

УДК 622.276.4

**Лабораторные исследования нефтеотмывающих характеристик
поверхностно-активных веществ в поровом пространстве
пород-коллекторов**

В. Ю. Огорельцев¹, С. А. Леонтьев^{2*}, А. С. Дроздов²

¹Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Аннотация. При разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов нефтяных месторождений широко применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН), большая доля которых основана на применении различных химических реагентов. Для установления фактических нефтеотмывающих характеристик принятых к испытанию марок поверхностно-активных веществ (ПАВ) в поровом пространстве нефтесодержащих пород-коллекторов проведен комплекс лабораторных исследований, включавший изучение молекулярно-поверхностных свойств при контакте нефти пласта БС₁₀ Западно-Сургутского месторождения и модельных типов вод с добавкой ПАВ различных концентраций, а также проведение фильтрационных лабораторных исследований составов ПАВ на керновых моделях пласта ВК₁ Рогожниковского месторождения. На основании выполненных лабораторных исследований пород установлено, что проведение опытно-промысловых работ с применением Неонола РХП-20 приведет к получению большего технологического эффекта, в отличие от применяемых в настоящее время на месторождениях в составах технологий физико-химических МУН Неонол БС-1 и предлагаемых к применению Нефтенол ВКС, Алдинол-50 и Бетанол.

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества; методы увеличения нефтеотдачи пласта; нефтеотмывающие характеристики; фильтрационные испытания; керновые модели

**Laboratory studies of oil-washing characteristics of surfactants
in the pore space of reservoir rocks**

Vadim Yu. Ogoreltsev¹, Sergey A. Leontiev^{2*}, Alexandr S. Drozdov²

¹Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Abstract. When developing hard-to-recover reserves of oil fields, methods of enhanced oil recovery, used from chemical ones, are massively used. To establish the actual oil-washing characteristics of surfactant grades accepted for testing in the pore space of oil-containing reservoir rocks, a set of laboratory studies was carried out, including the study of molecular-surface properties upon contact of oil from the BS₁₀ formation of the West Surgutskoye field and model water types with the addition of surfactants of various concentrations, as well as filtration tests of surfactant technology compositions on core models of the VK₁ reservoir of the Rogozhnikovskoye oil field. On the basis of the performed laboratory studies of

rocks, it has been established that conducting pilot operations with the use of Neonol RHP-20 will lead to higher technological efficiency than from the currently used at the company's fields in the compositions of the technologies of physical and chemical EOR Neonol BS-1 and proposed for application of Neftenol VKS, Aldinol-50 and Betanol.

Key words: surfactants; enhanced oil recovery methods; oil-washing characteristics; filtration tests; core models

Введение

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) широко применяются в различных химических технологиях методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пласта, таких, например, как потокоотклоняющие МУН (ПМУН) и обработки призабойных зон [1–19].

Применяемые в нефтегазовой промышленности ПАВ — это высокомолекулярные органические вещества, в состав которых входят гидрофобный компонент (неполярная углеводородная часть) и гидрофильный компонент (полярная группа). Данные химические реагенты можно разделить на две группы в зависимости от растворимости. Неионогенные поверхностно-активные вещества в основном водорастворимые, исключением являются нефтерастворимые мицеллярные растворы (пример: неонол), а ионогенные — нерастворимые, исключением в данном случае являются водорастворимые мицеллярные растворы (пример: сульфонол).

Основные физико-химические процессы, используемые в МУН для добычи остаточной нефти и ее вытеснения:

- растворение нефти;
- снижение капиллярных сил на границах твердой и жидкой фаз;
- выравнивание градиента давления нагнетания вытесняющего агента;
- вытеснение остаточной нефти за счет электроосмоса;
- создание новых каналов.

Почти все используемые в ПАО «Сургутнефтегаз» базовые физико-химические технологии в разной степени проявляют большинство из перечисленных выше свойств. Это определяет необходимость их комплексирования для достижения наибольшего эффекта по доизвлечению остаточной нефти [9–19].

На месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» применялись три варианта технологии закачки ПАВ:

- закачка ПАВ (ПАВV-3);
- закачка ПАВ совместно с соляной и щавелевой кислотами (СКО+ПАВV-2,3, ГКО+ПАВV-2,3);
- закачка ПАВ совместно с растворителем (Растворитель+ПАВV-4).

ПАВ снижают поверхностное натяжение на границе раздела фаз «нефть — вода», вследствие чего увеличивается фазовая проницаемость по воде, что приводит к дополнительному вытеснению нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных зон пласта. Применение растворителя увеличивает коэффициент нефтевытеснения, особенно это эффективно на участках со средней обводненностью 30–70 %.

Для эффективного применения того или иного ПАВ первоначально в лабораторных условиях необходимо определить фактические нефтеотмывающие характеристики данных реагентов.

Лабораторный эксперимент

Для установления фактических нефтеотмывающих характеристик принятых к испытанию марок ПАВ в поровом пространстве нефтесодержащих пород-коллекторов проведен комплекс лабораторных исследований, включавший изучение молекулярно-поверхностных свойств при контакте нефти пласта БС₁₀ Западно-Сургутского месторождения и модельных типов вод с добавкой ПАВ различных концентраций, а также проведение фильтрационных испытаний составов технологии ПАВ на керновых моделях пласта ВК₁ Рогожниковского месторождения.

Были исследованы пять образцов различных марок ПАВ с целью проведения входного контроля их качества и выбора наиболее эффективных из них по результатам лабораторных испытаний (табл. 1).

Таблица 1

Товарные марки поверхностно-активных веществ в соответствии с поставщиками и типом ионной характеристики

Марка ПАВ	Организация-поставщик	Тип ПАВ по ионной характеристике в составе растворителя
Неонол БС-1	ООО «Скоропусковский синтез», г. Москва	Неионогенное в водно-гликолевом растворе
Неонол РХП-20	ЗАО «Группа компаний «РусХимПром», г. Москва	Неионогенно-анионное в водно-гликолевом растворе
Нефтенол ВКС	ЗАО «Химеко-ГАНГ», г. Москва	Неионогенное в водно-гликолевом растворе
Алдинол-50	ЗАО НПП «НефтеСервис-Комплект», г. Москва	Неионогенно-анионное в водно-гликолевом растворе
Бетанол (обр. № 1)	ЗАО НПП «Химпластразработка», г. Москва	Неионогенное в водно-гликолевом растворе

Определение молекулярно-поверхностных свойств при контакте нефти пласта БС₁₀ Западно-Сургутского месторождения и модельных типов вод с добавкой ПАВ различных концентраций проводилось методом отрывающейся (висячей) капли.

В ходе лабораторных исследований выполнялось наращивание капли нефти дозирующим игольчатым клапаном в термобарической ячейке, заполненной модельным раствором (сеноманская вода с добавкой ПАВ). Процесс изменения формы капли фиксировался видеосъемкой в масштабе оптической шкалы. Данная методика позволяла проследить изменение геометрических размеров формы капли во времени. При помощи программного обеспечения тензиометра IFT-820-P и статистической обработки данных изменения сечения капли во времени определялось межфазное натяжение (σ , мН/м) по преобразованному уравнению Юнга — Лапласа (1)

$$\sigma = \Delta\rho \cdot g \cdot R^2 / \beta, \quad (1)$$

где σ — межфазное натяжение на границе фаз, Н/м; $\Delta\rho$ — разность массовой плотности между каплей и окружающей средой, кг/см³; g — ускорение свободного падения, м/с; R — радиус кривизны у вершины капли, м; β — фактор изменения формы капли, б/м (определяется статистическим алгоритмом ПО тензиометра IFT-820-P).

По результатам проведения серии экспериментов по определению поверхностной активности на границе раздела водной и углеводородной фаз установлено закономерное снижение межфазного натяжения с повышением содержания ПАВ в водных растворах, значения которого при $C_{\text{ПАВ}} = 3\text{--}5\%$ масс. почти не изменяются и свидетельствуют о достижении критической концентрации мицеллообразования (рис. 1, табл. 2)¹.

Таблица 2

Результаты определения межфазного натяжения (σ , мН/м) на границе раздела углеводородной* и водной фаз от концентрации испытуемых марок ПАВ в различных типах вод при моделировании термобарических условий ($T_{\text{пл}} = 68\text{ }^{\circ}\text{C}$, $R_{\text{пл}} = 22,7\text{ МПа}$) залегания пласта БС₁₀ Западно-Сургутского месторождения

Модельный тип воды	Концентрация ПАВ, % масс.	Марка товарной формы ПАВ (организация-поставщик)				
		Неонол БС-1 (ООО «Скорпусковский синтез»)	Неонол РХП-20 (ЗАО «РусХимПром»)	Нефтонол ВКС (ЗАО «Химко-ГАНП»)	Бетанол (ЗАО НПП «Химпластразработка»)	Аллинол-50 (ЗАО НПП «Нефте-СервисКомплект»)
Пресная (дистиллированная)	0,0	8,32	8,32	8,32	8,32	8,32
	0,1	3,57	1,12	2,58	4,61	3,93
	0,5	0,82	0,52	0,71	1,19	0,91
	1,0	0,40	0,36	0,41	0,76	0,69
	3,0	0,31	0,31	0,34	0,42	0,45
	5,0	0,29	0,27	0,28	0,31	0,30
Подтоварная ($C_{\text{NaCl}} = 5\text{ г/л}$)	0,0	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53
	0,1	3,49	1,29	2,66	4,28	4,01
	0,5	0,79	0,46	0,67	1,16	0,96
	1,0	0,41	0,37	0,57	0,78	0,68
	3,0	0,35	0,32	0,33	0,39	0,46
	5,0	0,30	0,29	0,27	0,30	0,32
Сеноманская ($C_{\text{NaCl}} = 15\text{ г/л}$)	0,0	14,63	14,63	14,63	14,63	14,63
	0,1	3,72	1,16	2,70	4,43	3,67
	0,5	0,78	0,49	0,83	1,24	0,98
	1,0	0,34	0,32	0,59	0,68	0,64
	3,0	0,32	0,24	0,33	0,39	0,37
	5,0	0,32	0,23	0,29	0,32	0,29
Пластовая ($C_{\text{NaCl}} = 20\text{ г/л}$)	0,0	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23
	0,1	3,67	1,35	2,79	4,49	3,76
	0,5	0,77	0,50	0,82	1,21	0,93
	1,0	0,38	0,35	0,55	1,09	0,62
	3,0	0,33	0,30	0,32	0,41	0,39
	5,0	0,36	0,28	0,30	0,28	0,26

Примечание. * — проба дегазированной нефти, отобранная с устья скв. 1057 пласта БС₁₀ Западно-Сургутского месторождения.

¹ Отчет о НИР. Результаты применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» / СургутНИПИнефть. – Тюмень, 2011. – 98 с.

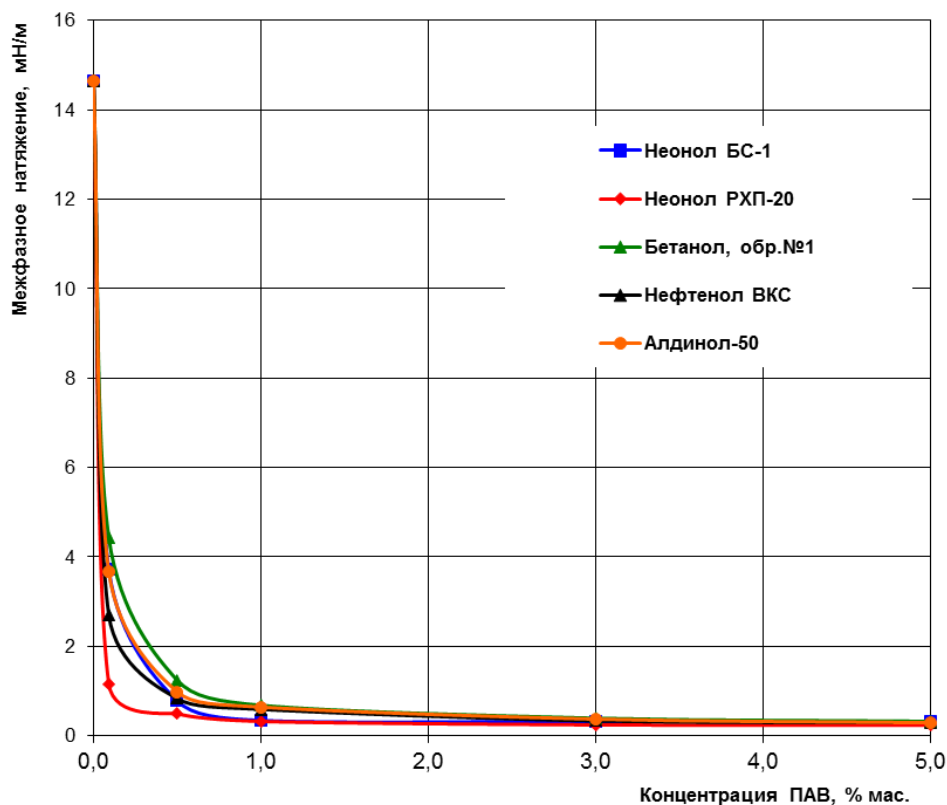


Рис. 1. Влияние концентрации принятых к испытанию марок ПАВ в модели сеноманской воды на изменение межфазного натяжения на границе раздела с нефтью пласта БС₁₀ Западно-Сургутского месторождения

При этом низкая минерализация солей ($C_{\text{NaCl}} = 5\text{--}20$ г/л) модельных типов вод с добавкой ПАВ не оказывает существенного влияния на изменение межфазного натяжения на границе с пластовой нефтью, а также не приводит к высаливанию ПАВ из растворов с образованием хлопьевидных осадков мезофазы. Растворы ПАВ ($C_{\text{NaCl}} = 0,1\text{--}5$ % масс.), затворенные на моделях подтоварной, сеноманской и пластовых вод, имеют однородную прозрачную систему, стабильную в течение 24 часов при температуре 68 °С, что характеризует их полную совместимость с солями вод низкой минерализации. Наименьшее значение межфазного натяжения на границе с нефтью и, следовательно, лучшая нефтеотмывающая способность во всем диапазоне концентрации ПАВ в модельных типах вод достигаются при использовании товарной марки Неонол РХП-20, менее эффективными для доотмыва остаточной нефти в порядке снижения их поверхностной активности определены Нефтенол ВКС, Неонол БС-1, Алдинол-50 и Бетанол (обр. № 1).

Выявленные отличия в значениях межфазного натяжения на контакте раздела двух несмешивающихся фаз при использовании различных марок ПАВ имеют согласованность с результатами исследования фильтрационных свойств на моделях пласта ВК₁ Рогожниковского месторождения.

Коэффициенты проницаемости и вытеснения нефти при лабораторных испытаниях определялись на основании ГОСТ^{2,3,4} и ОСТ^{5,6}.

В качестве модели пласта использовались цилиндрические образцы пород, выбуренные из полноразмерного керна пласта ВК₁ Рогожниковского месторождения. В ходе эксперимента соблюдались термобарические условия пласта, и линейная скорость прокачки исследуемого флюида соответствовала промысловым значениям.

Методика выполнения измерения коэффициента проницаемости более подробно приведена в работе [6]. Сущность метода измерений коэффициентов проницаемости измерения основывается на оценке пропускающей способности керна до и после обработки его химическими реагентами. В ходе лабораторного эксперимента определяется из линейной скорости фильтрации (2) [6, 20–22]

$$V = \frac{864 \cdot Q}{F \cdot m \cdot (1 - S_{в.ост} - S_{н.ост})}, \quad (2)$$

где V — линейная скорость фильтрации, м/сут; Q — расход фильтруемой жидкости, см³/с; F — площадь поперечного сечения модели пласта, см²; m — пористость модели пласта, д. ед.; $S_{в.ост}$, $S_{н.ост}$ — остаточная водо- и нефтенасыщенность модели пласта в пластовых условиях, д. ед.

Коэффициент проницаемости определялся по выражению (3), выведенному из линейного закона фильтрации Дарси

$$K = \frac{Q \cdot L \cdot \mu}{\Delta P \cdot F}, \quad (3)$$

где K — проницаемость породы по жидкости, мкм²; Q — объемный расход жидкости, см³/с; L — длина участка образца, на котором измеряется перепад давления, см; F — площадь поперечного сечения образца на измерительном участке образца, см²; μ — вязкость жидкости при условиях проведения эксперимента, мПа · с; ΔP — перепад давления на измеряемом участке при данном режиме фильтрации, 10⁵ Па.

При моделировании заводнения (вода, растворы химических реагентов) на керне пласта ВК₁ Рогожниковского месторождения при постоянной линейной скорости (2) определялась полнота извлечения нефти. Порядок проведения измерений коэффициентов вытеснения нефти подробно приведен в работе [6].

² ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-07-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200023986>.

³ ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-07-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200023987>.

⁴ ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при фильтрации [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-07-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200023988>.

⁵ ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях [Электронный ресурс]. – Введ. 1987-01-01. – Режим доступа: <http://www.gostrf.com/normadata/1/4293836/4293836586.pdf>.

⁶ ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации [Электронный ресурс]. – Введ. 1989-07-01. – Режим доступа: <http://www.gostrf.com/normadata/1/4293835/4293835487.pdf>.

Прирост доизвлечения остаточной нефти $\Delta K_{\text{выт}}$ после использования ПАВ находили по выражению (4)

$$\Delta K_{\text{выт}} = K_{\text{выт.кон}} - K_{\text{выт.нач}} \quad (4)$$

Начальный (при вытеснении нефти водой) и конечный (после прокачки составов технологий) коэффициенты вытеснения нефти определялись по выражениям (5, 6)

$$K_{\text{выт.нач}} = \frac{V_{\text{н.сеп}}}{V_{\text{н.нач}}} \cdot 100 \% , \quad (5)$$

$$K_{\text{выт.кон}} = \frac{V_{\text{н.рет}}}{V_{\text{н.нач}}} \cdot 100 \% , \quad (6)$$

где $K_{\text{выт.нач}}$, $K_{\text{выт.кон}}$ — коэффициенты вытеснения нефти до и после прокачки составов технологий через модель пласта, %; $V_{\text{н.сеп}}$, $V_{\text{н.рет}}$ — объемы вытесненной нефти по показаниям акустического сепаратора и экстракционной реторты, приведенные к условиям испытания, см^3 ; $V_{\text{н.нач}}$ — объем нефти, первоначально содержащийся в модели пласта, определяемый по разности объемов пустот и остаточной воды, приведенный к условиям испытания, см^3 .

Содержание остаточной нефти в модели пласта после прокачки составов технологий определяется по формуле (7)

$$S_{\text{н.ост}} = \frac{V_{\text{н.нач}} - V_{\text{н.рет}}}{V_{\text{п}}} \cdot 100 \% , \quad (7)$$

где $S_{\text{н.ост}}$ — остаточная нефтенасыщенность модели пласта после прокачки составов технологий, %; $V_{\text{п}}$ — поровый объем модели пласта из образцов керна, см^3 .

Полученные приросты коэффициентов вытеснения нефти водой располагаются в интервале от 1,71 до 5,15 % (табл. 3). Установленное в ходе лабораторных работ относительное снижение остаточной нефтенасыщенности составных колонок из образцов керна после обработки ПАВ-содержащими композициями составило: Неонол БС-1 — 2,68 %; Неонол РХП-20 — 3,52 %, Нефтонол ВКС — 1,22 %; Бетанола (обр. № 1) — 2,36 %; Алдинола-50 — 2,48 %.

Отмеченное при этом во всех опытах повышение градиента давления жидкости на торцевых концах моделей пласта после фильтрации составов ПАВ демонстрирует снижение фазовой проницаемости по минерализованной воде относительно ее начальных значений от 1,63 до 3,26 раза, что свидетельствует о протекании процессов образования вязких систем (эмульсий, суспензий) в поровом пространстве породы при превалировании нефтевытесняющих над нефтеотмывающими свойствами. В свою очередь, наличие снижения свободной поверхностной энергии жидкостей контактирующего слоя не является определяющим критерием выбора ПАВ как нефтеотмывающего реагента в диапазоне $\alpha = 0,4\text{--}1,3$ мН/м, что подтверждается построением зависимости градиента давления (функции от вязкости) при фильтрации оторочек ПАВ от межфазного натяжения на границе раздела фаз (рис. 2).

Таблица 3

Результаты определения остаточной нефтенасыщенности моделей пласта ВК₁ Рогожниковского месторождения

Номер опыта	Технология	Номер образца	Газопроницаемость, мкм ² ·10 ⁻³	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность, %	До промачки растворов химреагентов		После промачки растворов химреагентов		Снижение остаточной нефтенасыщенности модели пласта после фильтрации растворов химреагентов, %	Прирост вытеснения нефти водой после фильтрации растворов химреагентов, %	Скорость линейная по ОСТ 39-195-86, м/сут
						Остаточная нефтенасыщенность (сепарационный метод), %	Коэффициент вытеснения нефти водой, %	Остаточная нефтенасыщенность модели пласта (ретортный метод), %	Коэффициент вытеснения нефти водой, %			
1	ПАВ (Неонол БС-1)	8408-05	21,73	24,41	65,14			27,86	57,23			0,74
		6078-05	21,20	23,79	68,19	30,81	53,63	28,84	57,70	2,68	4,03	0,69
		8439-05	20,90	25,49	65,87			27,63	58,05			0,69
		ср. взв. знач.	21,28	24,54	66,43	30,81	53,63	28,13	57,65	2,68	4,03	0,71
2	ПАВ (Неонол РХП-20)	6583-04	23,95	27,33	64,54			30,08	53,39			0,74
		7668-04	23,12	27,22	68,40	34,21	49,59	30,67	55,16	3,52	5,15	0,66
		7672-04	22,27	25,36	70,78			31,32	55,75			0,66
		ср. взв. знач.	23,12	26,62	67,97	34,21	49,59	30,69	54,74	3,52	5,15	0,69
3	ПАВ (Нефтенол ВКС)	7671-04	25,71	27,03	72,78			35,20	51,63			0,61
		7692-04	25,47	27,13	68,96	35,57	50,47	32,80	52,44	1,22	1,71	0,67
		6582-04	25,43	27,59	73,64			35,02	52,45			0,58
		ср. взв. знач.	25,53	27,25	71,81	35,57	50,47	34,35	52,18	1,22	1,71	0,62
4	ПАВ (Бетанол, обр. №1)	7680-04	26,81	27,75	73,62			35,22	52,16			0,63
		4001-05	26,12	27,85	68,55	38,02	46,57	36,14	47,27	2,36	3,26	0,73
		4002-05	25,99	27,82	71,03			35,65	49,81			0,68
		ср. взв. знач.	26,32	27,80	71,15	38,02	46,57	35,65	49,83	2,36	3,26	0,68
5	Аллинол-50	6579-04	28,74	25,54	68,91			29,62	57,02			0,74
		7697-04	25,73	26,02	72,22	36,00	48,45	39,71	45,02	2,48	3,67	0,66
		4335-05	23,99	27,55	68,26			31,08	54,47			0,70
		ср. взв. знач.	26,20	26,34	69,83	36,00	48,45	33,52	52,12	2,48	3,67	0,70

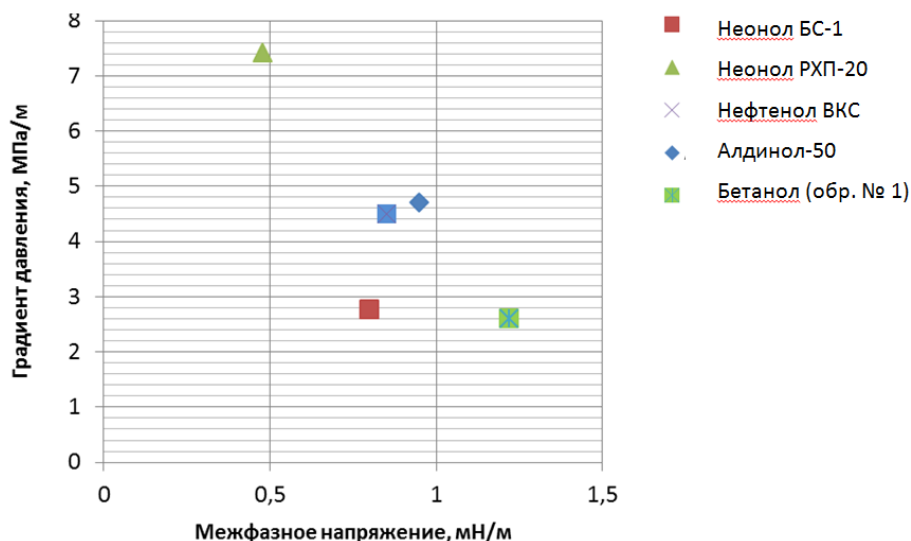


Рис. 2. Зависимость градиента давления жидкости на торцах образцов кер на пласта $ВК_1$ Рогожниковского месторождения при фильтрации оторочек ПАВ-содержащих составов от межфазного натяжения на границе раздела фаз — модель сеноманской воды с добавкой ПАВ ($C_{ПАВ} = 0,5\%$ масс.)

В связи с этим следует констатировать тот факт, что представленные для исследований марки ПАВ не приведут к резкому увеличению фазовой проницаемости по воде тонких высокопроницаемых прослоев продуктивных горизонтов, обуславливающей появление кинжальных прорывов агента вытеснения систем поддержания пластового давления в направлении забоев добывающих скважин и тем самым требуют учитывать их эмульгирующие свойства при комплексировании с экраноустанавливающими технологиями.

Выводы

1. Наименьшее значение межфазного натяжения на границе с нефтью и, следовательно, лучшая нефтеотмывающая способность во всем диапазоне концентрации ПАВ в модельных типах вод достигаются при использовании товарной марки Неонол РХП-20, менее эффективными для доотмыва остаточной нефти в порядке снижения их поверхностной активности определены Нефтенол ВКС, Неонол БС-1, Алдинол-50 и Бетанол (обр. № 1).

2. На основании выполненных лабораторных исследований пород установлено, что проведение опытно-промысловых работ с применением марки Неонол РХП-20 приведет к получению большего технологического эффекта, в отличие от применяемых в настоящее время на месторождениях в составе технологий физико-химических МУН Неонол БС-1 и предлагаемых к применению Нефтенол ВКС, Алдинол-50 и Бетанол.

Библиографический список

1. Закиров, С. Н. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, А. И. Брусиловский, Э. С. Закиров ; под общ. ред. С. Н. Закирова. – Москва : Грааль, 2000. – 643 с. – Текст : непосредственный.
2. Севастьянов, А. А. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти : учебное пособие / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 92 с.
3. Особенности строения и оценка потенциала ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова, Д. И. Зубарев. – Текст : непосредственный // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 8. – С. 195–199.
4. Перспективы добычи нефти из отложений баженовской свиты / С. И. Грачев, А. А. Севастьянов, К. В. Коровин [и др.]. – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – Т. 14, № 6 (77). – С. 84–86.
5. Challenges in characterization of residual oils. A review / D. Stratiev, I. Shishkova, A. Pavlova, I. Tankov. – DOI 10.1016/j.petrol.2019.03.026. – Текст : непосредственный // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 178. – С. 227–250.
6. Лабораторные исследования влияния реологических характеристик сшитых полимерных систем на коэффициенты проницаемости и вытеснения нефти / В. Ю. Огорельцев, С. А. Леонтьев, В. А. Коротенко [и др.]. – DOI 10.15593/2224-9923/2020.2.6. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 2. – С. 262–274.
7. Муслимов, Р. Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов : учебное пособие / Р. Х. Муслимов. – Казань, 1999. – 280 с. – Текст : непосредственный.
8. Гусев, С. В. Опыт и перспективы применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири / С. В. Гусев. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1992. – 103 с. – Текст : непосредственный.
9. Гусев, С. В. Роль потокоотклоняющих технологий на поздних стадиях развития разработки месторождений. ОАО «Сургутнефтегаз» / С. В. Гусев. – Текст : непосредственный // Материалы международной научно-практической конференции. – Казань, 2007. – С. 38–43.
10. Сонич, В. П. Методические рекомендации по применению физико-химических методов воздействия на пласты через нагнетательные скважины с целью регулирования разработки нефтегазовых месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / В. П. Сонич, В. А. Мишарин, С. В. Гусев. – Тюмень, 2008. – 79 с. – Текст : непосредственный.
11. Применение потокоотклоняющих технологий для ограничения водопритока в добывающих скважинах / А. П. Кондаков, В. Р. Байрамов, С. В. Гусев, Т. М. Сурнова. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 34–35.
12. Состояние применения потокоотклоняющих методов увеличения нефтеотдачи на пласте БС₁₀₀ Конитлорского месторождения / С. В. Гусев, Т. М. Сурнова, С. А. Федосеев, В. Р. Байрамов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 12. – С. 106–108.
13. Кондаков, А. П. Опыт применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пласта ЮС2 месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / А. П. Кондаков, С. В. Гусев, Т. М. Сурнова. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 47–49.
14. Результаты применения технологий ограничения водопритока в добывающие скважины в условиях низкопроницаемых коллекторов / А. П. Кондаков, С. В. Гусев, Т. М. Сурнова, В. Р. Байрамов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 100–101.
15. Кондаков, А. П. Результаты большеобъемных обработок призабойной зоны нагнетательных скважин месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / А. П. Кондаков, С. В. Гусев, О. Г. Нарожный. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 74–77.

16. Алдакимов, Ф. Ю. Результаты и перспективы применения осадкогелеобразующих составов для увеличения нефтеотдачи пласта АС4-8 Федоровского месторождения / Ф. Ю. Алдакимов, С. В. Гусев, В. Ю. Огорельцев, Е. О. Гребенкина. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 87–89.
17. Огорельцев, В. Ю. Результаты применения осадкогелеобразующих составов (ОГС) для увеличения нефтеотдачи пласта Федоровского месторождения / В. Ю. Огорельцев, С. А. Леонтьев. – Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета). – Тюмень : ТИУ, 2016. – С. 104–107.
18. Анализ результатов трассерных исследований на примере пласта АС1-3 Северо-Ореховского месторождения / В. Ф. Дягилев, С. Е. Полищук, С. А. Леонтьев, В. М. Спасибов. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-4-44-51. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 4. – С. 44–51.
19. Дягилев, В. Ф. Анализ результатов трассерных исследований на примере пласта ЮВ₁¹ Чистинного месторождения / В. Ф. Дягилев, А. А. Кононенко, С. А. Леонтьев. – Текст : непосредственный // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 1. – С. 93–101.
20. Зависимость коэффициентов насыщенности от времени и координат / В. А. Коротенко, Н. П. Кушакова, С. А. Леонтьев [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-6-74-81. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 6. – С. 74–81.
21. On modeling of non-stationary two-phase filtration / V. A. Korotenko, S. I. Grachev, N. P. Kushakova [et al.]. – DOI 10.1088/1755-1315/181/1/012016. – Текст : непосредственный // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 181. – P. 12–16.
22. Фильтрация жидкостей в аномальных коллекторах / С. И. Грачев, В. А. Коротенко, Н. П. Кушакова [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 7. – С. 104–113.

References

- Zakirov, S. N., Brusilovskiy, A. I., & Zakirov, E. S. (2000). Sovershenstvovanie tekhnologiy razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza. Moscow, Graal' Publ., 643 p. (In Russian).
- Sevast'yanov, A. A., Korovin, K. V., & Zotova, O. P. (2017). Razrabotka mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemymi zapasami nefiti. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 92 p. (In Russian).
- Sevastyanov, A. A., Korovin, K. V., Zotova, O. P., & Zubarev, D. I. (2016). Features of the structure and assessment of the potential of Achimov deposits in Khmao-Yugra. *Advances in current natural sciences*, (8), pp. 195-199. (In Russian).
- Grachev, S. I., Sevastyanov, A. A., Korovin, K. V., & Zotova, O. P. (2018). Prospects oil production from Bazhenov formation. *Academic Journal of West Siberia*, 14(6(77)), pp. 84-86. (In Russian).
- Stratiev, D., Shishkova, I., Pavlova, A., & Tankov, I. (2019). Challenges in characterization of residual oils. A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (178), pp. 227-250. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.026
- Ogoreltsev, V. Y., Leontiev, S. A., Korotenko, V. A., Grachev, S. I., Diaghilev, V. F., & Fominykh, O. V. (2020). Laboratory studies of the influence of rheological characteristics of cross-linked polymer systems on oil permeability and displacement coefficients. *Bulletin of the Perm national research polytechnic university*, 20(2), pp. 262-274. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.6
- Muslimov, R. Kh. (1999). Planirovanie dopolnitel'noy dobychi i otsenka effektivnosti metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov. Kazan, 280 p. (In Russian).

8. Gusev, S. V. (1992). Opyt i perspektivy primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Moscow, VNIIOENG Publ., 103 p. (In Russian).
9. Gusev, S. V. (2007). Rol' potokootklonyayushchikh tekhnologiy na pozdnykh stadiyakh razvitiya razrabotki mestorozhdeniy. OAO "Surgutneftegaz". Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Kazan, pp. 38-43. (In Russian).
10. Sonich, V. P., Misharin, V. A., & Gusev, S. V. (2008). Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu fiziko-khimicheskikh metodov vozdeystviya na plasty cherez nagnetatel'nye skvazhiny s tsel'yu regulirovaniya razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy OAO "Surgutneftegaz". Tyumen, 79 p. (In Russian).
11. Kondakov, A. P., Bayramov, V. R., Gusev, S. V., & Surnova, T. M. (2012). The use of flow deviation technologies to limit water production in producing wells. Oil Industry, (8), pp. 34-35. (In Russian).
12. Gusev, S. V., Surnova, T. M., Fedoseev, S. A., & Bayramov, V. R. (2010). Application of flow deflection methods of oil recovery increase at BS₁₀₀ layer of Konitlorskoye field. Oil Industry, (12), pp. 106-108. (In Russian).
13. Kondakov, A. P., Gusev, S. V., & Surnova, T. M. (2013). Experience of the use of physical and chemical methods of enhanced oil recovery of YuS2 layers of Surgutneftegas OJSC fields. Oil Industry, (8), pp. 47-49. (In Russian).
14. Kondakov, A. P., Gusev, S. V., Surnova, T. M., & Bayramov, V. R. (2014). The results of the application of technology to reduce water production of producing wells at low permeability reservoirs. Oil Industry, (10), pp. 100-101. (In Russian).
15. Kondakov, A. P., Gusev, S. V., & Narozhnyi, O. G. (2016). The results of large-volume matrix acidizing treatments in injection wells in JS2 formations at the Surgutneftegas OJSC fields. Oil Industry, (9), pp. 74-77. (In Russian).
16. Aldakimov, F. Yu., Gusev, S. V., Ogoreltsev, V. Yu., & Grebyonkina, E. O. (2014). Results and prospects of application of deposit and gel forming compositions for enhancing oil recovery of AS4-8 layer of Fedorovskoye field. Oil Industry, (5), pp. 87-89. (In Russian).
17. Ogoreltsev, V. Yu., & Leontiev, S. A. (2016). Rezul'taty primeneniya osadkogeleobrazuyushchikh sostavov (OGS) dlya uvelicheniya nefteotdachi plasta Fedorovskogo mestorozhdeniya. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyana (opyt, innovatsii): materialy desyatoy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (posvyashchennoy 60-letiyu Tyumenskogo industrial'nogo universiteta). Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 104-107. (In Russian).
18. Dyagilev, V. F., Polischuk, S. T., Leontev, S. A., & Spasibov, V. M. (2018). Analysis of the tracer studies results: a study of AS1-3 formation of the Severo-Orekhovskoye oil field. Oil and gas studies, (4), pp. 44-51. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-4-44-51
19. Dyagilev, V. F., Kononenko, A. A., Leontev, S. A. (2018). Analysis of the results of tracerial studies on the example of the UV₁¹ of Chistine deposit. Advances in current natural sciences, 1, pp. 93-101. (In Russian).
20. Korotenko, V. A., Kushakova, N. P., Leontyev, S. A., Zaboeva, M. I., & Alexandrov, M. A. (2016). Dependence of coefficients of saturation on time and coordinates. Oil and Gas Studies, (6), pp. 74-81. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-6-74-81
21. Korotenko, V. A., Grachev, S. I., Kushakova, N. P., Leontiev, S. A., Zaboeva, M. I., & Aleksandrov, M. A. (2018). On modeling of non-stationary two-phase filtration. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 181, pp. 12-16. (In English). DOI: 10.1088/1755-1315/181/1/012016
22. Grachev, S. I., Korotenko, V. A., Kushakova, N. P., Kryakvin, A. B., & Zotova, O. P. (2019). Liquid filtration in anomalous collectors. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering, 7, pp. 104-113. (In Russian).

Сведения об авторах

Огорельцев Вадим Юрьевич, заведующий лабораторией, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень

Леонтьев Сергей Александрович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Дроздов Александр Сергеевич, аспирант, лаборант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vadim Yu. Ogoreltsev, Head of Laboratory, Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Tyumen

Sergey A. Leontiev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Alexandr S. Drozdov, Postgraduate, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen