

Опыт применения неионогенных поверхностно-активных веществ в добыче нефти

Кожин В.Н.¹, Городнов В.П.², Калинин Е.С.¹, **Рыскин А.Ю.**², Чернов Е.Н.¹

¹ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия, ²ООО «Самараойл», Самара, Россия
kalinines@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

Неионогенные поверхностно-активные вещества (ПАВ) являются перспективным классом ПАВ с точки зрения возможности крупномасштабного производства для потребностей нефтедобывающей промышленности. Однако по результатам лабораторных и промысловых исследований они существенно уступают анионным ПАВ по причине их высаливания, в случае когда температура пласта оказывается выше температуры помутнения закачиваемого раствора неионогенного ПАВ. В статье приводятся результаты промышленного испытания водных растворов оксиэтилированных алкилфенолов различных производителей как с полиакриламидом, так и без него, в сравнении с результатами более ранних промысловых испытаний этих реагентов. Новые технологии использования неионогенных ПАВ основаны на их тепловом высаливании из водного раствора и на образовании химического комплекса с полиакриламидом, водный раствор которого обладает высокой селективностью при движении в пласте — плохо фильтруется в водонасыщенные участки пласта и хорошо — в нефтенасыщенные.

Материалы и методы

Материалы: данные по промышленному испытанию неионогенных поверхностно-активных веществ, в качестве реагента для повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Западной Сибири и Урало-Поволжья.

Методы: анализ результатов испытания различных технологий, основанных на применении водных растворов неионогенных

поверхностно-активных веществ в условиях месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья.

Ключевые слова

неионогенное поверхностно-активное вещество, повышение нефтеотдачи пласта, промысловые испытания

Для цитирования

Кожин В.Н., Городнов В.П., Калинин Е.С., Рыскин А.Ю., Чернов Е.Н. Опыт применения неионогенных поверхностно-активных веществ в добыче нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4. С. 46–52. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-46-52

Поступила в редакцию: 19.05.2021

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.64 | Original Paper

The experience of oil recovery using nonionic surfactants

Kozhin V.N.¹, Gorodnov V.P.², Kalinin E.S.¹, **Ryskin A.Y.**², Chernov E.N.¹

¹“SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia, ²“Samaraoil” LLC, Samara, Russia
kalinines@samnipi.rosneft.ru

Abstract

Nonionic surfactants provide benefits of possibility of large-scale production for oil industry demands. However, the laboratory and field tests show their inferiority to anionic surfactants due to propensity for salting out when the reservoir temperature is higher than the cloud point of the repressuring solution containing the nonionic surfactant. This paper describes the results of a field test of water solutions of alkylphenol ethoxylates from different manufacturers, both with and without polyacrylamide, compared to the previous field tests of these reagents. The innovative technologies for use of nonionic surfactants are based on their thermal salting out from the water solution and on the polyacrylamide complex formation possessing high selectivity when moving in the reservoir, i.e. poor filtration into the watered and good filtration into the oil-saturated areas.

Materials and methods

Materials: data on the field test of nonionic surfactants as a reagent for improving reservoir oil recovery in Western Siberia and Urals-Volga regions.

Methods: analysis of the results obtained when testing variety of

technologies based on using aqueous nonionic surfactant solutions in the oil fields of Western Siberia and Urals-Volga regions.

Keywords

nonionic surfactant, improving reservoir recovery, field tests

For citation

Kozhin V.N., Gorodnov V.P., Kalinin E.S., Ryskin A.Y., Chernov E.N. The experience of oil recovery using nonionic surfactants. Exposition Oil Gas, 2021, issue 4, P. 46–52. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-46-52

Received: 19.05.2021

Применение водных растворов поверхностно-активных веществ для повышения нефтеотдачи пласта на любой стадии заводнения нефтяного месторождения перспективно (на промежуточной стадии) и актуально (на поздней стадии заводнения).

Хорошо известно, что для эффективного извлечения нефти методом заводнения с использованием ПАВ необходимо соблюдать два основных условия: как минимум равенство подвижностей вытесняющего раствора ПАВ с подвижностью вытесняемой нефти:

$$\frac{K_{BP}}{\mu_{BP}} = \frac{K_H}{\mu_H},$$

где K_{BP} и K_H — проницаемость породы по водному раствору ПАВ и нефти;

μ_{BP} и μ_H — вязкость раствора ПАВ и нефти, мПа·с;

и ультранизкое межфазное натяжение на границе нефть-раствор ПАВ (ниже 0,01–0,001 мН/м), последнее необходимо для нивелирования капиллярного давления вод, удерживающих пластовую нефть в любом

состоянии (капельная, пленочная, нефть в породе-коллекторе низкой проницаемости, неохваченном заводнением). Для выравнивания подвижности раствора ПАВ и нефти существует достаточное количество вариантов: повышение вязкости вытесняющего агента, например с помощью водорастворимых полимеров, и снижение проницаемости породы с использованием тех же водных растворов полимеров, а также эмульсий, суспензий и пен. Для выполнения второго условия необходимо подобрать композиции ПАВ, которые

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика нефтяных пластов и краткое состояние их разработки (средние величины)
Tab. 1. Oil reservoir geological settings and development status (average values)

Параметры	Месторождения					
	Карамовское	Сугорминское	Подъем-Михайловское	Кудиновское	Уваровское	Арланское, Вятская площадь
	Пласты					
	БС ₁₁	БС ₁₀ ²	Д1	Д11	С ₄	П ₂ , П ₃ , К ₁ , К ₂ , К ₃
Глубина залегания, м	2650	2613	2995	2975	2350	~750
Тип залежи	Структурно-литологическая, полимикт	Пластовая-сводовая, полимикт	Пластовая-сводовая, песчаник	Пластовая, песчаник	Пластовая-сводовая, песчаник	Пластовая, известняк
Нефтенасыщенная толщина, м	6,1	5,6	8,2–16,4	7,7	9,3	1,9–3,4
Пористость, %	18,0	18,4	15,1	16,0	23,0	17,2–25,3
Проницаемость, мкм ²	0,04	0,075	0,102	0,227	0,272	0,019–0,059
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,64	0,63	0,9	0,9	0,9	0,73–0,79
ВНК, м	-2 566–2 585	-2 560	-2 911	-	-2 215	-709–761
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,59	0,64	0,66–0,84	0,68	0,92	-
Коэффициент расчлененности, д.ед.	5,35	3,2	6,0	1,59	1,66	-
Начальная пластовая температура, °С	89	81	69,5	70	49	22
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,5	1,36	2,18–2,47	1,05	1,14	9,1–19,6
Содержание парафина в нефти, %	3,3	2,9	1,63–3,7	5,47	6,01	1,6–3,0
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,04	1,011	1,196	1,198	1,185	-

Состояние разработки на начало испытания

Количество нагнетательных скважин	-	-	2	6	1	-
Количество добывающих скважин	-	-	6	10	14	-
Среднесуточный дебит скважин по нефти, т	-	-	22,2	11,4	49,0	-
Обводненность, % мас.	-	47,7	60,2	73,6	53,1	38,8
Текущая нефтеотдача, %	-	-	30,5	56,7	51,9	7,3
Общая минерализация закачиваемой воды, г/л	-	-	0,34	0,34	0,34	258,8

образовывали бы в пластовых условиях из закачанного водного раствора ПАВ и пластовой нефти так называемые среднефазовые микроэмульсии (СФМ), имеющие ультранизкое межфазное натяжение как на границе с вытесняемой нефтью, так и с вытесняющей водной фазой. Последнее является достаточно сложной задачей, решение которой является необходимым условием успешного применения ПАВ.

На сегодняшний день имеется достаточно большое количество патентно-технической литературы по разработке высокоэффективных поверхностно-активных составов, образующих СФМ (например, одна из последних [1]). При этом показано, что для этой разработки необходимы анионные ПАВ, тогда как водорастворимые неионогенные ПАВ, в основном оксиэтилированные алкилфенолы, используются для совмещения анионных ПАВ (нефтяные сульфонаты, алкилбензолсульфонаты, олефинсульфонаты и др.) с закачиваемыми водами, содержащими электролиты, например, с попутными водами с установок подготовки нефти к переработке.

Однако в Российской Федерации практически отсутствует производство анионных ПАВ для нефтедобычи, тогда как имеются достаточные мощности производства неионогенных ПАВ марки Неонол АФ9-12 в г. Нижнекамске (ПАО «Нижнекамскнефтехим») для нужд нефтедобывающей отрасли.

Первые промышленные испытания оксиэтилированного алкилфенола марки ОП-10 были проведены в 1962–1964 гг. на небольшом участке Арланского месторождения по технологии непрерывной закачки 0,05 % раствора ОП-10 в пресной или высокоминерализованной воде [2]. Поскольку результаты эксперимента были неоднозначны, с 1967 по 1984 г. были проведены крупномасштабные испытания той же технологии на Никола-Белозерской площади Арланского месторождения на существующей сетке скважин терригенного пласта. Было закачено 13 489 т ОП-10 и его аналога [2]. Однако и в этом эксперименте не была установлена технологическая эффективность от закачки водных растворов оксиэтилированных алкилфенолов.

В данном опыте не были соблюдены оба вышеупомянутых условия эффективного извлечения нефти. Также на Арланском месторождении, но на карбонатных пластах Вятской площади была испытана циклическая технология закачки в пласт высококонцентрированного водного раствора Неонола АФ9-12 (4 %) в смеси с лигносульфонатом (ЛСТ), проксамином и кубовым остатком ректификации бутанолов (КОРБ) [3]. Геолого-физическая характеристика пласта представлена в таблице 1.

Испытание водного раствора композиции ПАВ проводилось последовательно во времени на трех участках, включающих по 5–7 нагнетательных и по 18–33 добывающих скважин. Всего было израсходовано на трех участках: неонола АФ9-12 — 3 059 т, проксamina — 188 т, ЛСТ — 745 т и КОРБ — 102,5 т. Дополнительная добыча нефти, рассчитанная по изменению обводненности добываемой продукции и дебитам добывающих скважин, составила 133 670 т или на 1 т неонола АФ9-12 — 43,7 т нефти, или на 1 т всех химреагентов — 33,5 т нефти. Полученный положительный результат данного эксперимента достигнут за счет реализации в какой-то степени обоих условий эффективного извлечения нефти, так как вязкость водной высококонцентрированной композиции ПАВ составляет без КОРБ — 5,2 мПа·с, а с КОРБ — 17,4 мПа·с и параметр солюбилизации — 1,7–14,2 % об. ПАВ (при параметре солюбилизации выше 13 — межфазное натяжение на границевытесняющейагент-нефтьсоставляет 0,001 мН/м и ниже) [3]. Однако для реализации данной циклической технологии закачки поверхностно-активных водных растворов на основе неонола АФ9-12 требуется большой расход химреагентов, что снижает ее экономическую эффективность.

В данной статье рассматриваются результаты промышленных испытаний различных технологий, основанных на применении водных растворов неионогенных ПАВ (НПАВ), особенности которых базируются на специфических свойствах этих растворов:

- водные растворы НПАВ мутнеют и высаливаются из раствора при нагревании. Данное свойство характеризуется

температурой помутнения и в небольшом интервале ее инверсии фаз наблюдается низкое межфазное натяжение [4];

- НПАВ и полиакриламид (ПАА) в водном растворе образуют высокомолекулярные комплексы за счет взаимодействия эфирного кислорода полиоксиэтиленовой части молекулы НПАВ, имеющей слабый положительный заряд, с отрицательно заряженной карбоксильной группой ПАА, образуя состав с улучшенными реологическими свойствами, чем раствор ПАА [5]. При этом данные растворы НПАВ с ПАА обладают специфической селективностью при фильтрации в водо- и нефтенасыщенные участки пласта — плохо фильтруются в водонасыщенные участки и хорошо в нефтенасыщенные [6].

В промысловых условиях были испытаны три технологии применения водных растворов НПАВ. Первая технология была основана на инверсии НПАВ из водного раствора в высоложеное состояние (отдельная вязкая фаза). По данной технологии в основном реализуется снижение проницаемости высокопроницаемых, водонасыщенных участков пласта за счет адгезии высоложенного НПАВ на гидрофильной части породы [7] и частично подключение в разработку нефтенасыщенной части пласта [8], благодаря низкому межфазному натяжению дисперсии НПАВ в воде на границе с вытесняемой нефтью [9]. Данная технология рекомендуется для месторождений с низкой проницаемостью пласта (ниже 0,1 мкм²).

Вторая технология основана на селективности фильтрации НПАВ с полиакриламидом в нефтенасыщенные участки пласта [6]. Она обеспечивает повышение охвата заводнением в основном нефтенасыщенной части пласта и рекомендуется для разработки месторождений с высокой начальной водонасыщенностью пласта и в определенных пластовых условиях для водоплавающих пластов.

Третья технология основана на комбинированном воздействии на пласт последовательной закачкой органического растворителя и раствора НПАВ с ПАА [9]. В данной технологии в качестве органического

Табл. 2. Изменение дебитов нефти обводненности добываемой продукции по скважинам пласта C_{10} Уваровского месторождения после комплексного воздействия (КВ) на пласт химреагентами (по состоянию на 30.10.1990 г.)

Tab. 2. Changes in the oil output and water cut of products by C_{10} reservoir wells in the Uvarovskoe field after the integral treatment (IT) of the reservoir by chemicals (as on 30.10.1990)

№ скважины	1 цикл				2 цикл			
	Дебит нефти, т/сут		Обводненность, % мас.		Дебит нефти, т/сут		Обводненность, % мас.	
	До КВ	После КВ	До КВ	После КВ	До КВ	После КВ	До КВ	После КВ
105	1,4	52,1	98,6	12	34,8	63,2	52,3	16,3
114	46,4	55,9	51,0	34,6	58,1	70,0	34,6	13,4
143	29,7	44,6	68,2	49,7	43,5	43,5	43,7	49,7
149	39,7	51,7	47,6	29,8	0,7	63,7	99,2	5,6
161	40,6	54,2	36,7	11,0	55,2	63,7	5,6	5,6
165	26,5	49,1	49,6	5,6	47,3	62,7	5,6	5,6
166	40,4	57,7	13,6	2,8	55,8	57,4	4,2	4,2
183	28,4	49,7	55,8	12,3	75,5	95,2	11	8,3

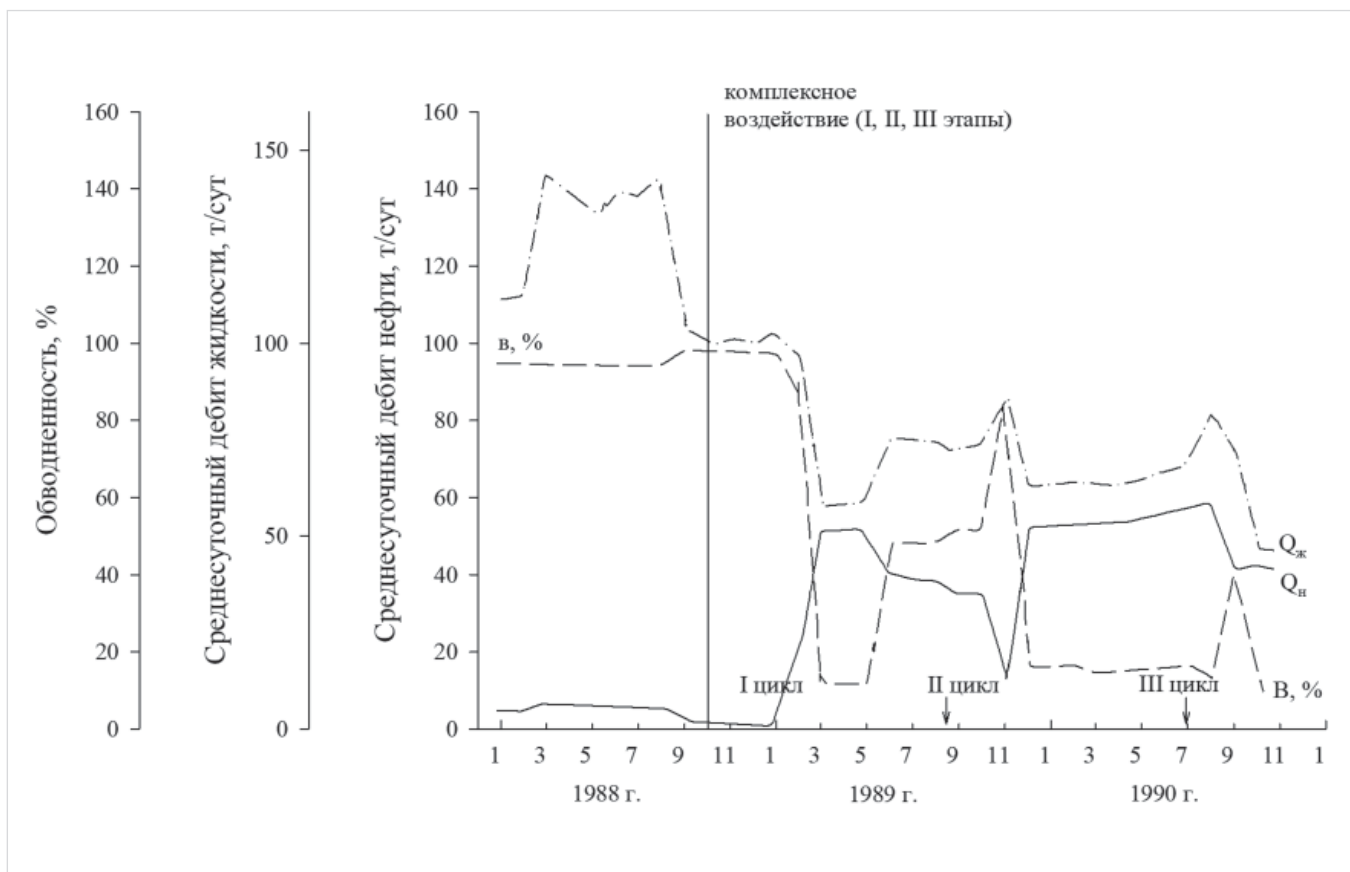


Рис. 1. Показатели работы скв. № 105 Уваровского месторождения, пласт C_{IV}
 Fig. 1. The performance of well № 105 of the Uvarovskoe field, C_{IV} reservoir

растворителя (ОР) используются водомасло-растворимые спирты, в частности кубовый остаток ректификации бутиловых спиртов (КОРБС), которые обеспечивают низкое межфазное натяжение как на границе с вытесняемой нефтью, так и на границе с раствором НПАВ [10] или с водным раствором НПАВ с ПАА [9]. Растворы НПАВ, смешиваясь в пласте с ОР, образуют среднефазовые микроэмульсии с различным соотношением НПАВ к ОР, которые также имели ультранизкое межфазное натяжение на границе с нефтью. В итоге по ходу движения оторочек химических реагентов по пласту из остаточной нефти формируется водонефтяной вал, тогда как раствор НПАВ с ПАА, движущийся за зоной смещения ОР с данным раствором, выполняет ту же функцию, что и во второй технологии — охват нефтенасыщенной части пласта заводнением.

Разработанные технологии применения НПАВ для повышения нефтеотдачи пласта были испытаны на промысловой сетке скважин пяти месторождений. Геолого-физическая характеристика пластов и краткое состояние их разработки на начало испытания приведены в таблице 1. Как видно из таблицы 1, испытания проводились на полимиктовых песчаных коллекторах с маловязкими нефтями, обладающими низкой проницаемостью пластов и высокой пластовой температурой, характерной для Западно-Сибирских месторождений, а также на месторождениях Урало-Поволжья, с проницаемостью пластов выше $0,1 \text{ мкм}^2$ и пластовой температурой от 49 до $70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Первая технология была испытана в период с 1984 по 1987 г. на Карамовском месторождении с ромбовидной сеткой заводнения [11].

В нагнетательные скважины пласта BC_{II} периодически закачивалось (в теплый период года) по 20 м^3 5 %-го раствора оксигетилированного алкилфенола марки Превоцел НЖ-12 на сточной воде с минерализацией $15\text{--}16 \text{ г/л}$. Температура помутнения данного раствора НПАВ — $69 \text{ }^\circ\text{C}$, что значительно ниже температуры призабойной зоны пласта $80 \text{ }^\circ\text{C}$, т.е. была реализована вышеописанная технология теплового высаливания НПАВ в пласте. Всего было проведено 214 скважино-операций. Во время испытания данной технологии снижалась как обводненность добываемой нефти, так и приемистость обрабатываемых нагнетательных скважин. В последнем случае для восстановления приемистости скважин проводились их обработки 3–5 % раствором соляной кислоты в объеме $5\text{--}10 \text{ м}^3$. При этом приемистость нагнетательных скважин быстро восстанавливалась за счет перехода высоколенного НПАВ в раствор кислоты, поскольку температура помутнения данного раствора выше $100 \text{ }^\circ\text{C}$. Дополнительная добыча нефти, полученная за счет данной технологии применения НПАВ, составила $95,5 \text{ тыс. т}$ или в среднем 450 т нефти на 1 т НПАВ [12].

Вторая технология была испытана в 1988 г. на опытном участке пласта BC_{10}^2 Суторминского месторождения с пятирядной системой заводнения. Опытный участок состоял из пяти рядов пробуренных нагнетательных скважин, находящихся почти в центре пласта. В участок, в общей сложности, было закачено 620 м^3 поверхностно-активного полимерсодержащего состава (ПАПС), содержащего 0,6 % неонала АФ9-12 и 0,3 % полиакриламида. Закачка производилась последовательно в каждую скважину, порциями по 20 м^3 . На каждую скважину приходилось приблизительно по $100\text{--}170 \text{ м}^3$

ПАПС. В ходе закачки ПАПС давление увеличивалось с 12 до $17\text{--}15 \text{ МПа}$. В результате применения данной технологии обводненность нефти по участку в среднем снизилась (по отдельным скважинам на 30 % и более), а дебит скважин увеличился. Анализ данных по работе добывающих скважин после закачки ПАПС показывает, что положительный результат получен в основном по скважинам, имеющим в своем разрезе пропластки с высокой нефтенасыщенностью (более 60 %). Это подтверждает селективность движения ПАПС по нефтенасыщенным пропласткам. В результате применения неиногенного ПАПС, за 4 месяца было дополнительно добыто $15,6 \text{ тыс. т}$ нефти или 280 т нефти на 1 т химреагентов [12]. Эффективность данной технологии оценивалась по характеристике вытеснения — зависимости накопленной добычи нефти от логарифма накопленной добычи жидкости [13]. Годовая же эффективность с начала закачки ПАПС, среднерасчетная по трем характеристикам составила 32 тыс. т или 570 т нефти на 1 т химреагентов.

Испытание второй технологии также проводилось на пласте Д1 Подъем-Михайловского и пласте Д11 Кудиновского месторождений. Данные пласты характеризовались небольшими извлекаемыми запасами нефти с присутствующей неактивной законтурной пластовой водой высокой минерализации. Пласты находились в промежуточном состоянии заводнения пресной водой (средняя обводненность добываемой нефти 60 и 74 % мас. соответственно). Было испытано два поверхностно-активных состава: на пласте Д1 со средней проницаемостью $0,102 \text{ мкм}^2$ — состав, содержащий 0,5 % неонала АФ9-12 с 0,05 % ПАА в пресной воде,

а на пласте ДII с проницаемостью $0,227 \text{ мкм}^2$ — состав с 0,1 % неолола АФ9-12 и 0,3 % ПАА в пресной воде.

На Подъем-Михайловском месторождении эксперимент продолжался с 1992 по 1997 г. Каждый год, в теплый период, в нагнетательные скважины 157 и 160 закачивалось один или два раза (1995–1996 гг.) по 90–165 м³ ПАПС до повышения давления его закачки на 0,5–1,0 мПа с 6,0–8,5 мПа. За указанный период было использовано 7,5 т неолола АФ9-12 и 0,8 т ПАА. Эффективность закачки ПАПС определялась по изменению дебита и обводненности окружающего добывающего фонда скважин до (за 6 месяцев) и после закачки ПАПС. Дополнительная добыча нефти колебалась по годам в пределах 6,9–8,0 тыс. т. Суммарная же дополнительная добыча составила 44,5 тыс. т нефти или 5,36 тыс. т на 1 т химреагентов.

На Кудиновском месторождении эксперимент проводился с 1994 по 1997 г. В нагнетательные скважины 75 и 714 закачивалось по 11–16 м³ вышеописанного ПАПС. При этом давление закачки ПАПС повышалось с 9,0 до 9,4–9,7 мПа. За весь период эксперимента было израсходовано 0,08 т неолола АФ9-12 и 0,22 т ПАА. Технологическая эффективность, рассчитанная по показателям работы окружающего фонда добывающих скважин, за весь период испытания ПАПС составила 24,3 тыс. т дополнительно добытой нефти или 8,1 тыс. т нефти на 1 т использованных реагентов.

Такая высокая эффективность неионогенных ПАПС, приготовленных на пресной воде, в пластовых условиях Подъем-Михайловского и Кудиновского месторождений объясняется как высокой селективностью

движения ПАПС по нефтенасыщенной части пласта [12], так и высокой однородностью пласта ДII Кудиновского месторождения (коэффициент расчлененности — 1,59).

Третья технология эффективного применения оксизтилированных алкилфенолов была испытана и внедрена на Уваровском месторождении (пласт C_{IV}) с 1988 по 1991 г. Геолого-физическая характеристика и состояние разработки этого пласта на начало испытания приведены в таблице 1. Особо следует отметить, что пласт подстилался и имел хорошую гидродинамическую связь почти по всему периметру с законурной высокоминерализованной водой плотностью 1,185 г/см³. Пласт эксплуатировался одной нагнетательной и 14 добывающими скважинами. Однако трассерные исследования, проведенные до реализации испытания (было закачено в скважину 34 201 м³ 0,065 % раствора роданистого аммония) показали, что в скважинах 111 и 160 обнаружить трассер не удалось (скважины обводнены пластовой водой до 95 % мас.), тогда как через 3,5 суток трассер был обнаружен в следующих, в порядке очередности, добывающих скважинах: № 108, 33, 143 и далее.

Исходя из результатов трассерного исследования, в третью технологию испытания НПАПС было решено включить закачку поверхностно-активной высоковязкой композиции (ВВК), в целях исключения ухода органического растворителя в высокопроницаемые зоны пласта.

Согласно разработанному технологическому регламенту планировалась циклическая закачка 100–200 м³ ВВК до превышения давления его закачки на 5–10 % давления в водоводе, не менее 500 м³ неионогенного

ПАПС (0,05 % ПАА+2 % неолола АФ9-12) и пресной воды до следующего цикла.

Работы по комплексному воздействию на пласт химическими реагентами были начаты в октябре 1988 г. В нагнетательную скважину № 34 последовательно было закачено (1-й цикл) с целью выравнивания профиля приемистости 200 м³ высоковязкой композиции (0,3 % ПАА+1 % сульфенол+0,02 % ХКК) [14], 100 м³ ОКБС, 600 м³ НПАПС. Через 2–3 месяца после комплексного воздействия на пласт химреагентами по ряду скважин (№ 105, 106, 108, 114, 143, 161, 183) наблюдалось резкое увеличение отбора нефти и снижение обводненности. По скважинам (№ 149, 161, 165, 166), расположенным на значительном расстоянии от нагнетательной скважины № 34, увеличение отбора и снижение обводненности наблюдалось через 5–7 месяцев после комплексного воздействия.

В сентябре 1989 г. в нагнетательную скважину № 34 последовательно закачали (2-й цикл) 200 м³ ВВК, 100 м³ ОКБС, 1 800 м³ водного раствора НПАПС. В 1990 г. был проведен 3-й цикл реализации технологии комплексного использования неионогенного ПАВ: в июле было закачено 200 м³ ВВК, а в октябре — 100 м³ ОКБС и 2 770 м³ НПАПС.

В таблице 2 и на рисунках 1 и 2, в качестве примера изменения показателей работы высоко- и среднеобводненной скважины до и после реализации технологии, приведены результаты воздействия комплексной технологии по добывающим скважинам, а на рисунке 3 — технологическая эффективность по характеристике вытеснения нефти $\Sigma Q_n = f(\lg \Sigma Q_{ж})$ по состоянию на 31.10.1990 г. (за 2 цикла воздействия на пласт химреагентами).

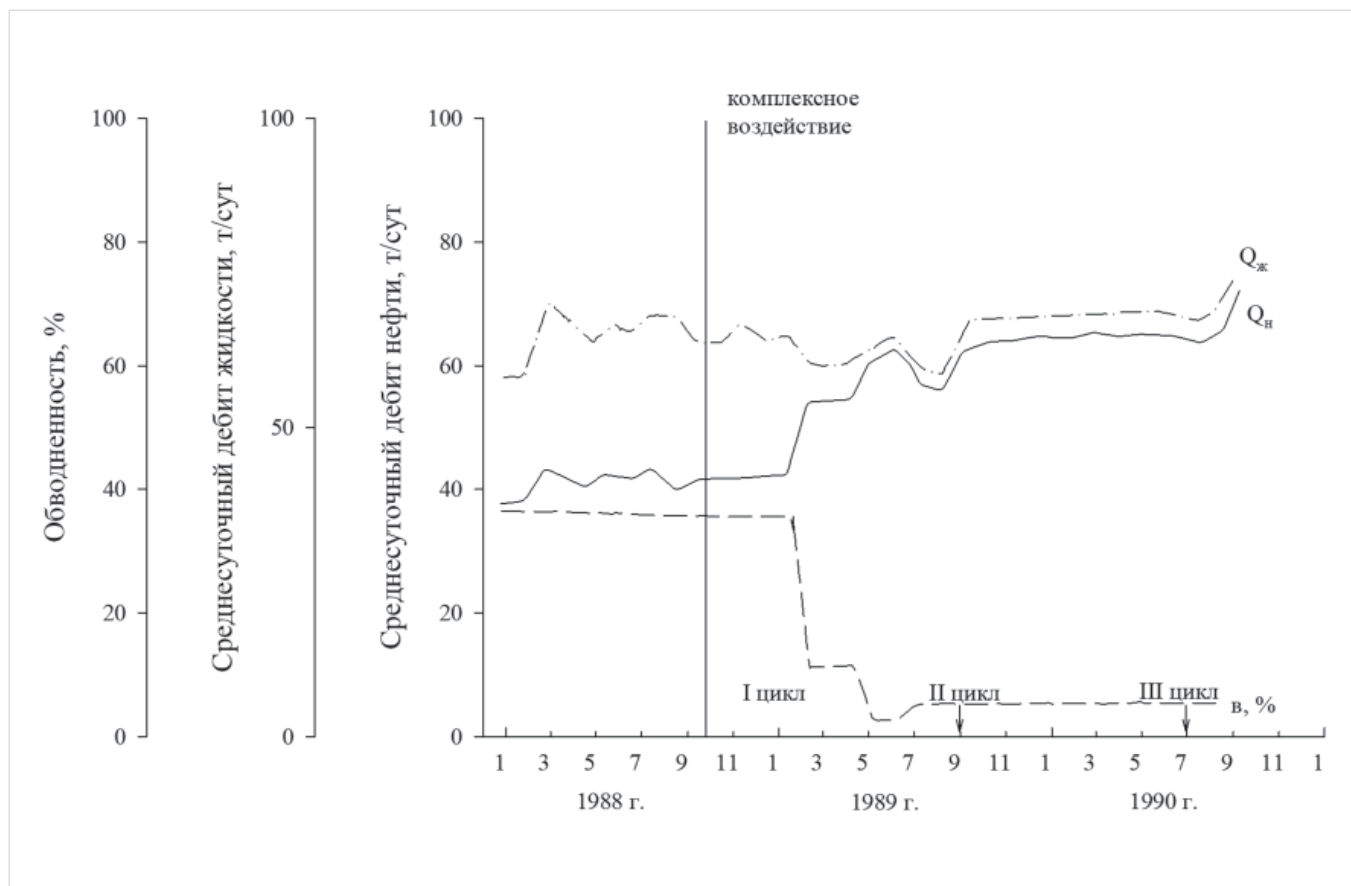


Рис. 2. Показатели работы скв. № 161 Уваровского месторождения, пласт C_{IV}
Fig. 2. The performance of well № 161 of the Uvarovskoe field, C_{IV} reservoir

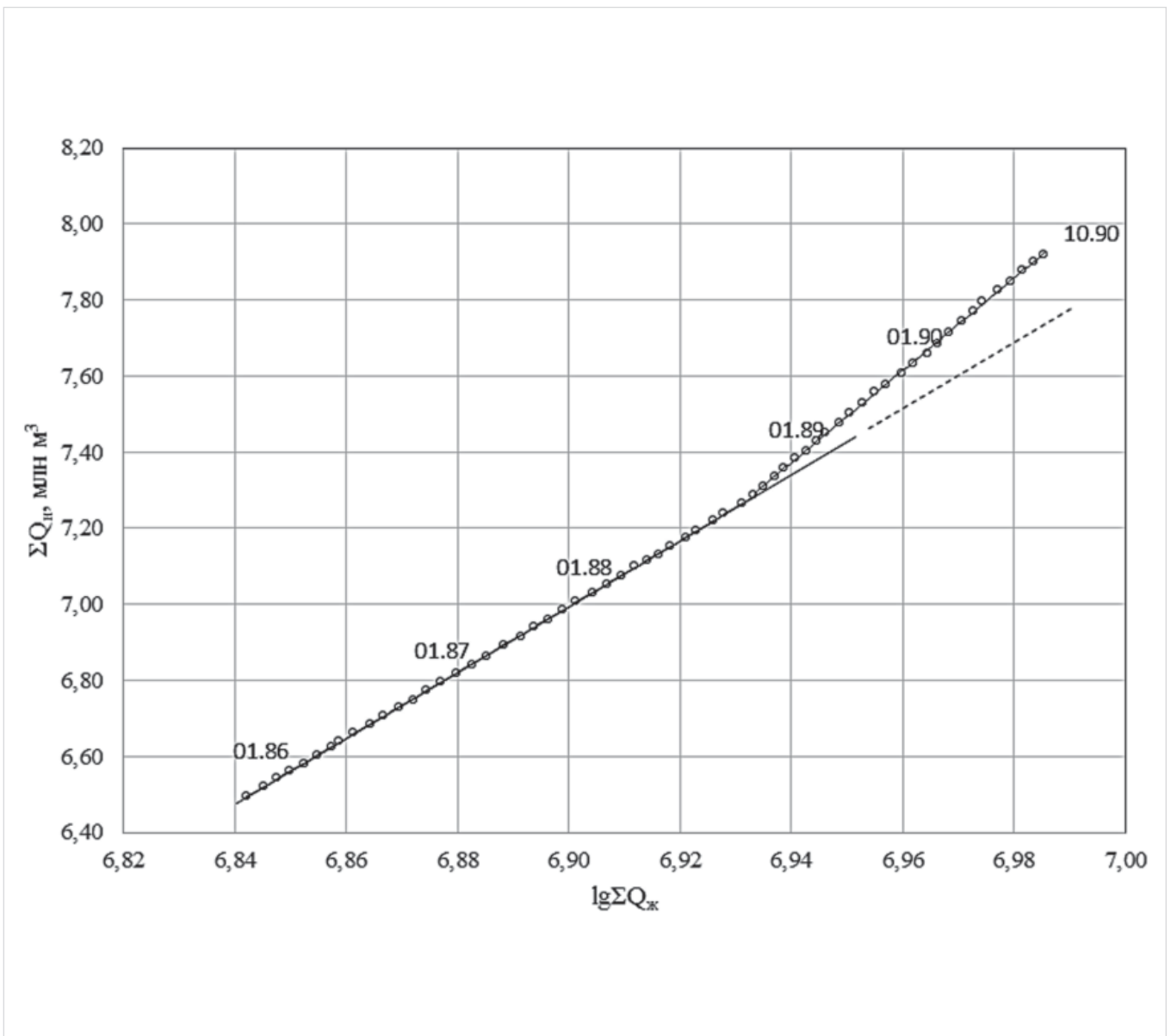


Рис. 3. Характеристика вытеснения $\Sigma Q_o = A+B \lg \Sigma Q_i$ (Уваровское месторождение)
 Fig. 3. Displacement characteristic $\Sigma Q_o = A+B \lg \Sigma Q_i$ (Uvarovskoe field)

За три цикла реализации комплексной технологии применения ПАВ дополнительно было добыто 198 тыс. т нефти, а израсходовано на эксперимент 600 м³ высоковязкой композиции, 300 м³ ОКБС, 26 т ПАА и 103 т неонала АФ9-12. Удельная дополнительная добыча нефти на 1 т химреагентов (без ОКБС) составила 1,45 тыс. т.

С 1991 по 1995 г. технологический регламент постоянно нарушался (в 1993 г. химреагенты вообще не закачивались), а с 1996 г. началась закачка высокоминерализованной подтоварной воды с установки подготовки нефти к переработке.

В конечном итоге в 1995 г. нефтедобывающее предприятие утвердило дополнительную добычу в 257,7 тыс. т нефти за весь период эксперимента.

Из приведенной информации видно, что комплексная технология использования неонала АФ9-12 высокоэффективна на промежуточной стадии заводнения месторождения.

Итоги

В промысловых условиях были испытаны и показали положительный результат на

промежуточной стадии заводнения три технологии использования неионогенных ПАВ для регулирования разработки и повышения нефтеотдачи пласта:

- технология применения водных растворов НПАВ при пластовой температуре выше температуры помутнения растворов ПАВ;
- технология применения водных растворов НПАВ совместно с полиакриламидом;
- комплексная технология применения водного раствора НПАВ с полиакриламидом с предварительной закачкой высоковязкой композиции на основе полиакриламида и спиртосодержащего органического растворителя.

Выводы

Разработанные технологии эффективно использования неионогенных поверхностно-активных веществ рекомендуются для широкого испытания и внедрения на месторождениях с промежуточной стадией заводнения (после предварительного испытания на естественном керне месторождения).

Литература

1. Шрамм Л.Л. Поверхностно-активные вещества в нефтегазовой отрасли. Состав, свойства, применение. СПб.: Профессия, 2018. 589 с.
2. Лозин Е.В. Разработка уникального Арланского месторождения востока русской плиты. Уфа: Скиф, 2012. 704 с.
3. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. М.: Недра-Бизнесцентр, 1998. 394 с.
4. Холмберг К., Йенссон Б., Кронберг Б., Линдман Б. Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных растворах. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007. 528 с.
5. Городнов В.П., Волков В.А., Калинин Е.С., Ентов В.М., Базилевский А.В. Составы для добычи нефти. Авторское свидетельство СССР. № 1544958. 1988.
6. Городнов В.П., Калинин Е.С., Волков В.А. Способ разработки нефтяного месторождения. Авторское свидетельство СССР. № 1600429. 1988.
7. Городнов В.П., Батырбаев М.Д., Рыскин А.Ю. Способ изоляции притока вод в скважину.

- Авторское свидетельство СССР № 1143151. 1983.
8. Городнов В.П., Стеняева Н.И. Способ вытеснения нефти из пласта. Авторское свидетельство СССР № 1327609. 1985.
 9. Городнов В.П., Волков В.А., Калинин Е.С. и др. Способ вытеснения нефти из пласта. Авторское свидетельство СССР № 1558085. 1988.
 10. Городнов В.П., Волков В.А., Калинин Е.С. и др. Способ вытеснения нефти. Авторское свидетельство СССР № 1318008. 1985.
 11. Лапердин А.Н., Мулявин С.Ф., Юдаков А.Н. Геологические особенности крупных залежей месторождений ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» // Нефтепромысловое дело. 2011. № 6. С. 4–14.
 12. Городнов В.П., Калинин Е.С., Волков В.А., Рыскин А.Ю. К вопросу эффективного применения оксипропилированных алкилфенолов для повышения нефтеотдачи пласта. Системная технология воздействия на пласт. Ноябрьск. 1989. 11–14 апреля. М.: ВНИИОЭНГ, 1990. С. 128–133.
 13. Мухаметзянов Р.Н. Результаты внедрения физико-химических методов воздействия на месторождения Ноябрьского нефтегазоносного района. Системная технология воздействия на пласт. Ноябрьск. 1989. 11–14 апреля. М.: ВНИИОЭНГ, 1990. С. 8–12.
 14. Городнов В.П., Швецов И.А., Волков В.А., Офицерова В.Г. Состав для изоляции водопритока в скважину. Авторское свидетельство СССР № 1218084. 1986 г.

ENGLISH

Results

Three technologies using nonionic surfactants to regulate development and improve oil recovery were tested in field conditions and showed a benefit at the intermediate water-flooding step:

- the technology using aqueous NS solutions at the reservoir temperature higher than the cloud point of the surfactant solutions;
- the technology using aqueous NS solutions with polyacrylamide;
- the integral technology using an aqueous NS solution with

polyacrylamide and pre-injection of a highly viscous composition based on polyacrylamide and an alcohol-containing organic solvent.

Conclusions

The developed technologies for efficient use of nonionic surfactants are recommended for wide-scale testing and implementation at the oil fields with intermediate flooding (after pre-testing on the native field core sample).

References

1. Shramm L.L. Surfactants: fundamentals and applications in the petroleum industry. St. Petersburg: Professiya, 2018, 589 p. (In Russ).
2. Lozin E.V. Development of the unique Arlanskoe field at the East of the Russian plate. Ufa: Skif, 2012, 704 p. (In Russ).
3. Lenchenkova L.E. Enhanced oil recovery by physicochemical methods. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 1998, 394 p. (In Russ).
4. Holmberg K., Jxnsson B., Kronberg B., Lindman B. Surfactants and polymers in aqueous solutions. Moscow: BINOM. Laboratoriya znaniy, 2007, 528 p. (In Russ).
5. Gorodnov V.P., Volkov V.A., Kalinin E.S., Entov V.M., Bazilevskiy A.V. Solutions for oil recovery. Inv. cert., № 1544958 USSR, 1988. (In Russ).
6. Gorodnov V.P., Kalinin E.S., Volkov V.A. An oil field development method. Inv. cert., № 1600429 USSR, 1988. (In Russ).
7. Gorodnov V.P., Batyrbaev M.D., Ryskin A.Y. Method of isolation of water inflow into the well. Inv. cert., № 1143151 USSR, 1983. (In Russ).
8. Gorodnov V.P., Stenyaeva N.I. A reservoir oil displacement method. Inv. cert., № 1327609 USSR, 1985. (In Russ).
9. Gorodnov V.P., Volkov V.A., Kalinin E.S. et al. A reservoir oil displacement method. Inv. cert., № 1558085 USSR, 1988. (In Russ).
10. Gorodnov V.P., Volkov V.A., Kalinin E.S. et al. An oil displacement method. Inv. cert., № 1318008 USSR, 1985. (In Russ).
11. Laperdin A.N., Mulyavin S.F., Yudakov A.N. Geological peculiarities of large hydrocarbon deposits of JSC "Gazprom-neft - Noyabrskneftegaz". Oilfield Engineering, 2011, issue 6, P. 4–14. (In Russ).
12. Gorodnov V.P., Kalinin E.S., Volkov V.A., Ryskin A.Y. On the efficient use of ethylated alkylphenols to improve the reservoir oil recovery. Proc. of workshop on April 11–14, 1989, Noyabrsk. A comprehensive technology to treat the reservoir. Moscow: ARRIOME OGI, 1990, P. 128–133. (In Russ).
13. Mukhametzhanov R.N. The results of implementation of physicochemical recovery methods in Noyabrsky petroleum province. Proc. of workshop on April 11–14, 1989, Noyabrsk. A comprehensive technology to treat the reservoir. Moscow: ARRIOME OGI, 1990, P. 8–12. (In Russ).
14. Gorodnov V.P., Shvetsov I.A., Volkov V.A., Ofitserova V.G. Composition for isolating water inflow into well. Inv. cert., № 1218084 USSR, 1984. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кожин Владимир Николаевич, к.т.н., генеральный директор ООО «СамараНИПнефть», Самара, Россия

Kozhin Vladimir Nikolaevich, phd, technical sciences, general director of "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia

Городнов Владимир Павлович, к.т.н., заместитель генерального директора по научно-техническому развитию ООО «Самараойл», Самара, Россия

Gorodnov Vladimir Pavlovich, phd, technical sciences, deputy general director for Scientific and technical development, "Samaraoil" LLC, Samara, Russia

Калинин Евгений Серафимович, к.т.н., главный специалист отдела физико-химических и глубинных исследований ООО «СамараНИПнефть», Самара, Россия
Для контактов: kalinines@samnipi.rosneft.ru

Kalinin Evgeny Serafimovich, phd, technical sciences, chief officer, physicochemical and deep investigations, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia
Corresponding author: kalinines@samnipi.rosneft.ru

Рыскин Александр Юрьевич, заместитель генерального директора по геологии ООО «Самараойл», Самара, Россия

Ryskin Alexander Yurievich, deputy general director for geology, "Samaraoil" LLC, Samara, Russia

Чернов Евгений Николаевич, начальник отдела физико-химических и глубинных исследований ООО «СамараНИПнефть», Самара, Россия

Chernov Evgeny Nikolaevich, head of physicochemical and deep investigations, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia