

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ (на примере объектов разработки ЗАО «ТАТЕХ»)

В статье на основе данных промысловых гидродинамических исследований дана оценка эффективности заводнения нефтяных залежей в турнейских отложениях на примере объектов разработки ЗАО «ТАТЕХ». Показано, что закачиваемые в скважины объемы воды не оказывают заметного влияния на процесс нефтеизвлечения. Предложены пути совершенствования системы разработки турнейских залежей.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, заводнение, трещинный коллектор, кольматация, кондуит.

Введение

Заводнение как средство управления разработкой нефтяных месторождений имеет широкое применение. При этом промысловая практика поддержания пластового давления (ППД) в карбонатных залежах массивного типа нередко свидетельствует о низкой эффективности этого мероприятия, которая во многом определяется строением коллектора в области от нижних перфорационных отверстий скважин до водонефтяного контакта (ВНК). Большую роль при этом играет трещиноватость породы различного происхождения. В частности, карбонатные отложения характеризуются сложным строением порового пространства: сочетанием матричной и трещинной проницаемости, широким диапазоном фильтрационных свойств. Обычно проницаемость матрицы пород, определяемая кавернами выщелачивания, составляет в лучшем случае 10^{-2} мкм², проницаемость трещинок растворения – 10-1 мкм², а трещин тектонической разгрузки – 1 мкм² (Морозов и др., 2012). Часто трещины и пустоты растворения вдоль них являются основным вместилищем нефти (Багринцева, 1999).

На рисунке 1 показаны трещинки тектонической разгрузки и сетка трещинок растворения в зоне ВНК. Как видно из рисунка, трещинки нефтенасыщены. Находящаяся в них нефть в процессе заводнения может быть вытеснена в подстилающую залежь водоносную часть геологической структуры с образованием высоко проводящей зоны (вплоть до образования кондуитов (Chandra, Verma, 2011; Al-Otaibi и др., 2012; Кринари и др. 2013)).

В данной статье дана оценка эффективности заводнения залежей нефти в турнейских отложениях, разрабатываемых ЗАО «ТАТЕХ». Оценка произведена на основе данных промысловых гидродинамических исследований (межскважинная гидроразведка, кривые восстановления/

Рис. 1. Трещины тектонической разгрузки (слева). Сетка вертикальных и горизонтальных трещинок растворения, зона ВНК (справа) (Морозов и др., 2012).



падения давления (КПД/КВД), наблюдение за гидростатическим фоном), истории разработки и фильтрационного моделирования. Рассмотрены возможные механизмы поглощения закачиваемого агента водоносной частью геологической структуры, объясняющие наблюдаемую низкую эффективность заводнения.

Описание объекта, история разработки и гидродинамические исследования

Онбйское нефтяное месторождение приурочено к западному склону Южно-Татарского свода. Запасы нефти содержатся в 115 небольших по размерам залежах, сосредоточенных по 11 куполовидным участкам в 9 стратиграфических комплексах.

Основным объектом разработки является турнейский ярус, содержащий более половины запасов нефти месторождения. Продуктивные отложения турнейского яруса представлены порово-трещинным коллектором. Средняя пористость 12%, нефтенасыщенность 0,65 доли ед., проницаемость 0,014 мкм², общая мощность 42,7 м, эффективная нефтенасыщенная 20,5 м; вязкость нефти в пластовых условиях 30 мПа·с. Отложения яруса представлены

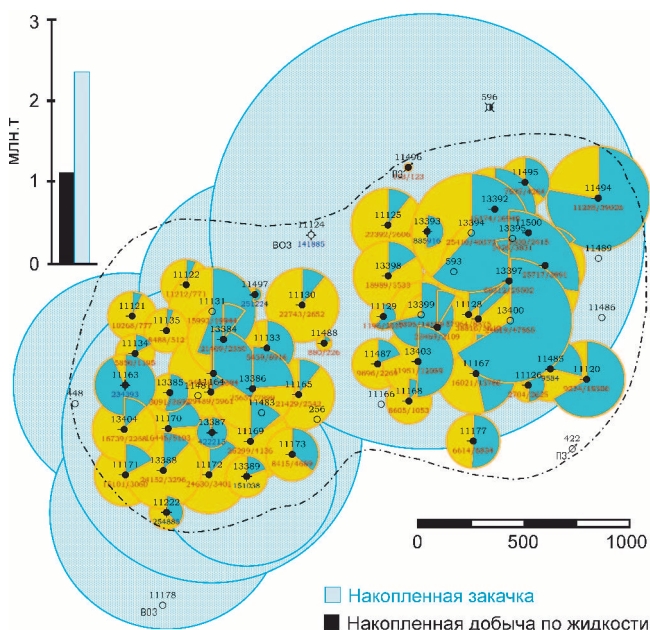


Рис. 2. Карта накопленных отборов/закачки на 01.01.12 г. по 3 участку (нормировано к извлекаемым запасам).

кизеловским, черепетским, упинским и малевским горизонтами, которые, ввиду непостоянства плотной перемычки между пластами, представляются как единый резервуар, имеющий чрезвычайно неоднородное строение: литологические пакки представлены толщей переслаивающихся пористо-проницаемых и плотных разностей известняков, число пропластков достигает 34.

К активной разработке залежей нефти в турнейских отложениях приступили в 1984 году. Залежи эксплуатировались на естественном режиме до 1996 года. По состоянию на январь 2012 года турнейские отложения дренируются 189 добывающими (при средних показателях: дебит 3,3 т/сут.; обводненность 22%) и 33 нагнетательными скважинами (с приемистостями $60 \div 120$ м³/сут. при давлении на устье 0,3-3 МПа). В нагнетательные скважины вода подается с помощью водозаборных скважин из заволжского надгоризонта, относящегося к единой водоносной саргаевско-турнейской системе. Кроме этого, ведется закачка сточной воды. Общий накопленный объем закачки заволжской воды 2 700 000 м³, сточной 2 400 000 м³. Накопленная компенсация по участкам находится в пределах 50-200%, в среднем по турнейским залежам $\approx 100\%$.

Несмотря на высокий коэффициент компенсации и геофизические заключения, согласно которым колонны нагнетательных скважин герметичны и весь внедряемый агент поступает в интервалы перфорации, явного влияния закачки на режимы работ добывающих скважин не выявлено. В частности, самые низкие значения пластовых давлений ($4 \div 5$ МПа при первоначальном 11,0 МПа) в добывающих скважинах зафиксированы на третьем участке, который исторически характеризуется самыми большими объемами закачки (Рис. 2).

Для оценки эффективности управления процессом разработки турнейских отложений посредством существующей системы ППД в 2011-2012 гг. базовая программа (РД 153-39.0-109-01) промысловых исследований была существенно расширена. Дополнительно произведен комплекс ГДИ с привлечением 30 комплектов автономных, 7 дистанционных и 10 устьевых скважинных манометров. Измерительные средства обладают разрешающей способностью 10^{-3} МПа, с пределами приведенной погрешности $\pm 0,25\%$ и позволяют вести пьезометрический мониторинг с интервалом дискретизации между замерами от 1 мин. При проведении исследований автономные и дистанционные манометры помещались на забой.

Дополнительный комплекс ГДИ произведен на 70 скважинах и включил в себя межскважинную гидроразведку, зондирование окрестностей скважин по схеме КПД/КВД, наблюдение за гидростатическим фоном. При этом нагнетательный фонд охвачен в 100% объеме.

Фактический материал гидродинамических исследований

Значения давлений (Р), отображенные на рисунках 3-6, приведены в пересчете на абсолютную отметку -920 м, соответствующую условному водонефтяному контакту турнейских отложений Онбийского месторождения.

Рисунок 3 на примере скважин №№11163, 11471, 11304, 11476, 11189 иллюстрирует типовые КПД/КВД (кривые 1-5 соответственно), записанные в 2011-2012 гг. По характеру поведения давления и его значениям на больших вре-

менах (ряд скважин находился в простое до 1 года) все скважины, охваченные дополнительным комплексом ГДИ, можно условно разбить на 5 групп. Первые три группы характеризуют скважины нагнетательного фонда, четвертая – водозаборные, пятая – добывающие.

Для группы 1, к которой отнесены 27% скважин нагнетательного фонда, характерны асимптоты КПД в районе 12 МПа, т.е. приблизительно на 1 МПа выше гидростатического давления.

Статические давления в нагнетательных скважинах, отнесенных к группе 2, находятся на уровне гидростатического давления 11 МПа, что характерно для 56% скважин нагнетательного фонда.

Группа 3, к которой отнесено 17% скважин нагнетательного фонда, характеризуется низким темпом падения давления, асимптотическое значение давления которого значительно ниже гидростатического.

Группа 4 является типовой для водозаборных скважин, давление в которых восстанавливается до гидростатического за 5-72 часа.

Для КВД скважин добывающего фонда (группа 5) характерен низкий темп роста давления с его асимптотическим значением ниже гидростатического.

Гидроразведка межскважинных интервалов, в которой участвовали добывающие и нагнетательные скважины (отнесенные к группам 1, 2), не выявила корреляции между законами изменения давления на линии отбора и нагнетания. Это иллюстрирует типовой пример на рисунке 4, содержащий фактический материал промысловых исследований, длившихся более одного года на участке из двух нагнетательных (№№11153, 11193) и одной равноудаленной (250 м) от них добывающей скважины (№11189). Все скважины по продуктивному пласту коррелируют между собой. Во избежание техногенных вмешательств в ход исследовательского процесса, скважина №11189 на время проведения гидроразведки была остановлена. Детерминированное воздействие на нее оказывалось нагнетательными скважинами поочередно и совместно. Их суточный расход иллюстрируют кривые 2а и 2б на рис. 4. На этом же рисунке приведены фрагменты кривых давления (1а, 1б), зарегистрированного скважинными манометрами. Анализ данных, отображенных на рисунке 4, позволяет сделать вывод о том, что работа нагнетательных скважин не оказывает какого либо практически значимого влияния на темп восстановления давления в добывающей скважине (кривая 3 на рис. 4).

Следует отметить, что нагнетательные скважины, отнесенные к группам 1 и 2, могут испытывать взаимовлияние (Рис. 5). Это выявлено на скважинах №№11146, 11144, удаленных друг относительно друга на расстояние 800м. При этом на рядом расположенных (менее 400 м) добывающих скважинах влияния закачки не выявлено.

Математическая обработка фактического материала гидроразведки межскважинных интервалов, в которой участвовали добывающие и нагнетательные скважины, отнесенные к группе 3, только в единичном случае позволила выделить сигнал реагирования. В других случаях можно вести лишь речь о том, что амплитуды откликов не более 10^{-3} МПа, т.е. не превышают уровень собственных шумов, создаваемых работой глубинно-насосного оборудования добывающих скважин (гидроразведка производилась без их остановок).

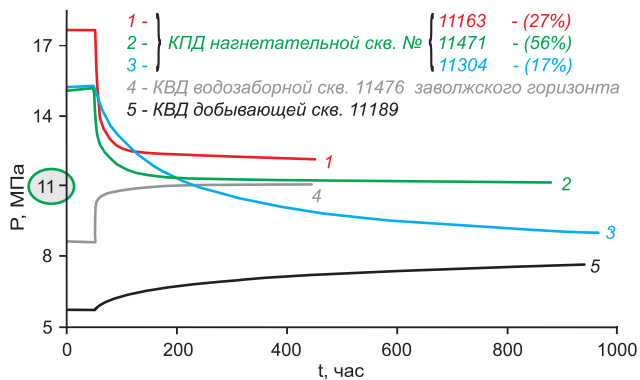


Рис. 3. Типовые КПД / КВД.

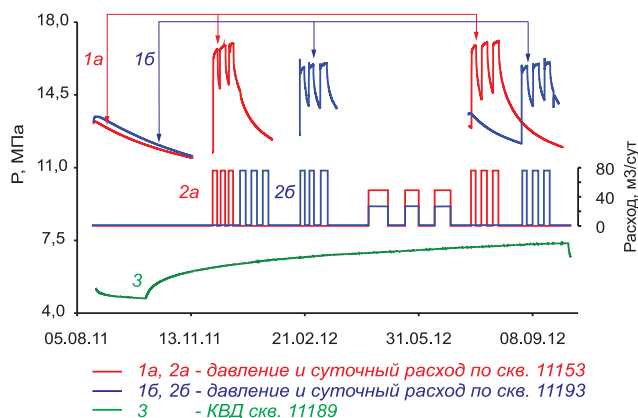


Рис. 4. Фактический материал гидроразведки с участием нагнетательных скважин, отнесенным к группам 1 и 2.

К единичному случаю относится межскважинный интервал 11304-11316. Нагнетание ведется в скважину №11304, дренирующую кизеловские, упинские и малевские отложения по схеме одновременно раздельной закачки. Реакция отмечена на скважине №11316 при закачке в кизеловский комплекс (Рис. 6).

Интерпретация фактического материала гидродинамических исследований

Отличительной особенностью геологического строения окрестностей нагнетательных скважин, отнесенных к группе 1, является переслаивание слабопроницаемых маломощных водонасыщенных пропластков с плотными породами (мощность переслаивания 10-20м) в интервале от нижних перфорационных отверстий до залегающих снизу мощных высокопроницаемых водоносных пластов. В ряде случаев отмечаются водонасыщенные прослой (мощностью 2-5м) в вышележащих бобриковских отложениях, отстоящие от кровли турнейской залежи на расстояние от 3 до 10 м.

Асимптоты КПД, имеющие значения давлений, превышающие гидростатическое приблизительно на 1 МПа, могут быть объяснены указанной особенностью геологического строения, которая в гидродинамической абстракции может быть представлена в виде некоего «буферного упругоэластического комплекса», связанного с нагнетательной скважиной через высокопроницаемый канал (конduit) и слабо связанного как с нефтенасыщенной частью залежи, так и с мощными высокопроницаемыми водоносными пластами. Закачиваемые объемы воды в скважины первой группы расходуются на повышение давления в «буферном упругоэластическом комплексе», не оказывая существенного влияния на процесс нефтеизвлечения.

Для нагнетательных скважин, отнесенных к группе 2,

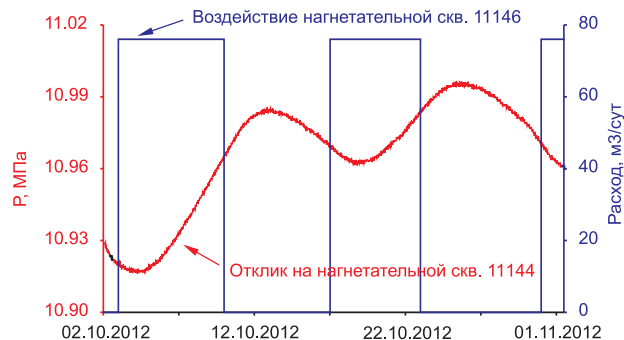


Рис. 5. Пример взаимовлияния нагнетательных скважин, отнесенных к группам 1 и 2.

характерно наличие мощных водонасыщенных пластов, залегающих в непосредственной близости (до 5 м) к нижним дырам интервалов перфорации. Асимптоты КПД на уровне гидростатических могут быть следствием гидродинамической связи нагнетательной скважины с подстилающей водоносной толщей через кондуиты и утратой этой связи с нефтяной частью залежи.

В свою очередь утрата гидродинамической связи с нефтяной частью залежи в процессе заводнения может быть объяснена коагуляцией пласта за счет выпадения гипса, так как смешение воды, содержащей большое количество сульфатных ионов, с водой, в составе которой преобладают ионы кальция, может привести к образованию смеси с концентрацией гипса выше равновесной (Ибрагимов, 1983). Кроме того, возможно распространение сульфатовосстанавливающих бактерий в пластовых водах и окисление ими соединений серы до сульфатов с последующим образованием гипса (Розанова и др., 1991), так как в закачиваемой воде достаточно высокое содержание H_2S (0.087-0.112 мг-экв/л).

Поведение давления в скважинах, отнесенных к группам 3 и 5, является классическим, и его можно интерпретировать в рамках модельных представлений, описанных в (Фархуллин, 2002).

Что касается группы 4, то темп восстановления давления и его значения на уровне гидростатических свидетельствуют в пользу высокой проницаемости и большой емкости заволжского горизонта, подстилающего все турнейские отложения Онбийского месторождения и обеспечивающего систему ППД водой с 1996 года.

Отсутствие влияния нагнетательных скважин, отнесенных к группам 1 и 2, на давление в добывающих скважинах (Рис. 4) и их взаимовлияние (Рис. 5) может быть объяснено гидродинамическими схемами течения, предложенными выше для этих групп.

Отсутствие (либо несущественность) реакции на добывающих скважинах при закачке в скважины третьей группы объясняется в рамках модели двухфазной фильтрации, предложенной в работе (Нефёдов и др., 2011) и учитывающей сброс воды из пласта через трещиноватую подошву. Проницаемость подошвы является функцией давления. Закачка агента при давлениях выше гидростатических приводит к раскрытию трещин и его стоку под залежь. Очевидно, что мощность стока будет определяться степенью коагуляции призабойных зон продуктивного пласта и может быть близка к 100%.

В случае отмеченного взаимовлияния закачки и отбора (Рис. 6) речь может идти о прорыве закачиваемого агента к

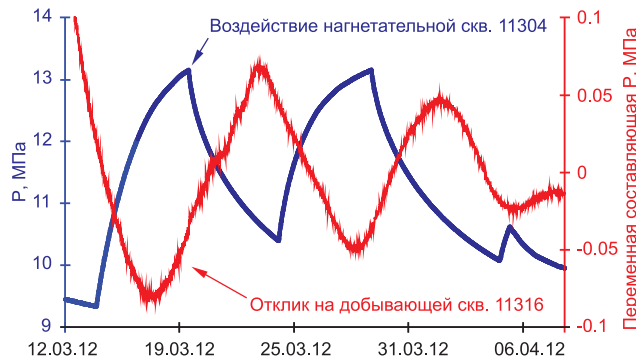


Рис. 6. Фактический материал гидроразведки с участием нагнетательной скважины, отнесенной к группе 3.

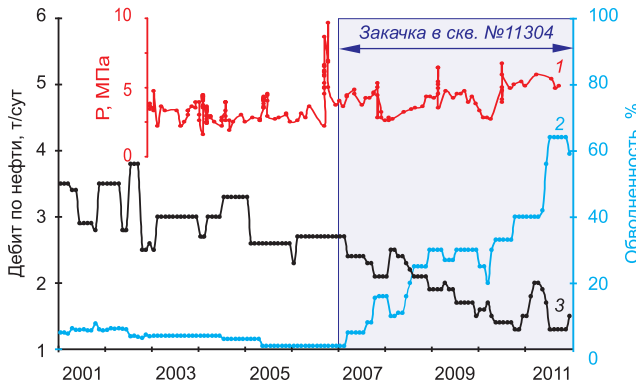


Рис. 7. История разработки скважины 11316.

забою добывающей скважины по наиболее проницаемому пропластку (либо трещине). Этому не противоречит и история разработки скважины №11316, приведенная на рис. 7. Пуск нагнетательной скважины №11304 в 2007 году в работу привел к росту давления (кривая 1) и к быстрому росту обводненности продукции скважин (кривая 2), при этом дебит по нефти (кривая 3) продолжает падать, т.е. ожидаемый процесс довытеснения нефти не наблюдается.

Результаты фильтрационного моделирования процесса заводнения нефтяных залежей в турнейских отложениях

Еще одним значимым объектом разработки ЗАО «ТАТЕХ» является залежь нефти в турнейских отложениях Демкинского поднятия Демкинского месторождения, где система ППД еще не развита и стоит вопрос о целесообразности ее организации. В тектоническом отношении месторождение расположено на северо-востоке восточного бортового склона Мелекесской впадины. Продуктивные отложения турнейского яруса представлены порово-трещинным коллектором. Средняя: пористость 13%, нефтенасыщенность 0,76 доли ед., проницаемость 0,852 мкм², общая мощность 29,1 м, эффективная нефтенасыщенная 18,4 м; вязкость нефти в пластовых условиях 159 мПа·с.

В работе (Калмыков и др., 2011) приведены подробное описание турнейской залежи и результаты дополнительного комплекса ГДИ (включающего: межскважинную гидроразведку, КВД, наблюдение за гидростатическим фоном, многорежимные исследования), произведенного в 2009-2011 гг. Материал использован в качестве реперов при построении фильтрационной модели (ФМ) залежи.

Для моделирования была выбрана модель двухфазной фильтрации, которая с учетом расчлененности геологического разреза представлена 11 нефтенасыщенными и 2 водонасыщенными слоями по вертикали. Смоделирован



Рис. 8. Текущий отбор нефти по вариантам разработки.

наиболее благоприятный для заводнения случай, когда кольматации призабойной зоны пласта и образования кондуитов не происходит.

Были проведены расчеты по следующим вариантам:

Первый вариант – продолжение разработки существующим фондом скважин;

Второй вариант – бурение восьми новых добывающих скважин и подключение к турнейскому объекту действующей скважины бобриковского объекта с использованием ОРЭ. Новые скважины были намечены в плохо вырабатываемых зонах.

Третий вариант дополнительно к мероприятиям второго варианта предполагает перевод под нагнетание одной вновь вводимой скважины;

Четвертый вариант дополнительно к мероприятиям второго варианта предполагает перевод под нагнетание действующей добывающей скважины.

Указанные к переводу под нагнетание скважины находятся далеко от контура нефтеносности и могут обеспечивать высокий охват заводнением пропластков залежи.

Как показали расчеты, на 01.01.2025 г. эффективность третьего и четвертого вариантов, в которых предусмотрены мероприятия по ППД, ниже, чем второго варианта (Рис. 8).

Закключение

Гидродинамические исследования залежей нефти в турнейских отложениях Онбийского месторождения свидетельствуют о том, что существующая система ППД практически не влияет на процесс нефтеизвлечения. Предположительно, отсутствие влияния вызвано поглощением закачиваемой воды нижележащими водоносными системами и несопоставимо большей проницаемостью и емкостью. В единичных случаях в этом могут участвовать и водоносные пропластки в вышележащих бобриковских отложениях. Паразитному оттоку закачиваемого агента может способствовать трещиноватость коллектора, образование кондуитов, связывающих продуктивный пласт с водонасыщенным коллектором, и кольматация призабойных зон нагнетательных скважин за счет выпадения гипса.

Модельными расчетами, произведенными для залежи нефти в турнейских отложениях Демкинского поднятия Демкинского месторождения, показана перспектива низкой эффективности перевода скважин под нагнетание даже в случае отсутствия кондуитов. Перевод скважин под нагнетание обеспечивает прирост по добыче нефти лишь первые 5-6 лет с последующим быстрым ростом обводненности продукции вследствие прорыва воды по наиболее проницаемым пропласткам.

Р.А. Валиуллин¹, Р.Ф. Шарафутдинов¹, Т.Р. Хабилов¹,
К.Р. Ахметов², Ю.Г. Мызников², И.Р. Бакиев², С.Г. Кудряшова²
¹Башгосуниверситет, г. Уфа, gframil@inbox.ru, valra@geotec.ru
²ОАО Сургутнефтегаз, г. Сургут, ahmetov_kr@surgutneftegas.ru

О КОЛИЧЕСТВЕННОМ ОПРЕДЕЛЕНИИ СОСТАВА ПРИТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ВЛАГОМЕРОВ

В работе рассматриваются проблемы связанные с определением состава флюида в стволе горизонтальной скважины по данным измерений распределенными влагомерами в приборе АГАТ КГ-42. Показано, что для системы нефть-вода количественная оценка возможна только в областях с расходом не менее 50-100 м³/сут при угле наклона от горизонтали от -0.1° до 0.1°. При этом объемные доли воды меньше 0.12 и больше 0.88 не регистрируются. Для системы нефть-газ количественная оценка возможна только в областях с расходом не менее 100-200 м³/сут при нисходящем потоке с углом наклона от горизонтали от 0° до -0.1°. При больших величинах расхода растет диапазон углов, для которых возможна количественная обработка. При углах наклона выше 30 градусов на восходящих участках необходимо использовать методы определения плотности (гамма-плотномер, манометрия в стационарном режиме работы скважины).

Ключевые слова: двухфазный поток, расслоенный режим течения, распределенный влагомер, фазовый расход.

1. Введение

Большой интерес в нефтяной тематике уделяется изучению многофазных потоков в горизонтальных скважинах (Russel, Charles, 1959; Wang, 1981; Brauner, Moalem, 1989; Barnea, Taitel, 1992, 1993; Nadler, Mewes, 1997). В первую очередь это связано с возможностью количественного определения фазовых расходов. Использование приборов с распределенными датчиками состава позволяет построить

методику получения количественных оценок состава притока в горизонтальной скважине при небольших расходах, основанную на определении границы раздела фаз. Но существует ряд значительных ограничений, связанных с чувствительностью исследуемого параметра на состав притока и с погрешностью его определения модулем распределенного датчика состава. Поэтому необходимо выработать ограничения, в пределах которых методика будет работать.

Окончание статьи А.В. Калмыкова, Р.Р. Минебаева, Р.М. Мартинчука, А.И. Никифорова «Об эффективности заводнения нефтяных залежей в турнейских отложениях...»

Совершенствование системы разработки турнейских залежей видится в первую очередь с построением системы ППД на следующих концептуальных началах:

- уделить внимание составу закачиваемого агента с целью предотвращения отложений солей в пластовых условиях;
- давление закачки на устье не должно превышать гидростатических значений;
- компенсацию отбора закачкой достигать за счет повышения коэффициента охвата (например, через механизм устройства горизонтальных, в т.ч. разветвляющихся забоев).

Планирование геолого-технических мероприятий для турнейских залежей Онбийского месторождения в условиях крайне низкой эффективности существующей системы ППД требует построения ФМ с учетом произведенного комплекса ГДИ и ее регулярного согласования с данными пьезометрического мониторинга.

Литература

- Al-Otaibi M.H., Fischbuch D.B., Taibah O.A., Al-Julaih A.H. Application of Multivariate Methods to Optimize Development of Thin Oil Zones in a Mature Carbonate Reservoir. *Saudi Aramco J. of Technology*. 2012. P.2-13.
- Chandra Y., Verma S.K. High Permeability Conduits Identification for Well Performance Improvement in Mumbai High Field. *SPWLA-INDIA 3rd Annual Logging Symposium*. 2011. P.1-7.
- Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ. 1999 (II). 285 с.
- Ибрагимов Г.З. Справочное пособие по применению хими-

ческих реагентов в добыче нефти. М.: Недра. 1983. 313 с.

Калмыков А.В., Минебаев Р.Р. Площадное пьезометрирование как реперная сеть для фильтрационного моделирования. *Сб. докладов научно-практ. конференции, посв. 60-летию образования ОАО «Татнефть»*. Альметьевск. 2010. С.133-137.

Криhari Г.А. и др. История и механизмы формирования залежей нефти в карбонатных породах по минерало-литологическим данным. *Литосфера*. 2013. №1. С.146-157.

Морозов В.П. и др. Морфолого-генетическая классификация структур пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов. *Георесурсы*. 2012. 4 (46). С.19-21.

Нефёдов Н.В. и др. Мониторинг турнейской залежи мельниковского месторождения средствами пьезометрии и фильтрационного моделирования. *Георесурсы*. 2011. №1 (37). С.23-26.

Розанова Е.П., Галушко А.С., Иванова А.Е. Распространение сульфатвосстанавливающих бактерий, использующих лактат и жирные кислоты, в анаэробных экотопах заводняемых нефтяных коллекторов. *Микробиология*. 1991. Т. 60. 2. С.360-366.

Фархуллин Р.Г. Комплекс промысловых исследований по контролю за выработкой запасов нефти. Казань: Изд. «ТАТПОЛИГ-РАФЬ». 2002. 304 с.

A.V. Kalmikov, R.R. Minebaev, R.M. Martinchuk, A.I. Nikifirov. **Efficiency of Waterflooding of Oil Deposits in the Tournaisian Stratum (Using the Example of Development Targets of Tatekh, CJSC)**

Based on the data of field hydrodynamic researches efficiency of oil deposits flooding in the Tournaisian stratum is assessed in the article using the example of development targets of Tatekh, CJSC. It is shown that the volume of injected water into the well bore does not affect sufficiently on the process of oil extraction. The ways to improve the development system of the Tournaisian deposits are given.

Keywords: hydrodynamic researches, flooding, fractured collector, colmatation, conduit.