

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОВЕРХНОСТНОГО И МЕЖФАЗНОГО
НАТЯЖЕНИЙ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПАВ**

**ANALYSIS OF THE RESULTS OF EXPERIMENTAL STUDIES
TO DETERMINE THE SURFACE AND INTERFACIAL TENSIONS
OF AQUEOUS SURFACTANT SOLUTIONS**

Нвизуг-Би Лейи Клуверт
аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
kluivert_dgreat@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрено влияние неоднородного строения нефтяного пласта на его охват заводнением и возможные пути его повышения. Изложены результаты теоретических, лабораторных и промысловых исследований увеличения охвата пластов воздействием с применением гидродинамических, физико-химических, физических, микробиологических и других методов повышения нефтеотдачи пластов. Обоснована перспективность совершенствования заводнения с применением методов повышения нефтеотдачи пластов, основанных на повышении фильтрационного сопротивления промытых зон нефтеводонасыщенного коллектора. В результате анализа проведённых экспериментальных исследований по вытеснению высоковязкой нефти девонского отложения Серафимовского месторождения Республики Башкортостан Российской Федерации на специально изготовленных лабораторных моделях неоднородного продуктивного пласта выявлено, что сочетание последовательной закачки вытесняющих агентов в виде водных растворов неионогенных ПАВ (технология комплексного воздействия) вызывает дополнительные физико-химические эффекты, позволяющие максимально повысить эффективность заводнения.

Ключевые слова: поверхностное натяжение водных растворов ПАВ; межфазное натяжение водных растворов ПАВ; установка по определению межфазного натяжения; определение поверхностного натяжения растворов ПАВ методом счёта капель; результаты экспериментальных исследований; выбор модели с использованием критериев подобия; проведение испытания по вытеснению.

Nwizug-bee Leyii Kluiwert
Postgraduate student,
Kuban state technological university
kluivert_dgreat@mail.ru

Annotation. The article discusses the effect of the heterogeneous structure of the oil reservoir on its coverage by flooding and possible ways to increase it. The results of theoretical, laboratory and field studies of the increase in reservoir coverage by exposure using hydrodynamic, physicochemical, physical, microbiological and other methods of enhanced oil recovery are presented. The prospect of improving the waterflood using methods of enhanced oil recovery based on increasing the filtration resistance of the washed zones of the oil-saturated reservoir is substantiated. As a result of the analysis of the experimental studies on the displacement of high-viscosity Devonian oil from the Serafimovskoye field of the Republic of Bashkortostan of the Russian Federation on specially manufactured laboratory models of heterogeneous reservoir, it was found that the combination of sequential injection of displacing agents in the form of aqueous solutions of nonionic surfactants (integrated exposure technology) causes additional physical and chemical effects to maximize plant efficiency flooding.

Keywords: surface tension of aqueous surfactant solutions; interfacial tension of aqueous surfactant solutions; installation by definition interfacial tension; determination of the surface tension of surfactant solutions by dropping; results of experimental studies; model selection using similarity criteria; carrying out test on replacement.

Введение

Первые результаты экспериментальных и промысловых исследований по применению поверхностно-активных веществ как добавок при заводнении нефтяных пластов опубликованы в США в 40–50-х годах прошлого столетия. В нашей стране эта проблема изучается более 50 лет и нашла своё отражение в работах П.А. Ребиндера, Г.А. Бабаляна, К.Ф. Жигача, М.М. Кусакова, Ш.К. Гиматудинова, Ф.И. Котяхова, В.В. Девликамова, И.Л. Мархасина, И.И. Кравченко, М.А. Гмана, А.Б. Тумасяна и др.

За это время разработаны в основном физико-химические и технологические основы метода, обоснованы приближённые критерии применимости ПАВ, произведены испытания метода в различных геолого-промысловых условиях.

Однако до настоящего времени многие аспекты этой проблемы до конца не изучены, требуют уточнения и дальнейшего исследования.

Механизм нефтеотдачи при воздействии водных растворов ПАВ на остаточную нефть в коллекторах различных типов сложен и многогранен, что предопределяет необходимость дальнейших экспериментальных и промысловых исследований на современной научной основе.

Актуальность проблемы

В XX веке произошло 15-ти кратное увеличение уровня потребления энергоресурсов, основную долю в которых составляют нефть и газ. В ближайшей перспективе доминирующее положение как основного источника моторных топлив и сырья нефтехимических производств сохранится за нефтью. Вместе с тем, опережающая добыча из активных запасов приведёт к тому, что через 20 лет основной объём мировой добычи до 70 % будет обеспечиваться за счёт трудноизвлекаемых запасов нефти. Уже сегодня в России на большинстве крупнейших нефтяных месторождений, вступивших в позднюю стадию разработки, доля трудноизвлекаемых запасов увеличилась более чем в 10 раз и продолжает увеличиваться.

Ограниченное применение современных технологий повышения нефтеотдачи приводит к тому, что коэффициент извлечения нефти (КИН) сокращается за десятилетие на 3–4 %. Вместе с тем, рост КИН только на 1 % дал бы России прирост годовой добычи в объёме не менее 10–20 млн тонн, что равносильно открытию нового месторождения. Потому уже сегодня необходимо интенсивно внедрять новые передовые технологии, направленные на вовлечение в разработку всех типов остаточных нефтей на месторождениях, вступивших в завершающую стадию эксплуатации, и эффективное освоение месторождений тяжёлых высоковязких нефтей.

Поэтому исследование направлено на решение актуальной задачи – разработку комплекса технологий для повышения нефтеотдачи пластов и увеличения дебита добываемых скважин.

Объектом исследования являются качественные показатели и эффективность вытеснения нефти раствором ПАВ.

Цели и задачи исследований

Целью настоящих исследований является возможность повышения эффективности разработки месторождений высоковязких нефтей с применением поверхностно-активных веществ. Увеличение коэффициента извлечения высоковязкой нефти в условиях неоднородных по проницаемости пластов должно обеспечиваться за счёт внедрения технологии закачки поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Сталагмометрическое определение поверхностного и межфазного натяжений водных растворов поверхностно-активных веществ

Описание сталагмометра

В качестве средства измерения используется сталагмометр СТ-1 (рис. 1).

Основной частью прибора является микрометр 1, обеспечивающий фиксированное перемещение поршня 2 в цилиндрическом стеклянном корпусе медицинского шприца 3. Шток поршня 2 соединён с пружиной 4, благодаря чему исключается его самопроизвольное перемещение.

Микрометр со шприцом укреплены с помощью скобы 5 и втулки 6, которая может свободно передвигаться по стойке штатива 7 и фиксироваться на любой её высоте винтом 8. На наконечник шприца надета капиллярная трубка из нержавеющей стали 9 (капилляр). Для определения поверхностного натяжения растворов ПАВ на границе с воздухом используется капилляр с прямым кончиком, а для межфазного натяжения методом счёта капель – капилляр с загнутым кончиком. При вращении микровинта пружина 4, сжимаясь, давит на шток поршня 2, который, перемещаясь в корпусе шприца, заполненного исследуемой жидкостью, выдавливает её из кончика капилляра 10 в

виде капли. При достижении критического объёма капли отрываются и падают (для измерения поверхностного натяжения методом счёта капель) или всплывают и образуют слой (для измерения межфазного натяжения методом объёма капель).

Поскольку величина межфазного и поверхностного натяжения зависит от температуры соприкасающихся фаз, сталагмометр помещён в термостатирующий шкаф.

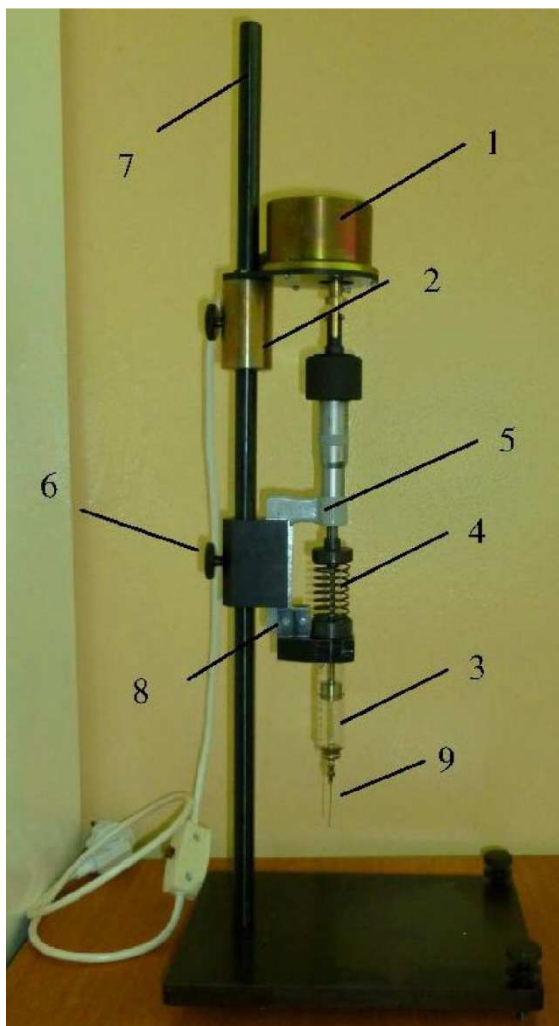


Рисунок 1 – Установка по определению межфазного натяжения СТ-1:
1 – микрометр; 2 – поршень; 3 – шприц; 4 – пружина; 5 – скоба; 6 – втулка; 7 – штатив; 8 – винт; 9 – капилляр

Определение поверхностного натяжения растворов ПАВ методом счёта капель

Поверхностное натяжение σ возникает на границе раздела фаз. Молекулы на границах раздела фаз не полностью окружены другими молекулами того же вида по сравнению с соответствующими молекулами в объёме фазы, поэтому поверхность раздела фаз в межфазном поверхностном слое всегда является источником силового поля. Результат этого явления – нескомпенсированность межмолекулярных сил и наличие внутреннего или молекулярного давления. Для увеличения площади поверхности необходимо вывести молекулы из объёмной фазы в поверхностный слой, совершив работу против межмолекулярных сил.

Поверхностное натяжение растворов определяют методом счёта капель с использованием сталагмометра, который заключается в отсчёте капель при медленном вытекании исследуемой жидкости из капилляра. В данной работе используется относительный вариант метода, когда одна из жидкостей (дистиллированная вода), поверхностное натяжение которой при данной температуре точно известно, выбирается в качестве стандартной.

Перед началом работы сталагмометр тщательно промывают хромовой смесью, затем несколько раз ополаскивают дистиллированной водой, так как следы жира (ПАВ) сильно искажают полученные результаты.

Сначала опыт проводят с дистиллированной водой: набирают раствор в прибор и дают жидкости по каплям вытекать из сталагмометра в стаканчик. Когда уровень жидкости достигнет верхней метки, начинают отсчёт капель n_0 ; отсчёт продолжают до достижения уровнем нижней метки. Эксперимент повторяют 4 раза. Для расчёта поверхностного натяжения используют среднее значение количества капель. Разница между отдельными отсчётами не должна превышать 1–2 капли. Поверхностное натяжение воды σ_0 табличная величина. Плотность растворов определяется пикнометрически.

Повторяют эксперимент для каждой исследуемой жидкости. Чем меньше поверхностное натяжение истекающей из сталагмометра жидкости, тем меньший объём имеет капля и тем больше будет число капель. Сталагмометрический метод даёт достаточно точные значения поверхностного натяжения растворов ПАВ. Измеряют число капель n исследуемого раствора, вычисляют поверхностное натяжение σ по формуле:

$$\sigma_x = \frac{\sigma_0 \cdot n_0 \cdot \rho_x}{n_x \cdot \rho_0}, \quad (1)$$

где σ_0 – поверхностное натяжение воды при температуре опыта; n_0 и n_x – число капель воды и раствора; ρ_0 и ρ_x – плотности воды и раствора.

По полученным данным эксперимента строится график зависимости величины поверхностного натяжения на границе «раствор ПАВ – воздух» от концентрации (изотерма поверхностного натяжения).

Определение межфазного натяжения растворов ПАВ

Среди многообразных поверхностных явлений, протекающих на границах раздела фаз, особое влияние оказывает межфазное натяжение.

При рассмотрении системы «вода – нефть» на их границе раздела всегда существует межфазное натяжение. Молекула воды, удалённая от поверхности раздела, со всех сторон окружена другими молекулами воды. Поэтому результирующая сила взаимодействия этой молекулы с другими молекулами равна нулю. Молекула, расположенная на поверхности раздела, подвержена действию, с одной стороны, молекул масла, расположенных выше границы раздела, а с другой стороны, молекул воды, лежащих ниже этой границы. Результирующая сила взаимодействия этой молекулы не равна нулю. Вследствие этого возникают силы межфазного натяжения, и образуется поверхностный слой типа упругой мембраны.

Величина межфазного натяжения разных тел на границе раздела различных соприкасающихся фаз не одинакова и является для них физической характеристикой.

Приборы для определения межфазного натяжения основываются на измерении усилия, необходимого для разрыва поверхности межфазного раздела по периметру определённой длины. Наибольшее распространение получил метод определения объёма капель, выдавливаемых из капилляра на границе раздела фаз.

Межфазное натяжение на границе двух жидкостей определяется по формуле:

$$\sigma = K \cdot V \cdot (\rho_1 - \rho_2), \quad (2)$$

где σ – межфазное натяжение, мН/м; K – постоянная капилляра, мНм³/ (м·кг); V – объём выдавливаемой капли, в делениях шкалы; ρ_1, ρ_2 – плотность граничащих жидкостей, кг/м³.

Для определения постоянной капилляра необходимо измерить межфазное поверхностное натяжение такой органической жидкости на границе с дистиллированной водой, для которой это значение имеется в справочнике. Например, величина поверхностного натяжения на границе «октан – дистиллированная вода» по справочнику равна 50,98 мН/м.

Определив на сталагмометре объём выдавливаемой капли, постоянную капилляра K определяют по формуле:

$$K = \frac{50,98}{V \cdot (\rho_w - \rho_o)}, \quad (3)$$

где K – постоянная капилляра, мНм³/(м·кг); 50,98 – значение поверхностного натяжения на границе «октан – дистиллированная вода», мН/м; V – объём всплывшей капли в делениях шкалы; ρ_w – плотность воды, кг/м³; ρ_o – плотность октана, кг/м³.

Проведение испытания

Устанавливается температура в термостате, равная 30 °С. Шприц заполняется нефтью и закрепляется с помощью скобы 14 на штативе. В стаканчик до метки наливается дистиллированная вода и в неё помещается загнутый капилляр, который с помощью медицинской иглы 10 надевается на шприц 4. Поверхность капилляра должна быть обезжирена хромовой смесью (концентрированная серная кислота + хромовокислый калий). Записывается число делений лимба микрометра и включается в сеть электродвигатель, который приводит во вращение микровинт, сообщающий поршню поступательное движение. Поршень шприца 4 начинает медленно перемещаться, вытесняя тем самым нефть из капилляра. В связи с этим на кончике капилляра формируется капля, которая при достижении критического объёма отрывается от капилляра и всплывает на поверхность воды. В момент отрыва капли необходимо отключить электродвигатель от электросети и записать число делений лимба микрометра. Вычисляется объём выдавливаемой капли в делениях лимба микровинта. Проводится не менее 10 подобных замеров и берётся среднее значение объёма капли V , по которому вычисляется величина межфазного натяжения на границе «нефть – дистиллированная вода»:

$$\sigma_{w-n} = K \cdot V \cdot (\rho_w - \rho_n), \quad (4)$$

где σ – межфазное натяжение, мН/м; K – постоянная капилляра, мНм³/(м·кг); V – объём выдавливаемой капли, в делениях шкалы; ρ_n – плотность нефти, кг/м³.

По полученным данным эксперимента строится график зависимости величины межфазного поверхностного натяжения на границе «нефть – вода» от температуры.

Результаты экспериментальных исследований поверхностной и межфазной активности ПАВ

После подготовки сталагмометра к проведению измерений была произведена тарировка прибора. Была рассчитана константа K на границе «дистиллированная вода – октан» ($K = 0,008974$). Затем были проведены лабораторные исследования при комнатной температуре (24 °С). Результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты измерения поверхностного натяжения растворов ПАВ, дистиллированная вода

Концентрация, %	Плотность, г/см ³	Количество капель, шт.	Поверхностное натяжение, мН/м
вода	0,998	122	72,98
0,05	0,995	222	34,6
0,1	0,995	238	32,3
0,2	0,995	243	31,6
0,3	0,995	256	30,0
0,4	0,994	257	29,9
0,5	0,994	258	29,8
0,6	0,994	260	29,5
0,7	0,993	261	29,4
0,8	0,993	262	29,3
0,9	0,993	264	29,1
1,0	0,993	266	28,8

По таблице 1 были построены изотерма поверхностного натяжения (рис. 2) и изменение относительного поверхностного натяжения (рис. 3).

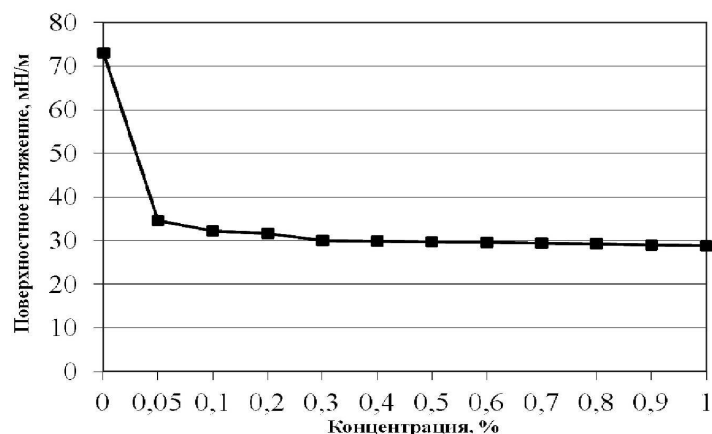


Рисунок 2 – Изотерма поверхностного натяжения растворов ПАВ

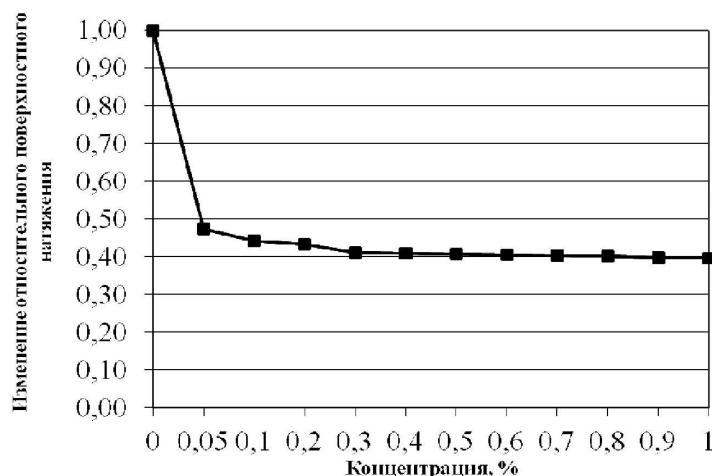


Рисунок 3 – Изменение относительного поверхностного натяжения

Как видно, для раствора с концентрацией 0,1 % поверхностное натяжение меньше примерно на 15 %. Максимальное изменение характерно для раствора 5 % концентрации, оно составляет 40 % или снижено в 2,5 раза. При этом значения для 2,5 и 5 % близки.

Межфазное натяжение на границе «трансформаторное масло – дистиллированная вода» составляет 41,5 мН/м. Эксперименты проводились с нефтью девонского отложения Серафимовского месторождения Республики Башкортостан Российской Федерации. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты измерения межфазного натяжения растворов ПАВ, дистиллированная вода

Концентрация, %	Значения лимба	Константа	Плотность раствора, г/см ³	Плотность трансформаторного масла, г/см ³	Межфазное натяжение, мН/м
1	2	3	4	5	6
Дистиллированная вода	30	0,008974	998	844	41,5
0,05	2,5	0,008974	995	844	3,4
0,1	1,9	0,008974	995	844	2,6
0,2	1,8	0,008974	995	844	2,4
0,3	1,8	0,008974	995	844	2,4
0,4	1,7	0,008974	994	844	2,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
0,5	1,6	0,008974	994	844	2,2
0,6	1,5	0,008974	994	844	2,0
0,7	1,4	0,008974	993	844	1,9
0,8	1,3	0,008974	993	844	1,7
0,9	1,2	0,008974	993	844	1,6
1,0	1,1	0,008974	993	844	1,5

Как видно, максимальное снижение межфазного натяжения характерно для 5 % раствора. Снижение составляет примерно 19 раз, что ярко представлено на рисунках 4 и 5.

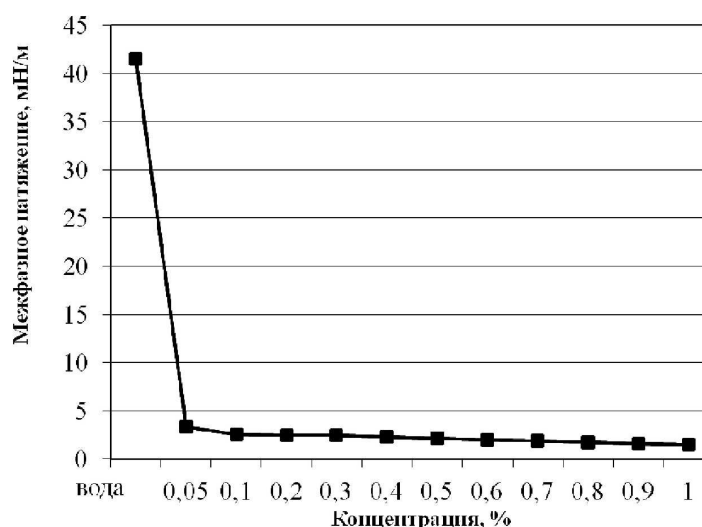


Рисунок 4 – Изотерма межфазного натяжения растворов ПАВ, дистиллированная вода

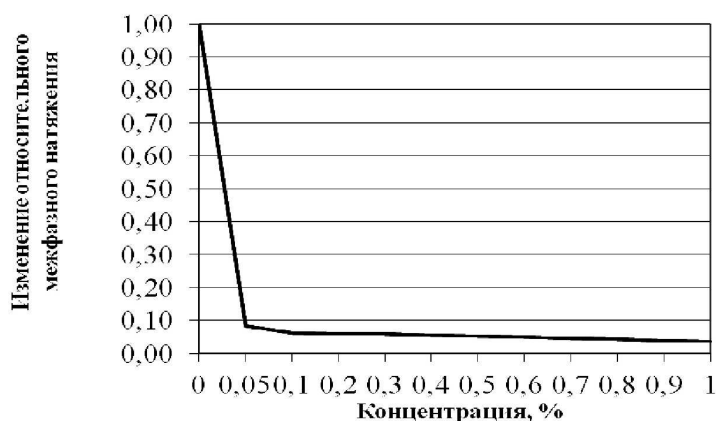


Рисунок 5 – Изменение относительного межфазного натяжения

По рисунку 4 видно, что значения для 2,5 и 5 % близки. Оба значения предположительно покажут высокую отмывающую способность, что следует подтвердить в последующих экспериментах по отмыву почвы и песка от нефтяного загрязнения.

Обоснование выбора модели с использованием критериев подобия

При подготовке к проведению экспериментов были рассчитаны и изготовлены насыпные модели, руководствуясь известными критериями подобия при фильтрации через модели пласта.

Проведём расчёт размеров модели и условий эксперимента исходя из критериев подобия пластовых и модельных условий.

Общепринято в настоящее время при проведении фильтрационных исследований использовать условия подобия и вытекающие из них количественные критерии подобия. Выбор параметров экспериментов основан на безразмерных отношениях величин, характеризующих физический процесс, происходящий в исследуемой модели. Метод анализа размерностей или приведение к безразмерному виду уравнений, описывающих изучаемый процесс, позволяют получить критерии подобия.

При осуществлении физического моделирования практически невозможно поддерживать условие:

$$\left[\frac{L^2}{k} \right]_{\text{нат}} = \left[\frac{L^2}{k} \right]_{\text{мод}}, \quad (5)$$

потому что в этом случае проницаемость модели должна быть слишком мала. Таким образом, затрудняется точное моделирование процесса.

Приближённое моделирование осуществимо при пренебрежении величиной капиллярного давления и допущении, что процесс не зависит от соотношения $\frac{\sigma}{\sqrt{\left(\frac{k}{m} \cdot \Delta P\right)}}$,

где σ – коэффициент поверхностного натяжения на границе раздела фаз, ΔP – перепад давления на модели. С капиллярностью связан только комплекс $\frac{\sigma}{(k \cdot |\text{grad } P|)}$,

влияющий на значения фазовых проницаемостей по нефти и воде. Приближённое подобие достигается при сохранении условий и требования от используемой модели условия, что величина капиллярного давления незначительна по сравнению с общим перепадом по модели:

$$\left[\frac{\sigma}{(k \cdot |\text{grad } P|)} \right]_{\text{нат}} = \left[\frac{\sigma}{(k \cdot |\text{grad } P|)} \right]_{\text{мод}}; \quad (6)$$

$$\left[\frac{P_{k0}}{\Delta P_0} \right]_{\text{мод}} = \left[\frac{P_{k0}}{\Delta P_0} \right]_{\text{нат}}. \quad (7)$$

Известно понятие стабилизированной зоны – области, в которой происходит переход от движения чистой нефти к отмыву нефти. Длина этой области приблизительно постоянна.

Допустим, что в экспериментах относительный размер стабилизированной зоны равняется величине x^* , тогда соответствующее значение критерия подобия

$$\pi_1 = \frac{x^*}{C}, \quad (8)$$

где C – параметр, который зависит от соотношения вязкостей вытесняющей воды и нефти.

Анализ проведённых исследований показывает, что для $\pi_1 \leq 0,6$ нефтеотдача практически не зависит от дальнейшего уменьшения этого критерия.

Помимо критерия π_1 , необходимо удовлетворение критерия:

$$\pi_2 = \frac{\sigma_{\text{мод}}}{k_{\text{мод}} \cdot |\text{grad } P|_{\text{мод}}}. \quad (9)$$

В результате экспериментов установлено, что для слабоцементированных песчаников изменение критерия π_2 влияет на процесс вытеснения лишь до значения $\pi_2 = 0,5 \cdot 10^6$. При более высоких значениях π_2 процесс становится автомодельным. Это позволяет не соблюдать равенство чисел π_2 для модели и природы и ограничиться в проводимых экспериментах тем значением этого параметра, при превышении которого его изменение несущественно влияет на процесс.

Теперь определим параметры экспериментов по вытеснению нефти, при которых достигается приближённое подобие при относительных размерах образца.

Из формулы (9) находится минимальный перепад давления модели:

$$\Delta P_{\min} = \frac{\sigma \cdot C}{\pi_{2\min} \cdot k \cdot \Delta P} \quad (10)$$

Из соотношения (5) учитывая, что для соблюдения подобия должно выполняться его соотношение:

$$\left[\frac{\sigma \cdot L}{k \cdot \Delta P} \right]_{\text{мод}} \geq \pi_{2\min}, \quad (11)$$

получим формулу для минимальной длины модели:

$$L_{\min} = \frac{\pi_{2\min} \cdot k \cdot \Delta P}{\sigma} \quad (12)$$

Подставляя из (10) значение ΔP_{\min} , получим:

$$L_{\min} = \frac{\pi_{2\min} \cdot \sqrt{k \cdot m} \cdot c}{x^*} \quad (13)$$

Коэффициент π_1 рекомендуется брать равным $\leq 0,5$, примем $\pi_1 = 0,26$, π_2 равным $0,5 \cdot 10^6$, $x^* = 0,26 \cdot C$. Средняя пористость насыпных моделей 0,38, средняя проницаемость по воде для насыпной модели при проведении экспериментов равна 0,186 мкм², измеренное межфазное натяжение на границе «вода – трансформаторное масло» составляет $\sigma = 41,5$ мН/м², динамическая вязкость трансформаторного масла, использованного при проведении экспериментов – $\mu_H = 9,924$ мПа·с, вязкость воды $\mu_в = 0,914$ мПа·с,

$\mu_о = \frac{\mu_в}{\mu_H} = \frac{0,914}{9,924} = 0,0921$. Для значения $\mu_о = 0,0921$ величина $C = 0,48$.

Тогда из формулы $\Delta P_{\min} = \frac{\sigma \cdot \sqrt{m} \cdot C}{\sqrt{k} \cdot x^*}$ находим минимальный перепад давления:

$$\Delta P_{\min} = \frac{41,5 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{0,38} \cdot 0,48}{\sqrt{0,186 \cdot 10^{-12}} \cdot 0,26 \cdot 0,48} = 3,553 \text{ МПа.}$$

Минимальную длину образца можно оценить по условию (13), откуда:

$$L_{\min} = \frac{0,5 \cdot 10^6 \cdot 0,186 \cdot 10^{-12} \cdot 1,04 \cdot 98100}{0,0302} = 0,314 \text{ м.}$$

Одним из основных факторов, влияющих на механизм вытеснения модели нефти водой, является соблюдение правил выбора модели пласта. При проведении опыта процесс должен быть точно или же приближённо подобным натуральному, т.е. при вытеснении нефти водой должны обеспечиваться условия подобия, что при вытеснении трансформаторного масла водой длина модели должна быть не меньше длины стабилизированной зоны. Основными критериями, характеризующими процесс вытеснения масла водой, являются:

$$\pi_1 = \frac{\sigma}{\Delta p \sqrt{\frac{k}{m}}}; \quad \pi_2 = \frac{\sigma}{k \cdot |\text{grad } p|}, \quad (14)$$

где π_1 – критерий пласта и модели, выражающий отношение перепада давления к капиллярному давлению на водонефтяном контакте; π_2 – критерий, выражающий отношение капиллярного давления к градиенту внешнего давления.

А.А. Эфрос указывает, что при значении критерия $\pi_1 \leq 0,6$ нефтеотдача мало зависит от дальнейшего уменьшения этого параметра, и поэтому в опытах по вытеснению масла водой можно не учитывать пластовое значение π_1 , а ограничиться его максимально допустимой величиной.

При $\pi_2 \geq 0,5 \cdot 10^6$ также можно не соблюдать равенство для модели и природы, а ограничиться в опытах тем значением π_2 , выше которого его изменение не оказывает существенного влияния на процесс вытеснения. Эти соображения позволяют определять параметры опытов по вытеснению масла водой, в которых при сравнительно небольших размерах образца достигается приближённое подобие.

Проведение испытания по вытеснению

Целью работ по вытеснению нефти из моделей пластов является оценка эффективности применения метода повышения нефтеотдачи с использованием ПАВ.

Добавка ПАВ к закачиваемой воде приводит к снижению межфазного натяжения воды на границе с нефтью. При низком межфазном натяжении капли нефти легко деформируются, благодаря чему уменьшается работа, необходимая для проталкивания их через сужения пор, что увеличивает скорость их перемещения в пласте. Добавка ПАВ к воде приводит к уменьшению краевых углов избирательного смачивания, т.е. к улучшению смачиваемости породы водой. Кроме того, ПАВ способны диффундировать из водных растворов в нефть, вызывая снижение аномалий её вязкости. И, наконец, водные растворы ПАВ обладают повышенными моющими свойствами и способствуют отрыву нефтяной плёнки от поверхности пород.

Под действием ПАВ происходит диспергирование нефти в воде, причём ПАВ в определённой мере стабилизируют образующуюся дисперсию. Размеры капель нефти уменьшаются. Вероятность их прилипания к твёрдой поверхности уменьшается. Всё это в конечном итоге ведёт к повышению нефтепроницаемости пористой среды и коэффициента вытеснения нефти из пласта. В нефтепромысловой практике для увеличения нефтеотдачи пласта наибольшее применение получили неионогенные ПАВ, которые либо непрерывно закачиваются в пласт в виде низкоконцентрированных (0,05–0,10 %) водных растворов, либо периодически закачиваются в виде оторочек высококонцентрированных (5–10 %) водных растворов. Лабораторные исследования показали, что при использовании ПАВ нефтеотдача может возрастать в 1,10–1,12 раза по сравнению с обычным заводнением.

Эффективность вытеснения нефти из пласта оценивается коэффициентом нефтеотдачи, который равен отношению объёма извлечённой из пласта нефти к первоначальному объёму нефти в пласте.

Основным показателем эффективности метода повышения нефтеотдачи пластов по результатам лабораторных опытов обычно считается величина коэффициента вытеснения нефти.

В опытах по определению коэффициента вытеснения нефти в качестве модели нефти используют трансформаторное масло (марка Т1500У), а в качестве нефтеносной породы – кварцевый песок.

Для проведения работы необходимо иметь трансформаторное масло (модель нефти), специально подготовленные модели продуктивного пласта – кварцевый песок с заданной фракцией зёрен (обычно $(2,0–3,0) \cdot 10^{-4}$ м) (при моделировании терригенных пород-коллекторов). После загрузки каждой порции производится уплотнение слоя песка лёгким постукиванием деревянной палочкой по стеклянной трубке. Высота насыпного слоя песка должна составлять всю длину трубки до выходного отверстия, соприкасающегося с атмосферой.

Определение пористости

По разности масс моделей, заполненных воздухом и водой, определяется пористость изготовленной модели. При определении пористости предполагается, что в насыщенной водой модели всё поровое пространство заполнено водой. Это положение допустимо для насыпной (несцементированной) модели, где отсутствуют закрытые, не связанные между собой поры. После набивки модель взвешивается. Масса модели, заполненной воздухом, обозначается m_1 . После насыщения модели водой модель повторно взвешивается. Масса модели, заполненной водой, обозначается m_2 . Тогда масса воды, находящейся в модели:

$$m_в = m_2 - m_1. \quad (15)$$

Так как плотность воды известна ($\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$), вычисляем её объём в модели:

$$V_{\text{в}} = \frac{m_{\text{в}}}{\rho_{\text{в}}}. \quad (16)$$

Пользуясь принятым ранее допущением, что вода занимает все поры модели и зная объём пустой модели (объём пустой трубы), находим пористость m :

$$m = \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{пм}}}, \quad (17)$$

где $V_{\text{в}}$ – объём воды; $V_{\text{пм}}$ – объём пустой модели.

По результатам экспериментов вычисляется коэффициент вытеснения:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{мод}}}. \quad (18)$$

Нагнетание воды осуществляется до полной обводнённости проб жидкости, выходящих из пласта. Определяется количество выделившейся жидкости, в том числе нефти.

Рассчитывается коэффициент нефтеотдачи $K_{\text{н(по воде)}}$ для первичного нефтевытеснения по формуле:

$$K_{\text{н(по воде)}} = \frac{V_1}{V_{\text{н}}}, \quad (19)$$

где $K_{\text{н(по воде)}}$ – коэффициент нефтеотдачи первой стадии; V_1 – количество нефти, выделившейся в результате вытеснения водой (первичного нефтевытеснения), мл; $V_{\text{н}}$ – исходная нефтенасыщенность, мл.

Затем вслед за водой в пласт нагнетается оторочка исследуемого реагента в количестве, равном одному поровому объёму. После ввода реагента в пласт вновь закачивается дистиллированная вода до полной обводнённости проб, выходящих из пласта. Определяется количество выделившейся жидкости, в том числе нефти.

Рассчитывается коэффициент нефтеотдачи $K_{\text{н(прирост)}}$ для вторичного нефтевытеснения по формуле:

$$K_{\text{н(прирост)}} = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{н}}}, \quad (20)$$

где $K_{\text{н(прирост)}}$ – коэффициент нефтеотдачи на заключительной стадии; $V_{\text{п}}$ – количество нефти, выделившейся в результате вытеснения оторочкой с последующим проталкиванием водой (вторичного нефтевытеснения), мл; $V_{\text{н}}$ – исходная нефтенасыщенность, мл.

Рассчитывается коэффициент извлечения нефти (КИН) на остаточную нефтенасыщенность по формуле:

$$K_{\text{н(на ост)}} = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{н}} - V_1}. \quad (21)$$

Рассчитывается суммарный коэффициент нефтеотдачи по формуле:

$$K_{\text{полн}} = K_{\text{н(по воде)}} + K_{\text{н(прирост)}}, \quad (22)$$

где $K_{\text{полн}}$ – суммарный коэффициент нефтеотдачи.

При изучении фильтрационных характеристик моделей пласта проницаемость определяли по формуле:

$$k = \frac{V \cdot L \cdot \mu}{\tau \cdot F \cdot \Delta p} = \frac{Q \cdot L \cdot \mu}{F \cdot \Delta p}, \quad (23)$$

где k – коэффициент проницаемости среды, м²; V – объём жидкости, м³; L – длина модели пласта, м; τ – время фильтрации жидкости через пористую среду, с; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с; F – площадь поперечного сечения образца или эффективная площадь рассматриваемого объёма пористой среды, м²; Δp – перепад давления на длине среды, Па; Q – объёмный расход жидкости, м³/с.

Вытеснение нефти из модели пласта производят при постоянной скорости или при постоянном перепаде давления. Объёмная скорость закачки воды выбирается согласно принятой системе разработки изучаемого объекта.

В процессе вытеснения нефти непрерывно осуществляется контроль температуры, фиксируется перепад давления и расход прокачанной жидкости и вытесненной нефти.

Период безводного вытеснения нефти в опытах заканчивается после прокачки через модель пласта воды в объёме 0,5–0,8 поровых объёмов всей модели. При этом вытесняется 90–95 % подвижной нефти. Полное вытеснение нефти, как правило, достигается после прокачки 1,2–1,5 поровых объёмов воды.

Нагнетание вытесняющей воды проводят непрерывно до полного обводнения вытесняемой жидкости. Объём вытесняемой нефти V_n фиксируют, при этом учитывают также нефть, отделяемую из проб воды путём их центрифугирования.

После вытеснения нефти вычисляют коэффициент нефтевытеснения по формуле: $K_{\text{выт}} = \frac{V_n}{V_{n(\text{нач})}}$, который обычно выражают в процентах.

Следующим этапом исследования является закачка оторочки (порции) композиции химреагента. Объём оторочки определяют, исходя из параметров соответствия реальным условиям или на основании серии предварительных экспериментов. После закачки оторочки композиции химреагента в модель вновь закачивают воду. На протяжении всего процесса строго фиксируют объём и состав вытесняемой жидкости, а также динамику изменения давления в системе.

Суммируя объём дополнительно вытесненной нефти (ΔV_n) производят расчёт прироста коэффициента нефтевытеснения ($\Delta K_{\text{выт}}$) и оценивают эффективность используемой композиции химреагента.

При проведении экспериментов выполняются следующие условия. Кратность проведения опытов – не менее 3-х раз. Число параллельных определений в опыте 2–3-х кратное. Математическую обработку результатов экспериментов, построение корреляционных зависимостей и расчёт коэффициентов корреляции проводят с помощью ПК.

Насыпная модель пласта позволяет смоделировать лишь проницаемость пласта и в некоторых случаях его пористость. Структура порового пространства существенно отличается от той, которую можно наблюдать в нефтяном пласте. Связано это с тем, что в насыпной модели, состоящей из плотно упакованных песчинок, все поры связаны между собой, имеют приблизительно одинаковые размеры, отсутствуют закрытые поры. Однако на первом этапе применение насыпных моделей является целесообразным, так как требуется получить качественные закономерности процесса вытеснения нефти водным раствором ПАВ. Применительно к условиям конкретного месторождения справедливы качественные зависимости, полученные на насыпных моделях, однако количественные показатели эффективности воздействия (прирост и конечные значения коэффициента вытеснения) необходимо уточнять исследованиями воздействия водным раствором ПАВ на естественных кернах.

Заключение

В работах многих авторов, начиная с 60-х годов прошлого столетия, особо подчёркивается необходимость комплексных физико-химических исследований промысловых ПАВ.

Однако до сих пор оценивают лишь влияние концентрации реагента на величину межфазного натяжения. Вопросы, связанные с влиянием температуры на свойства ПАВ, не изучаются.

Рассмотрено влияние неоднородного строения нефтяного пласта на его охват заводнением и возможные пути его повышения. Изложены результаты теоретических, лабораторных и промысловых исследований увеличения охвата пластов воздействием с применением гидродинамических, физико-химических, физических, микробиологических и других методов повышения нефтеотдачи пластов. Обоснована перспективность совершенствования заводнения с применением методов повышения нефтеотдачи пластов, основанных на повышении фильтрационного сопротивления промытых зон нефтеводонасыщенного коллектора.

В результате анализа экспериментальных исследований по вытеснению высоковязкой нефти девонского отложения Серафимовского месторождения Республики Башкортостан Российской Федерации на специально изготовленных лабораторных моделях неоднородного продуктивного пласта выявлено, что сочетание последовательной закачки вытесняющих агентов в виде водных растворов неионогенных ПАВ (технология комплексного воздействия) вызывает дополнительные физико-химические эффекты, позволяющие максимально повысить эффективность заводнения.

Установлено, что неионогенные ПАВ, непосредственно введённые в нефть месторождения девонского отложения Серафимовского месторождения или перешедшие в неё путём диффузии из водных растворов, оказывают диспергирующее действие на основные структурообразующие компоненты пластовой нефти – асфальтены, в результате чего снижаются аномалии вязкости нефти и повышается коэффициент её вытеснения из модели продуктивного пласта.

Литература:

1. Бабалян Г.А. [и др.]. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. – М. : Недра, 1983. – 216 с.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Метрические и неметрические единицы физических величин (при строительстве, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин) : справочное руководство. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 78 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів: Сполум, 2018. – 476 с.
9. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. – М. : КУБК-а, 1997. – 351 с.
10. Муслимов Р.Х. [и др.]. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения: в 2 томах. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995. – Т. 1. – 490 с.
11. Муслимов Р.Х. [и др.]. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения: в 2 томах. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995. – Т. 2. – 286 с.
12. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
13. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
14. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дисс. ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.

15. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
16. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
17. Сургучёв М.Л., Швецов В.А., Сурина В.В. Применение мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1977. – 175 с.
18. Сургучёв М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1985. – 308 с.
19. Сургучёв М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. Методы извлечения остаточной нефти. – М. : Недра, 1991. – 346 с.
20. Эффективность вытеснения нефти раствором поверхностно-активного вещества. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b2ac68a4c53a88521306d36_0.html
21. Ганиев Р.Р. Технология повышения нефтеотдачи пластов на основе ПАВ // Нефтепромысловое дело. – 1994. – № 5. – С. 8–10
22. Муслимов Р.Х., Галеев Р.Г., Сулейманов Э.И. О комплексной системе разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 42. – С. 26–34.
23. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Адаби Стефиние Нвоси-Анеле. Диверсификация экономики Нигерии с битумом и тяжёлой нефтью // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 105–108.
24. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Изучение фильтрационно-емкостных характеристик битуминозного месторождения Yegbata на юго-западе Нигерии // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 1 Геология, поиск и разведка месторождений нефти и газа. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 26–29.
25. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. ГХ-МС анализ общих нефтяных углеводородов и многоциклических ароматических углеводородов в образцах битума юго-западной части Нигерии // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : материалы Всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) (02–03 ноября 2017 года). Секция «Геология, технологии разработки месторождений и добычи высоковязких нефтей и битумов»; под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2018. – С. 94–99.
26. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Испытание керн для комбинированных способов разработки битуминозных месторождений «Yegbata» на юго-западе Нигерии // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : материалы Всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) (02–03 ноября 2017 года). Секция «Геология, технологии разработки месторождений и добычи высоковязких нефтей и битумов»; под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2018. – С. 99–102.
27. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Газово-хроматографо-масс-спектрометрический анализ общих нефтяных углеводородов и многоциклических ароматических углеводородов битуминозных отложений Нигерии // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 4. – С. 27–31.
28. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Обзор по разработке месторождений битума и тяжёлой нефти в Нигерии // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 194–197.
29. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю. Оценка восстановления проницаемости образцов битуминозного керн месторождения Yegbata после воздействия технологических жидкостей // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 4. – С. 48–50.
30. Нвизуг-Би Лейи Ключерт [и др.]. Применение комбинированного способа физико-химических воздействий на образцы керн битуминозных месторождений на юго-западе Нигерии // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 2 (43). – С. 50–54.
31. Нвизуг-Би Лейи Ключерт. Анализ методов разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 168–188.
32. Нвизуг-Би Лейи Ключерт. Обзор современных представлений и анализ эффективности механизма вытеснения нефти из пористой среды с применением ПАВ // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 2. – С. 94–111.

33. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Сталагмометрическое определение поверхностного и межфазного натяжений водных растворов поверхностно-активных веществ // Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах; отв. ред. С.А. Калманович. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 65–68.

34. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Результаты экспериментальных исследований поверхностной и межфазной активности ПАВ // Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах; отв. ред. С.А. Калманович. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 68–70.

35. Пономарев А.И., Ахунов Р.Р. Применение АСП заводнения, как третичного метода воздействия на пласт, с целью извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 101–102.

36. Шахмеликьян М.Г., Нвизуг-Би Лейи Ключерт. Анализ применения технологии пароциклического метода интенсификации вязких и высоковязких нефтей // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 217–242.

37. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю. Физико-химическое воздействие на образцы битуминозного ядра месторождения Yegbata на юго-западе Нигерии // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 91–93.

38. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER), 2017. – Volume 12, Number 23. – Pp. 13788–13795.

39. Nwizug-bee Leyii Kluivert. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples of South Western Nigeria // Международный научный журнал «Устойчивое развитие горных территорий». – Владикавказ : Издательство Северо-Кавказский горно-металлургический институт (Государственный технологический университет), 2018. – Т. 10. – № 1 (35). – С. 63–68.

References:

1. Babalyan G.A. [et al.]. Development of oil fields with the use of surface-resistant active substances. – M. : Nedra, 1983. – 216 p.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal: in 2 volumes: textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Т. 1–2.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells: textbook for university students. – Krasnodar: Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012-2015. – Т. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Metric and non-metric units of physical veliches (during construction, operation and repair of the oil and gas wells) : reference manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 78 p.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of the oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
8. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Development of the naphtha and gasvich sverdlov. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
9. Galeev R.G. Increase of the hard-to-recover hydrocarbon reserves output. – M. : CUBC, 1997. – 351 p.
10. Muslimov R.Kh. [and others]. Geology, development and exploitation of Romashkinskoye oil field: in 2 volumes. – MOSCOW: WNIOENG, 1995. – Т. 1. – 490 p.
11. Muslimov R.Kh. [et al.]. Geology, development and exploitation of Romashkinskoye oil field: in 2 volumes. – M. : WNIOENG, 1995. – Vol. 2 – 286 p.
12. Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas field development : textbook. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 203 p.
13. Savenok O.V. Optimization of the operation equipment functioning for the oilfield systems efficiency increase with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.

14. Savenok O.V. Efficiency increase of the basic and information-management technologies in the development of the hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves : diss. ... Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.
15. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.
16. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiychuk R.S. Oil and gas engineering during well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
17. Surguchev M.L., Shvetsov V.A., Suriname V.V. Application of micellar solutions for enhanced oil recovery. – M. : Nedra, 1977. – 175 p.
18. Surguchyov M.L. Secondary and tertiary methods of oil recovery enhancement. – M. : Nedra, 1985. – 308 p.
19. Surguchev M.L., Gorbunov A.T., Zabrodin D.P. Residual oil recovery methods. – M. : Nedra, 1991. – 346 p.
20. Efficiency of the oil displacement by the solution of the surface-active substance. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b2ac68a4c53a88521306d36_0.html
21. Ganiev P.P. Technology of enhanced oil recovery on the basis of surfactants // Oilfield business. – 1994. – № 5. – P. 8–10
22. Muslimov R.H., Galeyev R.G., Suleymanov E.I. About the complex system of development of the hard-to-recover oil reserves // Oil industry. – 1995. – № 42. – P. 26–34.
23. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V., Adaobi Stefiniye Nvosi-Anele. Diversification of Nigeria's economy with bitumen and heavy oil // Bulatov Readings: Proceedings of the First International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 105–108.
24. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. Study of filtration-volume characteristics of bituminous deposit Yegbata in the south-west of Nigeria // Proceedings of the X All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of development of carbon-carbon and ore mineral deposits» (24–26 October 2017, Perm). Section 1 Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields. – Perm : Publishing house of the Perm National Research Polytechnic University, 2017. – P. 26–29.
25. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. GC-MS analysis of total oil hydrocarbons and multi-cyclic aromatic hydrocarbons in bitumen samples of the southwestern part of Nigeria // Problems of geology, development and operation of fields and transportation of labor-reserves of hydrocarbons: materials of All-Russian scientific and technical conference (with international participation) (02–03 November 2017). Section «Geology, field development technologies and high-viscosity oil and bitumen production»; edited by N.D. Tskhadaia. – Ukhta : UGTU, 2018. – P. 94–99.
26. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. Core testing for combined spores of bituminous deposits «Yegbata» development in the south-west of Nigeria // Problems of geology, development and operation of fields and transportation of hard-to-recover hydrocarbon reserves: Proceedings of the All-Russian Scientific and Technical Conference (with international participation) (02–03 November 2017). Section «Geology, field development technologies and high-viscosity oil and bitumen production»; edited by N.D. Tskhadaia. – Ukhta : UGTU, 2018. – P. 99–102.
27. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. Gas-chromatograph-mass spectrometric analysis of total oil hydrocarbons and multi-cyclic aromatic hydrocarbons of bituminous deposits of Nigeria // Petroleum engineer. – 2017. – № 4. – P. 27–31.
28. Nevizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. Review of bitumen and heavy oil field development in Nigeria // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 194–197.
29. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Evaluation of permeability renewal of bituminous core samples of Yegbata oilfield after the influence of technological liquids // Oil. Gas. innovations. – 2018. – № 4. – P. 48–50.
30. Novizug-B. Leya Kluvert [et al.]. Application of the combined method of physical and chemical influences on bituminous field core samples in the south-west of Nigeria // Petroleum engineer. – 2018. – № 2 (43). – P. 50–54.
31. Novizug-B. Leya Kluvert. Analysis of high-viscosity oil and natural bitumen field development methods // Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 1. – P. 168–188.
32. Novizug-B. Leya Kluvert. Review of modern concepts and analysis of the efficiency of the oil displacement mechanism from the porous environment with the use of surfactants // Scientific Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 2. – P. 94–111.

33. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. Stalagmometric determination of surface and interphase tension of aqueous solutions of surfactants // Collection of the best scientific works of young scientists of the Kuban State Technological University, awarded at the competitions; edited by S.A. Kalmanovich. – Krasnodar : FGBOU VPO KubGTU, 2018. – P. 65–68.

34. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Savenok O.V. Results of experimental studies of surface and interphase activity of surfactants // Collection of the best scientific works of young scientists of the Kuban State Technological University, awarded at the competitions; Editor-in-Chief S.A. Kalmanovich. – Krasnodar : FGBOU VPO KubGTU, 2018. – P. 68–70.

35. Ponomarev A.I., Akhunov R.R. Application of ASP waterflooding as a tertiary method of reservoir stimulation in order to extract hard-to-recover oil reserves // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 101–102.

36. Shakhmelikyan M.G., Nevizug-Bi Leyi Kluvert. Analysis of application of the steam-cyclic method of intensification of viscous and high-viscous oils // Scientific Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 4. – P. 217–242.

37. Novizug-Bee Leyi Kluvert, Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physicochemical impact on bituminous core samples of Yegbata field in the south-west of Nigeria // Oil industry. – 2019. – № 5. – С. 91–93.

38. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER), 2017. – Volume 12, Number 23. – Pp. 13788–13795.

39. Nwizug-bee Leyii Kluivert. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples of South Western Nigeria // International scientific journal «Sustainable development of mountainous areas». – Vladikavkaz : Publishing house North Caucasus Mining and Metallurgical Institute (State Technological University), 2018. – Т. 10. – № 1 (35). – P. 63–68.