

Особенности разработки и моделирования малых месторождений, приуроченных к массивным залежам карбонатного типа (на примере объектов ОАО «РИТЭК» – ТПП «ТатРИТЭКнефть»)

В работе обобщается опыт разработки, промысловых исследований по схеме межскважинной гидроразведки и моделирования массивных залежей в карбонатных коллекторах турнейских и башкирских отложений Черёмуховского, Мельниковского, Еноруссинского и Киязлинского месторождений, разрабатываемых ОАО «РИТЭК» на территории республики Татарстан. На примере одной из залежей иллюстрируется необходимость учета денудационных процессов при формировании ловушек, связи нагнетательных скважин с водоносной частью пласта посредством трещин и кондуитов, зависимости проницаемости трещин от давления, кольматации пласта и наличия окисленной нефти в зоне ВНК при интерпретации текущего состояния разработки и планирования геолого-технических мероприятий, связанных с бурением и оптимизацией работы скважин. Путем математического моделирования количественно оценивается отток закачиваемой воды под залежь. Показано, что сокращение объемов закачки, сопровождающееся снижением репрессии, приводит к сокращению доли оттоков под залежь и более равномерному фронту вытеснения, и, в конечном итоге, позитивно влияет на КИН. Дополнительный перевод скважин под нагнетание приводит к отрицательному эффекту, т.к. на текущем этапе разработки выбытие добывающих скважин с низкой обводненностью не покрывается вытеснением. Предлагаются пути совершенствования разработки и моделирования подобных резервуаров.

Ключевые слова: массивная залежь, межскважинная гидроразведка, окисленная нефть, водонефтяной контакт, трещиноватость породы, кондуит, карстово-денудационный процесс, эффективность заводнения.

Введение

Важнейшей частью сырьевой базы нефтяной отрасли России являются трудноизвлекаемые запасы, доля которых продолжает увеличиваться и в настоящее время составляет более 50% от разведанных запасов, что ставит задачу совершенствования подходов к их освоению в разряд приоритетных.

В свою очередь, совершенствование подходов требует понимания специфических особенностей процесса дренирования нефтемещающих резервуаров, что невозможно без их изучения. Одним из подходов к изучению резервуаров является организация их промысловых исследований посредством межскважинной гидроразведки, которые в комплексе с геолого-фильтрационным моделированием позволяют раскрыть природу некоторых геологических и технологических особенностей их разработки. Эти особенности в настоящей работе рассматриваются на примере малых месторождений, приуроченных к массивным залежам карбонатного типа, содержащим трудноизвлекаемые запасы и разрабатываемым с применением заводнения.

Предметный раздел

Более 50% нефти, добываемой ОАО «РИТЭК» на Мельниковском, Еноруссинском, Черёмуховском и Киязлинском месторождениях, расположенных на территории Республики Татарстан, приурочено к малым массивным залежам в карбонатных коллекторах башкирских и турнейских отложений. Залежи имеют сложное геологическое строение, обусловленное наличием визейских врезочных зон, и весьма изменчивыми свойствами по разрезу и пло-

щади. Запасы относятся к категории трудноизвлекаемых. Средние геолого-физические характеристики составляют: вязкость нефти в пластовых условиях 71-175 мПа·с, проницаемость $18-340 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористость 0.1-0.15 доли ед., нефтенасыщенность 0.64-0.82 доли ед., эффективная нефтенасыщенная толщина 2.5-10.6 м, коэффициент расщепленности до 21 ед., газовый фактор 2.8-13 м³/т.

Анализ истории разработки залежей позволяет выделить характерную закономерность, которая иллюстрируется на примере скважины 5606 (Рис. 1) и выражается в отрицательной динамике как дебитов, так и забойных давлений при низком темпе роста обводненности продукции скважин.

Это обусловило необходимость разработки залежей с применением заводнения, контролируемого на основе данных пьезометрического мониторинга, промысловых исследований по схеме межскважинной гидроразведки и геолого-фильтрационного моделирования.

Для интерпретации текущего состояния разработки залежей и прогнозных расчетов потребовался учет ряда специфических особенностей: карстово-денудационных процессов при формировании ловушек, связи нагнетательных скважин с водоносной частью пласта посредством трещин (Морозов и др., 2012) и кондуитов (Al-Otaibi и др., 2012; Кринари и др. 2013), зависимости проницаемости трещин от давления (Нефёдов и др., 2011), кольматации пласта (Розанова и др., 1991), наличия окисленной нефти в зоне водонефтяного контакта (ВНК) (Романов и др., 2013).

В настоящей работе учет указанных особенностей обсуждается на примере турнейской залежи Шомыртлинского поднятия Черёмуховского месторождения.

№ скв.	5509	5519	5525	5530	5535	5608	5619	Среднее значение
Производительная часть закачки, %	40	24	22	62	18	32	20	31
Отток в водоносную часть структуры, %	60	76	78	38	82	68	80	69

Таблица 1. Процент оттока.

На рисунке 2 показаны (а) – палеоструктура залежи, (б) – ее современное состояние после «препарирования» карстово-эрозионными процессами, существенно изменившими генетический рельеф, и (в) – геологический профиль современного состояния залежи. Из рисунка следует, что часть пропластков в зоне вреза срезана денудационными процессами и экранирована плотными породами более поздних возрастов, что значительно ухудшило их связь по напластованию с подстилающей залежью водой.

Текущие показатели разработки залежи иллюстрирует рисунок 3.

Для моделирования залежи использована модель двухфазной фильтрации, которая с учетом расчлененности геологического разреза представлена девятью нефтенасыщенными и четырьмя водонасыщенными слоями по вертикали.

Результат настройки модели приведен на рисунке 4, из которого следует, что адаптация модели по расходным характеристикам достигнута (Рис. 4а), но модельные и фактические забойные давления (Рис. 4б, кривые: «1 – факт» и «2 – база») принципиально не соответствуют друг другу, что может быть вызвано влиянием нагнетательных скважин.

Для изучения фактического влияния нагнетательных скважин на динамику забойных давлений в добывающих скважинах были проведены промысловые исследования по схеме межскважинной гидроразведки. Продолжительность исследований составила один год. Детерминированное воздействие на залежь с периодом от 7 до 30 дней

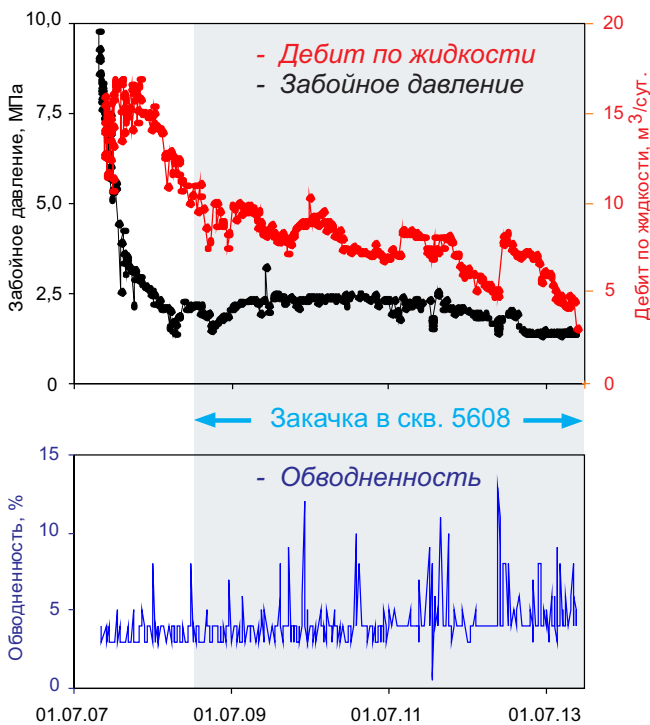


Рис. 1. История разработки скв. 5606.

оказывалось всеми нагнетательными скважинами. Давления в добывающих и нагнетательных скважинах регистрировались помещенными на забой автономными манометрами со следующими характеристиками: разрешающая способность $\sim 10^{-4}$ МПа, пределы приведенной погрешности $\pm 0.25\%$, интервал дискретизации – 20 мин.

На рисунке 5 в качестве примера приведен фактический материал межскважинной гидроразведки продолжительностью около 9 мес., из которого следует, что закачка вытесняющего агента в скважину 5509 в объеме 11500 м³ не оказала существенного влияния на забойное давление добывающей скважины 5508. Подобная картина свойственна и другим межскважинным интервалам, например, 5608 → 5606 (Рис. 6). Замеры показывают, что реакции системы на единичный скачок давления продолжительностью 15 суток, в течение которых закачено более 1200 м³ вытесняющего агента, не последовало. При этом в целом за период разработки по этой скважине (Рис. 1) явного влияния закачки так же не отмечалось.

Отсутствие явного влияния заводнения на процесс разработки залежи связывается со строением коллектора в области от нижних перфорационных отверстий скважин до подстилающих залежь водоносных пластов. Большую роль при этом играет трещиноватость породы различного происхождения. В работе (Морозов и др., 2012) приводятся шлифы керна башкирских и турнейских отложений, отобранного из скважин на территории Республики Татарстан. На шлифах прослеживаются трещинки тектонической разгрузки и сетки трещинок растворения в зоне водонефтяного контакта, проницаемость которых оценена как 1 мкм² и 10⁻¹ мкм² соответственно. Трещинки нефтенасыщенны. Находящаяся в них нефть в процессе заводнения может быть вытеснена в водонос-

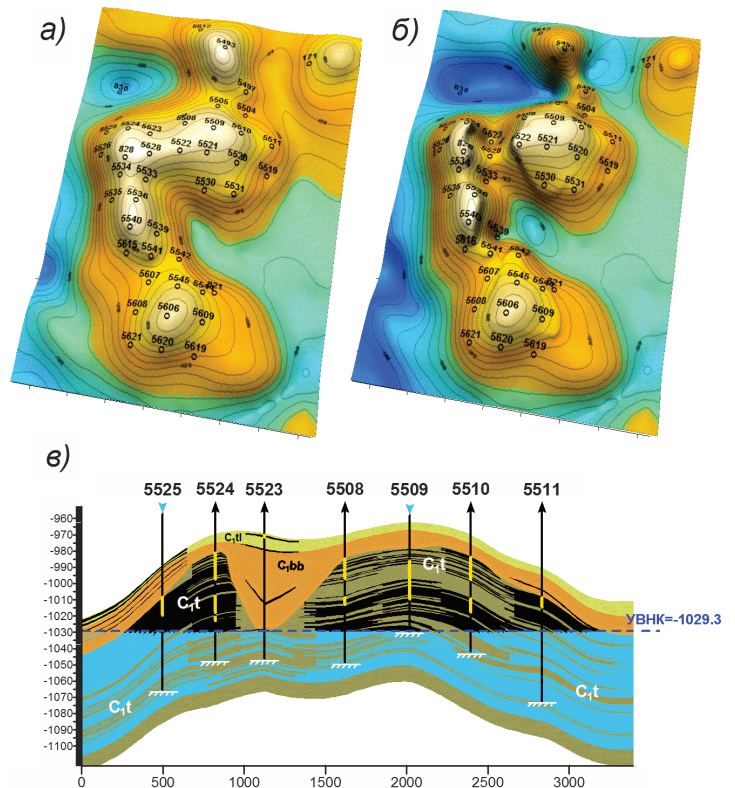


Рис. 2. Геологическое строение залежи. а) – палеоструктура, б) – современное состояние, в) – геологический профиль.

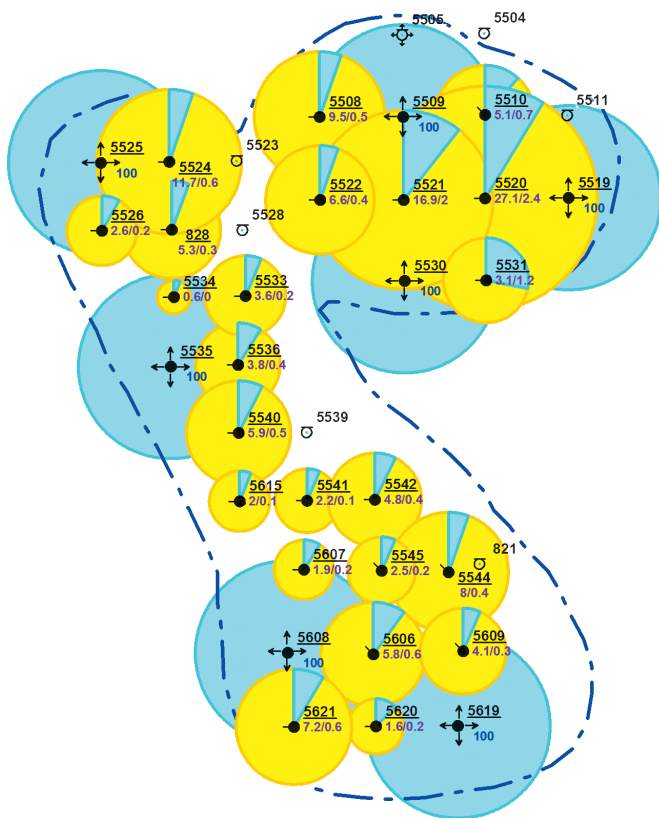


Рис. 3. Карта среднегодовых дебитов нефти и воды турнейского объекта за 2013 год.

ную часть геологической структуры с образованием высоко проводящей зоны (вплоть до образования кондуктита (Al-Otaibi et al., 2012; Кринари и др. 2013)). При этом, как показано в работе (Нефёдов и др., 2011), проницаемость трещин может являться функцией давления. Закачка агента при давлениях выше гидростатических приводит к раскрытию трещин и стоку закачиваемой жидкости под залежь. Очевидно, что относительная мощность стока будет определяться степенью кольтматации призабойных зон скважин нефтяной части пласта и может быть близка к 100%. Следует отметить, что сток под залежь не влечет за собой подъем ВНК, т.к. подстилающие пласты заволжского надгоризонта, относящиеся к единой водоносной саргаевско-турнейской системе, имеют несопоставимо большую емкость, как это отмечено в работе (Калмыков и др., 2013).

Что касается критического давления раскрытия трещин p_* , то его оценка приведена в работе (Нефёдов и др., 2011). Для этих целей использована формула А.Н. Динника $p_B = \lambda p_z$, связывающая боковое давление в блоках p_B с вертикальной нагрузкой $p_H = \rho_H gZ$ горных пород на глубине залегания Z . Коэффициент бокового распора λ выражается через коэффициент Пуассона μ по формуле $\lambda = \mu / (1 - \mu)$ (Попов и др., 2005). Полагая $p_* = p_B = \lambda \rho_H gZ$ и сравнивая его с гидростатическим давлением воды $p_\Gamma = \rho_w gZ$, получаем $p_*/p_\Gamma = \lambda(\rho_H/\rho_w)$, или

$$p_* = p_\Gamma \frac{\mu}{1 - \mu} \frac{\rho_H}{\rho_w} \quad (1)$$

По данным (Ржевский и др., 1984) плотность горных пород лежит в диапазоне $\rho_H = 2.55 \cdot 10^3 \div 2.75 \cdot 10^3$ кг/м³, а коэффициент Пуассона равен $\mu = 0.2 \div 0.4$. Для средних значений $\rho_H = 2.6 \cdot 10^3$ кг/м³, $\mu = 0.3$ из (1) получаем $p_* \approx 1.11 p_\Gamma$,

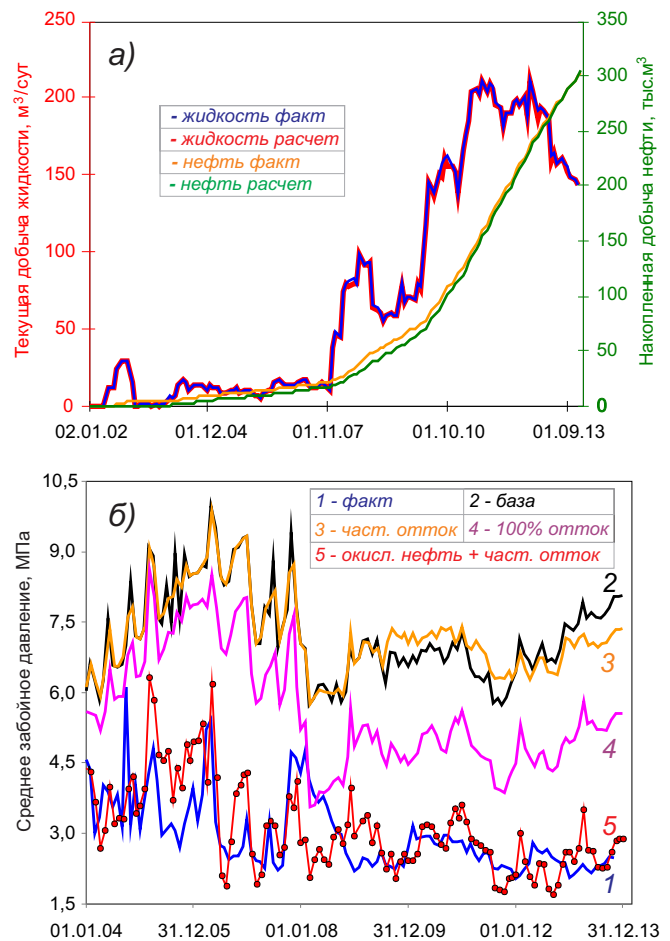


Рис. 4. Адаптация модели залежи. а) по расходным характеристикам, б) по давлениям.

что при $p_\Gamma = 12$ МПа дает критическое давление раскрытия трещин на уровне $p_* = 13.3$ МПа.

На рисунке 4б кривая «3 – част. отток» соответствует результатам моделирования связи нагнетательных скважин с подстилающей водой посредством трещин и кондуктитов, что приводит к частичному стоку закачиваемого агента под залежь. Кривая «4 – 100% отток» соответствует случаю полной кольтматации нефтяной части пласта в окрестности нагнетательных скважин и полному оттоку закачиваемой жидкости. Кольтматация может быть вызвана, например, выпадением гипса при смешении пластовой и нагнетаемой пресной воды (содержание Ca^{2+} в пластовой воде по добывающим скважинам 10.62-11.222 г/дм³). Кроме того, источником гипса могут быть сульфатовосстанавливающие бактерии, под их действием в пластовых водах соединения серы окисляются до сульфатов с последующим образованием гипса (содержание SO_4^{2-} в пластовой воде по добывающим скважинам 0.684-1.061 г/дм³) (Ибрагимов, 1983; Розанова и др., 1991).

Из рисунка 4б следует, что в расчетных вариантах (кривые: «2 – база», «3 – част. отток», «4 – 100% отток») забойное давление существенно выше, чем по истории разработки (кривая «1 – факт»), и нет тенденции к его снижению.

На основе результатов моделирования было сделано предположение, что связь нефтяной части залежи с подстилающим водонапорным горизонтом затруднена. Это может быть следствием не только денудационных процессов обработавших структурную ловушку, но и наличием

окисленной нефти в зоне ВНК (Романов и др., 2013). Для имитации этого фактора в модели итерационно снижалась проницаемость в зоне ВНК. В итоге при проницаемости 0.005 мкм², что эквивалентно вязкости флюида в этой зоне более 1000 мПа·с, удалось восстановить динамику среднего забойного давления на отрезке времени, на котором работали только добывающие скважины. Однако, в расчетах после включения в работу нагнетательных скважин наблюдался существенный рост забойного давления на добывающих скважинах. Поэтому, наряду с учетом наличия окисленной нефти в зоне ВНК, в модели был учтен и отток закачиваемого агента посредством трещин и кондуктов под залежь. Процент оттока, оцененный по результатам адаптации модели, приведен в таблице 1. Это позволило согласовать как расходные характеристики (Рис. 4а), так и забойные давления (Рис. 4б, кривая «5 – окисл. нефть + част. отток»). В целом, на текущем этапе разработки 31% от общего количества закачиваемого агента внедряется адресно, что с учетом ослабленной связи нефтяной части залежи с водонапорным горизонтом вносит положительный вклад в ее энергетику и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН).

Полученная модель была использована для изучения влияния различных режимов заводнения на процесс разработки. Произведены расчеты с увеличенным в 3.5 раза и с сокращенным в 2 раза объемом закачки через существующий фонд нагнетательных скважин, а так же дополнительным переводом добывающих скважин под нагнетание.

Расчеты показали, что:

- увеличение объемов закачки приводит к негативным последствиям, выражающимся в ускоренном прорыве закачиваемого агента к забоям добывающих скважин по наиболее проницаемым слоям за счет увеличения репрессии;
- сокращение объемов закачки, сопровождающееся снижением репрессии, приводит к сокращению доли оттоков под залежь и более равномерному фронту вытеснения, и, в конечном итоге, позитивно влияет на КИН;
- дополнительный перевод скважин под нагнетание приводит к отрицательному эффекту, т.к. на текущем этапе разработки выбытие добывающих скважин с низкой обводненностью не покрывается вытеснением.

Следует отметить, что использование модели, не учитывающей оттоки под залежь и наличие в зоне ВНК окисленной нефти, при планировании геолого-технических мероприятий и прогнозировании разработки может иметь негативные последствия. Особенно это касается бурения новых скважин. Расхождения в их ожидаемых дебитах по выполненным расчетам с учетом и без учета специфических особенностей достигают 50%.

В качестве одного из перспективных направлений разработки подобных резервуаров видится сокращение доли оттоков вытесняющего агента под залежь. В некоторых случаях этому может способствовать не только снижение давления нагнетания, но и выбор проектного забоя с учетом геологического строения объекта в окрестности скважины. Примером может послужить шестой блок Енорусскинского месторождения в районе скважины 1412, дренирующей турнейские отложения. Скважина остановлена забоем в 20 м от принятой отметки ВНК, при

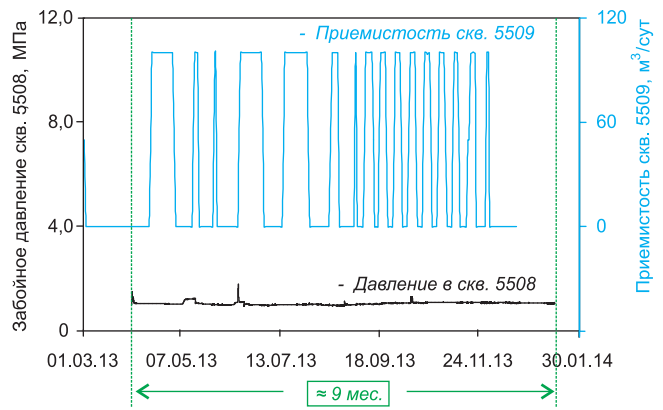


Рис. 5. Гидроразведка 5509 → 5508.

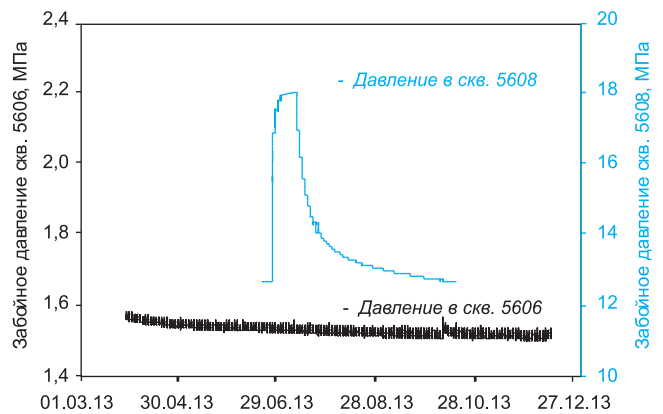


Рис. 6. Гидроразведка 5608 → 5606.



Рис. 7. История разработки скв. 1396.

этом по каротажному материалу соседних скважин выделяется плотная глинистая перемычка мощностью около 5 м, залегающая между ее забоем и подстилающей водой и позволяющая рассматривать окрестность скважины 1412 в рамках не массивной, а пластово-сводовой залежи. При этом расположение забоя выше плотной перемычки гарантирует отсутствие «паразитных» оттоков из-за негерметичности забоя либо заколонного движения жидкости вниз.

Перевод скважины 1412 в 2006 году под нагнетание обеспечил к 2014 году дополнительную добычу (исчисленную методом прямого счета) в объеме, превышающем 14000 т по участку из четырех скважин. В настоящем эффект продолжается. Рисунок 7 на примере скважины 1396 иллюстрирует динамику добычи до и после перевода скважины 1412 под нагнетание.

Заключение

Обобщение опыта разработки и геолого-фильтрационного моделирования малых массивных залежей в карбонатных коллекторах башкирских и турнейских отложений Мельниковского, Еноруссинского, Черёмуховского и Киязлинского месторождений, построенного на основе данных пьезометрического мониторинга и промысловых исследований по схеме межскважинной гидроразведки, позволило предложить трактовку природы некоторых специфических особенностей процесса дренирования пластов, существенно влияющих на производственные показатели нефтедобычи.

К специфическим особенностям отнесены: карстово-денудационные процессы при формировании ловушек, связь нагнетательных скважин с водоносной частью пласта посредством трещин и кондуитов, зависимость проницаемости трещин от давления, кольматация пласта, наличие окисленной нефти в зоне ВНК.

Учет особенностей проиллюстрирован на примере турнейской залежи Шомыртлинского поднятия Черемуховского месторождения.

Модельными расчетами показано, что:

– отрицательная динамика дебитов и забойных давлений при низком темпе роста обводненности продукции скважин является следствием:

а) наличия окисленной нефти в зоне ВНК, затрудняющей связь нефтяной части залежи с подстилающим водонапорным горизонтом;

б) оттоков закачиваемого агента в водонапорный горизонт, не влияющих на динамику добычи. Мощность оттоков оценена в диапазоне 60-82 % от общего объема внедряемого агента,

– закачка при малых репрессиях сокращает долю оттоков под залежь и приводит к более равномерному фронту вытеснения;

– окисленная нефть в зоне ВНК и оттоки закачиваемого агента увеличивают сроки разработки залежи;

– расхождения прогнозных показателей по вновь вводимым скважинам при расчетах по моделям с учетом и без специфических особенностей могут достигать 50%.

Совершенствование системы разработки малых массивных залежей в карбонатных коллекторах видится в следующих направлениях:

– давление закачки не должно превышать критического значения, при котором возможно раскрытие трещин. Подход к оценке этого давления приведен в настоящей работе;

– оборудование нефтепромысла, подающее воду в нагнетательные скважины, должно обеспечивать их работу по принципу заданного давления на устье / забое. Расход при этом будет определяться естественным образом - фильтрационно-ёмкостными свойствами коллектора и степенью его кольматации. Этот подход к регулированию должен сопровождать нагнетательные скважины с момента их ввода, что позволит сократить риски, связанные с прорывом закачиваемого агента под залежь;

– компенсацию отбора закачкой достигать за счет повышения эффективного радиуса нагнетательных скважин и их количества;

– учет особенностей геологического строения залежи

при соответствующем выборе проектного забоя нагнетательных скважин и регулировании заводнения. Это способно дать ощутимый экономический эффект, что проиллюстрировано на примере турнейской залежи Еноруссинского месторождения в районе нагнетательной скважины 1412, обеспечивающей дополнительную добычу с 2006 года.

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*. Winter, 2012. Pp. 2-13.

Ибрагимов Г.З. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. М.: Недра. 1983. 313 с.

Калмыков А.В. и др. Об эффективности заводнения нефтяных залежей в турнейских отложениях. *Георесурсы*. 2013. № 3(53). С. 29-33.

Крибари Г.А. и др. История и механизмы формирования залежей нефти в карбонатных породах по минералого-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.

Попов А.И., Головкина Н.Н., Исаков Р.А. Определение коэффициента бокового распора пористых горных пород по промысловым данным. *Нефтегазовое дело*. 2005. www.ogbus.ru

Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. М.: Недра. 1984. 359 с.

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

Романов Г.В. и др. Комплексное геохимическое исследование преобразования нефтяного месторождения на поздней стадии разработки. *Сб. докладов Межд. научно-практ. конф. «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии»*. Казань. 2013. С. 247-250.

Сведения об авторах

Николай Валерьевич Нефедов – заместитель директора ТПП «ТатРИТЭКнефть» по разработке месторождений.

423040, РТ, г. Нурлат, ул. Ленинградская, д. 16.

Тел: (84345) 2 45 00.

Валерий Борисович Карпов – заместитель генерального директора по разработке месторождений ОАО «РИТЭК».

115035, г. Москва, ул. Большая Ордынка, д. 3.

Тел: (495) 620 88 29.

Александр Викторович Калмыков – заведующий лабораторией гидродинамических исследований НПП «Чёрный ключ».

420021, РТ, г. Казань, ул. Ахтямова, д. 1.

Тел: (843) 278 94 34.

Анатолий Иванович Никифоров – заведующий лабораторией математического моделирования процессов фильтрации ИММ КазНЦ РАН.

420111, РТ, г. Казань, ул. Лобачевского, д. 2/31.

Тел: (843) 231 90 55.

Peculiarities of Development and Simulation of Small Oil Fields Confined to Massive Deposits of Carbonate Type (on the Example of Objects of JSC «Ritek» – Areal-Production Plant «Tatritekneft»)

N.V. Nefyodov¹, V.B. Karpov¹, A.V. Kalmykov², A.I. Nikiforov³

¹JSC «RITEK», Moscow, Russia, nnefedov@tatritek.ru

²Research and Development enterprise «Chyornyi klyutch», Kazan, Russia, blackey@inbox.ru

³Institute of Mechanics and Engineering, Kazan Science Center, Russian Academy of Sciences, Kazan, Russia, nikiforov@mail.knc.ru

Abstract. The paper summarizes experience in development, field research under the scheme of inter-well hydrosurvey and simulation of massive deposits in carbonate reservoirs of Tournaisian and Bashkir strata of Cheremukhovskiy, Melnikovskiy, Yenorussinskiy and Kizzlinskiy fields, developed by JSC RITEK in the territory of Tatarstan. One of the deposits sets an example for necessity to consider denudation processes in traps formation, connection of injection wells with water-bearing part of stratum through fractures and conduits, dependence of fracture permeability and pressure, colmation of stratum and presence of oxidized oil in oil-water contact area when interpreting current conditions of development and planning geological and technical activities associated with drilling and well operation optimization. The outflow of water injected under deposit is estimated quantitatively by mathematical modeling. It is shown that reduction of injection volumes accompanied by repression decrease, leads to reduction of outflow part under deposit and more uniform displacement front, and, ultimately, has a positive effect on oil recovery. Additional transfer of wells to injection ones has a negative effect, because at the current stage of development elimination of production wells is not covered by displacement. Ways to improve development and simulation of such reservoirs are suggested.

Keywords: massive deposits, inter-well hydrosurvey, oxidized oil, oil-water contact, rock fracturing, conduit, cavern – denudation process, waterflooding effectiveness.

References

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*. Winter 2012. Pp. 2-13.

Ibragimov G.Z. Spravochnoe posobie po primeneniyu khimicheskikh reagentov v dobyche nefti [Handbook of the use of chemicals in the oil production]. Moscow: "Nedra" Publ. 1983. 313 p.

Kalmykov A.V. et al. Efficiency of Waterflooding of Oil Deposits in the Tournaisian Stratum (Using the Example of Development Targets of Tatekh, CJSC). *Georesursy* [Georesources]. 2013. N 3(53). Pp. 29-33 (in Russian).

Krinari G.A. et al. History and mechanisms of oil deposits formation in carbonate rocks using mineralogical and lithological data. *Litosfera* [Lithosphere]. 2013. №1. Pp. 146-157 (in Russian).

Morozov V.P. et al. Morphological-genetic classification of carbonate reservoir voids structure. *Georesursy* [Georesources]. 2012. N 4(46). Pp. 19-21 (in Russian).

Nefedov N.V. et al. Monitoring of Tournaisian stage of the Melnikovskiy deposit by means of piezometry and filtration modeling. *Georesursy* [Georesources]. 2011. N 1(37). Pp. 23-26 (in Russian).

Popov A.I., Golovkina N.N., Ismakov R.A. Opredelenie koeffitsienta bokovogo raspora poristyykh gornyykh porod po promyslovym dannym [Determination of the coefficient of lateral thrust porous rocks on field data]. *Neftegazovoe delo* [Oil and gas business]. 2005. Available at: www.ogbus.ru (in Russian).

Rzhevskiy V.V., Novik G.Ya. Osnovy fiziki gornyykh porod [Fundamentals of petrophysics]. Moscow: «Nedra» Publ. 1984. 359 p.

Rozanova E.P., Galushko A.C., Ivanova A.E. Rasprostranenie sul'fatvosstanavlivayuschikh bakteriy, ispol'zuyuschikh laktat i zhirnye kisloty, v anaerobnykh ekotopakh zavodnyaemykh neftyanykh kollektorov [Dissemination of sulfate-reducing bacteria using lactate and fatty acids in anaerobic ecotopes of the flood oil reservoirs]. *Mikrobiologiya* [Microbiology]. 1991. V. 60. 2. Pp. 360-366.

Romanov G.V. et al. Kompleksnoe geokhimicheskoe issledovanie preobrazovaniya neftyanogo mestorozhdeniya na pozdney stadii razrabotki [Complex geochemical study of oil field reformation at the late stage of development]. *Sb. dokladov mezhd. nauchno-prakt. konferentsii «Problemy povysheniya effektivnosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy na pozdney stadii»* [International Scientific and Practical Conference «Problems of improvement of oil production efficiency at the later stage»: Collected papers]. Kazan. 2013. Pp. 247-250.

Information about authors

Nikolay V. Nefedov – Deputy Director of Areal-Production Plant «TatRITEKneft».

423040 Nurlat, Tatarstan Republic, Russia, Leningradskaya Str., 1b. Tel: +7 (84345) 2 45 00.

Valeriy B. Karpov – Deputy Director of JSC «RITEK».

115035, Moscow, Russia, Bol'shaya Ordynka Str., 3.

Tel: +7 (495) 620 88 29.

Aleksandr V. Kalmykov – Head of the Laboratory of hydrodynamic research, Research and Development enterprise «Chernyy klyuch».

420021, Russia, Kazan, Akhtyamova Str., 1.

Tel: +7 (843) 278 94 34.

Anatoliy I. Nikiforov – Head of the Laboratory of Computational Simulation of Filtration Processes.

Institute of Mechanics and Engineering, Kazan Science Center, Russian Academy of Sciences

2/31 Lobachevskogo Str., Kazan, 420111.

Tel: +7 (843) 231 90 55.