УДК 622.038

ПРИЧИНЫ И СЛЕДСТВИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА)

THE CAUSES AND CONSEQUENCES OF HETEROGENEITY OF PRODUCTIVE CARBONATE FORMATIONS IN THE DESIGN AND DEVELOPMENT OF HEAVY OIL DEPOSITS (BY THE EXAMPLE OF TATARSTAN FIELDS)

Мухаметшин Рустам Закиевич
доктор геолого-минералогических наук,
доцент кафедры геологии нефти и газа,
Казанский федеральный университет
geoeng111@yandex.ru

Калмыков Александр Викторович
кандидат технических наук, заведующий лабораторией,
ООО «НПП «Чёрный ключ»
blackey@inbox.ru

Аннотация. Данные комплексных исследований резервуаров в карбонатных толщах Татарстана позволили классифицировать залежи нефти как массивно-пластовые. Гидродинамическая разобщенность пластов верхнего и нижнего турне подтверждена промысловыми данными и гидроразведкой. Резкое различие фильтрационных свойств коллекторов верхнего и нижнего турне не позволяет эффективно эксплуатировать их общим фильтром. Промысловые данные также показывают, что эффект от заводнения карбонатных пластов нередко приводит к отрицательным результатам. Отмечается затрудненная гидродинамическая связь залежей нефти с подстилающими их водоносными коллекторами. Оценка ее требует проведения специальных промысловых исследований, а игнорирование приводит к существенным ошибкам при моделировании.

Ключевые слова: карбонатная толща, массивно-пластовая залежь нефти, турнейский ярус, башкирский ярус, трещиноватость, неоднородность, промысловые данные, гидроразведка, зона водонефтяного контакта.

Mukhametshin Rustam Zakievich
Associate professor,
Kazan Federal University
geoeng111@yandex.ru

Kalmykov Alexander Viktorovich
head of laboratory,
NPP «Chyornyi klyutch» ltd,
blackey@inbox.ru

Annotation. The results on the complex reservoirs investigations in carbonate masses of Tatarstan provide some evidence for the massive-bedded oil deposits. The field data and hydroexploration obtained confirm the hydrodynamic separation of layers. It is shown that a dramatic difference in filtration properties of Upper and Lower Tournaisian reservoirs can not operate a common filter. It is shown that a dramatic difference in filtration properties of reservoirs upper and lower tour can not effectively exploit their filter. Field data also show that the effect of the water-flooding of carbonate reservoirs often leads to negative results. It is noted slurred hydrodynamic connection oil deposits with underlying water-bearing collectors. Assessment requires carrying out special field studies, and ignorance leads to significant errors in the simulation.

Keywords: carbonate rock mass, massive-bedded oil deposit, Tournaisian, Bashkirian stage, fracturing, heterogeneity, production data, hydroexploration, area of oil-water contact.

Основным резервом поддержания уровней добычи нефти в Республике Татарстан (РТ) являются трудноизвлекаемые запасы нефти, среди которых велика роль залежей нефти карбонатных коллекторов. Более 98 % запасов нефти карбонатных отложений сосредоточено в регионально нефтеносных турнейских (нижний карбон) и верейско-башкирских (средний карбон) пластах.

Несмотря на то, что первая промышленная нефть в республике получена именно из карбонатных пластов (1943 г.), степень извлечения нефти из них пока еще остается невысокой. По последним оценкам [1] конечная (проектная) нефтеотдача залежей в карбонатных коллекторах составляет в среднем 17,5 %. В значительной степени это обусловлено целым рядом факторов, среди которых в первую очередь принято выделять: а) высокую вязкость нефти в пластовых условиях – обычно 30–60 мПа·с, иногда до 120–530 мПа·с; б) нерегулярность пустотного пространства в карбонатных пластах-коллекторах, динамический характер их трещинной проницаемости; ее негативные последствия, в частности, могут проявляться в виде уменьшения коэффициента охвата вытеснением, в том числе в результате последствий от нарушения технологий проведения кислотных обработок и техногенных преобразований в пластах при их заводнении [2–4].

На наш взгляд, к весьма значимым факторам следует также относить:

– многопластовость объектов разработки в карбонатных толщах турнейского и башкирского возраста;

– затрудненную гидродинамическая связь залежей нефти с подстилающими их водоносными коллекторами (как из-за ухудшения реологии нефти, так и минеральных новообразований вблизи водонефтяного контакта);

– выработку части запасов нефти в карбонатах турне скважинами, вскрывшими пласты песчаников в эрозионных врезах (Р.З. Мухаметшин и др., 1985).

Нефтевмещающие толщи турнейского и башкирского ярусов представлены преимущественно известняками, редко доломитовыми известняками. Детальное изучение разрезов скважин на нефтеносных структурах показало, что это весьма сложные по строению объекты. По данным ГИС степень расчлененности объектов разработки на слои очень высока: количество эффективных слоев в продуктивной части разрезов скважин колеблется от 2–4 до 20–25 и составляет в среднем 4–8.

Залежи нефти в карбонатных толщах турнейского и башкирского ярусов при проектировании разработки месторождений Татарстана традиционно относят к массивному типу. Согласно проведенным нами исследованиям это мнение не удовлетворяет главным условиям, а именно типу и строению резервуара. Изменить представления о строении залежей и соответственно уточнить схему классификации последних позволило расчленение карбонатных толщ на пласты на основе выделения ритмов осадконакопления.

Выделение относительно обособленных частей или группирование слоев в пласты в чисто карбонатных толщах, представленных породами разных структурно-генетических типов, является, как известно (В.Д. Викторин, Н.А. Лыков, 1980), сложной задачей. Как оказалось [5], целесообразно использование геолого-статистических разрезов (ГСР) в качестве основы для оптимального расчленения изучаемых карбонатных продуктивных толщ.

На ГСР, построенных по турнейской (рис. 1) и башкирской (рис. 2) карбонатным толщам, выделяются ритмы, выраженные волнообразными повышениями и понижениями доли коллекторов в разрезе. Выделяемые на ГСР зональные интервалы – это по существу многослойные пласты, на которые принципиально возможно применить самостоятельные системы воздействия. К максимумам кривых приурочены интервалы пористо-проницаемых пород. Минимумы на кривых распределения коллекторов ГСР соответствуют пачкам плотных пород, достаточно выдержанных по площади и занимающих статистически определенное положение в разрезе.

В результате изучения карбонатных толщ с помощью ГСР выявлена принципиальная схема строения турнейского и башкирского ярусов. Первый на месторождениях западного склона Южно-Татарского свода представлен зональными интервалами (ритмами), в границах которых выделяются пласты, при этом верхнетурнейская часть не имеет коррелятивов. Выдержанными разделами являются пачка плотных пород в основании верхнетурнейского подъяруса (репер С1-3) мощностью обычно 2–4 м и в меньшей степени две пачки пород в упинско-малевской части разреза (см. рис. 2).

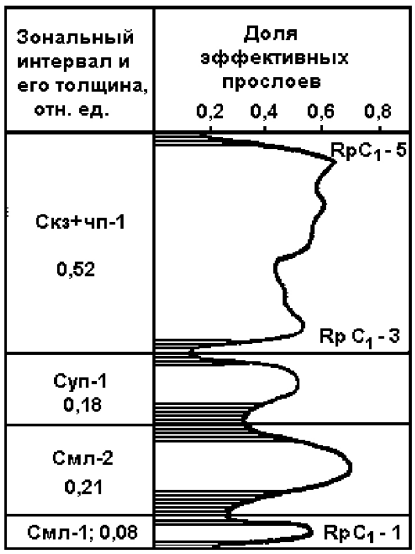


Рисунок 1 – Сводный геолого-статистический разрез турнейских отложений западного склона Южно-Татарского свода

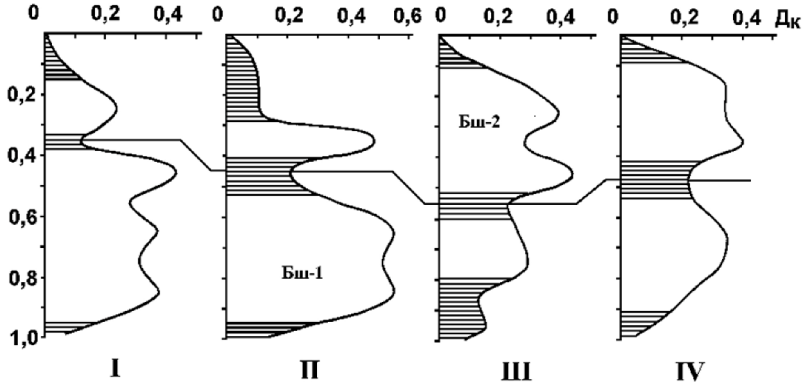


Рисунок 2 – Геолого-статистические (I–IV) разрезы башкирской карбонатной толщи по месторождениям:
I – Нурлатское (по данным 105 скважин); II – Архангельское (29 скважин);
III – Ново-Елховское (61 скважина); IV – Ромашкинское (145 скважин)

Массивно-пластовый тип залежей турнейского яруса, то есть наличие пластов при массивном заполнении ловушки, подтверждается промысловыми данными по Сарапалинскому месторождению [6]. Следует также отметить и такой осложняющий выработку запасов нефти пластов турнейского яруса фактор, как существенное различие коллекторских свойств пород-коллекторов верхнего и нижнего турне: например, значения проницаемости рассматриваемых интервалов разреза отличаются кратно, а для Сарапалинского месторождения даже почти в пять раз (табл. 1). И это весьма характерно в первую очередь для месторождений западного склона Южно-Татарского свода. Поэтому решение вопроса о совместной или раздельной эксплуатации пластов кизеловско-черепетского и упинского с малевским горизонтов носит принципиальный характер.

Таблица 1 – Коллекторские свойства нефтенасыщенных пород-коллекторов верхнего (кизеловско-черепетский)/нижнего турне (упинско-малевский горизонты) Сарапалинского месторождения

Вид исследования	Наименование	Проницаемость, мкм^2	Коэффициенты	
			пористости	нефтенасыщенности
Лабораторные	Количество скважин	22/13	22/13	9/6
	Количество определений	701/246	742/297	21/13
	Среднее значение	0,021/0,098	0,119/0,148	0,74/0,80
Геофизические	Количество скважин	–	213/98	183/102
	Количество определений	–	1191/349	774/291
	Среднее значение	–	0,12/0,15	0,79/0,78

Анализ строения башкирского карбонатного резервуара выполнен по четырем залежам месторождений восточного борта Мелекесской впадины, западного склона Южно-Татарского свода и его вершины. Составленные по ним ГСР обладают ясно выраженной ритмичностью. В соответствии с числом зон башкирская карбонатная толща на рассматриваемых месторождениях условно расчленяется на пласты Сбш-1 и Сбш-2 (см. рис. 2), соответствующие соответственно прикамскому и черемшанскому горизонтам.

Опытно-промышленное заводнение на экспериментальном участке, приуроченном к башкирскому ярусу залежи № 302 Ромашкинского месторождения, выявило двухступенчатый характер обводнения во времени (А.Н. Колеватова и др., 1982), а профили притока и приемистости подтвердили наличие двух укрупненных пористо-проницаемых интервалов в разрезах добывающих скважин (рис. 3). Поэтому имеются основания классифицировать залежи нефти башкирского яруса так же, как массивно-пластовые.

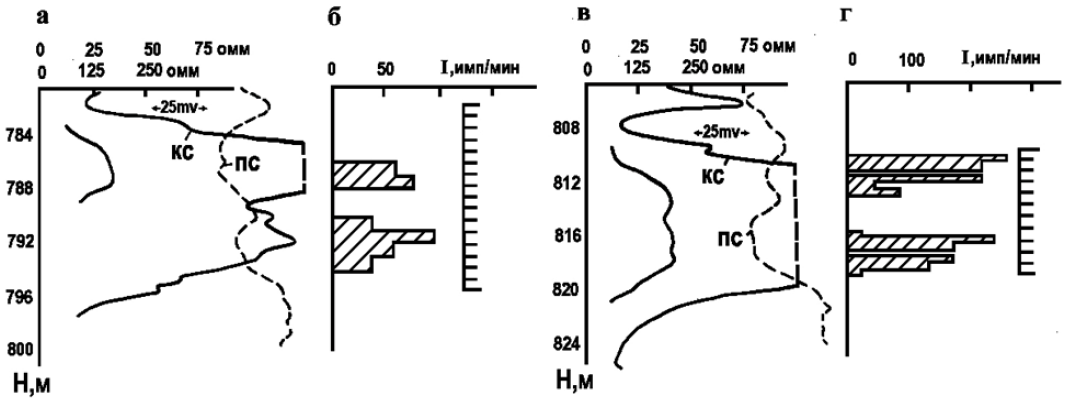


Рисунок 3 – Залежь 302 башкирского яруса Ромашкинского месторождения:
диаграммы электрокаротажа (а, в) и профили притока (б, г) по добывающим скважинам

Рассмотрим особенности разработки залежи массивно-пластового типа на примере Сарапалинского месторождения [6]. Нефтяная залежь, приуроченная к одноименному поднятию, считается здесь почти полностью разбуренной, в то же время одна часть скважин эксплуатирует только пласт верхнего турне, а другая – нижнетурнейскую часть ловушки. Именно это позволило оценить их гидродинамическую разобщенность пластов. Так, в скважинах, эксплуатирующих пласты нижнего турне, пластовое давление Рпл колеблется в пределах от 5,3 до 10,2 МПа, среднее пластовое давление на 01.01.2014 г. составило 7,3 МПа, то есть оно снизилось на 3,4 МПа от начального, или на 32,8 %. В скважинах, эксплуатирующих верхнетурнейский пласт, Рпл варьирует в интервале от 3,9 до 7,3 МПа, и в зоне отбора среднее пластовое давление оказалось равным 5,3 МПа, то есть давление снизилось на 50,5 %.

Обращает на себя внимание резкий перепад давлений в пластах верхнего и нижнего турне в отдельных зонах, где его величина достигает 4,5–5,0 МПа [6]. Это, во-первых, позволяет сделать вывод о гидродинамической разобщенности карбонатных пластов, во-вторых, не может не препятствовать эффективной эксплуатации пластов общим фильтром, и, в-третьих, выработка запасов нефти осуществляется в условиях явно недостаточной плотности сетки скважин – для верхнего турне она составляет всего 19,2 га/скв (если каждую из четырех горизонтальных скважин считать за две), а для нижнего – 20,9 га/скв. В таком случае достижение проектного значения КИН явно неосуществимо: согласно рекомендациям руководящих документов на разработку для залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах требуется применение сеток скважин плотностью 4–9 га/скв.

Гидродинамическая разобщенность верхне- и нижнетурнейской частей карбонатной толщи турне подтверждена и целенаправленными исследованиями. В качестве примера, свидетельствующего о том, что реперная пачка плотных пород С1-3 в основании верхнетурнейских отложений является надежным флюидоупором, служат материалы гидроразведки, проведенной по специальной программе на Онбийском месторождении. На первом этапе исследовалась межскважинная связь между нагнетательной скважиной № 11304, в которой перфорированы пласты и в кизеловско-черепетской, и в упинско-малевской частях, и добывающей скважиной № 11316, дренирующей только верхнетурнейский пласт. При межскважинной гидроразведке отмечена реакция на скважине № 11316 при закачке воды в кизеловско–черепетский подкомплекс (рис. 4).

Рисунок 4 – Реакция добывающей скважины № 11316 на закачку в кизеловско-черепетский пласт скважины № 11304

На втором этапе на скважине № 11304 произведена внутрискважинная гидроразведка. Наблюдение за давлением велось в надпакерном (кизеловско-черепетский пласт) и подпакерном (упинско-малевский подкомплекс) интервалах разреза, в которые поочередно производилась закачка воды (рис. 5).

Из рисунка 5 следует, что Рпл в упинско-малевском подкомплексе после прекращения закачки интенсивно снижается и устанавливается на уровне гидростатического (11 МПа), а в кизеловско-черепетском пласте происходит его медленное снижение с асимптотическим значением менее 9 МПа, что существенно ниже гидростатического.

Рисунок 5 – Результаты внутрискважинной гидроразведки в скважине № 11304

Анализ разработки большинства залежей нефти, приуроченных к карбонатным породам-коллекторам турнейского яруса нижнего карбона, верейского горизонта московского яруса и башкирского яруса среднего карбона, позволяет выделить характерную закономерность [7], которая выражается в отрицательной и симбатной динамике как забойных давлений, так и дебитов скважин при эксплуатации объектов на естественном режиме. Это обстоятельство обусловливает необходимость разработки зале-

жей с применением заводнения. Однако, как показывает промысловая практика, эффективность этого мероприятия далеко не однозначна [3, 8]. С одной стороны, это, безусловно, является следствием сложного геологического строения нефтевмещающих резервуаров, высокой послойной и зональной неоднородностью пластов, высокой вязкости нефти, сложностью строения пустотного пространства.

Многими специалистами [3, 9–13 и др.] отмечается важность учета неоднородностей строения пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов нижнего и среднего карбона РТ при проектировании систем разработки. Однако, с другой стороны, велика роль в карбонатных породах трещин, связанных с тектоническими или явлениями планетарного масштаба [3, 9, 11, 14 и др.]. Поэтому большое значение имеет давление нагнетания, и этому вопросу не всегда уделяется достаточное внимание. При этом особое внимание следует уделять как вопросу оптимальных депрессий (область изучения которого представлена работами многих ученых), так и репрессий (этот вопрос может иметь множество дискуссионных моментов).

Очевидно, участки залежей с проявлениями трещиноватости следует считать зонами слияния пластов, или гидродинамическими окнами. Нередко в практике разработки объектов с карбонатными коллекторами можно встретить случаи, когда, несмотря на высокий коэффициент компенсации и геофизические заключения, согласно которым колонны нагнетательных скважин герметичны и весь внедряемый агент поступает в нефтяную часть пласта, явного влияния закачки на режимы работ добывающих скважин не следует. Уход большей части закачиваемой воды под залежь по вертикальным трещинам подтверждается, в частности, выполненными в ТатНИПИнефти (Р.Н. Дияшев и др., 1987) гидродинамическими исследованиями скв. 897 Бавлинского месторождения. При росте забойного давления в узком диапазоне (с 17,1 до 18,3 МПа) расход воды возрастает с 540 до 1900 $м^3$/сут., а проницаемость пласта – с 0,065 до 0,193 $мкм^2$. В то же время полученные данные служат подтверждением мнения ученых [15, 16] о том, что вертикальное заводнение, то есть организация процесса вытеснения нефти водой в вертикальном направлении может значительно улучшить результаты разработки подобных залежей нефти. Это обусловлено тем, что в условиях трещинно-порового типа коллекторов вытеснение нефти водой снизу вверх значительно эффективнее, чем вдоль пласта, т.к. площадь, в пределах которой происходит процесс вытеснения, намного больше, чем площадь фронта вытеснения при обычном латеральном вытеснении, и поэтому скорость его перемещения значительно медленнее.

Тем не менее отрицание и неучет трещиноватости в отечественной отраслевой науке заключается часто в том, что авторы технологических проектных документов допускают принципиальную возможность проектирования разработки залежей с карбонатными коллекторами с использованием модели фильтрации, созданной применительно к терригенным коллекторам [17].

Поэтому важным фактором при освоении залежей нефти в карбонатных коллекторах, как отмечено выше, служит учет основных направлений трещин [12]. Следовательно, необходимым звеном при проектировании систем разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах, на наш взгляд [9, 11], является выявление зон повышенной тектонической трещиноватости в продуктивных отложениях, направление которых далеко не всегда совпадает с ориентацией систем планетарной трещиноватости.

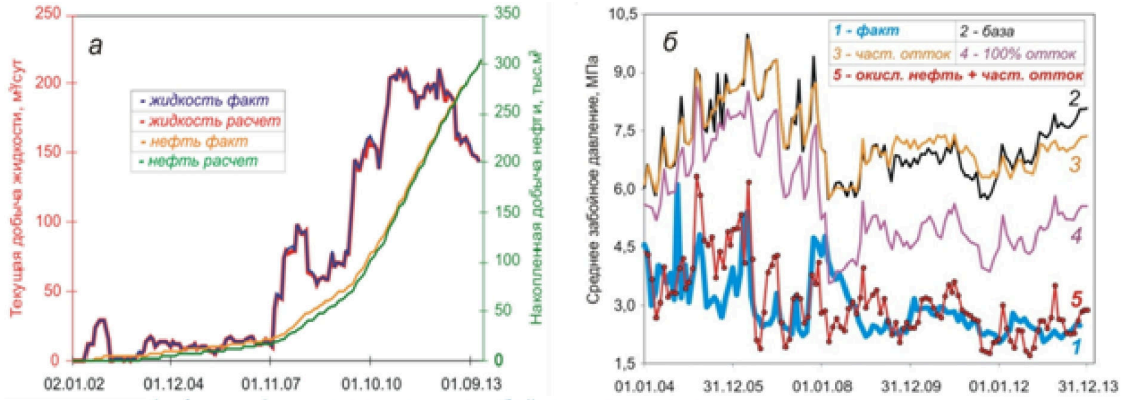
Результат настройки модели приведен на рисунке 6, из которого следует, что адаптация модели по расходным характеристикам достигнута (рис. 6, а), но модельные и фактические забойные давления (рис. 6, б), кривые «1, или факт» и «2, или база») принципиально не соответствуют друг другу. Следует отметить, что этот вариант расчета соответствовал производительной закачке, то есть весь внедряемый агент адресно поступает в нефтяную часть пласта без стока под залежь.

На рисунке 6, б кривая «3, или частичный отток» соответствует результатам моделирования связи нагнетательных скважин с подстилающей водой, что приводит к частичному стоку закачиваемого агента под залежь. Кривая «4, или 100 %-ный отток» соответствует случаю полной кольматации нефтяной части пласта в окрестности нагнетательных скважин и полному оттоку закачиваемой жидкости.

Из рисунка 6, б также следует, что в расчетных вариантах (кривые «2, или база», «3, или частичный отток», «4, или 100 % отток») забойное давление существенно выше, чем по истории разработки (кривая «1, или факт»), и нет тенденции к его снижению.

На основе результатов моделирования сделано предположение, что связь нефтяной части залежи с подстилающим водонапорным горизонтом затруднена, что, в частности, может быть обусловлено наличием окисленной нефти в зоне водонефтяного контакта (ВНК).

Для имитации этого фактора в модели итерационно снижалась проницаемость в зоне ВНК. В итоге при проницаемости этой зоны, равной 0,005 $мкм^2$ (в 12 раз ниже среднего принятого значения по залежи), 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 рост забойного давления на добывающих скважинах, который по факту не наблюдается. Поэтому наряду с учетом наличия окисленной нефти в зоне ВНК, в модели был учтен и отток закачиваемого агента под залежь. Процент оттока, оцененный по результатам адаптации модели, приведен в таблице 1, что справедливо на конечную дату истории разработки, на которую и выполнялся расчет. Это позволило согласовать как расходные характеристики (см. рис. 1, а), так и забойные давления (см. рис. 1, б), кривая «5» или окисленная нефть + частичный 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.



1 - факт **– фактическое среднее забойное давление по скважинам залежи;**
2 - база **– оттоков нет, связь с законтурной областью не затруднена;**
3 - част. отток **– частичный отток, связь с законтурной областью не затруднена;**
4 - 100% отток **– полный отток, связь с законтурной областью не затруднена;**
5 - окисл. нефть + част. отток **– частичный отток, связь с контуром затруднена.**

Рисунок 6 – Моделирование особенностей разработки залежи нефти в турнейских отложениях (на примере одного из месторождений РТ):
адаптация модели: а) по расходным характеристикам, б) по давлениям

Таблица 2 – Процент оттока вытесняющего агента, оцененный по результатам адаптации модели

№ 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

Полученная модель использована для оценки влияния различных режимов заводнения на процесс разработки. Произведены расчеты с увеличенным в 3,5 раза и с сокращенным в два раза объемом закачки через существующий фонд нагнетательных скважин, а также дополнительным переводом добывающих скважин под нагнетание.

Расчеты показали:

а) 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;

б) 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;

в) дополнительный перевод скважин под нагнетание приводит к отрицательному эффекту, так как на текущем этапе разработки потери в добыче из-за перевода скважин с низкой обводненностью под нагнетание не покрываются приростом в добыче из-за нагнетания по остальным добывающим скважинам.

Следует отметить, что использование модели, не учитывающей оттоки закачиваемого агента 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 могут превышать 50 %.

Таким образом, эффективность разработки залежей нефти в карбонатных толщах определяется значительным числом факторов, многие из которых обусловливают ту или иную степень и масштабы неоднородности. Особую роль играет трещиноватость продуктивных пластов, которая может себя проявлять не только с отрицательной стороны.

Литература:

1. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН) : учеб. пособие. – Казань : Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. – 798 с.

2. Выжигин Г.Б. Повышение продуктивности низкопроницаемых карбонатных коллекторов изменением структуры порового пространства // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 3. – С. 37–39.

3. Особенности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах верхнетурнейского подъяруса Южно-Татарского свода / Р.З. Мухаметшин, Е.Ю. Мочалов, А.М. Гайнаншина и др. // Геология нефти и газа. – 1992. – № 1. – С. 31–35.

4. Страхов П.Н. Формирование каверно-порового пространства в карбонатных отложениях. – М. : Информ.-внедренческий центр «Маркетинг», 2005. – 76 с.

5. Мухаметшин Р.З. Применение статистических методов для оптимального расчленения и корреляции карбонатных толщ // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1982. – № 6. – С. 25–27.

6. Мухаметшин Р.З., Назмеев Т.Г., Камалетдинова Д.И. Повышение эффективности разработки массивно-пластовых залежей вязкой нефти в карбонатных коллекторах // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы междунар. науч.-практич. конфер. – Казань : Ихлас, 2015. – С. 101–103.

7. Особенности разработки и моделирования малых месторождений, приуроченных к массивным залежам карбонатного типа (на примере объектов ОАО «РИТЭК» – ТПП «ТатРИТЭКнефть») / Н.В. Нефёдов, В.Б. Карпов, А.В. Калмыков, А.И. Никифоров // Георесурсы. – 2014. – № 2(57). – С. 8–12.

8. Об эффективности заводнения нефтяных залежей в турнейских отложениях (на примере объектов разработки ЗАО «ТАТЕХ») / А.В. Калмыков, Р.Р. Минебаев, Р.М. Мартынчук, А.И. Никифоров // Георесурсы. – 2013. – № 2(52). – С. 29–33.

9. Мухаметшин Р.З. Геологические основы эффективного освоения и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти : автореф. дис. … д-ра геол.-минер. наук. – М. : ИГиРГИ, 2006. – 52 с.

10. Совершенствование систем разработки залежей нефти в трещиноватых карбонатных коллекторах / Р.Х. Муслимов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Абдулмазитов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 10. – С. 25–28.

11. Использование крупномасштабной гравиметрической съемки для оптимизации систем разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах / Р.З. Мухаметшин, В.И. Богатов, Ю.В. Волков, В.М. Лучников // Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения: труды науч.-практич. конфер., Казань, 5–8 сентября 2001 г. – Казань : Арт-дизайн, 2002. – Т. 1. – С. 411–417.

12. Опыт учета основных систем трещин в системе заводнения низкопроницаемых карбонатных коллекторов / Р.М. Миннуллин, Р.З. Мухаметшин, А.Т. Панарин, В.А. Таипова // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы освоения: матер. науч. конфер. – Казань : Изд-во Казанск. ун-та, 2005. – С. 177–179.

13. Мартюшев Д.А., Мордвинов В.А. Особенности разработки сложнопостроенной залежи нефти в условиях трещиновато-порового коллектора // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 22–24.

14. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана / Р.С. Хисамов, А.А. Губайдуллин, В.Г. Базаревская, Е.А. Юдинцев. – Казань : Изд-во «Фэн» АН РТ, 2010. – 283 с.

15. Абдулмазитов Р.Г. Повышение эффективности разработки залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами : автореф. … дис. д-ра техн. наук. – Уфа : ОАО НПФ «Геофизика», 2004. – 52 с.

16. Сазонов Б.Ф., Пономарев А.Г., Соложенкина Е.К. Об эффективности вертикального заводнения в условиях трещинно-порового коллектора // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 6. – С. 30–33.

17. Колганов В.И., Ковалева Г.А. О негативных последствиях неучета наличия трещиноватости в карбонатных коллекторах // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 1. – С. 6–12.

References:

1. Muslimov R.H. Oil recovery: last, real, future (production optimization, maximizing KIN): studies. grant. – Kazan : Fen publishing house of AN of RT, 2014. – 798 p.

2. Vyzhigin G.B. Increase in efficiency of low-permeability carbonate collectors change of structure of pore space // Oil economy. – 1990. – № 3. – P. 37–39.

3. Features of development of deposits of oil in carbonate collectors of a verkhneturneysky sublevel of the Southern Tatar arch / R.Z. Mukhametshin, E.Yu. Mochalov, A.M. Gaynanshina, etc. // Geology of oil and gas. –1992. – № 1. – P. 31–35.

4. Fears P.N. Formation of kaverno-pore space in carbonate deposits. – M. : Inform.-implementation center «Marketing», 2005. – 76 p.

5. Mukhametshin R.Z. Application of statistical methods for an optimum partition and correlation of carbonate thicknesses // Oil and gas geology and geophysics. – 1982. – № 6. – P. 25–27.

6. Mukhametshin R.Z., Nazmeev T.G., Kamaletdinova D.I. Increase in efficiency of development the massif-butsheeted deposits of viscous oil in carbonate collectors // Features of investigation and development of fields of nonconventional hydrocarbons : materials of the international scientific and practical conference. – Kazan : Ikhlas, 2015. – P. 101–103.

7. Features of development and modeling of the small fields dated for massive deposits of carbonate type (on the example of objects of JSC RITEK – Chamber of Commerce and Industry Tatritekneft) / N.V. Nefyodov, V.B. Karpov, A.V. Kalmykov, A.I. Nikiforov // Georesursa. – 2014. – № 2(57). – P. 8–12.

8. About efficiency of flooding of oil pools in the turneyskikh deposits (on the example of subjects to development of CJSC TATEH) / A.V. Kalmykov, R.R. Minebayev, R.M. Martynchuk, A.I. Nikiforov // Georesursa. – 2013. – № 2(52). – P. 29–33.

9. Mukhametshin R.Z. Geological bases of effective development and extraction of hardly removable reserves of oil: rew. yew. … Dr.s geol.- miner. sciences. – M. : IGiRGI, 2006. – 52 p.

10. Improvement of systems of development of deposits of oil in jointed carbonate collectors / R.H. Muslimov, E.I. Suleymanov, R.G. Abdulmazitov, etc. // Oil economy. – 1996. – № 10. – P. 25–28.

11. Use of large-scale gravimetric shooting for optimization of systems of development of deposits of oil in carbonate collectors / R.Z. Mukhametshin, V.I. Bogatov, Yu.V. Volkov, V.M. Luchnikov//the Newest methods of increase in oil recovery of layers – the theory and practice of their application: works of scientific and practical conference, Kazan, on September 5–8, 2001. – Kazan : Art design, 2002. – V. 1. – P. 411–417.

12. Experience of the accounting of the main systems of cracks in system of flooding of low-permeability carbonate collectors / R.M. Minnullin, R.Z. Mukhametshin, A.T. Panarin, V.A. Taipova // Nonconventional collectors of oil, gas and natural bitumens. Development problems: works of scientific conference. – Kazan : Kazansk publishing house, 2005. – P. 177–179.

13. Martyushev D.A., Mordvinov V.A. Features of development of a deposit of complex structure of oil in the conditions of jointed porovogo of a collector // Oil economy. – 2015. – № 3. – P. 22–24.

14. Geology of the carbonate difficult constructed collectors of Devon and carbon fabrics of Tatarstan / R.S. Hisamov, A.A. Gubaidulin, V.G. Bazarevskaya, E.A. Yudintsev. – Kazan : Fen publishing house of AN of RT, 2010. – 283 p.

15. Abdulmazitov R.G. Increase in efficiency of development of deposits of oil with hardly removable stocks: abstract … Dr.Sci.Tech. – Ufa : JSC NPF Geofizika, 2004. – 52 p.

16. Sazonov B.F., Ponomarev A.G., Solozhenkina E.K. About efficiency of vertical flooding in the conditions of a treshchinno-porovy collector // Oil-field business. – 2011. – № 6. – P. 30–33.

17. Kolganov V.I., Kovalyova G.A. About negative consequences of not accounting of existence of a jointing in carbonate collectors // Oil-field business. – 2011. – № 1. – P. 6–12.