

НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТА И ПУТИ ЕЁ УВЕЛИЧЕНИЯ

Савенок¹ О. В., Кусова² Л. Г.

¹ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»,

olgasavenok@mail.ru

²МБОУ лицей № 4 г. Краснодара

В статье рассмотрена нефтеотдача пластов и пути её увеличения, а также проведено изучение и определение коэффициентов нефтеотдачи по геолого-промысловым данным. Показано современное состояние работ по нефтеотдаче пласта. Определены некоторые вопросы методики определения коэффициента нефтеотдачи пластов.

Ключевые слова: нефтеотдача продуктивного пласта; коэффициент нефтеотдачи пластов; современное состояние работ по нефтеотдаче пластов; определение коэффициента нефтеотдачи пластов по геолого-промысловым данным; увеличение коэффициента нефтеотдачи; степень вытеснения нефти водой; переходная зона.

1. Введение

Под нефтеотдачей продуктивного пласта в нефтепромысловой практике понимается степень использования природных запасов нефти. Ввиду того, что естественные запасы нефти в недрах земли неограничены, а открытие новых нефтяных месторождений требует затраты огромных средств и времени; достижение высокой нефтеотдачи пластов уже открытых месторождений имеет исключительно важное значение для страны.

Нефтеотдача пластов, или степень извлечения подземных запасов нефти, в значительной мере влияет на объём капитальных вложений в поисковое и разведочное бурение, а также на планирование прироста промышленных, пер-

спективных и прогнозных запасов. Кроме того, знание фактической величины нефтеотдачи имеет большое значение для оценки остаточных запасов, эффективности применяемых систем разработки, перспектив и масштабов внедрения новых методов разработки на длительно разрабатываемых залежах. Нефтеотдача пластов зависит от геологических условий залегания нефти в недрах, неоднородности пластов, физических свойств коллекторов и содержащихся в них жидкостей, системы разработки и методов воздействия на пласт, а также от предела экономической рентабельности эксплуатации скважин.

Добыча нефти должна расти не только за счёт ввода в эксплуатацию новых месторождений, но и за счёт увеличения нефтеотдачи разрабатываемых месторождений. Количество остаточной нефти по ряду месторождений определяется десятками и сотнями миллионов тонн. Небольшое увеличение нефтеотдачи пластов равноценно открытию нескольких крупных месторождений. Экономические выводы, связанные с получением дополнительной добычи нефти и использованием промысловых сооружений, будут огромны. Таким образом, перспектива увеличения нефтеотдачи, т.е. решение проблемы максимального извлечения нефти из недр, является одной из крупных народнохозяйственных задач.

2. Нефтеотдача пластов

Один из показателей эффективности режима работы залежей и в целом процесса её разработки – нефтеотдача (степень полноты извлечения нефти). Её характеризуют коэффициентом нефтеотдачи (вводится термин коэффициента нефтеизвлечения), причём различают конечный, текущий и проектный коэффициенты нефтеотдачи.

Под текущим коэффициентом нефтеотдачи (текущей нефтеотдачей) понимается отношение добытого из пласта количества нефти па определенную дату к балансовым (геологическим) её запасам. Текущая нефтеотдача возрастает во времени по мере извлечения из пласта нефти. Конечный коэффициент нефтеотдачи – это отношение извлечённых запасов нефти (добытого количест-

ва нефти за весь срок разработки) к балансовым запасам. Проектный коэффициент нефтеотдачи отличается от конечного (фактического) тем, что он обосновывается и планируется при подсчёте запасов нефти и проектировании разработки. На основании экспериментальных и статистических промысловых данных считают, что конечные коэффициенты нефтеотдачи в зависимости от режимов работы залежей могут принимать такие значения:

- водонапорный режим 0,5-0,8;
- газонапорный режим 0,1-0,4;
- режим растворённого газа 0,05-0,3;
- гравитационный режим 0,1-0,2.

Так как напорные режимы характеризуются высокими конечными коэффициентами нефтеотдачи, а также высокими темпами отбора нефти, то часто с самого начала разработки целесообразно изменить естественный режим и принудительно создать в залежи водонапорный или менее эффективный газонапорный режим. Упругий режим всегда переходит в другой режим. При вытеснении газированной нефти водой нефтеотдача может повышаться за счёт того, что часть нефти замещается неподвижным газом.

При напорных режимах, учитывая физическую сторону процесса вытеснения нефти и реальное движение жидкости к системе скважин, коэффициент нефтеотдачи (нефтеизвлечения) представляют (по предложению А.П. Крылова) как произведение коэффициентов вытеснения нефти из пласта и охвата пласта разработкой:

Под коэффициентом вытеснения понимают отношение объёма нефти, вытесненной из области пласта, занятой рабочим агентом (водой, газом), к начальному содержанию нефти в этой же области. Как известно из физики пласта, коэффициенты вытеснения зависят в основном от кратности промывки (отношения объёма прокачанного рабочего агента к объёму пор), отношения вязкости нефти к вязкости рабочего агента, коэффициента проницаемости, распределения размера пор и характера смачиваемости пород пласта. В гидрофильных высокопроницаемых пористых средах при малой вязкости нефти, по данным

М.Л. Сургучёва, коэффициент вытеснения нефти водой может достигать 0,8-0,9. В слабопроницаемых частично гидрофобных средах при повышенной вязкости нефти он составляет 0,50-0,65, а в гидрофобных пластах – не более 0,25-0,40. Вместе с тем, при смешивающемся вытеснении нефти газом высокого давления, углекислым газом и мицеллярным раствором, т.е. при устранении существенного влияния капиллярных сил, коэффициент вытеснения достигает 0,95-0,98.

Под коэффициентом охвата понимается отношение объёма породы, охваченной вытеснением, ко всему объёму нефтесодержащей породы. Он характеризует потери нефти по толщине и площади пласта в зонах стягивающих рядов добывающих скважин, разрезающих рядов нагнетательных скважин, в неохваченных дренированием и заводнением зонах в слабопроницаемых включениях, слоях, линзах, пропластках и застойных зонах, которые контактируют непосредственно с обводнёнными слоями и зонами или отделённых от них непроницаемыми линзами и слоями. В сильно расчленённых пластах остаточная нефтенасыщенность, которая может достигать 20-80 %, существенно зависит от размещения скважин, условий вскрытия пластов в них, воздействия на обособленные линзы и пропластки, соотношения вязкостей нефти и воды и др.

В целом нефтеотдача зависит от многих факторов, пути управления которыми в настоящее время известны или изучаются, ибо большая доля запасов нефти всё же остаётся в пласте. Увеличение коэффициента нефтеотдачи – актуальная и важная народнохозяйственная задача, на решение которой направлены усилия нефтяников.

3. Современное состояние работ по нефтеотдаче пласта

В нашей стране большое развитие получили научные исследования по поискам и разведке нефтяных и газовых месторождений, а работы по изучению нефтегазоносных толщ, направленные на повышение извлечения геологических (абсолютных) запасов нефти, ещё не достигли должного уровня.

В научно-исследовательских институтах проведён целый ряд больших теоретических и экспериментальных исследований, связанных с нефтеотдачей пласта, в результате которых освещены многие вопросы механизма вытеснения нефти водой. Значительная работа проделана по изучению параметров пласта и насыщающих их жидкостей и газов в лабораторных и промышленных условиях геофизическими методами.

Однако в работах институтов ещё недостаточно уделяется внимания тематике исследований по нефтепромысловой геологии. Особенно слабо в планах институтов представлена тематика по изучению нефтеотдачи пласта. Во многих институтах нет лабораторий по нефтепромысловой геологии.

В результате отставания научных исследований фактические величины коэффициентов нефтеотдачи для разных геологических условий и различных систем разработки остаются невыясненными.

Представления о величинах коэффициентов нефтеотдачи зачастую складываются по результатам лабораторных исследований. Однако в лабораторных опытах практически невозможно воспроизвести сложные природные условия, влияющие на процесс вытеснения нефти. Поэтому полученные в лабораторных условиях данные могут характеризовать лишь максимальную нефтеотдачу. Так, например, конечные коэффициенты нефтеотдачи, полученные в УфНИИ по лабораторным данным при вытеснении нефти водой, по девонским пластам Туймазинского месторождения достигают 73-77 %, по Шкаповскому месторождению (пласт Д) – 78-74 %, по девонскому пласту Чекмагушского месторождения – 71-73 %, по угленосному горизонту Арланского месторождения – 60-75 %. Не говоря о высоких цифрах нефтеотдачи по Туймазинскому и Шкаповскому месторождениям, совершенно очевидным является недостижимость полученного коэффициента отдачи по Арланскому месторождению, где вязкость нефти в пластовых условиях достигает 20 сантипуаз.

Завышенные величины коэффициента нефтеотдачи, получаемые в лабораторных условиях, кроме целого ряда других причин, объясняются главным образом неучётом неоднородности пластов и величины водного фактора. Степень

неоднородности, включая в это понятие многослойность и расчленённость, в значительной мере влияет на величину коэффициента нефтеотдачи. При исследовании кернов зачастую прокачивают большое количество вытесняющей жидкости, нередко превышающее десять объёмов порового пространства исследуемой пористой среды. На практике при разработке нефтяных пластов через нефтяную залежь проходит значительно меньшее количество воды. По пласту XVI Октябрьского района объединения «Грознефть», который разрабатывается с 1961 года, водный фактор достиг лишь 3,0. Поэтому при сопоставлении результатов лабораторных и промысловых исследований необходимо учитывать количество воды, прошедшей через пласт или образец керна.

За последние годы по ряду пластов, находящихся на конечной стадии разработки, проведены определения конечного коэффициента нефтеотдачи по геолого-промысловым данным. Весьма интересные данные получены по месторождениям Азербайджана, а также по Чеченской республике и республике Ингушетия. Очень низкие коэффициенты нефтеотдачи получаются при разработке залежей КС: так, на Биби-Эйбате за 25 лет разработки коэффициент нефтеотдачи едва достиг 0,10; на Маштаги-Бузовнинском месторождении по горизонтам I-V он равен 0,17, по горизонтам II и III – 0,30; на Калинском месторождении по горизонтам 11-12 (первое поле) коэффициент нефтеотдачи составил 0,326. Более высокие коэффициенты нефтеотдачи достигнуты при разработке ПК свиты, характеризующейся лучшими коллекторскими свойствами. Так, в Сураханах (юго-восточное поле) коэффициент нефтеотдачи составил 0,25, по ПК – 0,30; в Буховнах (центральное поле) – 0,28, в Бинагодах – 0,34, в Маштагах (южное крыло) – 0,41. Довольно значительные величины коэффициентов нефтеотдачи получены при разработке пластов с водонапорным режимом: по ПК свите Чахнагяра он составил 0,76, по горизонтам VI и VIa балаханской свиты в Сураханах достиг 0,80. Получение высоких коэффициентов нефтеотдачи объясняется также большой плотностью разбуривания (до 1,5 га на скважину) и значительными водными факторами.

Высокие коэффициенты конечной нефтеотдачи определены (при 98 %-ной обводнённости) по ряду пластов месторождений Чеченской республики и республики Ингушетия. Так, по пласту XIII Октябрьского месторождения коэффициент равен 79,5 %, по пласту XVI – 79,5 %, по пласту XXII – 85 %; по пласту XII Ташкалинского месторождения он составил 80,5 %, по пласту XVI – 79,5 %; по пласту XI Старогрозненского месторождения он составил 70,5 %. Как установлено исследователями указанных месторождений, наличие ярко выраженного водонапорного режима, аномально высокой температуры и высокой проницаемости (1,4-1,8 Дарси), а также вытеснение нефти щелочными водами обеспечили высокую нефтеотдачу.

По другим пластам с проницаемостью 500-1000 миллиДарси (пласты XI, XX и XXI Октябрьского месторождения, пласт XIV месторождения Горы-Горской, пласт XVIII месторождения Горячеисточненского) нефтеотдача колеблется от 68 до 53 %, а по пластам I, II, XII и XIX Октябрьского месторождения, где проницаемости ещё ниже (от 100 до 500 миллиДарси), нефтеотдача достигает 35-51 %.

На примере разработки этих месторождений следует отметить большое значение водного фактора для повышения нефтеотдачи пласта. По пласту XVI Октябрьского месторождения коэффициент нефтеотдачи для безводного периода составил около 0,60, а при водном факторе 3,0 коэффициент нефтеотдачи увеличился на 0,25. Для такого увеличения понадобилось более 25 лет, причём обводнённость нефти за это время достигла 99 %, безводный период составил 15 лет, а водный более 25 лет.

На основании этих данных можно сделать следующие выводы.

- 1) безводный период добычи нефти для такого типа месторождений составляет 23-35 % от всего времени эксплуатации залежи;
- 2) за безводный период отбирается от 25 до 30 % всех промышленных запасов нефти;
- 3) увеличение водного фактора даёт значительное повышение коэффициента нефтеотдачи.

Лабораторные данные показывают большое увеличение коэффициента нефтеотдачи за счёт повышения водного фактора, чем получается по геолого-промысловым данным. Эта разница, вероятно, объясняется тем, что в лабораторных экспериментах не учитывается неоднородность пласта.

Соотношение добычи нефти в безводный и водный периоды не может быть одинаковым для различных геологических условий. Для пологих структур восточной части Русской платформы, где крупные запасы нефти содержатся в водоплавающих частях залежей, добыча нефти в водный период будет более значительной и длительной.

Таким образом, надо выделять нефтеотдачу для безводного и водного периодов разработки, а конечные коэффициенты нефтеотдачи следует рассматривать в зависимости от величины водного фактора.

В последние годы местными институтами и производственными организациями проведены определения конечных коэффициентов нефтеотдачи по заводнённым частям пластов ряда месторождений Русской платформы, поскольку в этих районах практически ещё нет выработанных залежей. Сравнительно высокие коэффициенты нефтеотдачи получены по пласту Б₂ угленосного горизонта, по месторождениям Зольный овраг коэффициент составил 0,66, Стрельный овраг – 0,60, Яблонов овраг – 0,60, Губино – 0,60. По девонским пластам Яблонового оврага коэффициент равен 0,64; по горизонту Д₁ Константиновского месторождения – 0,71, по горизонту Д – 0,58, по горизонту Д – 0,67; по горизонту Д Соколовогорского месторождения – 0,42 и по горизонту Д – 0,61.

Методика определения конечного коэффициента нефтеотдачи по всем месторождениям одна и та же и определяется он как отношение общего количества добытой из пласта нефти к разности первоначальных и остаточных запасов, которая относится к промытой части залежи.

При определении коэффициентов нефтеотдачи по заводнённым частям залежей в ряде случаев берутся в расчёт средние данные по пласту, а не параметры той части залежи, в пределах которой осуществляется замещение нефти

водой. В результате коэффициент нефтеотдачи не отвечает тому объекту, который подвергся заводнению.

Многочисленными исследованиями установлено, что периферийные участки залежей, как правило, характеризуются более низкими значениями параметров пласта, чем центральные приподнятые участки. В погруженных частях структур пористость, проницаемость и нефтенасыщенность пород значительно слабее. Следовательно, нефтеотдача по периферийным участкам должна быть ниже, чем средняя по пласту. Поэтому полученные по заводнённым частям коэффициенты нефтеотдачи в ряде случаев завышены.

Точность величин коэффициента нефтеотдачи зависит от достоверности величин, входящих в формулу подсчёта запасов объёмным методом, в частности, от эффективной мощности пласта, коэффициента нефтенасыщения и других параметров.

Нефтенасыщенность изменяется по площади от центра к периферии от 90 до 60 %. Эта закономерность имеет большое значение для платформенных условий, характеризующихся наличием больших размеров водоплавающих частей залежей. Когда исследуется нефтеотдача периферийных частей залежи, для расчёта надо брать не среднюю, а конкретную величину нефтенасыщенности, характеризующую эту часть залежи.

Для определения нефтенасыщенных мощностей пород и вместе с тем и коэффициента нефтеотдачи большое значение имеет точная отбивка водонефтяного контакта (ВНК), с которым связана самая большая площадь на границе нефти и воды. Для средних размеров нефтяных залежей Русской платформы ошибка в отбивке ВНК на 1 м искажает величину извлекаемых запасов на 500-700 тыс. тонн, а для крупных месторождений – на несколько десятков миллионов тонн.

Современные методы определения ВНК недостаточно точны. Колебания его отметок зачастую вызваны литологической изменчивостью нефтесодержащих пластов. Особенно затруднительна точная отбивка ВНК с разрезами мало-мощных пластов, когда при различной проницаемости пластов получаются не-

однозначные электрометрические показатели, усложняющие интерпретацию при испытании разведочных скважин и наблюдениях за появлением воды в эксплуатационных скважинах в процессе разработки месторождения нельзя получить точной отметки ВНК. Наиболее надёжны промыслово-геофизические и радиометрические методы. Однако и они ещё не обеспечивают требуемой точности определения положения ВНК.

Необходимо продолжать исследования ВНК до получения возможно более точной его отбивки главным образом геофизическими и радиометрическими методами.

Большое влияние на снижение конечной нефтеотдачи оказывает несовершенство методов разработки водоплавающих частей нефтяных залежей. В ряде случаев при проходке скважин, чтобы получить безводную нефть, перфорация производится выше водоносных песчаников на 3-5 м. В результате нефтенасыщенные пропластки, залегающие в нижних частях пластов, на границе нефти и воды могут оставаться в значительной степени невыработанными.

Это обстоятельство имеет серьёзное значение как фактор, снижающий коэффициент нефтеотдачи для подавляющего большинства платформенных залежей, в которых значительные запасы нефти сосредоточены в водонефтяных зонах. Так, например, на Ромашкинском месторождении нефтяные залежи всей площади месторождения на 90,5 % подстилаются водой.

Американцы считают, что достигнутый ими коэффициент нефтеотдачи при первичных методах добычи нефти по всем продуктивным пластам США составляет 35 % от геологических запасов, причём они утверждают, что более высокую отдачу (в среднем) первичными методами добычи получить нельзя. Они указывают, что нефтяные пласты с режимом растворённого газа при самых лучших технологических методах разработки могут обеспечить суммарный отбор от 10 до 25 %. В продуктивных пластах с упруговодонапорным режимом коэффициент суммарной нефтеотдачи, по их мнению, может изменяться в идеальных условиях от 35 до 75 %.

Если американцы говорят о среднем фактически достигнутом коэффициенте нефтеотдачи в 0,35, то специалисты Российской Федерации считают, что в России средний конечный коэффициент нефтеотдачи составляет примерно 0,45-0,50. Однако научные исследования, показывающие полноту извлечения нефти в различных геологических условиях, ещё недостаточны.

Как в США, так и в России совершенно отчётливо выделяются группа низких коэффициентов отдачи, получающихся при разработке нефтяных залежей с режимом растворённого газа, и группа более высоких коэффициентов нефтеотдачи, достигаемых в результате выработки залежей с упруговодонапорным режимом.

Средний коэффициент нефтеотдачи в целом по стране зависит от следующих основных факторов:

1) от соотношения добычи нефти на месторождениях с упруговодонапорным режимом и режимом растворённого газа, а также от удельного веса добычи тяжёлой нефти, при эксплуатации которых получается низкая отдача;

2) от уровня развития методов поддержания пластовых давлений и вторичных методов добычи;

3) при прочих равных условиях от размещения и плотности скважин при разработке.

В 1960 году примерно 72-73 % общесоюзной добычи нефти приходилось на месторождения с упруговодонапорным режимом. По месторождениям США таких данных мы не имеем.

За тот же год добыча нефти с поддержанием пластового давления и с применением вторичных методов в СССР достигла 65 %, в то время как в США она составила лишь 28-30 %. Указанные благоприятные соотношения, сложившиеся в СССР в направлении разработки месторождений и добычи нефти, повлияли на повышение нефтеотдачи.

Можно предположить, что и в ближайшие годы удельный вес добычи нефти из залежей с упруговодонапорным режимом сохранятся на уровне примерно 70-75 %. Добыча нефти из пластов, разрабатываемых с поддержанием пластово-

го давления, к 1980 году значительно увеличится; возрастёт также добыча тяжёлых нефтей, что несколько повлияет на снижение среднего коэффициента нефтеотдачи. В некоторых районах будут разрабатываться глубокие горизонты, в которых следует предполагать закономерное снижение проницаемости пород и в ряде случаев наличие залежей нефти с режимом растворённого газа, что также повлияет на снижение среднего коэффициента нефтеотдачи.

Для прогнозирования динамики коэффициента нефтеотдачи на длительный период, кроме знания фактически достигнутых величин его в различных геологических условиях, необходимы детальные расчёты по ряду групп месторождений и знание многих факторов, влияющих на нефтеотдачу, в частности, большое значение имеет знание потенциальных возможностей методов поддержания давления на нефтеотдачу.

Американцы Робертс и Уокер, ссылаясь на накопленные материалы о возможностях и применении различных методов поддержания пластового давления, считают, что максимальное значение коэффициента суммарной нефтеотдачи будет не более 60 %. Однако это может быть достигнуто, заявляют они, в течение следующих 50 лет. С этим их мнением нельзя согласиться. Нам представляется, что научные исследования в этой области позволят обосновать и добиться значительно большего извлечения нефти.

До настоящего времени ещё нет полной ясности в потенциальных возможностях методов поддержания давления в отношении повышения конечного коэффициента нефтеотдачи. Можно считать доказанным весьма положительное значение водного фактора в увеличении конечного коэффициента нефтеотдачи. В этом отношении приведённые выше данные по эксплуатации Грозненских месторождений являются вполне убедительными. Робертс и Уокер указывают, что заводнение является наиболее распространённым способом повышения суммарной нефтеотдачи – оно может повысить суммарную нефтеотдачу на 20-30 % от запасов, и что для извлечения 1 м³ нефти из пласта надо прокачать через него 20 м³ воды. Следует подчеркнуть, что выбор того или иного метода воздействия на пласт зависит в итоге не только от величины суммарной нефте-

отдачи, но и от экономической эффективности мероприятия. Необходимо, прежде всего, разобраться в том, каковы фактически достигнутые коэффициенты и какие факторы, влияющие на нефтеотдачу, ещё не выявлены. Кроме общеизвестных факторов, влияющих на нефтеотдачу (вязкость жидкостей, физические свойства коллекторов, величина остаточной воды и её свойства и др.), необходимо более детально изучить влияние скоростей вытеснения нефти, оценить потенциальные возможности методов поддержания пластового давления в отношении увеличения нефтеотдачи, а также проанализировать влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу в различных условиях неоднородности пластов.

4. Некоторые вопросы методики определения коэффициента нефтеотдачи пластов по геолого-промысловым данным

Особое значение для познания природных факторов, влияющих на величину нефтеотдачи пластов, имеют исследования по выработанным или находящимся в длительной разработке залежам.

Существующая в настоящее время методика определения коэффициентов нефтеотдачи по геолого-промысловым данным для выработанных залежей или заводнённых участков требует значительного совершенствования и единого подхода к определению наиболее важных параметров, влияющих на нефтеотдачу пласта.

Современные методы исследования пластов позволяют в значительной степени уточнить величину нефтеотдачи, определяемую по геолого-промысловым данным, и познать некоторые особенности процесса вытеснения благодаря учёту следующих факторов:

- 1) упругих сил пласта при определении нефтеотдачи пласта по заводнённым участкам;
- 2) степени охвата залежи в процессе заводнения, обусловленной неоднородностью пласта и коллектора;

3) степени вытеснения нефти водой, обусловленной особенностями структуры порового пространства и капиллярными силами;

4) точности определения положения водонефтяного контакта как первоначального, так и текущего;

5) истинной величины нефтенасыщенности пород и т.п.

Коэффициент нефтеотдачи в заводнённых участках (в условиях водонапорного режима) определяется отношением добытого объёма нефти из залежи к первоначальному объёму нефти в пределах данного участка.

В условиях водонапорного режима добыча нефти из заводнённого участка обычно принимается равной суммарной добыче по залежи в целом, что справедливо только в том случае, если текущее давление в залежи равно начальному пластовому давлению.

Если же текущее давление в залежи меньше начального пластового давления, то некоторое количество нефти будет добыто за счёт упругих сил всей залежи, а не только за счёт вытеснения нефти из заводнённого участка. При вычислении коэффициента нефтеотдачи заводнённого участка необходимо эту дополнительную добычу исключать из общей добычи нефти за счёт упругих сил пласта. Влияние упругих сил пласта на нефтеотдачу заводнённого участка тем больше, чем меньше относительный объём заводнённого участка (по отношению ко всему объёму залежи).

Точность определения коэффициента нефтеотдачи пластов, разрабатываемых в условиях водонапорного режима, зависит от точности определения заводнённого объёма залежи. Вследствие неоднородности пласта по проницаемости в залежи могут оставаться при данной системе размещения скважин не заводнённые участки пласта. Отношение объёма нефтесодержащей породы, охваченного заводнением (т.е. где прошла вода), ко всему объёму нефтесодержащей породы в пределах всей залежи (в случае выработанной залежи) или в пределах заводнённого участка представляет собой коэффициент охвата залежи (в данном случае участка) заводнением. Поскольку коэффициент нефтеотдачи пласта можно представить в виде произведения коэффициентов вытеснения

(т.е. нефтеотдачи однородного пласта по лабораторным данным) и охвата, то для выработанной залежи (или участка) можно вычислить достигнутый коэффициент охвата. Однако определённая таким образом величина коэффициента охвата не позволяет выявить невыработанные зоны пласта. Поэтому для более эффективного обнаружения не вырабатываемых участков пласта необходимо шире использовать не только давно применяемые геологические методы, но и методы гидроразведки, разработанные Н.П. Яковлевым во ВНИИ.

Точность определения коэффициента нефтеотдачи пласта зависит в значительной степени от точности определения нижней границы залежи.

При подсчёте запасов нефти на ряде крупнейших месторождений Татарии и Башкирии до недавнего времени выделялась так называемая переходная зона. При опробовании переходной зоны на Ромашкинском месторождении во многих скважинах получены притоки чистой нефти или нефти с водой.

Существуют совершенно различные представления о так называемой переходной зоне. Одни исследователи к переходной зоне относят значительную часть нефтяной залежи только на том основании, что содержание воды в залежи несколько увеличивается по сравнению с номинальным содержанием связанной воды.

Другие исследователи отмечают, что переходная зона может иметь мощность 8-10 м, а водонефтяной контакт залегает на расстоянии 1,5 м от зеркала воды. Если учесть, что многие крупные платформенные залежи имеют в среднем мощность пласта всего 7-8 м, то в таком представлении почти всю залежь надо относить к переходной зоне.

Третьи исследователи предлагают выделять две переходные зоны: за верхнюю границу первой переходной зоны предлагается принимать 75 %-ную нефтенасыщенность, а кровлю второй переходной зоны проводить по 25 %-ной нефтенасыщенности. Следовательно, если в залежи связанной воды будет 30 %, то всю залежь надо относить к переходной зоне. Однако если нефтенасыщенность пласта составляет 15-25 %, то при опробовании этой части залежи можно получить только чистую воду. Поскольку эти предложения не дают точного

представления о нижней границе и объёме самой залежи и, следовательно, не обеспечивают точности подсчёта запасов нефти, они не могут быть приняты.

Имеющийся керновый материал даёт ясное представление о нижней границе залежи и позволяет однозначно решить вопрос о так называемой переходной зоне.

Несомненно, что понятие «переходная зона» возникло в результате трудностей интерпретации данных геофизических исследований скважин и отсутствия кернов, характеризующих зоны водонефтяного контакта.

Проведённые исследования показали, что большое влияние на чёткость отбивки водонефтяного контакта имеют геологические условия. В мощных песчаных пластах положение ВНК определяется достаточно точно по резкому снижению кажущихся сопротивлений.

Однако существует большое число скважин, на каротажных диаграммах которых ввиду плавного уменьшения кажущихся сопротивлений невозможно точно установить положение ВНК. В этих случаях нечётная отбивка ВНК вызвана особенностями строения нефтяного горизонта, выражающимися в частом чередовании песчаных, алевритовых и аргиллитовых образований, обусловивших постепенный спад сопротивлений в зоне ВНК.

На характер изменения кажущихся сопротивлений в зоне ВНК оказывает влияние не только нефтегазонасыщенность пласта, но и физические свойства коллекторов, сопротивление вмещающих пород, неравномерное проникновение фильтрата глинистого раствора в пласт и др.

Приведённые примеры показывают, что расчленённость пласта и большое количество алевритовых и аргиллитовых прослоев не способствуют чёткому определению ВНК по геофизическим данным и что точная интерпретация геофизических материалов должна основываться на данных отбора керна.

Различные результаты испытания скважин в переходной зоне свидетельствуют о том, что интерпретация физической сущности переходной зоны, основанная только на данных промысловой геофизики, субъективна и несовершенна;

поэтому в одних случаях к переходной зоне относят часть нефтяной залежи, а в других к той же зоне относят водоносную часть пласта.

В действительности же под понятием ВНК следует подразумевать поверхность раздела между нефтеносными и водоносными породами, ограничивающую нефтяную залежь снизу. Выше этой поверхности при опробовании можно получить чистую нефть или нефть с водой, ниже – только воду.

Для анализа разработки крупных нефтяных залежей большое значение имеет определение текущего положения водонефтяного контакта. Для этого необходимо в пределах водоплавающей части крупных залежей иметь специальные неперфорированные скважины, в которых должны вестись радиометрические исследования за подъёмом водонефтяного контакта в процессе разработки залежей.

Точность определения коэффициента нефтеотдачи пласта по геолого-промысловым данным в значительной степени зависит от знания объёма пор, насыщенных нефтью. Между тем до последнего времени даже по крупнейшим нефтяным залежам страны нет ни одного достоверного определения коэффициента нефтенасыщенности по кернам, отобраным на безводных растворах. Такое положение в значительной степени отражается на точности подсчёта первоначальных запасов нефти и на величинах коэффициентов нефтеотдачи пластов, определяемых по геолого-промысловым данным.

Отсутствие каких бы то ни было данных о величине истинного коэффициента нефтенасыщенности пород обусловило широкое внедрение в промышленную практику геофизических методов определения нефтенасыщенности коллекторов. Так, в Башкирии, Татарии, Самарской области и других нефтяных районах внедрение этих методов дало хорошие показатели.

Для совершенствования методики определения нефтенасыщенности пластов и их практического внедрения в практику нефтепромыслового дела во ВНИИ при подсчёте запасов нефти по Шкаповскому месторождению, Миннибаевской, Абдрахмановской и Павловской площадям были составлены карты нефтенасыщенности по отдельным пластам и горизонту Д в целом, которые до-

казывают возможность широкого использования данных геофизических методов.

По картам нефтенасыщенности пластов были выявлены зоны с различной нефтенасыщенностью. Так, например, по Миннибаевской площади минимальный предел нефтенасыщенности пород составляет 58 %, максимальный – 94 %, средний по всему пласту – 87 %; по Абдрахмановской площади минимальная величина нефтенасыщенности достигает 62 %, максимальная – 94 %, средняя – 85 %; по Павловской площади минимальная величина нефтенасыщенности равна 66 %, максимальная – 93 %, средняя – 82 %; по Шкаповскому месторождению получены следующие данные: по пласту Д (верхняя пачка) минимальный коэффициент нефтенасыщенности равен 0,60, максимальный – 0,92, средний – 0,84; по пласту Д минимальный коэффициент нефтенасыщенности достигает 0,61, максимальный – 0,92, средний – 0,81. Эти данные показывают, что в целом величины нефтенасыщенности пластов, определённые по промыслово-геофизическим исследованиям скважин, вполне согласуются с геологическими представлениями о степени нефтенасыщенности пород.

Особо следует отметить, что вследствие ограниченной высоты капиллярного подъёма воды процент воды в нефтяной залежи в той части её, которая подстилается водой, будет увеличиваться по мере уменьшения мощности нефтенасыщенной части пласта. Исследования коэффициента нефтенасыщенности пород по крупнейшим нефтяным залежам платформенной области показали, что наибольшая нефтенасыщенность коллекторов, достигающая 92 %, как и следовало ожидать, приурочена к повышенной части структуры и расположена в пределах внутреннего контура нефтеносности, а за его пределами, по направлению к внешнему контуру, нефтенасыщенность пласта постепенно убывает до 80 % и далее в краевой части залежи снижается до 60 %.

В качестве примера можно привести Шкаповское месторождение. Здесь в самой возвышенной сводовой части величина нефтенасыщенности коллекторов достигает 90-92 %. Но по мере удаления от внутреннего контура нефтеносности к внешнему постепенно эта величина уменьшается, и минимальное значение

нефтенасыщенности доходит до 60 %. Это очень важное обстоятельство и здесь никаких противоречий с нашими геологическими представлениями нет.

Таким образом, изучение объёма порового пространства коллекторов, занятых нефтью, на примере крупнейших залежей Русской платформы позволяет установить, что нефтенасыщенность пород в пределах одной и той же залежи неодинакова: она достигает максимального значения в зоне внутреннего контура нефтеносности пласта и минимального в краевой части залежи.

Следовательно, при определении величины нефтеотдачи заводнённых участков пласта следует пользоваться не средними величинами нефтенасыщенности пластов по всей залежи, а величиной нефтенасыщенности, характерной для данного участка. Если для крутозалегающих нефтеносных пластов различие в величинах нефтенасыщенности по разрезу не оказывает существенного влияния на подсчёт запасов нефти и определение величины нефтеотдачи пластов по геолого-промысловым данным, то для платформенных залежей это может привести к большим ошибкам.

Следует особо отметить, что до сих пор величины нефтенасыщенности пород, определённые геофизическими методами, не удалось сравнить с истинным нефтенасыщением пород и установить их сходимость.

5. Заключение

Особо следует подчеркнуть необходимость экономических исследований эффективности различных мероприятий, повышающих коэффициент нефтеотдачи.

Необходимо проанализировать геолого-промысловый материал по большому количеству пластов, законченных разработкой или находящихся на конечной стадии эксплуатации. Надо пробурить ряд специальных оценочных скважин для отбора керн, чтобы выяснить коэффициент нефтенасыщения (или водонасыщенности) на новых, ещё не разрабатываемых месторождениях и коэффициент остаточной нефтенасыщенности на разработанных залежах и заводнённых частях нефтяных пластов в условиях, сохраняющих пластовое соотно-

шение водонасыщения. Дальнейшее развитие должны получить теоретические и экспериментальные работы по изучению процессов движения нефти, воды и газа в пористой среде.

Большое научное и практическое значение приобретает изучение геологических критериев неоднородности нефтесодержащих пластов. Известно, что степень неоднородности существенно влияет на установление оптимальных скоростей вытеснения нефти, на характер движения контуров, на плотность размещения скважин и на величину конечного коэффициента нефтеотдачи пласта. По материалам детально разбуренных пластов должна быть получена методика количественного выражения степени неоднородности пластов.

Научные исследования по определению достигнутых коэффициентов нефтеотдачи и решение проблемы повышения нефтеотдачи являются актуальными. Разнообразие геологических условий разработки месторождений обуславливает необходимость широких исследований, охватывающих все газонефтяные районы. Наряду с развитием исследований на местах необходима координация работ местных и центральных институтов, что ускорит решение восьми важных научных и практических задач по увеличению нефтеотдачи пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Издательство «Недра», 1990. – 427 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
3. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчёт запасов нефти и газа. – М.: Издательство «Недра», 1981. – 453 с.
4. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
5. Крылов А.П. Нефтепромысловая геология и нефтеотдача пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 293 с.
6. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие. – Новочеркасск: Лик, 2017. – 326 с.
7. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
8. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
9. Сургучёв М.Л., Сазонов Б.Ф., Колганов В.И. Эффективность современных методов разработки нефтяных залежей. – Куйбышев: Книжное издательство, 1962. – 92 с.
10. Нефтеотдача пластов [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b2ac68a5d43a88521216d27_0.html

11. Абдуллаева Э.С. кызы. Повышение нефтеотдачи пласта путём восстановления проницаемости призабойной зоны скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 32-34.
12. Васильев Н.И., Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н., Лешкович Н.М. Фрактальный подход к увеличению нефтеотдачи пласта // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 54-56.
13. Кокарев М.О., Мирский А.В. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 109-113.
14. Кулюкин М.В., Сапронов Н.М., Рыбальченко Ю.М. Применение комплексных методов увеличения нефтеотдачи пластов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 207-209.
15. Лятифов Я.А., Велиев Э.Ф. Применение смягченной воды для вторичных и третичных методов повышения нефтеотдачи пласта // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 112-121.
16. Очередько Т.Б., Барамбонье Соланж. Методы увеличения нефтеотдачи пластов на Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 77-84.
17. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 206-208.
18. Рзаева С.Д. Возможность применения микробиологического метода повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях, содержащих высокоминерализованную воду // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 143-145.
19. Савенок О.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти и методы управления процессами нефтеотдачи // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара: ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2012. – № 8/2012. – С. 39-43.
20. Савенок О.В., Буков Н.Н., Ганоцкая Е.Д., Панюшкин В.Т. О возможности использования низкоминерализованной воды для повышения нефтеотдачи месторождений Краснодарского края // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М.: Издательство «Горная книга», 2014. – № 8. – С. 331-339.

21. Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Принципы и технологии физико-химических и химических методов увеличения нефтеотдачи // Научно-методический электронный журнал «Концепт», 2015. – Т. 13. – С. 3121-3125. URL: <http://e-koncept.ru/2015/85625.htm>
22. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Оценка влияния различных факторов на свойства полимерного раствора, используемого для повышения КИН на месторождении Северное // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 184-189.

REFERENCES

1. Bojko V.S. Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanyh mestorozhdenij. – M.: Izdatel'stvo «Nedra», 1990. – 427 s.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2012-2015. – Т. 1-4.
3. Zhdanov M.A. Neftegazopromyslovaya geologiya i podschyot zapasov nefti i gaza. – M.: Izdatel'stvo «Nedra», 1981. – 453 s.
4. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Osnovy geofizicheskikh issledovanij pri stroitel'stve i ekspluatatsii skvazhin na neftegazovyh mestorozhdeniyah. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2016. – 274 s.
5. Krylov A.P. Neftepromyslovaya geologiya i nefteotdacha plasta. – M.: Gostoptekhizdat, 1963. – 293 s.
6. Popov V.V., Tret'yak A.YA., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvec V.V. Geofizicheskie issledovaniya i raboty v skvazhinah: uchebnoe posobie. – Novocherkassk: Lik, 2017. – 326 s.
7. Savenok O.V. Teoreticheskie osnovy razrabotki neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUg», 2011. – 203 s.
8. Savenok O.V., Ladenko A.A. Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – Krasnodar: Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 267 s.
9. Surguchyov M.L., Sazonov B.F., Kolganov V.I. Effektivnost' sovremennyh metodov razrabotki neftyanyh zalezhej. – Kujbyshev: Knizhnoe izdatel'stvo, 1962. – 92 s.
10. Nefteotdacha plastov □Elektronnyj resurs□. Rezhim dostupa: http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b2ac68a5d43a88521216d27_0.html
11. Abdullaeva E.S. kyzy. Povyshenie nefteotdachi plasta putyom vosstanovleniya pronicaemosti prizabojnoj zony skvazhin // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – Т. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – CH. 1. – S. 32-34.
12. Vasil'ev N.I., Dacenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N., Leshkovich N.M. Frak-tal'nyj podhod k uvelicheniyu nefteotdachi plasta // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – Т. 2: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – S. 54-56.
13. Kokarev M.O., Mirskij A.V. Razrabotka tekhnologii povysheniya nefteotdachi plastov na pozdnej stadii ekspluatatsii mestorozhdeniya // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – Т. 2: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – S. 109-113.
14. Kulyukin M.V., Sapronov N.M., Rybal'chenko YU.M. Primenenie kompleksnyh metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn.

- nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2018. – T. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – CH. 1. – S. 207-209.
15. Lyatifov YA.A., Veliev E.F. Primenenie smyagchennoj vody dlya vtorichnyh i tretichnyh metodov povysheniya nefteotdachi plasta // Bulatovskie chteniya: materialy III Me-zhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii (31 marta 2019 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2019. – T. 2: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – S. 112-121.
16. Ochered'ko T.B., Barambon'e Solanzh. Metody uvelicheniya nefteotdachi plastov na Vostochno-Suleevskoj ploshchadi Romashkinskogo neftyanogo mestorozhdeniya // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2018. – T. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – CH. 2. – S. 77-84.
17. Pavel'eva O.N., Basov A.O., Pavel'eva YU.N. Burenie bokovyh stvolov kak metod povysheniya nefteotdachi plasta v neftyanyh skvazhinah // Bulatovskie chteniya: Materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii (31 marta 2017 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2017. – T. 3: Burenie neftyanyh i gazovyh skvazhin. – S. 206-208.
18. Rzaeva S.D. Vozmozhnost' primeneniya mikrobiologicheskogo metoda povysheniya nefteotdachi plastov na mestorozhdeniyah, sodержashchih vysokomineralizovannuyu vodu // Bulatovskie chteniya: materialy III Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii (31 marta 2019 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2019. – T. 2: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – S. 143-145.
19. Savenok O.V. Trudnoizvlekaemye zapasy nefti i metody upravleniya processami nefteotdachi // Nauchno-tehnicheskij zhurnal «Nef't. Gaz. Novacii». – Samara: OOO «Redakciya zhurnala «Nef't. Gaz. Novacii», 2012. – № 8/2012. – S. 39-43.
20. Savenok O.V., Bukov N.N., Ganockaya E.D., Panyushkin V.T. O vozmozhnosti ispol'zovaniya nizkomineralizovannoj vody dlya povysheniya nefteotdachi mestorozhdenij Krasnodarskogo kraja // Gornyj informacionno-analiticheskij byulleten' (nauchno-tehnicheskij zhurnal). – M.: Izdatel'stvo «Gornaya kniga», 2014. – № 8. – S. 331-339.
21. Savenok O.V., Lavrent'ev A.V. Principy i tekhnologii fiziko-himicheskikh i himicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi // Nauchno-metodicheskij elektronnyj zhurnal «Koncept», 2015. – T. 13. – S. 3121-3125. URL: <http://e-koncept.ru/2015/85625.htm>
22. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Ocenka vliyaniya razlichnyh faktorov na svojstva polimernogo rastvora, ispol'zuemogo dlya povysheniya KIN na mestorozhdenii Severnoe // Bulatovskie chteniya: materialy III Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii (31 marta 2019 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2019. – T. 2: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – S. 184-189.

OIL RECOVERY AND WAYS TO INCREASE

Savenok¹ O. V., Kusova² L. G.

¹*Kuban state technological university, olgasavenok@mail.ru*

²*lyceum № 4 of Krasnodar*

The article discusses oil recovery and ways to increase it, and also conducted a study

and determination of oil recovery coefficients for geological and field data. The current state of work on oil recovery is shown. Some issues of the method for determining oil recovery coefficient are identified.

Keywords: oil recovery of the reservoir; oil recovery coefficient; current state of oil recovery; determination of oil recovery coefficient using geological field data; increase of oil recovery coefficient; degree of oil displacement by water; transition zone.