdinov Sh.K. *Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy* // *Dobycha nefti* [Instruction manual for oil reservoir and production engineering]. Moscow: Nedra Publ., 1983, 455 p. (in Russian)
6. Shchurov V.I. *Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefti* [Technology and equipment for oil production]. Moscow: Nedra Publ., 1983, 510 p. (in Russian)
7. Charnyj I.A. *Podzemnaya gidrogazodinamika* [Subsurface fluid and gas dynamics]. Moscow: Gostoptekhizdat Publ., 1963, 396 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Гладунов Олег Владимирович, заместитель генерального директора по развитию производства, АО «Самаранефтегаз»
Россия, 443071, Самара, пр. Волжский, 50
E-mail: sng_drazv_p@samng.rosneft.ru

Козлов Сергей Александрович, начальник отдела, отдел научно-технического развития и инноваций, АО «Самаранефтегаз»
Россия, 443071, Самара, пр. Волжский, 50
E-mail: kozlovSA@samng.rosneft.ru

Царьков Игорь Владимирович, старший преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Самарский Государственный Технический Университет»
Россия, 443100, Самара, ул. Молодогвардейская, 244
E-mail: tsarkov.igor.samara@gmail.com

Бабицкая Ксения Игоревна, к.т.н., доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Самарский Государственный Технический Университет»
Россия, 443100, Самара, ул. Молодогвардейская, 244
E-mail: babitskayaki@gmail.com

Чомарян Вардан Еремович, студент, ФГБОУ ВО «Самарский Государственный Технический Университет»
Россия, 443100, Самара, ул. Молодогвардейская, 244
E-mail: vard77@icloud.com

Authors

O.V. Gladunov, Deputy General Director for Production Development, «Samaraneftegaz JSC»
50, Volzhsky Ave., Samara, 443071, Russian Federation
E-mail: sng_drazv_p@samng.rosneft.ru

S.A. Kozlov, Head of the Department, Department of Scientific and Technical Development and Innovation, "Samaraneftegaz JSC"
50, Volzhsky Ave., Samara, 443071, Russian Federation
E-mail: kozlovSA@samng.rosneft.ru

I.V. Tsarkov, Senior Lecturer of the Department "Development and Operation of Oil and Gas Fields", Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation
E-mail: tsarkov.igor.samara@gmail.com

K.I. Babitskaya, PhD, Associate Professor of the Department "Development and Operation of Oil and Gas Fields", Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation
E-mail: babitskayaki@gmail.com

V.E. Chomaryan, Student, Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation
E-mail: vard77@icloud.com

Статья поступила в редакцию 04.08.2021
Принята к публикации 22.09.2021
Опубликована 30.09.2021