

УДК 622.276

**ВЛИЯНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА
ФИЛЬТРАЦИЮ НЕФТИ ПРИ ПОРШНЕВОМ РЕЖИМЕ
ВЫТЕСНЕНИЯ**

**THE SURFACTANT INFLUENCE ON OIL FILTRATION DURING
PISTON DISPLACEMENT MODE**

Кесслер Ю.А., Котенев Ю.А., Кондрашов О.Ф.

ООО «ЛУКОЙЛ – Калининградморнефть»,

г. Калининград, Российская Федерация

**ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет» г. Уфа, Российская Федерация**

Yu. A. Kessler, Yu. A. Kotenev, O. F. Kondrashov

**JSC “LUKOIL” – “Kalinigradmorneft”, Kalinigrad,
the Russian Federation**

FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”,

Ufa, the Russian Federation

e-mail: geokot@inbox.ru

Аннотация. Вопросы оценки эффективности использования различных химических реагентов направленных на улучшение фильтрации флюида через пористую среду часто вызывает повышенный интерес. В связи с этим исследование влияние поверхностно-активных веществ на молекулярно-поверхностное взаимодействие жидкой и твердой фаз для образцов керна Кравцовского месторождения показали не достаточную целесообразность их использования. В статье приводятся результаты микрореологических (в масштабе поры) и фильтрационных экспериментов. Исследование коэффициента вытеснения в высокопроницаемой породе проводилась экспресс-методом

центробежного вытеснения, которая показала, что основная масса нефти извлекается в безводном режиме, обеспечивая высокий уровень нефтевытеснения. Данное обусловлено весьма благоприятными условиями процесса - высокой однородностью и проницаемостью моделей грунта, малым содержанием естественных ПАВ в нефти и высокой температурой, обеспечивающих однородность фронта и поршневой режим вытеснения. При таком уровне нефтеизвлечения, очевидно, применение вторичных методов нецелесообразно. Для изучения процесса вытеснения из пластовой системы «порода – нефть» в неоднородной и менее проницаемой среде использовались стандартная и оригинальная методики на приборе «Плоско-параллельные диски». Рассмотренный в статье эксперимент со следующими показателями: малая толщина граничных слоев (~0,1 мкм при 67 °С), низкое соотношение вязкости флюидов и высокая пластовая температура показал, что данные условия обеспечивают достаточно благоприятный процесс вытеснения в более проницаемой породе, коэффициент безводного вытеснения близок к конечному, а режим вытеснения к поршневому. В том числе и по этой причине, в статье делается вывод, применение какого либо дополнительного воздействия и в этом случае ощутимого эффекта не даст.

Abstract. The effectiveness assessment questions of different chemical reagents usage, directed on the fluid filtration improvement through porosity environment often have increasing interest. In this connection, the surfactants influence on the molecular-surface interaction of liquid and solid phases for Kravtsovskoe field core samples researches have shown not enough advisability of their usage. The article presents the results of microrheological (wide pores) and filtration experiments. The article presents the results of microrheological (wide pores) and filtration experiments. The study of the displacement coefficient in high-permeability rock conducted a rapid method of centrifugal displacement, which showed that the bulk of the oil is recovered in anhydrous mode, providing a high level of oil displacement. This is due to very favorable

process conditions - high uniformity and permeability models of the soil, a low content of natural surfactants in oil and high temperature to ensure homogeneity of the front piston and the mode of displacement. At this level of oil recovery, obviously, the use of secondary methods impractical. To study the process of displacement of the reservoir system "rock - oil" in heterogeneous and less permeable medium used standard and original technique on the instrument Plane-parallel disks".

Including and by this case, in this article was made a conclusion that the usage of any additional influence won't give appreciable effect.

Ключевые слова: фильтрация нефти, поверхностно-активное вещество, коэффициент вытеснения, поршневой режим вытеснения, молекулярно-поверхностное взаимодействие жидкой и твердой фаз.

Key words: oil filtration, surfactant, displacement coefficient, piston displacement mode, liquid and solid phase's molecular-surface interaction.

При освоении месторождения нами прорабатывался вопрос о необходимости применения физико-химических методов воздействия на улучшение способности нефти фильтроваться через пористую среду. Набор стандартных параметров залежи и флюидов (таблица 1) не дает однозначного ответа на этот вопрос, поскольку отсутствует информация о структуре и объеме неизвлекаемых запасов, поверхностной активности флюидов, ряде петрофизических характеристик породы и т.п. Кроме того, имеющиеся данные, к примеру, коэффициент вытеснения, репрезентативны для наиболее вероятных значений соответствующих параметров месторождения, нас же интересовали и подобные цифры для низко - и высокопроницаемых пропластков [1, 2].

В связи с этим, были проведены дополнительные реологические, микрореологические (в масштабе поры) и фильтрационные эксперименты.

Для оценки верхней границы коэффициента вытеснения в высокопроницаемой породе на первом этапе был использован экспресс-

метод центробежного вытеснения [3]. В качестве модели пористой среды использовались керамические керны из кварцевого песка, огнеупорной глины и каолина, изготовленные по методике [4].

Таблица 1. Общая геолого-физическая характеристика продуктивного пласта дейменаского надгоризонта Кравцовского месторождения

Параметры	Продуктивный пласт
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	2560,6 (-2147,0)
Тип коллектора	поровый
Средняя общая толщина, м	66,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	22,2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	34,6
Коэффициент пористости, доли ед.	0,11
Коэффициент нефтенасыщенности пласта (ВНЗ), доли ед.	0,83
Проницаемость, 10^{-3} мкм ² :	
по керну	124,2
по ГДИ (ВС)	359,9
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,89
Расчлененность	4,2
Начальная пластовая температура, °С	63,5
Начальное пластовое давление, МПа	24,32
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,8
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,789
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,826
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,083
Содержание серы в нефти, %	0,15
Содержание парафина в нефти, %	4,64
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,0
Газовый фактор, м ³ /т	24,9
Содержание сероводорода, %	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,127
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,145
Сжимаемость, $1/\text{МПа} \cdot 10^{-4}$:	
нефти	10,83
воды	2,78
породы	6,4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,611

Выбор этой модели горной породы обусловлен их высокой однородностью по проницаемости и механической прочностью, обеспечивающей сохранение порометрических характеристик кернов в центробежном поле. Как видно из приведенных данных (пористость 0,262-0,326, проницаемость 0,918-0,953 мкм²), фильтрационно-емкостные характеристики искусственных кернов превышают их средние значения по месторождению, создавая тем самым более благоприятные условия для извлечения флюидов.

Подготовка к опытам предварительно отобранных на приборе Товарова однородных по воздухопроницаемости кернов длиной 50 и диаметром 40 мм осуществлялась стандартным образом в соответствии с СТО 038-005-86.

Опыты проводились на универсальной лабораторной центрифуге, их длительность определялась временем выхода кривой вытеснения на участок насыщения (рисунок 1).

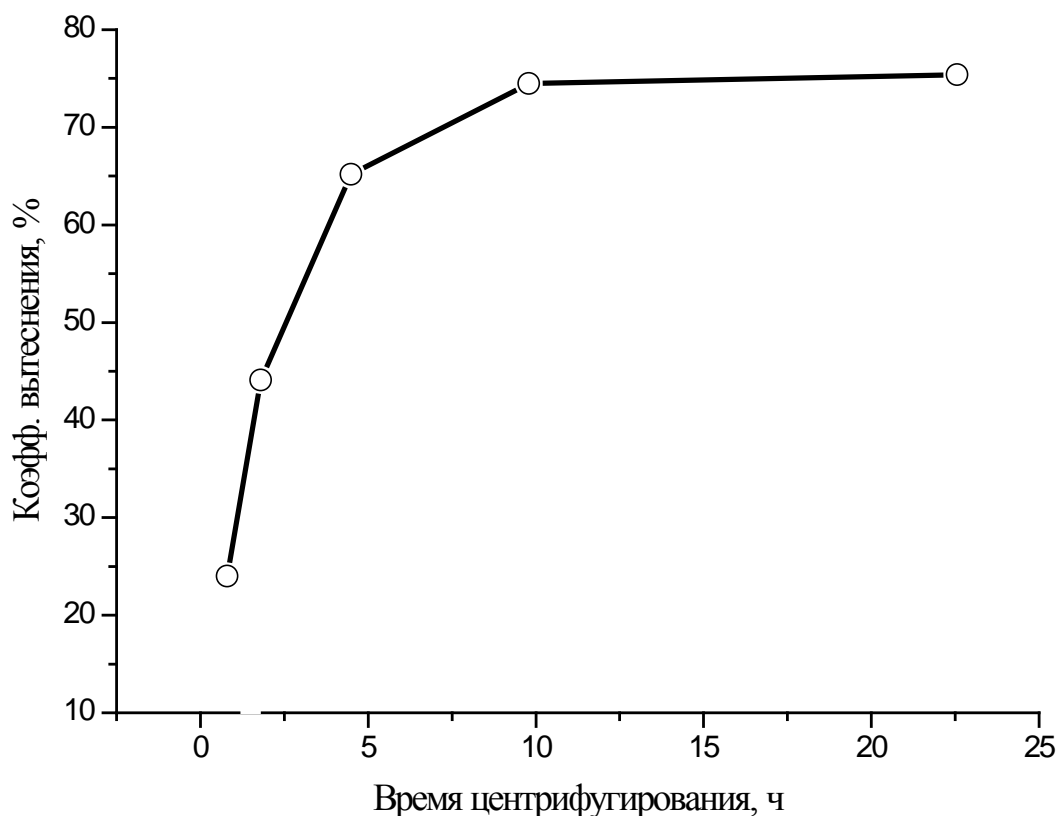


Рисунок 1. Динамика вытеснения нефти в центробежном поле

Нетрудно видеть, что основная масса нефти извлекается в безводном режиме в течение первых часов, обеспечивая высокий уровень нефтевытеснения. Отмеченное обусловлено весьма благоприятными условиями процесса - высокой однородностью и проницаемостью моделей грунта, малым содержанием естественных ПАВ в нефти и высокой температурой, обеспечивающих однородность фронта и поршневой режим вытеснения. При таком уровне нефтеизвлечения, очевидно, применение вторичных методов нецелесообразно.

В рассматриваемом случае в процессе вытеснения из пластовой системы «порода – нефть» гидродинамические факторы превалируют над молекулярно-поверхностными.

В неоднородной же и менее проницаемой среде более явно должны проявляться эффекты, связанные с молекулярно-поверхностным взаимодействием жидкой и твердой фаз. Здесь имеется в виду, прежде всего, уменьшение эффективных значений проницаемости и пористости вследствие образования адсорбционно-сольватных или граничных слоев, выстилающих поверхность гидрофобных капилляров. Их величина для тяжелых асфальто-смолистых нефтей может достигать микронных размеров, а структурно-механические свойства могут превышать свое объемное значение на порядок [3, 5]. Соизмеримость толщины граничного слоя с размерами пор, их прочность существенно снижают фильтрационно-емкостные свойства породы и показатели вытеснения. Исходя из изложенного, в подобном случае уже необходим системный подход, анализ процессов и эффектов, протекающих в пластовом объекте «порода – флюид» при движении нефти.

Изучение поверхностной активности нефти на жидкой и твердой границах, в нашем случае, проводилось по стандартным и оригинальным методикам. Одна из них, реализованная на приборе «Плоско-параллельные диски», кратко изложена ниже.

Экспериментальная установка представляет собой плоский капилляр из оптически полированных пластин (рисунок 2 позиция 1 и 3) минералообразующего минерала (кварц), раскрытие которого – величина узкого зазора – зависит от величины нормальной нагрузки (F), приложенной к подвижной верхней пластине (1), перемещающейся в вертикальной плоскости, и структурно-механических свойств жидкости (2), вытекающей под действием градиента давления ($\frac{\partial P}{\partial r}$). Величина узкого зазора фиксируется с помощью емкостного датчика автоматизированным измерительным каналом.

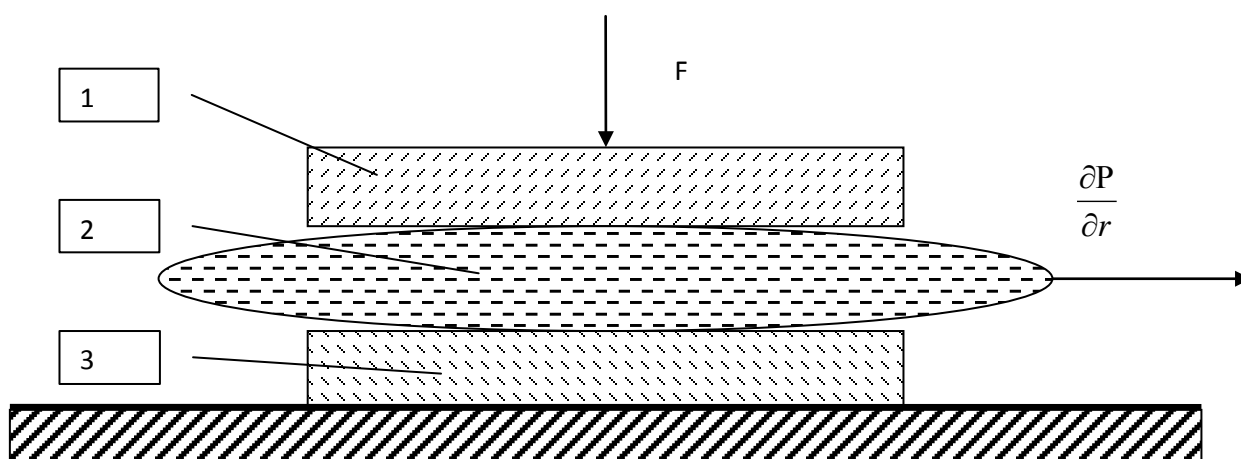


Рисунок 2. Измерительная ячейка прибора с плоско-параллельными дисками: 1 и 3 – оптически полированные пластины, 2 – жидкость

Движение верхней пластины в вязкой жидкости в данном случае описывается известным уравнением Навье-Стокса:

$$\frac{\partial v_r}{\partial r} + \frac{\partial v_z}{\partial z} = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial P}{\partial z} = \eta \frac{\partial^2 v_r}{\partial z^2}. \quad (2)$$

Здесь v_r , v_z – радиальная и осевая компоненты скорости; r и z – координаты точки; P – давление; η – коэффициент динамической вязкости.

Осевая нагрузка (F) и давление здесь связаны следующим соотношением:

$$F = \int_0^{2\pi} \int_0^K r P \partial r. \quad (3)$$

В радиальном направлении давление изменяется по закону:

$$P = P_{\max} \left(1 - \frac{r^2}{R^2} \right). \quad (4)$$

Здесь R – радиус верхней подвижной пластины.

Из (2) и (3) можно выразить градиент давления в радиальном направлении:

$$\frac{\partial P}{\partial r} = -\frac{4F}{\pi R^3}. \quad (5)$$

Последнее выражение применяется для определения осевой нормальной нагрузки по заданному значению пластового градиента.

Методика измерений состояла в следующем: образец нефти выдерживался в узком зазоре не менее 10 часов для завершения процесса формирования надмолекулярной структуры в нефти. Далее под действием нормальной нагрузки, моделирующей в опытах градиент давления вытеснения, жидкость вытекает из зазора, уменьшая его раскрытие, вплоть до достижения его установившегося значения. Последнее определяет удвоенную толщину остаточного, невытесняемого при данных условиях граничного слоя нефти, формирующегося на пластинах породообразующего минерала.

Для оценки влияния на эти параметры физико-химических факторов исследовался и второй образец нефти, представляющий собой ее раствор с НП АВ.

Из полученных данных (рисунок 3) видно, что динамика сближения дисков в случае исходной нефти (кривая 1) и с добавкой НП АВ (кривая 2) практически одинакова, что характерно для низкой интенсивности молекулярно-поверхностного взаимодействия, где применение физико-химических воздействие малоэффективно. Толщина граничного слоя в

рассматриваемом случае соответственно составляет 0,21 и 0,17 мкм. Необходимо отметить, что в реальности толщина слоя нефти будет кратно меньшей, поскольку она сильно зависит от температуры, а микрореологические измерения в силу конструктивных особенностей установки «плоско-параллельные диски» проводились при 30 °С. Очевидно, что при такой толщине пленки нефти применение вторичных методов экономически нецелесообразно и неэффективно, как видно по динамике сближения дисков для образца с НПАВ и его толщине.

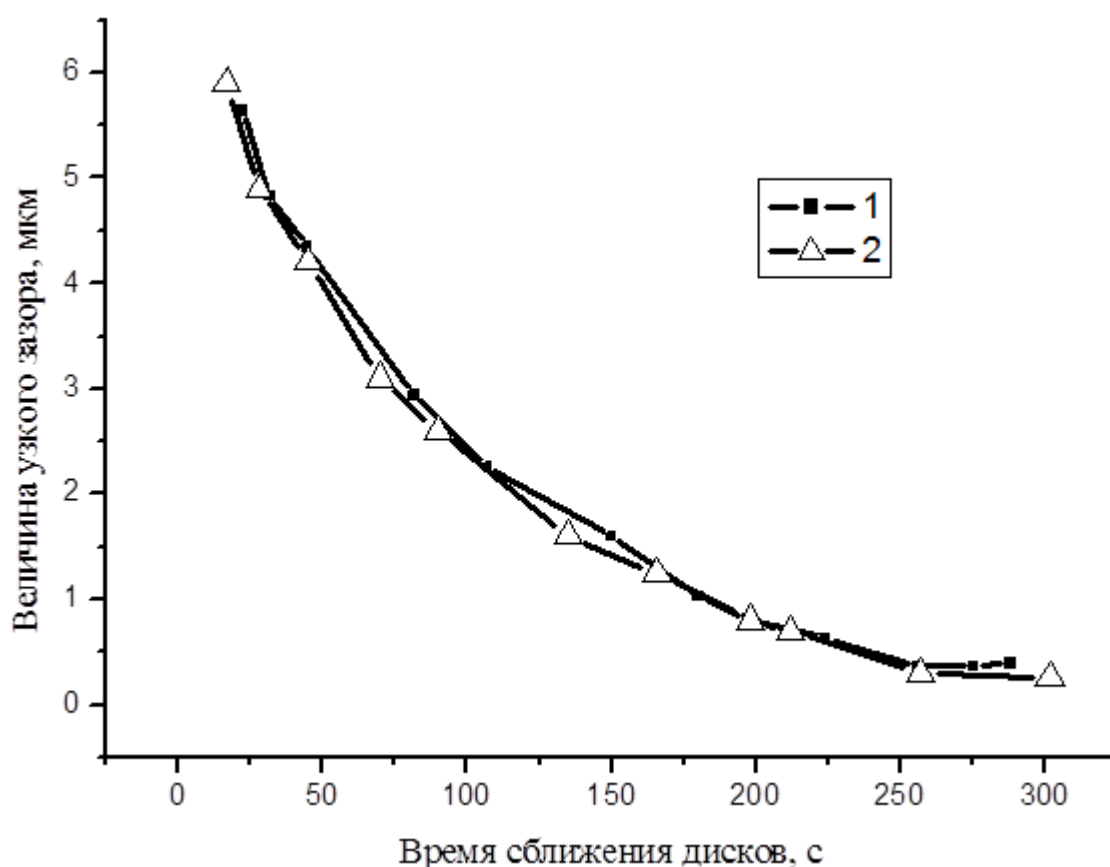


Рисунок 3. Кинетика сближения дисков для нефти (1) и ее раствора с НПАВ (2)

Для проверки этих выводов на следующем этапе были проведены фильтрационные опыты на естественных кернах малопроницаемой части залежи (таблица 3).

Их подготовка, методика проведения опытов осуществлялись в соответствии с ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».

Экспериментальная установка представляла собой стандартную схему, размещенную в термостате при пластовой температуре и включающую датчик постоянного расхода, кернодержатель, контейнеры для жидкости, соединительную арматуру из нержавеющей стали.

Таблица 3. Исходные данные для определения параметров вытеснения

Наименование параметров залежи	Параметры
Температура пласта, °С	67
Давление закачки, атм	149
Пластовое давление, атм	232
Пористость пласта, %	23,4
Проницаемость, мкм ²	0,094
Коэффициент песчаности, д.е.	0,53

Исходя из теории подобия, для определения параметров керна (π_1) и условий вытеснения (π_2), необходимо одновременное выполнение критериев [6]:

$$\pi_1 = \frac{\sigma}{\Delta P \sqrt{K/m}}; \quad \pi_2 = \frac{\sigma}{K(\text{grad}P)}. \quad (6)$$

Здесь K и m – соответственно проницаемость и пористость керна; σ – коэффициент поверхностного натяжения; P – давление вытеснения.

Тогда допустимый диапазон давлений и длина модели пористой среды будут равны:

$$\Delta P_{1\min} = \frac{\sigma_1}{0,5} \sqrt{\frac{m}{K}} = 1,04 \cdot 10^5 \text{ Па} \quad \Delta P_{2\min} = \frac{\sigma_2}{0,5} \sqrt{\frac{m}{K}} = 0,12 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

$$L_{\min} = \frac{0,5 \cdot 10^6}{0,5} \sqrt{Km} = 7,42 \cdot 10^{-2} \text{ м}$$

По отраслевому стандарту минимальная длина отдельного образца линейной модели пласта должна быть не менее

$$L_{\min} = 1000 \sqrt{Km} \approx 4,55 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

В соответствие с этим был собран составной образец керна длиной $\sim 0,2$ м, компоненты которого в соответствие с требованиями ОСТА располагались в направлении вытеснения по мере уменьшения проницаемости.

Линейная скорость вытеснения не превышала ~ 1 м/сут, перепад давления варьировался в пределах $(0,5 - 4)10^5$ Па. Величина коэффициента вытеснения определялась объемным методом и по остаточной нефтенасыщенности образцов экстракционно-дистилляционным методом.

Динамика процесса вытеснения (рисунок 4) указывает на близкий к поршневому характер вытеснения, т.к. при прокачке всего 0,6 порового объема жидкости зависимость выходит на линейный участок насыщения, а коэффициент безводного вытеснения составляет 96% от его конечной величины.

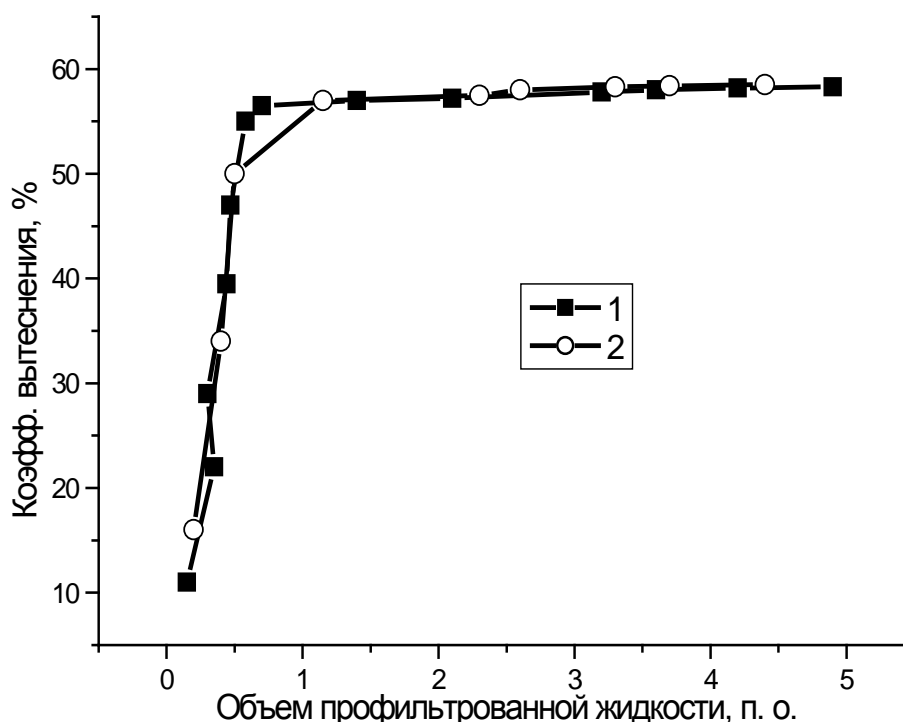


Рисунок 4. Динамика вытеснения нефти месторождения нефти (1) и ее раствора с НПАВ (2) на линейной модели пласта

Малая толщина граничных слоев ($\sim 0,1$ мкм при 67 °С), низкое соотношение вязкости флюидов (таблица 4) и высокая пластовая температура обеспечивают достаточно благоприятные условия и

качественное подобие процесса вытеснения в более проницаемой породе; коэффициент безводного вытеснения здесь также близок к конечному, а режим вытеснения к поршневому. По этой причине применение, какого либо дополнительного воздействия и в этом случае ощутимого эффекта не даст.

Таблица 4. Данные опытов по вытеснению на составной модели

Шифр керна	Параметры кернов				Коэффициент вытеснения, %	Состав раствора
	Длина, мм	Диаметр, мм	Проницаемость $\times 10^3$, мкм ²	Пористость, %		
ЗС-2	44,6	39,3	38,7	22,5	-	-
ЗС-3	45,4	39,5	57,1	24,5	-	-
ЗС-4	45,3	39,6	10,2	20,4	-	-
ЗС-5	45,4	39,1	46,2	22,7	-	-
Составной кern	180,7	39,4	24,6	22,5	56,6	нефть

Для сравнения сопоставим изложенное с результатами вытеснения на линейной модели пласта более тяжелой асфальто-смолистой нефти Арланского месторождения (таблица 5). Этот процесс отличается качественно и количественно; обводнение продукции наступает при прокачке менее одного объема, остаточная нефтенасыщенность составляет 51,6%, а показатель конечного вытеснения уменьшается более чем в два раза, несмотря на высокую проницаемость (более чем порядок) керна (рисунок 5).

Таблица 5. Сопоставление данных вытеснения Арланской и Кравцовской нефтей

Шифр керна	Проница- емость по воздуху, мкм ²	Содержание асфальтенов, %	Соотноше- ние вязкости нефти и воды	Средний радиус пор, мкм	Коэффици- ент вытеснения, %	Нефть
50	0,947	2,1	18,1	9,7	29,4	Арланская
286	0,954	тоже	тоже	9,9	20,8	
10-75	0,918	"-	"-	9,4	25,1	
ЗС2-6	0,025	0,5	1,7	1,7	56,6	Кравцовская

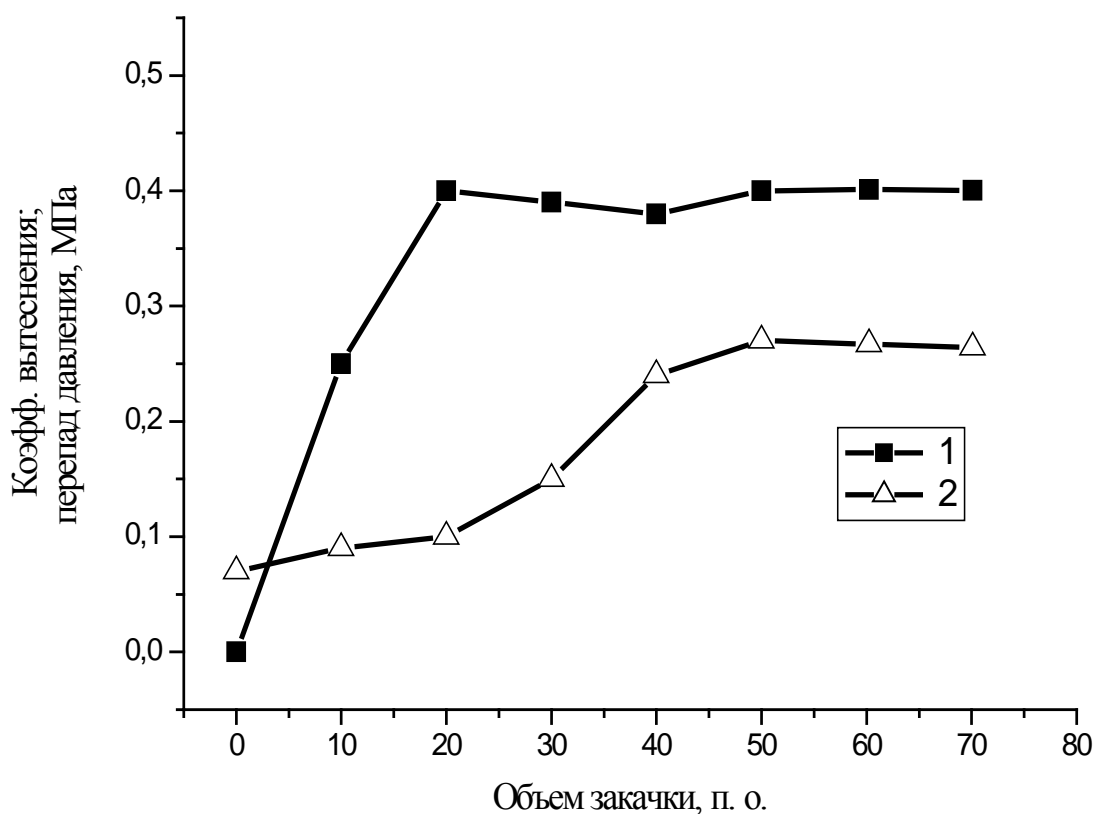


Рисунок 5. Динамика вытеснения нефти (1) и давления (2) на линейной модели пласта

Изменение режима вытеснения здесь связано как с гидродинамическими, так и с молекулярно-поверхностными факторами. В первом случае это закритическое соотношение вязкостей воды и нефти (более 18), приводящее к нарушению устойчивости фронта и прорыву первой. Следует отметить, что в действительности это соотношение еще больше, поскольку в порах вязкость нефти может на порядок превышать свое объемное значение. Во-вторых, это уменьшение эффективных значений проницаемости и пористости и соответствующее изменение неоднородности, обусловленное граничными слоями (до 5 мкм), соизмеримыми с размерами пор. Очевидно, что здесь применение превентивных мероприятий, снижающих эти аномалии вполне приемлемо.

Покажем это на упрощенной модели зерна - идеальной модели грунта, представляющей собой набор капилляров со средним радиусом, характерным для исследуемых кернов. В этом случае, полагая, что остаточная пленочная (граничносвязанная) нефть покрывает внутреннюю

поверхность пор и не вытесняется при данных градиентах давления, объем подвижной нефти можно оценить из простых геометрических соображений как $\pi(R-h)^2 \ell N$, а граничносвязанной - $[\pi R^2 - \pi(R-h)^2] \ell N$, где R – средний радиус зерна; h – толщина граничного слоя (пленочной) нефти; ℓ – длина поры; N – их количество.

Соотношение объемов гидродинамически подвижной (V_1) и невытесняемой (V_2) нефти Кравцовского месторождения образца можно оценить из выражения:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{(R-h)^2}{R^2 - (R-h)^2} = \frac{(1,7 - 0,1)^2}{1,7^2 - (1,7 - 0,1)^2} = 7,8.$$

Аналогичное отношение для более тяжелой Арланской нефти составляет 0,23.

Выводы

Из приведенного следует, что основную долю вытесняемой жидкости в первом случае составляет подвижная нефть, извлечение которой определяется чисто гидродинамическими факторами, а поверхностные качества агента вытеснения здесь слабо влияют на процесс нефтеизвлечения.

Список используемых источников

1 Кесслер Ю.А., Десятков В.М., Кузилов О.И. Основные направления повышения эффективности нефтедобычи на месторождениях Калининградской области // Анализ итогов внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и ремонта скважин в ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2005 год: Материалы совещания, Москва, 6-7 апреля 2006 г. М.: ЗАО «Мосиздэтивест», 2006. С.84-94.

2 Кесслер Ю.А., Кузилов О.И., Десятков В.М. Особенности геологического строения и освоения углеводородного потенциала шельфа Балтийского моря на примере Кравцовского (D6) нефтяного месторождения// НТЖ Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 3. С.44-50.

3 Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 1977. 213 с.

4 Получение пористых керамических кернов для моделирования нефтеносных пластов: Отчет /НИИ Стройкерамика; Руководитель работы К.Н. Смирнова, № РР 81037710. Кучино, Московская обл., 1969. 31 с.

5 Кондрашев О.Ф. Особенности деструкции пленочной нефти растворами ПАВ. Известия вузов. Нефть и газ, 2013. № 2. С.34-39.

6 Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. Л.: Гостоптехиздат, 1963. 366 с.

References

1 Kessler, Yu.A. The main directions of increase of efficiency of oil production on fields of YU.A. of the Kaliningrad region / Kessler, Tens V.M., Kuzilov O. I.//The analysis of results of introduction of methods of increase of oil recovery of layers, intensifications of oil production and repair of wells in JSC Lukoil for 2005: Meeting materials, Moscow, on April 6-7, 2006 M.: JSC Mosizdatinvest, 2006. Page 84-94. [in Russian].

2 Kessler, YU.A. Features of a geological structure and development of hydrocarbonic capacity of the shelf of the Baltic Sea on the example of Kravtsovsky (D6) of an oil field / Kessler YU.A., Kuzilov O. I., V.M.'s Tens//NTZh Geology, geophysics and development of oil and gas fields . 2013. No. 3. Page 44-50. [in Russian].

3 Markhasin I.L. Fiziko-himicheskaya of the mechanic of oil layer. M: Subsoil, 1977. 213 pages. [in Russian].

4 Receiving porous ceramic cores for modeling of oil-bearing layers: Stroykeramik's report/scientific research institute; Head of work K.N. Smirnova, No. PP 81037710. Kuchino, Moscow Region, 1969. 31 pages. [in Russian].

5 Kondrashev O. F. Features of destruction of film oil surfactants solutions. News of higher education institutions. Oil and gas. 2013, No. 2. Page 34-39. [in Russian].

6 Efros D. A. Research of a filtration of non-uniform systems. L.: Gostoptekhizdat, 1963.366 pages. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Кесслер Ю.А., Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ – Калининградморнефть», г. Калининград, Российская Федерация

Yu. A. Kessler, Director General Ltd. “LUKOIL – Kaliningradmorneft”, Kaliningrad, the Russian Federation

e-mail: ok203203@yandex.ru

Котенев Ю. А., зав. кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Yu. A. Kotenev, Head of the Chair “Geology and Exploration of Oil and Gas Fields” FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”, Ufa, the Russian Federation

Кондрашов О.Ф., д-р техн. наук, доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ г. Уфа, Российская Федерация

Kondrashov O. F., Doctor of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair “Geology and Exploration of Oil and Gas Fields” FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”, Ufa, the Russian Federation