УДК 622.276.652:543.319-026.732

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВКИ ЩЕЛОЧИ К ЗАКАЧИВАЕМОМУ ПАРУ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

STUDY OF THE EFFECT OF ALKALI ADDITION TO INJECTED STEAM ON THE EFFECTIVENESS OF THERMAL EFFECTS IN THE EXTRACTION OF HIGH-VISCOSITY OILS

Морозюк Олег Александрович
кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений
и подземной гидромеханики (РЭНГМиПГ),
Ухтинский государственный технический университет
oamorozyk@gmail.com

Калинин Станислав Александрович
ассистент кафедры РЭНГМиПГ,
Ухтинский государственный технический университет
stasyambl90@gmail.com

Скворцов Андрей Сергеевич
магистрант,
Ухтинский государственный технический университет
scvortsov111@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена изучению влияния добавки щелочи к закачиваемому пару на эффективность теплового процесса при добыче высоковязкой нефти. Приведен обзор ранее опубликованных работ, посвященных исследованию данной темы. Описана методика подготовки насыпных моделей, описана схема экспериментальной установки, приведены результаты исследований. Показано, что добавка небольшого количества щелочи к пару (0,1–1 % масс.) способствует значительному приросту коэффициента вытеснения нефти (на 10 % и более) и ускорению добычи нефти в начальный период времени. Модификация теплоносителя добавкой щелочи позволяет также увеличить эффективность теплового воздействия, путем снижения паронефтяного отношения.

Ключевые слова: лабораторные исследования, высоковязкая нефть, повышение нефтеотдачи, коэффициент вытеснения нефти, термощелочное воздействие, паронефтяное отношение, насыпная модель пласта.

Morozyuk Oleg Aleksandrovich
Candidate of technical Sciences,
Assistant professor of Department of development and exploitation of oil and gas fields and underground hydromechanics,
Ukhta state technical University
oamorozyk@gmail.com

Kalinin Stanislav Aleksandrovich
Assistant,
Ukhta state technical University
stasyambl90@gmail.com

Scvortsov Andrey Sergeevich
Graduate student,
Ukhta state technical University
scvortsov111@mail.ru

Annotation. The article is devoted to the study of the impact of the addition of alkali to the injected steam on the efficiency of the thermal process in the production of high-viscosity oil. A review of previously published papers devoted to the study of this topic is given. The technique of preparation of sand packed tube is described, the scheme of experimental installation is described, results of researches are resulted. It is shown that the addition of a small amount of alkali to the steam (0,1–1 % by weight) contributes to a significant increase in the rate of oil displacement (by 10 % or more) and the acceleration of the production of oil in the initial period of time. The modification of the coolant by the addition of alkali also makes it possible to increase the efficiency of the thermal effect by reducing the steam oil ratio.

Keywords: laboratory tests, high-viscosity oil, enhanced oil recovery, oil recovery factor, staem-alkaline flooding, steam-oil ratio, sand packed tube.

Введение

Мировой опыт разработки залежей высоковязких нефтей и битумов свидетельствует о том, что тепловые методы воздействия на пласт на сегодняшний день остаются актуальными и не имеют достойной альтернативы. Для повышения эффективности и экологичности технологий теплового воздействия, в последние несколько десятков лет ведется разработка и испытания новых, так называемых, комбинированных технологий. В частности, существует группа технологий, основанных на сочетании механизмов извлечения нефти за счет теплоносителя с различными химическими добавками (и их комбинациями), таких как углеводородный растворитель, неконденсирующийся газ, поверхностно-активные вещества, щелочи, азотосодержащие соединения, использование которых в большинстве случаев позволяет повысить эффективность процесса теплового воздействия.

Одной из перспективных технологий является технология парощелочного воздействия, которая предусматривает закачку оторочки щелочного раствора в предварительно прогретый паром пласт с последующим ее продвижением горячей водой, либо закачку пара с небольшой концентрацией щелочи. Благоприятными факторами для применения данной технологии является повышенная кислотность нефти и длительный контакт щелочи с нефтью при высоких температурах, т.к. это способствует образованию эмульсии, сокращает поверхностное натяжение на границе «нефть-раствор щелочи» и повышает тем самым эффективность вытеснения [1].

Современное состояние изученности технологии термощелочного воздействия

Экспериментальные исследования по применению щелочей в качестве добавки к нагнетаемому агенту (холодная вода) для повышения эффективности вытеснения нефти начали проводиться, начиная с 70-х годов XX века [2, 3]. Показав свою эффективность, идея добавки щелочи к нагнетаемому агенту, получила распространение и на развивающиеся тепловые методы разработки залежей тяжелых высоковязких нефтей.

Экспериментальные исследования в данном направлении проводились множеством исследователей. В работе [4], авторами было установлено, что совместная закачка пара с небольшой концентрацией NaOH (0,001–0,0015 % масс.) имеет эффективность в чисто песчаных породах, насыщенных высоковязкой нефтью, характеризующейся средним показателем кислотности. Также было установлено, что эффективность термощелочного воздействия зависит от величины нефтенасыщенности коллектора. Авторы работы пришли к выводу, что положительное влияние на добычу нефти оказали снижение поверхностного натяжения, благоприятное изменение смачиваемости породы водой, нарушение четкой границы раздела фаз и гравитационное разделение.

В работе [5] было показано, что для реализации технологии термощелочного воздействия могут быть использованы различные щелочи. Прирост коэффициента вытеснения в вариантах с добавками различных щелочей по сравнению с базовым вариантом (закачкой чистого пара) составил от 9 до 14 %. Авторами было установлено, что оптимальная температура для парощелочного воздействия лежит в пределах 120–150 °С, выше которой начинается вырождение свойств щелочей.

Помимо литологии залежи, нефтенасыщенности и кислотности нефти на процесс термощелочного воздействия могут оказывать и другие факторы. В [6] экспериментально показано, что с увеличением температуры, темпа закачки, показателя pH, закачиваемого щелочного раствора, а, также, с добавкой в щелочной раствор ПАВ извлечение нефти повышается.

В статье [7] были представлены фильтрационные эксперименты на насыпных моделях, целью которых являлось обоснование технологии закачки пара с добавкой каустической соды на месторождении Bayou Bleu Louisiana.

В ряде источников, например, в [5, 7] указывается, что совместная закачка пара и щелочного раствора способствуют снижению коэффициента остаточной нефтенасыщенности. Так фильтрационные эксперименты, описанные в [7], показали, что технология закачки пара в комбинации с каустической содой по сравнению с обычной закачкой пара позволяет извлечь на 10–15 % больше нефти. Было отмечено, что для достижения максимального эффекта от воздействия паром и щелочью можно добиться путем достижения оптимальной концентрации щелочи и температуры пара для каждого конкретного случая.

Shedid и Abbas в [8] изучали возможность повышения эффективности термощелочного воздействия путем добавки ПАВ в парощелочную смесь. Фильтрационные эксперименты проводились с использованием тяжелой нефти месторождения East Aghar плотностью 986,1 кг/м^3 и вязкостью 3120 мПа·с при 25 °С. Выбор концентрации реагентов был основан на измерениях поверхностного натяжения на границе нефть/химический реагент. Данные измерения показали, что смесь щелочи и ПАВ имеет самое низкое значение межфазного натяжения, поэтому вариант с закачкой пара в комбинации со щелочью и ПАВ оказался наиболее эффективным.

Описание экспериментальной установки

Эксперименты проводились на установке ПИК-ОФП/ЭП-К-Т, схема которой изображена на рисунке 1. Два плунжерных насоса (1) обеспечивали необходимый расход жидкости из емкостей высокого давления (2-4), одна из которых предназначена для работы с агрессивными средами (кислоты, щелочи) (2). Емкость (3) оборудовалась специальным нагревательными хомутами для предварительного нагрева воды перед ее подачей в парогенератор-перегреватель (5).

Необходимое поровое давление в системе поддерживалось газовым мембранным регулятором противодавления (8) и контролировалось двумя электронными манометрами (6) с точностью до 0,01 МПа.

Разница давлений на входном и выходном торцах модели во время экспериментов регистрировалась с помощью дифференциального манометра с предельным значением измеряемого перепада 250 кПа.

Трубки, идущие от парогенератора к насыпной модели, теплоизолировались асбестовым волокном. Для поддержания температуры и давления пара в системе, линия от парогенератора до модели соединялась с датчиком противодавления через разделительную емкость. Раствор щелочи подавался при комнатной температуре в нагнетаемый пар с расходом, обеспечивающим необходимую массовую концентрацию щелочи в теплоносителе. Температура на входе в модель контролировалась термопарой.

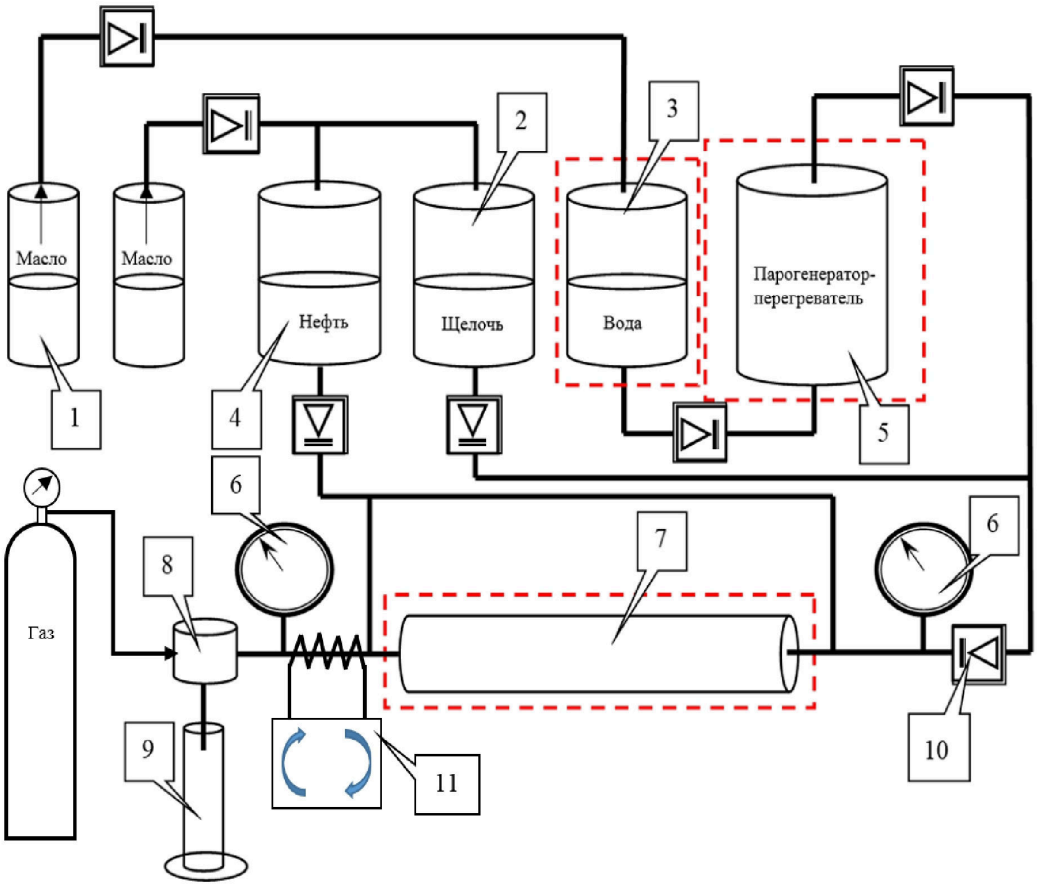

Рисунок 1 – Схема экспериментальной установки

Насыпная модель представляет собой стальную трубу диаметром 3 см и длиной 50 см, с торцов которой накручиваются бронзовые крышки. Для создания необходимой температуры насыпная модель оборудована нагревательными элементами и завернута в теплоизолирующую рубашку.

Описание методики исследований

Процедура подготовки и проведения экспериментов заключалась в следующем:

- Подготовка горной породы.

Первоначально горная порода измельчалась и экстрагировалась в аппаратах Сокслета. После экстракции песок высушивался в сушильном шкафу при температуре 103 °С до постоянной массы. Для отделения мелкодисперсных частиц от песка проводилось его трехкратное отмучивание и последующая сушка. Отмученный и высушенный песок разделялся на фракции с помощью сит с различными проходными отверстиями.

- Набивка модели.

Заранее были проведены работы по подбору фракций и степени трамбовки песка на величину газопроницаемости и пористости модели пласта. Фракции песка с размерами частиц 0,1–0,25 мм и 0,25–0,5 мм в процентном содержании 30 и 70 % соответственно тщательно перемешивались и засыпались в модель одинаковыми по массе порциями. При набивке моделей в каждом эксперименте использовалась одна и та же масса песка.

- Определение газопроницаемости модели.

Проницаемость насыпной модели определялась сразу же после ее набивки песком методом истечения воды из сосуда Мариотта [9].

На каждой насыпной модели проницаемость измерялась по 3–5 раз, после чего, по зависимости перепада давления на торцах модели от расхода воздуха определяли режим фильтрации. Таким образом, во всех экспериментах средняя проницаемость по воздуху составляла порядка 2 мкм^2.

- Насыщение модели. Определение пористости.

Перед насыщением модель вакуумировалась в течение 3 часов, после чего в модель под собственным напором подавалась пластовая вода. После того, как уровень воды в емкости устанавливался, модель выдерживалась в течение 30 минут под давлением 0,6 МПа. По разнице масс емкости с водой до и после насыщения, плотности воды, и известному значению объема модели, вычислялась ее абсолютная пористость. Таким образом, пористость моделей во всех экспериментах составляла величину около 38 % (табл. 1).

Таблица 1 – Параметры насыпных моделей

Параметр	№ эксперимента		
	1	2	3
Закачиваемый агент	Пар	Пар+КОН	Пар+КОН
Температура пара, °С	150	150	150
Температура нагрева модели, °С	150	150	150
Концентрация КОН, %	0	0,1	1
Поровое давление, МПа	0,5	0,5	0,5
Длина модели, м	0,5		
Диаметр модели, м	0,03		
Суммарный расход агента, $см^3$/мин	3,125	3,125	3,125
Пористость модели, %	37,8	38,2	38,3
Объем пор модели, $см^3$	138,5	140,1	140,2
Газороницаемость, $мкм^2$	2,08	1,96	1,97
Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	0,837	0,874	0,771
Начальная водонасыщенность, д. ед.	0,162	0,126	0,229

- Создание начальной нефтенасыщенности.

Для создания начальной нефтенасыщенности пластовая вода вытеснялась дегазированной и обезвоженной нефтью с объемным расходом 0,2 $см^3$/мин при комнатной температуре. Нефтенасыщенность модели определялась методом материального баланса по известным значениям объемов нефти, закачанной в модель, воды, вытесненной нефтью, и порового объема модели. Для каждого эксперимента значение нефтенасыщенности доводилось до значения, близкого к пластовому. В таблице 1 приведены начальные параметры моделей пласта, определенные по вышеописанной методике.

- Подготовка эксперимента

Модель нагревалась в течение 18 часов до заданной температуры. После нагрева модели давление в системе поднималось до 5,5–6 атм.

Для достижения необходимых параметров пара на входе в модель осуществлялась его предварительная прокачка через линию нагнетания пара.

Эксперимент начинался в момент, когда температура пара или смеси пара и щелочи перед входом в модель достигала необходимой величины.

Измерение объемов вытесненной нефти производилось с помощью мерного цилиндра с погрешностью измерения 1 $см^3$. С учетом порового объема насыпной модели пласта абсолютная погрешность измерения коэффициента вытеснения составляет менее 1 %. Для разделения воды и нефти на выходе из модели в мерный цилиндр заливался раствор ПАВ.

Эксперимент продолжался до тех пор, пока не прокачивалось 3 объема пор модели, либо до полного опорожнения емкостей высокого давления.

Результаты экспериментальных исследований

Всего было проведено 3 эксперимента по вытеснению нефти чистым паром и парощелочными смесями. Во всех экспериментах температура вытесняющего агента на входе в модель поддерживалась на уровне 150 °С.

На рисунке 2 приведены зависимости коэффициента вытеснения нефти от объема закачки пара (в водном эквиваленте) в объемах пор модели при использовании различных вытесняющих агентов.

Как видно из рисунка 2, при вытеснении нефти паром совместно с щелочью могут достигаться высокие значения коэффициентов вытеснения. Конечный коэффициент вытеснения нефти в базовом варианте составил 0,714. При вытеснении нефти паром с массовой долей КОН в потоке равной 0,1 %, конечный коэффициент вытеснения увеличился на 0,107 и составил 0,821.

Дальнейшее увеличение массовой концентрации КОН в теплоносителе приводит к увеличению конечного коэффициента вытеснения нефти. После прокачки 3 объемов пор модели паром с концентрацией КОН равной 1 % КВН становится выше в сравнении с базовым вариантом на 0,147 и достигает значения 0,861.

Увеличение концентрации щелочи также положительно влияет и на скорость вытеснения нефти из модели пласта в начальный период времени (рис. 3).

Как видно на рисунке 3, увеличение концентрации КОН приводит к увеличению скорости вытеснения нефти в начальный период времени. При вытеснении нефти паром с концентрацией КОН 0,1 %, скорость вытеснения нефти выросла на 28 % по сравнению с базовым вариантом (с 1,8 до 2,3 $см^3$/мин). Добавление 1 % щелочи в пар способствует дальнейшему увеличению скорости вытеснения нефти в начальный период времени на 83 % по сравнению с базовым вариантом с 1,8 до 3,3 $см^3$/мин. Из рисунка 3 также видно, что в определенный момент времени (что соответствует прокачке 1,2 объема пор модели) скорости добычи во всех экспериментах выравниваются и становятся практически равными.

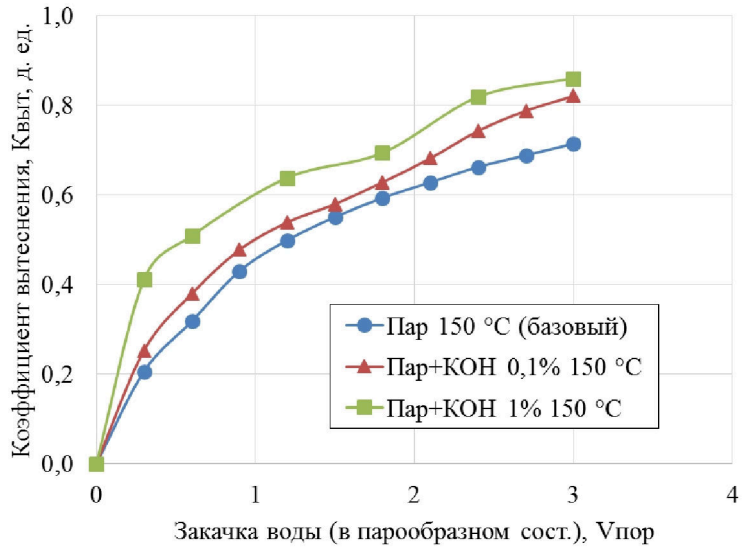

Рисунок 2 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти паром от объема закачки пара в объемах пор пласта

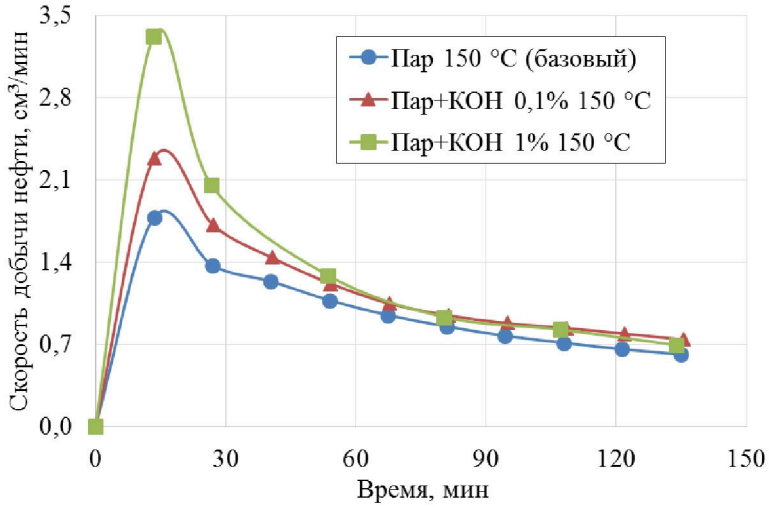

Рисунок 3 – Зависимость динамики скорости добычи нефти от концентрации щелочи в закачиваемом паре

По объемам закачанного теплоносителя и добытой на выходе из модели нефти были рассчитаны значения накопленного ПНО (рис. 4).

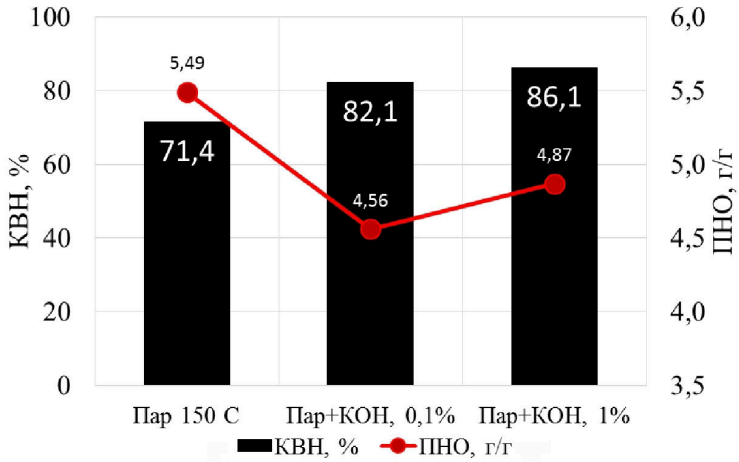

Рисунок 4 – Сопоставление значений накопленного ПНО и КВН

В базовом варианте накопленное ПНО составило 5,49 г/г. При вытеснении нефти паром с массовой концентрацией щелочи 0,1 % значение ПНО снизилось на 20 % до 4,56 г/г. Последующее увеличение концентрации КОН в закачиваемом паре до 1 % привело к увеличению конечного ПНО по сравнению с предыдущим вариантом с 4,56 до 4,87 г/г, однако полученное ПНО осталось ниже по сравнению с базовым вариантом.

Следует отметить, что в процессе вытеснения нефти парощелочной смесью наблюдались периодические колебания давления, что можно объяснить образованием эмульсий разного типа (прямых и обратных) при контакте нефти с раствором щелочи и реализации различных механизмов вытеснения нефти. В частности, при вытеснении нефти чистым паром на выходе из модели главным образом отбиралась эмульсия типа «вода в нефти», которая характеризуется повышенной вязкостью. В экспериментах с добавлением щелочи к пару на выходе из модели собиралась как обратная (вода в нефти), так и прямая (нефть в воде) эмульсии.

Выводы

Проведенные лабораторные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Добавка щелочи (КОН) к пару приводит к увеличению КВ высоковязкой нефти. При вытеснении нефти паром с массовой концентрацией щелочи 0,1 % из насыпной модели пласта достигается значительный прирост КВ (с 0,714 до 0,821 д. ед.) по сравнению с базовым вариантом. Увеличение концентрации щелочи до 1 % позволило увеличить коэффициент вытеснения до 0,862 д. ед.
2. При увеличении концентрации КОН в закачиваемом паре происходит увеличение скорости вытеснения высоковязкой нефти. При вытеснении нефти паром с массовой концентрацией КОН 1 % скорость вытеснения нефти увеличивается в 1,8 раза по сравнению с базовым вариантом.
3. Использование щелочи в качестве добавки к пару в условиях описанных экспериментов позволило увеличить эффективность теплового воздействия. Накопленное ПНО снизилось с 5,49 г/г для базового варианта до 4,56 г/г в случае вытеснения нефти паром с КОН 0,1 % масс. В эксперименте по вытеснению нефти паром с КОН 1 % масс. ПНО составило 4,87 г/г.

Литература:

1. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) : учеб. пособие / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.
2. Jennings Y. Study of Caustic Solution-Crude Oil Interfacial Tensions. SPE AIME meeting. – Houston, 1974.
3. Goyal K.L., Arora P.D. Enhanced Recovery of Viscous Oil by Caustic Flooding. – Gujarat, 1978.
4. Tiab D., Okoye C.U. and Osman M.M. Caustic Steam Flooding. 51st Annual SPE-AIME California Regional Meeting. – Bakersfield, California, March 25–26, 1981. P. 167–676.
5. Okoye C.U., Tiab D. Enhanced Recovery of Oil by Alkaline Steam Flooding. 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME. – New Orleans, 1982.
6. Medizade M.M., Handy L.L. Displacement of Viscous Oil From Consolidated Cores by Caustic at temperatures Above 257 °F. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Francisco, 1983.
7. Okoye C.U., Hayatdavoudi A., Ping-Hu W., Oungpasuk P., Yosef M. A Laboratory Screening Method for Pilot Caustic Steamflood. 60th California Regional Meeting. – Ventura, 1990.
8. Shedid A.S., E.l. Abbas A.A. Experimental Study of Surfactant Alkaline Steam Flood Through Vertical Wells. SPE/AAPG Western Regional Meeting. – Long Beach, 2000.
9. Гиматудинов Ш.К., Дунюшкин И.И., Нагорный Л.А. Сборник лабораторных работ по курсу «Физика нефтяного пласта». – 2-е изд. – М. : МИНГ, 1987. – 68 с.

References:

1. Ruzin L.M. Methods of increase in oil recovery of layers (theory and practice): studies. grant / L.M. Ruzin, O.A. Morozyuk. – Ukhta : UGTU, 2014. – 127 p.
2. Jennings Y. Study of Caustic Solution-Crude Oil Interfacial Tensions. SPE AIME meeting. – Houston, 1974.
3. Goyal K.L., Arora P.D. Enhanced Recovery of Viscous Oil by Caustic Flooding. – Gujarat, 1978.
4. Tiab D., Okoye C.U. and Osman M.M. Caustic Steam Flooding. 51st Annual SPE-AIME California Regional Meeting. – Bakersfield, California, March 25–26, 1981. P. 167–676.
5. Okoye C.U., Tiab D. Enhanced Recovery of Oil by Alkaline Steam Flooding. 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME. – New Orleans, 1982.
6. Medizade M.M., Handy L.L. Displacement of Viscous Oil From Consolidated Cores by Caustic at temperatures Above 257 °F. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Francisco, 1983.
7. Okoye C.U., Hayatdavoudi A., Ping-Hu W., Oungpasuk P., Yosef M. A Laboratory Screening Method for Pilot Caustic Steamflood. 60th California Regional Meeting. – Ventura, 1990.
8. Shedid A.S., E.l. Abbas A.A. Experimental Study of Surfactant Alkaline Steam Flood Through Vertical Wells. SPE/AAPG Western Regional Meeting. – Long Beach, 2000.
9. Gimatudinov Sh.K., Dunyushkin I.I., Mountain L.A. Collection of laboratory works on the course «Physics of Oil Layer». – 2nd prod. – M. : MING, 1987. – 68 p.