

УДК 622.276.6
МРНТИ 38.57.29

DOI: [10.54859/kjogi108999](https://doi.org/10.54859/kjogi108999)

Получена: 15.05.2026.

Одобрена: 08.06.2026.

Опубликована: 30.06.2026.

Оригинальное исследование

Анализ эффективности применения поверхностно-активных веществ в методах увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов

Б.Г. Рахмет

Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Традиционное водозаводнение нефтяных месторождений обеспечивает коэффициент извлечения нефти не более 35–40%, оставляя значительную долю запасов нефти в поровом пространстве коллектора, удерживаемой капиллярными силами. Применение химических методов увеличения нефтеотдачи, в частности, ASP-заводнения является перспективным направлением для объектов с высоковязкой нефтью, где традиционное водозаводнение характеризуется крайне неблагоприятным соотношением мобильностей вытесняющего агента и нефти.

Цель. Систематическая лабораторная оценка эффективности ASP-заводнения применительно к условиям продуктивных горизонтов месторождения X (Западный Казахстан) на основе реальных образцов керн с разработкой рекомендаций по оптимизации рецептуры химической оторочки.

Материалы и методы. При проведении исследования были применены такие методы, как входной контроль качества коммерческих образцов поверхностно-активных веществ, испытания на совместимость при определённой пластовой температуре в течение заданного времени, скрининг фазового поведения систем лаурилсульфат / гидроксид натрия с нефтью двух горизонтов, фильтрационные эксперименты на лабораторной установке PLS-200.

Результаты. ASP-заводнение с рецептурой 0,02% лаурилсульфата натрия + 0,6–0,8% NaOH + 2500–3000 ppm гидролизованного полиакриламида обеспечивает прирост коэффициента извлечения нефти 19,0–19,2% для мелового горизонта (итоговый коэффициент 68,5–68,9%) и 17,7% для юрского горизонта при концентрации гидролизованного полиакриламида 3000 ppm. Концентрация является решающим параметром: её несоответствие условию соотношения мобильностей ($\leq 1,0$) снижает прирост коэффициента почти вдвое.

Заключение. ASP-заводнение показало высокую эффективность для обоих горизонтов при правильно подобранных параметрах. Оптимальная рецептура обоснована как наилучшее соотношение прироста коэффициента извлечения нефти и стоимости реагентов.

Ключевые слова: *поверхностно-активные вещества, увеличение нефтеотдачи, ASP-заводнение, межфазное натяжение, коэффициент извлечения нефти, высоковязкая нефть, гидролизованный полиакриламид, фильтрационные исследования.*

Как цитировать:

Рахмет Б.Г. Анализ эффективности применения поверхностно-активных веществ в методах увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №2. С. 27–35. DOI: [10.54859/kjogi108999](https://doi.org/10.54859/kjogi108999).

UDC 622.276.6
CSCSTI 38.57.29

DOI: [10.54859/kjogi108999](https://doi.org/10.54859/kjogi108999)

Received: 15.05.2026.

Accepted: 08.06.2026.

Published: 30.06.2026.

Original article

Analysis of the Effectiveness of Surfactant Application in Enhanced Oil Recovery Methods

Birzhan G. Rakhmet

Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Conventional waterflooding typically achieves an oil recovery factor of no more than 35–40%, leaving a significant portion of the oil in place within the pore space of the reservoir rock, where it is retained by capillary forces. The application of chemical enhanced oil recovery methods, particularly Alkaline–Surfactant–Polymer (ASP) flooding, is a promising approach for high-viscosity oil reservoirs, where conventional waterflooding is characterized by a highly unfavorable mobility ratio between the displacing fluid and the oil.

Aim: Systematic laboratory evaluation of ASP flooding effectiveness for the productive horizons of Field X (Western Kazakhstan), based on real core samples from borehole K-2524, with the development of recommendations for optimising the chemical slug formulation.

Materials and Methods: The study employed methods such as incoming quality control of commercial surfactant samples, compatibility testing at a specified reservoir temperature over a defined period, phase behaviour screening of lauryl sulfate / sodium hydroxide systems with crude oil from two horizons, and filtration experiments conducted using the PLS-200 petrophysical laboratory setup.

Results: ASP flooding with 0.02% sodium dodecyl sulfate (SDS) + 0.6–0.8% NaOH + 2,500–3,000 ppm hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) achieved an incremental oil recovery factor of 19.0–19.2% for the Cretaceous chalk horizon (total RF of 68.5–68.9%) and 17.7% for the Jurassic horizon at 3,000 ppm HPAM. The HPAM concentration is a critical design parameter: deviation from the required mobility ratio condition ($M \leq 1.0$) reduces the incremental oil recovery by nearly half.

Conclusion: ASP flooding demonstrated high efficiency for both horizons when the formulation parameters were properly optimized. The optimal formulation (0.02% SDS + 0.8% NaOH + 2,500 ppm HPAM) is recommended as providing the best balance between incremental oil recovery factor and reagent cost.

Keywords: *surfactants; increased oil recovery; ASP flooding; interfacial tension; oil recovery factor; high-viscosity oil; hydrolyzed polyacrylamide; core flooding studies.*

To cite this article:

Rakhmet BG. Analysis of the Effectiveness of Surfactant Application in Enhanced Oil Recovery Methods. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(2):27–35. DOI: [10.54859/kjogi108999](https://doi.org/10.54859/kjogi108999).

ӨОЖ 622.276.6

ГТАХР 38.57.29

DOI: [10.54859/kjogi108999](https://doi.org/10.54859/kjogi108999)

Қабылданды: 15.05.2026.

Мақұлданды: 08.06.2026.

Жарияланды: 30.06.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Мұнай қабаттарын мұнай беруді ұлғайту әдістерінде беттік белсенді заттарды қолдану тиімділігін талдау

Б.Г. Рақмет

Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АНДАТПА

Негіздеу. Мұнай кен орындарын дәстүрлі су айдау әдісімен игеру кезінде мұнайды алу коэффициенті 35–40%-дан аспайды, ал мұнай қорының едәуір бөлігі коллектордың кеуекті кеңістігінде капиллярлық күштердің әсерінен ұсталып қалып қояды. Мұнай қайтарымын арттырудың химиялық әдістерін, атап айтқанда ASP-су айдау технологиясын қолдану жоғары тұтқыр мұнай кеніштері үшін перспективалы бағыт болып табылады, өйткені мұндай объектілерде дәстүрлі су айдау ығыстырушы агент пен мұнайдың қозғалғыштықтарының арақатынасының өте қолайсыз болуымен сипатталады.

Мақсаты. Химиялық жиектің рецептурасын оңтайландыру бойынша ұсынымдар әзірлей отырып, нақты керн үлгілерінің негізінде X кен орнының (Батыс Қазақстан) өнімді горизонттарының жағдайларына қатысты ASP-су айдау тиімділігін жүйелі зертханалық бағалау.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу барысында беттік белсенді заттардың коммерциялық үлгілерінің сапасын кіріс бақылау, белгілі бір қабат температурасында берілген уақыт ішінде үйлесімділік сынақтары, екі көкжиектің мұнайымен натрий лаурил сульфаты / гидроксиді жүйелерінің фазалық мінез-құлқын скрининг, PLS-200 петрофизикалық зертханалық қондырғысында сүзу эксперименттері сияқты әдістер қолданылды.

Нәтижелері. Құрамында 0,02% натрий лаурилсульфаты, 0,6–0,8% NaOH және 2500–3000 ppm гидролизденген полиакриламид бар ASP-су айдау технологиясы борлы горизонт үшін мұнай алу коэффициентінің 19,0–19,2%-ға артуын қамтамасыз етеді (қорытынды мұнай алу коэффициенті – 68,5–68,9%), ал гидролизденген полиакриламид концентрациясы 3000 ppm болған жағдайда юра горизонты үшін бұл көрсеткіш 17,7%-ды құрайды. Концентрация шешуші параметр болып табылады: оның ұтқырлық коэффициентінің шартына сәйкес келмеуі ($\leq 1,0$) коэффициенттің өсуін екі есеге азайтады.

Қорытынды. ASP-су айдау технологиясы екі горизонт үшін де параметрлері дұрыс таңдалған жағдайда жоғары тиімділік көрсетті. Оңтайлы рецептура мұнай алу коэффициентінің артуы мен реагенттер құны арасындағы ең тиімді арақатынас ретінде негізделген.

Негізгі сөздер: беттік белсенді заттар, мұнай беруді арттыру, ASP-су айдау, фазааралық керілу, мұнай алу коэффициенті, тұтқырлығы жоғары мұнай, гидролизденген полиакриламид, сүзу зерттеулері.

Дәйексөз келтіру үшін:

Рақмет Б.Г. Мұнай қабаттарын мұнай беруді ұлғайту әдістерінде беттік белсенді заттарды қолдану тиімділігін талдау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №2. 27–35 б.

DOI: [10.54859/kjogi108999](https://doi.org/10.54859/kjogi108999).

Введение

Снижение нефтеотдачи на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений является одной из наиболее острых проблем нефтегазовой отрасли. Коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) при традиционном водозаводнении, как правило, не превышает 35–40% от начальных геологических запасов [1–5], что означает значительный объём остаточной нефти, удерживаемой капиллярными силами в поровом пространстве коллектора. Применение поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ) в рамках химических методов увеличения нефтеотдачи, или Chemical EOR (*англ.* Enhanced Oil Recovery) позволяет снижать межфазное натяжение (далее – МФН) на границе раздела нефть–вода до ультранизких значений и изменять смачиваемость породы, тем самым мобилизуя остаточную нефть [6, 7].

Особую актуальность данная проблема приобретает для месторождений Западного Казахстана с высоковязкими нефтями, где традиционное водозаводнение характеризуется крайне неблагоприятным соотношением мобильностей M ($M = \lambda_p / \lambda_o$, где λ_p – мобильность вытесняющего агента, λ_o – мобильность нефти). В подобных условиях щелочно-ПАВ-полимерное, или ASP (*англ.* Alkaline-Surfactant-Polymer), заводнение представляет собой наиболее перспективный вариант Chemical EOR [8, 9]: щёлочь генерирует природный ко-ПАВ из органических кислот нефти и подавляет адсорбцию синтетического ПАВ; ПАВ снижает МФН до ультранизких значений; полимер обеспечивает благоприятное соотношение мобильностей и выравнивание фронта закачки.

Цель настоящей работы – систематическая лабораторная оценка эффективности ASP-заводнения применительно к условиям пластов месторождения X (Западный Казахстан), включающая входной контроль реагентов, испытания совместимости при пластовой температуре, тесты фазового поведения и фильтрационные эксперименты на керновых моделях двух продуктивных горизонтов.

Материалы и методы

Месторождение X расположено в Западном Казахстане и включает два продуктивных горизонта, исследованных в настоящей работе. Меловой горизонт M-II залегает на глубине 258–261 м при пластовой температуре 19,7°C;

вязкость нефти составляет 407,4 МПа·с, что соответствует категории высоковязкой нефти. Юрский горизонт J-IV залегает на глубине 496–498 м при пластовой температуре 29,3°C; вязкость нефти – 66,1 МПа·с.

Все лабораторные исследования выполнены на образцах керна и флюидов из скважины K-2524 месторождения X. Для мелового горизонта M-II использованы насыпные (рекомбинированные) керновые модели из разрушенного керна, отобранного с глубин 258,75–260,65 м; для юрского горизонта J-IV – выбуренные цилиндрические плаги диаметром 38 мм, отобранные с глубин 496,8–497,25 м.

Скрининговое исследование охватывало шесть образцов ПАВ коммерческих марок, обозначенных как C-7, C-10, C-13, C-14, C-16 и C-18. Цель скрининга – на основании входного контроля качества и испытаний совместимости при пластовых условиях отобрать реагенты, пригодные для применения на месторождении X, а также определить оптимальный класс ПАВ для последующих фильтрационных экспериментов.

В качестве основного реагента для фильтрационных экспериментов на основании результатов скрининга использовался лаурилсульфат натрия, или SDS (*англ.* Sodium Dodecyl Sulphate), – анионный ПАВ класса алкилсульфатов. Выбор SDS как модельного соединения обоснован тем, что именно реагенты данного класса (алкилсульфаты) продемонстрировали наилучшую совместимость с пластовыми флюидами месторождения X при пластовой температуре 71,3°C. В качестве щелочного агента применялся едкий натр (NaOH технический, 96%); полимерный реагент – гидролизированный полиакриламид FloPaam 5205 VHM¹ при концентрации 2000, 2500 и 3000 ppm.

Все образцы прошли экстракцию на аппарате Сокслета² (смесь спиртобензола и толуола), сушку при 60–90°C, определение пористости (гелиевый порозиметр ULTRA-PORE 300³) и газопроницаемости (азот, прибор ULTRA-PERM 600⁴). Физические характеристики моделей приведены в табл. 1.

Входной контроль проводился по следующим показателям: внешний вид (ГОСТ 25336⁵); плотность при 20°C (ГОСТ 3900-85⁶); кинематическая вязкость при 20°C (ГОСТ 31391-2009⁷); температура застывания (ГОСТ 20287-91⁸, метод Б); кислотное число, мг КОН/г; pH 10%-го водного

¹ FloPaam 5205 VHM – это высокомолекулярный синтетический полимер (порошок или гранулы) на основе сополимера акриламида и акриламидо-третбутиловой сульфокислоты, выпускаемый французской компанией SNF, Франция.

² Экстрактор Сокслета (аппарат Сокслета) – прибор для непрерывной экстракции труднорастворимых твёрдых веществ из твёрдых материалов. Впервые предложен в 1879 г. немецким агрохимиком Францем фон Сокслетом.

³ Гелиевый порозиметр ULTRA-PORE 300 – это специализированная лабораторная установка, предназначенная для высокоточного измерения объёма пор, зёрен и определения открытой пористости образцов керна горных пород газовойметрическим методом. Производитель Core Lab, США.

⁴ ULTRA-PERM 600 – это высокоточный стационарный газовый пермеаметр UltraPerm Gas Permeameter, предназначенный для автоматического измерения коэффициента газопроницаемости образцов керна горных пород. Производитель Core Lab, США.

⁵ ГОСТ 25336-82 «Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры»

⁶ ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности»

⁷ ГОСТ 31391-2009 «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Метод определения кинематической вязкости и расчет динамической вязкости»

⁸ ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания»

раствора. Полученные значения сравнивались с паспортными данными производителя. Образцы, не соответствующие паспортным данным, исключались из дальнейших испытаний, поскольку применение реагентов с неподтверждёнными характеристиками не позволяет корректно интерпретировать результаты лабораторных экспериментов.

Таблица 1. Стандартные физические свойства керновых моделей, скважина K-2524, месторождение X
Table 1. Standard Physical Properties of Core Models, Well K-2524, Field X

Параметр Parameter	Мод. 1 (Мел) Model 1 (Chalk)	Мод. 2 (Мел) Model 2 (Chalk)	Мод. 3 (Юра) Model 3 (Jurassic)	Мод. 4 (Юра) Model 4 (Jurassic)
Горизонт Horizon	M-II	M-II	J-IV	J-IV
Глубина, м Depth, m	258,75	260,65	496,8	497,25
Длина, см Length, cm	5,85	5,73	5,86	5,98
Поровый объём, см ³ Pore volume, cm ³	24,69	24,07	21,52	21,52
Пористость, % Porosity, %	36,76	36,85	32,26	33,68
Газопроницаемость по азоту, мД Nitrogen gas permeability, mD	1 460	1 300	92,3	127,7

Совместимость образцов ПАВ, прошедших входной контроль, с пластовой водой месторождения X оценивалась при двух температурах: 25°С (комнатная) и 71,3°С (пластовая). Рабочие водные растворы ПАВ смешивались с пробами промышленных вод и выдерживались 72 ч с визуальной оценкой и фотофиксацией через 0, 2, 5, 20, 24, 48 и 72 ч.

Растворы SDS/NaOH различных концентраций смешивались с нефтью горизонтов M-II и J-IV в соотношении 1:1 (по объёму) в запаянных пробирках и выдерживались 24 ч с визуальной оценкой фазового расслоения, осадкообразования и характера межфазной плёнки. Для мелового горизонта испытывались четыре рецептуры, для юрского – три рецептуры.

Эксперименты проводились на системе PLS-200⁹ с четырьмя гидростатическими кернодержателями при пластовой температуре каждого горизонта в следующей последовательности: (1) насыщение водой → определение абсолютной водопроницаемости; (2) вытеснение нефтью до начальной водонасыщенности; (3) водозаводнение до обводнённости 95–99%; (4) закачка щёлочи / ПАВ-оторочки (1,0–1,5 поровой объём); (5) за-

качка полимерного раствора гидролизованного полиакриламида (далее – ГПАА); (6) доводнение до стабилизации. Коэффициент вытеснения нефти рассчитан по формуле (1):

$$\beta = V_n / V_{нач.н} \times 100\% \quad (1)$$

где β – коэффициент вытеснения нефти, %; V_n – объём извлечённой нефти, см³; $V_{нач.н}$ – начальный объём нефти в образце, см³.

Фактор сопротивления R_f , а также остаточный фактор сопротивления R_{rf} рассчитаны по следующим формулам (2–3):

$$R_f = \lambda_v / \lambda_p \quad (2)$$

$$R_{rf} = \lambda_v, до / \lambda_v, после \quad (3)$$

где $\lambda_v, до$ – мобильность воды до закачки полимера, мД/(мПа·с); $\lambda_v, после$ – мобильность воды после закачки полимера, мД/(мПа·с); λ_p – мобильность полимерного раствора, мД/(мПа·с).

Результаты

Анализ пластовых вод месторождения X

Пробы пластовой воды отбирались с блочной кустовой насосной станцией (далее – БКНС) месторождения X в трёх кампаниях (апрель-июнь 2019 г.) и анализировались по катионно-анионному составу, pH, содержанию железа согласно ГОСТ 26449.1-85¹⁰ и ГОСТ 23268.11-78¹¹. Основные результаты приведены в табл. 2.

Таблица 2. Физико-химические свойства пластовой воды месторождения X, апрель-июнь 2019 г.

Table 2. Physicochemical Properties of Formation Water, Field X, April–June 2019

Показатель Indicator	Апрель April	Май May	Июнь June
Плотность при 20°С, г/см ³ Density at 20°С, g/cm ³	1,0008	1,0009	1,0009
Общая минерализация, мг/л Total mineralization, mg/L	1 992	2 197	2 088
HCO ₃ ⁻ , мг/л / mg/l	98	183	171
SO ₄ ²⁻ , мг/л / mg/l	625	651	579
Cl ⁻ , мг/л / mg/l	662	713	713
Ca ²⁺ , мг/л / mg/l	200	281	261
Mg ²⁺ , мг/л / mg/l	146	170	158
Общая жёсткость, мг-экв/л Total hardness, meq/L	22	28	26
Fe ³⁺ , мг/л / mg/l	0,98	2,24	1,4
pH	6,95	7,52	7,38
Тип воды (по Сулину) ¹² Water type (Sulin classification)	Cl-Mg	Cl-Mg	Cl-Mg

⁹ Петрофизическая лабораторная система PLS-200 – специализированный лабораторный комплекс для физического моделирования процессов, происходящих в пласте, и проведения сложных исследований образцов горных пород. Производитель Petrolabs Tech Limited, Core Lab, США.

¹⁰ ГОСТ 26449.1-85 «Установки дистилляционные опреснительные стационарные. Методы химического анализа соленых вод»

¹¹ ГОСТ 23268.11-78 «Воды минеральные питьевые лечебные, лечебно-столовые и природные столовые. Метод определения ионов железа»

¹² Классификация природных и подземных вод по В.А. Сулину базируется на их генезисе и химическом составе, отражая условия формирования. Она широко используется в гидрогеологии для оценки связи вод с осадочными породами и нефтегазовыми месторождениями.

Пластовые воды месторождения X относятся к хлоридно-магниевому типу по классификации Сулина, с минерализацией 1992–2197 мг/л и нейтральной реакцией среды (pH 6,95–7,52). Суммарное содержание Ca^{2+} и Mg^{2+} (346–451 мг/л) не превышает критического порога осадкообразования для анионных ПАВ (~500 мг/л), что исключает необходимость предварительного умягчения закачиваемой воды и благоприятствует применению лаурилсульфата натрия.

Входной контроль качества реагентов

Из шести испытанных образцов ПАВ четыре – С-7, С-10, С-14 и С-16 – соответствовали паспорт-

ным данным производителя по всем контролируемым показателям. Два образца не прошли входной контроль:

1) Образец С-13: кислотное число составило 1,77 мг KOH/г при норме 90–120 мг KOH/г – фактический состав реагента не соответствует заявленному;

2) Образец С-18: динамическая вязкость при 25°C составила 2,54 мПа·с при норме ≥ 100 мПа·с, внешний вид – порошкообразная смесь вместо маслянистой жидкости.

Образцы С-13 и С-18 были исключены из всех последующих испытаний.

Таблица 3. Результаты входного контроля качества образцов ПАВ, прошедших контроль
Table 3. Results of Incoming Quality Control of Surfactant (SAA) Samples Passed Control

Образец Sample	Внешний вид Appearance	Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	Вязкость, мПа·с Viscosity, mPa·s	Кислотное число, мг KOH/г Acid number, mg KOH/g	pH 10%-го раствора pH of 10% solution	Соответствие паспорту Compliance with specification
C-7	Однородная жидкость Homogeneous liquid	0,875	18,5	0,52	6,8	соответствует compliant
C-10	Бесцветная жидкость Colorless liquid	0,965	22,1	0,48	7	соответствует compliant
C-14	Белые хлопья White flakes	1,03	–	0,39	8,2	соответствует compliant
C-16	Светло-желтая жидкость Light yellow liquid	0,939	15,8	0,44	4,75	соответствует compliant

Таблица 4. Результаты испытаний на совместимость при 71,3°C (72 ч)
Table 4. Compatibility Test Results at 71.3°C (72 h)

Образец Sample	25°C / пластовая вода 25°C / Formation water	71,3°C / пластовая вода 71.3°C / Formation water	71,3°C / БКНС 71.3°C / BCPS	Итоговая оценка Final assessment
C-7	Мутность 0–5 ч, затем прозрачный Turbidity for 0–5 h, then transparent	Плёнка жёлтая, устойчивая Yellow film, stable	Плёнка фиолетовая Purple film	Непригоден при пластовой температуре Not suitable at reservoir temperature
C-10	Прозрачный Transparent	Прозрачный Transparent	Прозрачный Transparent	Совместим, рекомендован к применению Compatible, recommended for use
C-14	Прозрачный (к 20 ч) Transparent (20 h)	Прозрачный Transparent	Прозрачный Transparent	Совместим, рекомендован к применению Compatible, recommended for use
C-16	Прозрачный Transparent	Прозрачный Transparent	Прозрачный Transparent	Совместим, рекомендован к применению Compatible, recommended for use

Результаты испытаний на совместимость

Испытания при 25°C и при пластовой температуре 71,3°C выявили принципиальное различие в поведении образцов. Образцы С-10, С-14 и С-16 оставались прозрачными без осадков в течение всего 72-часового периода наблюдения при обеих температурах как с пластовой водой, так и с водой БКНС.

Образец С-7 при 25°C в течение первых 5 ч имел молочный цвет, однако становился более прозрачным к 20-му часу. При 71,3°C образец С-7 образовывал устойчивую жёлтую плёнку на поверхности раствора в контакте с пластовой водой и фиолетовую плёнку в контакте с водой БКНС.

Пластовая температура (71,3°C) является решающим дифференцирующим фактором при отборе ПАВ по следующим причинам. Во-первых, с ростом температуры происходит смещение критической концентрации мицеллообразования (далее – ККМ) анионных ПАВ

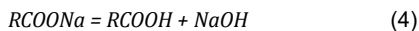
в сторону больших значений. Если рабочая концентрация реагента при 25°C превышает ККМ (обеспечивая мицеллярную солубилизацию нефти), то при 71,3°C та же концентрация может оказаться ниже ККМ – мицеллярные структуры разрушаются, молекулы ПАВ теряют поверхностную активность и образуют видимые плёнки и осадки. Во-вторых, при повышенной температуре ускоряется гидролиз лабильных функциональных групп молекул ПАВ с образованием поверхностно-неактивных продуктов деградации. Образец С-7 претерпевает именно такое изменение: стабильный при 25°C, он проявляет необратимую фазовую нестабильность при 71,3°C. Оценка совместимости при комнатной температуре является недостаточной для квалификации ПАВ-реагентов при разработке нефтяных месторождений с пластовой температурой выше 60°C.

Таким образом, для применения на месторождении X пригодны образцы С-10, С-14 и С-16 класса анионных ПАВ (алкилсульфаты и близкие

по структуре соединения). Именно принадлежность к данному классу и устойчивость при 71,3°C послужили обоснованием выбора SDS – широко применяемого модельного представителя алкилсульфатов – для проведения фильтрационных экспериментов. Тем самым результаты скрининга шести образцов непосредственно определили выбор реагента для ASP-систем: скрининг установил пригодный класс ПАВ, а SDS в качестве его стандартного представителя был использован для количественной оценки эффективности ASP-заводнения.

Тест фазового поведения раствора щёлочь/ПАВ-нефть

Снижение концентрации лаурилсульфата с 0,1% до 0,02% значительно уменьшает осадкообразование при контакте с нефтью обоих горизонтов. Для мелового горизонта наилучшие показатели – минимальный осадок, выраженное микроэмульсионное поведение на границе раздела – продемонстрировали составы 0,02% SDS + 0,8% NaOH и 0,02% SDS + 0,6% NaOH. Для юрского горизонта оптимальной признана рецептура 0,02% SDS + 0,6% NaOH. Низкая концентрация синтетического ПАВ обоснована следующим: NaOH реагирует с органическими кислотами нефти месторождения X (кислотное число ~0,5–1,0 мг KOH/г) по реакции (4), генерируя природное мыло *in situ*, которое выступает дополнительным ко-ПАВ и существенно снижает необходимую концентрацию синтетического реагента:



Результаты фильтрационных экспериментов

Фильтрационные эксперименты проводились на четырёх керновых моделях по схеме водозаводнение → ASP-воздействие. Результаты представлены в табл. 5.

Результаты и обсуждение

Полученные данные подтверждают превосходство комплексного ASP-воздействия. ПАВ мобилизует нефть, снижая МФН до ультранизких значений; полимер устраняет вязкостную нестабильность при мобильности [10–12] (M) $M \gg 1$ (значительно больше единицы), характерную для высоковязких нефтей месторождения X; щёлочь дополняет действие синтетического ПАВ природным мылом и снижает его адсорбционные потери.

Для юрского горизонта установлена принципиальная зависимость ДКИН от концентрации ГПАА: при 2000 ppm ДКИН = 9,3%, при 3000 ppm – 17,7% (увеличение почти вдвое). Это объясняется выполнением условия $M \leq 1,0$. Минимально необходимая вязкость полимерного

раствора, рассчитанная по формуле (5), составила 13,2 мПа·с.

$$\mu_{n,min} = (krw/kro) \cdot \mu_o \quad (5)$$

где $\mu_{n,min}$ – минимальная вязкость полимерного раствора, мПа·с; krw – относительная фазовая проницаемость по воде, д. ед.; kro – относительная фазовая проницаемость по нефти, д. ед.; μ_o – вязкость нефти при пластовых условиях, мПа·с.

Таблица 5. Результаты фильтрационных экспериментов (ASP-заводнение, месторождение X)

Table 5. Filtration Test Results (ASP Flooding, Field X)

Параметр Parameter	Мод. 1 (Мел) Model 1 (Chalk)	Мод. 2 (Мел) Model 2 (Chalk)	Мод. 3 (Юра) Model 3 (Jurassic)	Мод. 4 (Юра) Model 4 (Jurassic)
Рецептура SDS/ NaOH, % SDS/NaOH formulation, %	0,02/0,8	0,02/0,6	0,02/0,6	0,02/0,8
Концентрация ГПАА, ppm HPAM concentration, ppm	2 500	3 000	2 000	3 000
Вязкость нефти, мПа·с Oil viscosity, mPa·s	407,4	407,4	66,1	66,1
КИН – водозаводнение, % Oil recovery factor (water flooding), %	49,9	49,3	51,2	50,7
КИН – ASP (итор), % Oil recovery factor (ASP, total), %	68,9	68,5	60,5	68,4
Прирост КИН (ΔКИН), % Incremental oil recovery factor (ΔORF), %	19,0	19,2	9,3	17,7
Фактор сопротивления Resistance factor	50,6	128,4	96,9	53,97
Остаточный фактор сопротивления Residual resistance factor	8,7	13,15	21,72	10,15

При 2000 ppm ГПАА $\mu_n \approx 12–15$ мПа·с условие $M \leq 1$ выполняется лишь на пределе, фронт нестабилен. При 3000 ppm $\mu_n \approx 25–28$ мПа·с условие $M < 1$ с запасом, формируется стабильный фронт вытеснения. Этот результат имеет принципиальное значение для проектирования ASP-заводнения на высоковязких объектах: концентрацию полимера необходимо рассчитывать, исходя из условия $M \leq 1,0$ при пластовых условиях.

Иерархия факторов по степени влияния на ДКИН в условиях месторождения X следующая:

1) концентрация полимера (условие $M \leq 1,0$) – наиболее критичный параметр для высоковязких нефтей;

2) термическая стабильность ПАВ при пластовой температуре определяет пригодность реагента для промышленного применения;

3) адсорбционные потери SDS на поверхности породы – не измеренные в данной работе, но критически важные для полевого дизайна;

4) соотношение NaOH/SDS влияет на интенсивность генерации природного ко-ПАВ из органических кислот нефти.

Заключение

Пластовые воды месторождения X (хлоридно-магниевого типа, минерализация 1992–2197 мг/л, pH 6,95–7,52) создают благоприятные условия для применения анионных ПАВ без предварительной водоподготовки: содержание $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$ (346–451 мг/л) не превышает критического порога для алкилсульфатных реагентов.

Из шести образцов ПАВ входной контроль прошли четыре (С-7, С-10, С-14, С-16). Образцы С-13 и С-18 не соответствуют паспортным данным и исключены из дальнейших исследований. Испытания совместимости при 71,3°C показали, что образец С-7 образует необратимые плёнки при пластовой температуре. Для применения на месторождении X пригодны С-10, С-14 и С-16 класса анионных алкилсульфатов. Пластовая температура является решающим дифференцирующим фактором, что обусловлено смещением

ККМ и термическим гидролизом функциональных групп при $T > 60^\circ\text{C}$.

Результаты скрининга определили выбор SDS как модельного представителя алкилсульфатного класса для фильтрационных экспериментов. Тест фазового поведения подтвердил, что рецептуры 0,02% SDS + 0,6–0,8% NaOH обеспечивают минимальное осадкообразование при контакте с нефтью обоих горизонтов.

ASP-заводнение обеспечивает прирост КИН 19,0–19,2% для мелового горизонта (итоговый КИН 68,5–68,9%) и до 17,7% для юрского горизонта при 3000 ppm ГПАА. Высокие значения остаточного фактора сопротивления (8,7–21,72) подтверждают устойчивое снижение фазовой проницаемости по воде после закачки полимера.

Для юрского горизонта концентрация полимера является определяющим параметром: при концентрации 3000 ppm прирост КИН составляет 17,7%, при 2000 ppm – только 9,3%. Обязательное условие проектирования – $M \leq 1,0$.

Рекомендуется проведение опытно-промышленного испытания ASP-заводнения при разработке мелового горизонта месторождения X с параллельным проведением адсорбционных испытаний SDS на керне для полевого дизайна оторочки.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Автор заявляет об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Автор декларирует отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. Author declares that he has no competing interests.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Sheng J.J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. 1st ed. Elsevier, 2010. 648 p.
2. Hirasaki G.J., Miller C.A., Puerto M. Recent Advances in Surfactant EOR // SPE Journal. 2011. Vol. 16, Issue 4. P. 889–907. doi: [10.2118/115386-PA](https://doi.org/10.2118/115386-PA).
3. Sheng J.J. A Comprehensive Review of Alkaline–Surfactant–Polymer (ASP) Flooding // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2014. Vol. 9, Issue 4. P. 417–489. doi: [10.1002/apj.1824](https://doi.org/10.1002/apj.1824).
4. Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery. SPE Textbook Series. Vol. 6. Richardson, TX : SPE, 1998. 545 p.
5. Lake L.W., Johns R., Rossen B., Pope G. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Richardson, TX : SPE, 2014. 496 p.
6. Abrams A. The Influence of Fluid Viscosity, Interfacial Tension, and Flow Velocity on Residual Oil Saturation // SPE Journal. 1975. Vol. 15, Issue 5. P. 437–447. doi: [10.2118/5050-PA](https://doi.org/10.2118/5050-PA).
7. Salager J.-L., Forgiarini A.M., Bullón J. How to Attain Ultralow Interfacial Tension and Three-Phase Behavior with Surfactant Formulation for Enhanced Oil Recovery: A Review. Part 1. Optimum Formulation for Simple Surfactant–Oil–Water Ternary Systems // Journal of Surfactants and Detergents 25th Anniversary Virtual Issue. 2013. Vol. 16, Issue 4. P. 449–472. doi: [10.1007/s11743-013-1470-4](https://doi.org/10.1007/s11743-013-1470-4).
8. Bryan J., Kantzas A. Enhanced Heavy-Oil Recovery by Alkali-Surfactant Flooding // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; November 11–14, 2007; Anaheim, California, U.S.A. Available from: onpetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/07ATCE/All-07ATCE/SPE-110738-MS/143126.
9. Liu Sh., Li R.F., Miller C.A., Hirasaki G.J. Alkaline/Surfactant/Polymer Processes: Wide Range of Conditions for Good Recovery // SPE Journal. 2010. Vol. 15, Issue 02. P. 282–293. doi: [10.2118/113936-PA](https://doi.org/10.2118/113936-PA).
10. Stoll W.M., al Shureqi H., Finol J., et al. Alkaline/Surfactant/Polymer Flood: From the Laboratory to the Field // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2011. Vol. 14, Issue 06. P. 702–712. doi: [10.2118/129164-PA](https://doi.org/10.2118/129164-PA).
11. Sheng J.J., Leonhardt B., Azri N. Status of Polymer-Flooding Technology // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2015. Vol. 54, Issue 02. P. 116–126. doi: [10.2118/174541-PA](https://doi.org/10.2118/174541-PA).
12. Wang D., Cheng J., Yang Q., et al. Viscous-Elastic Polymer Can Increase Microscale Displacement Efficiency in Cores // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; October 1–4, 2000; Dallas, Texas. Available from: onpetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/00ATCE/00ATCE/SPE-63227-MS/132143.

REFERENCES

1. Sheng JJ. *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*. 1st ed. Elsevier; 2010. 648 p.
2. Hirasaki GJ, Miller CA, Puerto M. Recent Advances in Surfactant EOR. *SPE Journal*. 2011;16(4):889–907. doi: [10.2118/115386-PA](https://doi.org/10.2118/115386-PA).
3. Sheng JJ. A Comprehensive Review of Alkaline–Surfactant–Polymer (ASP) Flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2014;9(4):471–489. doi: [10.1002/apj.1824](https://doi.org/10.1002/apj.1824).
4. Green DW, Willhite GP. *Enhanced Oil Recovery*. SPE Textbook Series. Vol. 6. Richardson, TX: SPE; 1998. 545 p.
5. Lake LW, Johns R, Rossen B, Pope G. *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*. Richardson, TX: SPE; 2014. 496 p.
6. Abrams A. The Influence of Fluid Viscosity, Interfacial Tension, and Flow Velocity on Residual Oil Saturation. *SPE Journal*. 1975;15(5):437–447. doi: [10.2118/5050-PA](https://doi.org/10.2118/5050-PA).
7. Salager J-L, Forgiarini AM, Bullón J. How to Attain Ultralow Interfacial Tension and Three-Phase Behavior with Surfactant Formulation for Enhanced Oil Recovery: A Review. Part 1. Optimum Formulation for Simple Surfactant–Oil–Water Ternary Systems. *Journal of Surfactants and Detergents 25th Anniversary Virtual Issue*. 2013;16(4):449–472. doi: [10.1007/s11743-013-1470-4](https://doi.org/10.1007/s11743-013-1470-4).
8. Bryan J, Kantzas A. Enhanced Heavy-Oil Recovery by Alkali-Surfactant Flooding. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2007 Nov 11–14; Anaheim, California, U.S.A. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/07ATCE/AII-07ATCE/SPE-110738-MS/143126.
9. Liu S, Li RF, Miller CA, Hirasaki GJ. Alkaline/Surfactant/Polymer Processes: Wide Range of Conditions for Good Recovery. *SPE Journal*. 2010;15(2):282–293. doi: [10.2118/113936-PA](https://doi.org/10.2118/113936-PA).
10. Stoll WM, al Shureqi H, Finol J, et al. Alkaline/Surfactant/Polymer Flood: From the Laboratory to the Field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2011;14(06):702–712. doi: [10.2118/129164-PA](https://doi.org/10.2118/129164-PA).
11. Sheng JJ, Leonhardt B, Azri N. Status of Polymer-Flooding Technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2015;54(02):116–126. doi: [10.2118/174541-PA](https://doi.org/10.2118/174541-PA).
12. Wang D, Cheng J, Yang Q, et al. Viscous-Elastic Polymer Can Increase Microscale Displacement Efficiency in Cores. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2000 Oct 1–4, 2000; Dallas, Texas. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/00ATCE/00ATCE/SPE-63227-MS/132143.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Рахмет Биржан ГабиденулыORCID [0009-0006-9394-7624](https://orcid.org/0009-0006-9394-7624)e-mail: birzhan.rakhmet01@gmail.com.

AUTHOR'S INFO

Birzhan G. RakhmetORCID [0009-0006-9394-7624](https://orcid.org/0009-0006-9394-7624)e-mail: birzhan.rakhmet01@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author