

УДК 622.276.1/.4 : 552.54

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И
ЭКСПЛУАТАЦИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ВЫСОКОЙ
ТРЕЩИНОВАТОСТЬЮ**

А.Н. Хамидуллина, Л.Н. Яминова

Институт «ТатНИПИнефть»

**GEOLOGICAL AND PRODUCTION ASPECTS OF EXTENSIVELY
FRACTURED CARBONATE RESERVOIRS**

A.N. Khamidullina, L.N. Yaminova

TatNIPIneft Institute

E-mail: khamidullina@tatnipi.ru

Аннотация. Отложения карбонатного комплекса залежей 301-303 представляют особую сложность для разработки в связи с развитой системой вертикальной и горизонтальной трещиноватости и наличием зон разуплотненных коллекторов. Выполненный анализ опытно-промышленных работ на залежах показал, что наиболее эффективным из апробированных методов разработки залежей остается бурение горизонтальных и наклонно направленных скважин, несмотря на то, что в настоящее время многие вопросы по снижению темпов обводнения горизонтальных скважин являются нерешенными.

Abstract. Carbonate reservoirs of the Deposits 301-303 present specific development challenges due to a well-developed system of vertical and horizontal fractures and presence of deconsolidation zones. During pilot testing of various production practices, horizontal and directional drilling proved most efficient although many water production problems in horizontal wells remain unresolved.

Ключевые слова: трещиноватость, карбонатный коллектор, обводненность, форсированный отбор жидкости, горизонтальные скважины, динамика технологических показателей, повышение эффективности разработки.

Key words: fracture porosity, carbonate reservoir, water cut, forced production, horizontal wells, production performance, improved development efficiency

Отложения карбонатного комплекса залежей 301-303 представляют особую сложность для разработки в связи с развитой системой вертикальной и горизонтальной трещиноватости и наличием зон разуплотненных коллекторов. Выполненный анализ опытно-промышленных работ на залежах показал, что применение форсированного отбора жидкости является целесообразным только по скважинам, обводнившимся выше 80 %, а нестационарное заводнение эффективно на отдельных участках на залежи 302, где имеется надежная непроницаемая перемычка между башкирскими и серпуховскими отложениями.

На сегодняшний день наиболее эффективным из апробированных методов разработки залежей остается бурение горизонтальных и наклонно направленных скважин, о чем свидетельствует сравнительный анализ динамики работы вертикальных и горизонтальных скважин. Наряду с этим до сих пор остаются нерешенными вопросы установления четких зависимостей высоких темпов обводнения горизонтальных скважин от таких факторов, как длина горизонтальной части ствола, расстояние до водонефтяного контакта, коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, направление трещиноватости. Поэтому единственным методом снижения обводненности продукции скважин пока остается применение загустителей и тампонажных растворов.

Введение. Отложения карбонатного комплекса залежей 301-303, представленные пластами верейского горизонта, башкирского яруса и серпуховского надгоризонта, являются третьим по величине начальных геологических запасов эксплуатационным объектом Ромашкинского нефтяного месторождения после терригенных отложений кыновско-пашийского и бобриковского горизонтов. В настоящее время, когда выработанность начальных извлекаемых запасов терригенных отложений девона составляет более 90 %, все больше внимания обращается на трудноизвлекаемые запасы возвратных эксплуатационных объектов, к которым относятся карбонатные отложения нижнего и среднего карбона.

Извлечение нефти из карбонатных коллекторов всегда сопряжено с двумя обстоятельствами: низкими фильтрационными свойствами матрицы породы и наличием густой сети трещин, что обусловлено условиями осадконакопления. На 301-303 залежах это усугубляется еще и тем, что нефтяная залежь подстилается достаточно активной подошвенной водой и наличием зон разуплотнений коллекторов, так называемых зон полного ухода буровой жидкости (ПУХ).

Несмотря на то, что изучению трещиноватости башкирско-серпуховских отложений Ромашкинского месторождения было посвящено достаточно большое количество исследований [1, 2], до сих пор прямой четкой зависимости между степенью трещиноватости участков залежи и скоростью обводнения скважин не выявлено. Поэтому детальное изучение геологического строения башкирско-серпуховских отложений, а также разработка научно обоснованных рекомендаций, направленных на повышение эффективности освоения трещинно-поровых коллекторов, учитывающих выявленные особенности развития трещиноватости в карбонатном массиве, не теряют своей актуальности.

Характеристика геологического строения и распределения запасов нефти. Отложение осадков башкирско-серпуховского времени на территории юго-восточной части Татарстана происходило в условиях донного рельефа шельфового мелководья, испытывая серию резких подъемов и погружений, обусловленных тектоническими факторами. В результате за счет процессов размыва, выщелачивания, доломитизации и кальцитизации сформировались очень неоднородные осадки с высокой вторичной пористостью, тектонической трещиноватостью, вплоть до образования в отдельных участках разреза карстовых зон. Такие особенности осадконакопления обусловили высокую слоистую неоднородность продуктивных отложений, отсутствие сколь-нибудь значимых региональных перемычек и сложности с корреляцией разрезов скважин. Поэтому башкирско-серпуховские отложения по сути это единый гидродинамический объект.

В серпуховском ярусе (залежь 303) все пористо-проницаемые прослои, которых по данным ГИС может быть от одного до четырнадцати, объединяются в пачку Сср. Толщина этих пористо-проницаемых прослоев колеблется от 0,8 до 17,0 м. Породы, слагающие карбонатную пачку серпуховского яруса, обладают повышенной трещиноватостью, причем наибольшим развитием она отмечается на тех участках, где башкирско-серпуховский разрез почти полностью сложен коллекторами (так называемые «колодца»), либо коллекторы занимают доминирующее положение (или имеют доминирующее значение). Этот тип залегания наиболее развит и создает общий фон залежи (рис. 1).

В башкирском ярусе (залежь 302) пористо-проницаемые прослои объединяются в карбонатную пачку Сбш. По данным ГИС в ней выделяется от одного до шести эффективных прослоев, толщина которых меняется в пределах 0,8-5,2 м.

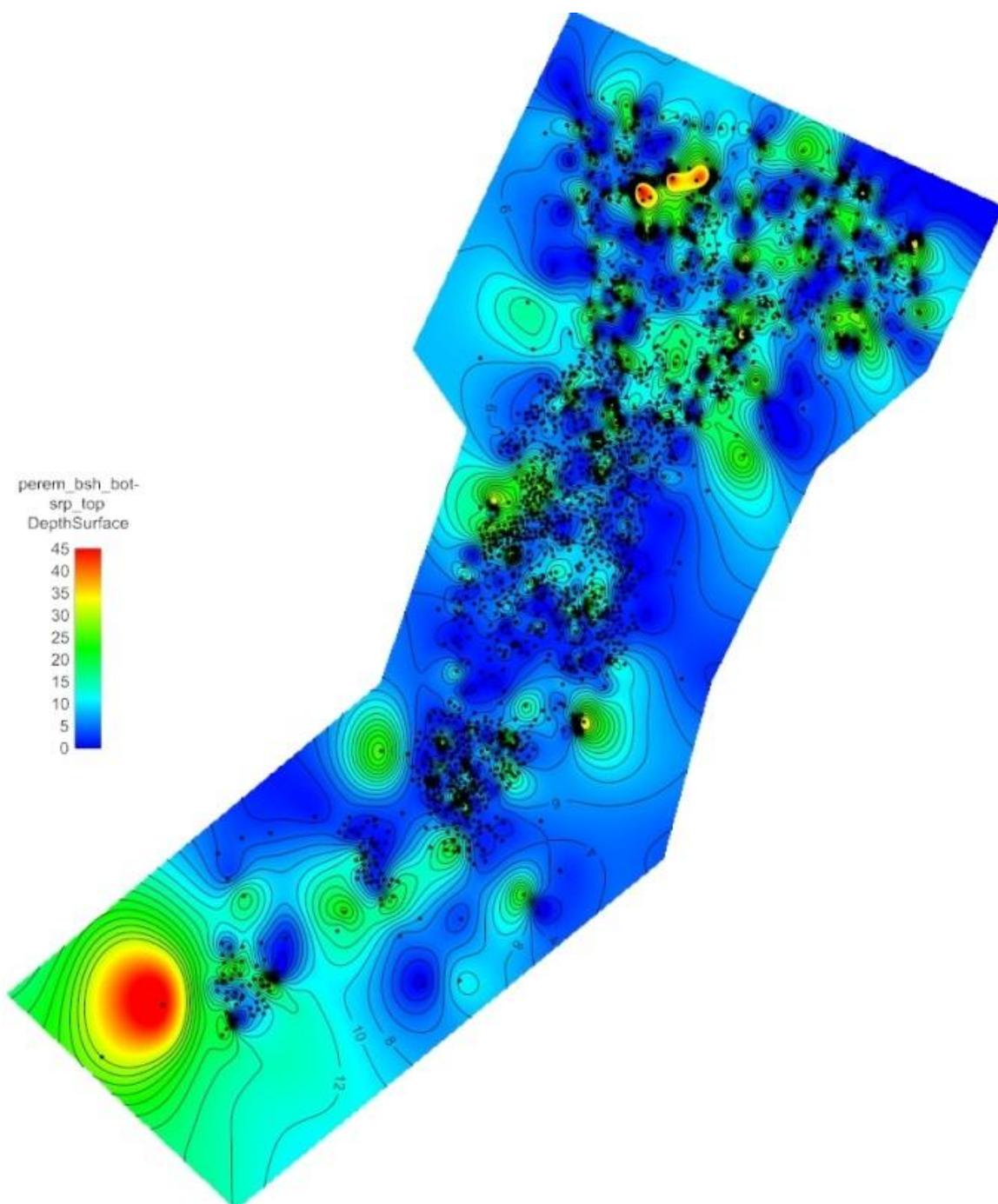


Рис. 1. Карта непроницаемых разделов между продуктивными интервалами башкирского и серпуховского ярусов

В верейском горизонте (залежь 301) в нижней части разреза из выделяемых трех карбонатных пластов Свр-5, Свр-3, Свр-2 продуктивными являются два пласта-коллектора – Свр-3 (основной) и Свр-2 – имеющий линзовидное строение, что дает основания рассматривать оба пласта как

единый объект разработки. Основные геолого-физические параметры по эксплуатационным объектам месторождения приведены в табл. 1.

Таблица 1

Основные геолого-физические параметры по эксплуатационным объектам месторождения

Параметры	Верейский	Башкирский	Серпуховский
Средняя глубина залегания, м	850	875	892
Тип залежи	пл.-сводовый	массивный	массивный
Тип коллектора	карб.-терр.	карбонатный	карбонатный
Площадь нефтеносности, км ²	318,2		
Средняя общая толщина, м	49,0	22,7	39,4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,8	12,9	33,7
Пористость, %	10,5	12,4	14,1
Нефтенасыщенность, д. ед.	0,799	0,788	0,853
Проницаемость, (10 ⁻³) мкм ²	61	86,7	118,6
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,192	0,587	0,603
Расчленённость, ед.	2,3	3,1	4,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	31,4	41,3	43,7
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,876	0,879	0,878
Газосодержание нефти, м ³ /т	3,7	2,4	3,2

Состояние разработки залежей. Всего в пределах залежей пробурено 1783 скважины, из них собственно на верей-башкир-серпуховские отложения – 710 скважин: 37 скважин (5,2 %) – на залежи 301, 232 скважины (32,7 %) – на залежи 302 и 441 скважина (62,1 %) – на залежи 303. Действующий добывающий фонд составляет 653 скважины, действующий нагнетательный – 36 скважин.

В настоящее время в целом по залежам отобрано 18,9 % от начальных извлекаемых запасов, текущий КИН составил 0,041 при средней обводненности 84,7 %. Динамика основных технологических показателей разработки по залежам приведена на рис. 2.

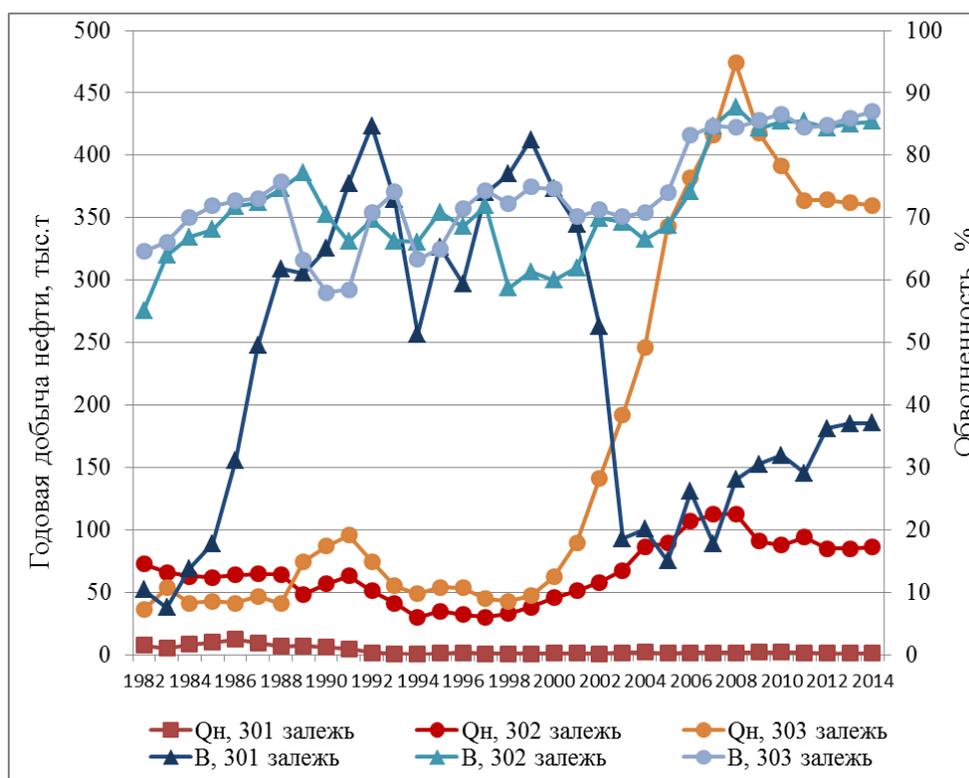


Рис. 2. Динамика годовой добычи нефти (Qn) и обводненности (B) по залежам

Пиковые значения обводненности по залежи 301 с 1986 г. связаны с максимальными объемами закачки воды в пределах опытного участка в данный период, а возрастание годовой добычи нефти с 2001 г. по залежам 302 и 303 – с переводом скважин на форсированный отбор жидкости (ФОЖ).

Анализ эффективности применяемых мероприятий. С целью повышения эффективности вовлечения начальных запасов нефти в активную разработку на опытных участках по залежам в разные годы испытывались различные технологии. Наиболее масштабными были исследования по ФОЖ, нестационарному заводнению и бурению горизонтальных скважин (ГС).

ФОЖ активно применялся на залежах 302-303 в 2004-2009 гг. За это время экспериментальными работами охвачены 67 добывающих скважин, в том числе 40 ГС. Из-за отсутствия эффекта эксперимент был закончен в

первый месяц по четырем скважинам, в последующем выведена из эксперимента еще 31 скважина. С мая 2004 г. по 2009 г. включительно за счет ФОЖ дополнительно добыто 341 тыс. т нефти, при этом отобрано 5,25 млн. т попутной воды.

Были проанализированы показатели работы скважин, которые сгруппированы по времени начала внедрения данной технологии следующим образом:

- 1 группа – в первые месяцы эксплуатации;
- 2 группа – в первые 2-3 года эксплуатации;
- 3 группа – после нескольких лет работы при обводненности 60 %;
- 4 группа – после нескольких лет работы при обводненности выше 80 %.

Анализ технологических показателей работы этих скважин показал, что применение ФОЖ и оптимизации в 1 и 2 группах является нецелесообразным: дебиты по нефти повышаются кратковременно, но при этом происходит резкий рост процента обводненности добываемой продукции. В 3 группе удается на некоторое время добиться повышения уровней добычи, но обводненность также резко возрастает. В 4 группе происходит рост дебитов нефти, при этом обводненность повышается незначительно. Поэтому для форсированного отбора и оптимизации необходимо использовать скважины с обводненностью добываемой продукции более 80 %.

Для проведения опытно-промышленных работ по испытанию нестационарного заводнения было выбрано 8 участков: один – на залежи 301, четыре – на залежи 302 и три – на залежи 303. По верейскому горизонту из-за низкодебитности скважин их пришлось перевести на серпуховский горизонт, и запланированные работы на опытном участке не были выполнены. По башкирскому ярусу внедрение циклической закачки позволяет снизить текущую обводненность, но только на тех опытных участках, где имеется достаточная (более 5 м) уплотненная перемычка до кровли про-

дуктивных интервалов серпуховских отложений. Опытные работы по серпуховскому ярусу были направлены на изучение взаимовлияния скважин при различных плотностях сеток и эффективности разработки залежей на естественном режиме с закачкой углеродных композиций для ограничения водопритока.

В НГДУ «Лениногорскнефть» на залежах 302, 303, начиная с 1992 г., пробурено 126 горизонтальных скважин (в том числе 8 многозабойных), из них на залежи 302 – 32 скважины, на залежи 303 – 94 скважины. Длина условно горизонтального участка ствола от 78 до 546 м. По динамике работы скважин видно, что дебиты в горизонтальных скважинах выше дебитов вертикальных скважин в 1,1-6,3 раз на залежи 302 и в 0,9-4,9 раз – на залежи 303 (рис. 3).

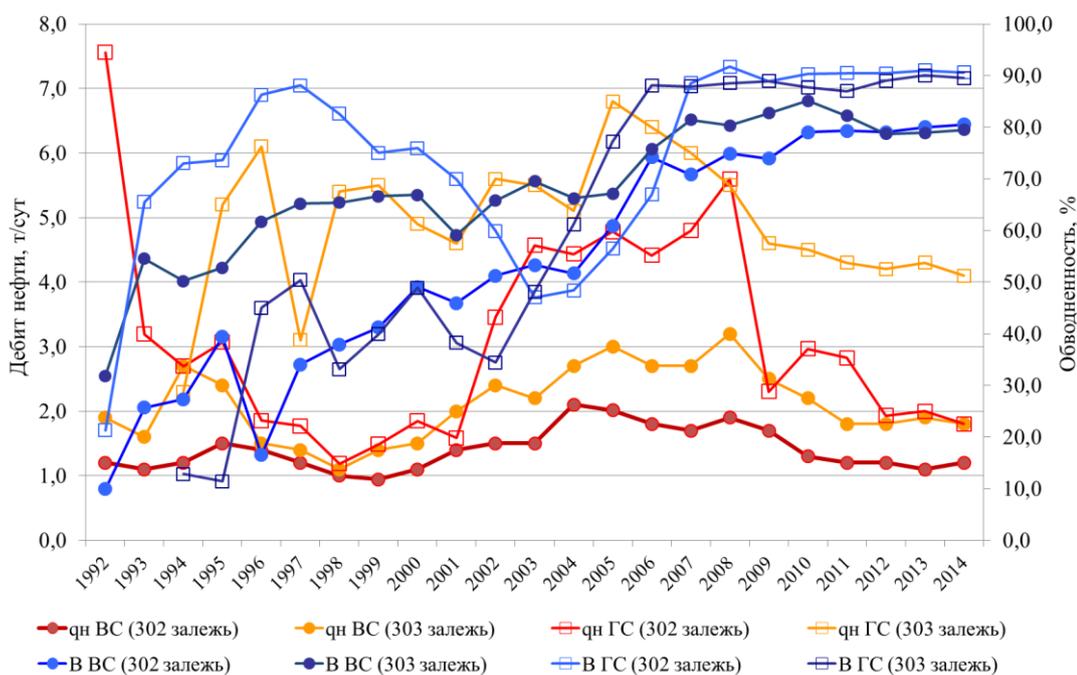


Рис. 3. Сравнительная характеристика динамики дебитов нефти и обводненности по вертикальным и горизонтальным скважинам залежей 302-303

При этом обводненность по горизонтальным скважинам выше, чем по вертикальным, особенно это заметно после применения ФОЖ. В настоящее время определенная часть горизонтальных скважин обводняется в

процессе эксплуатации, другая – сразу после бурения. Причины кроются как в технических вопросах проводки ГС и их эксплуатации, так и в неточности геологической модели продуктивных объектов и распространения зон трещиноватости.

Кроме того, до сих пор не удалось выявить какой-то четкой зависимости высоких темпов обводнения горизонтальных скважин от таких факторов, как длина горизонтальной части ствола, расстояние до водонефтяного контакта, коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, глинистости, наличие при бурении зон ПУХ и т.д. [3].

Изучение влияния структурного фактора на характер работы скважин. Для выработки комплекса мер по совершенствованию системы разработки залежей выполнен анализ работы скважин в зависимости от структурного фактора. С этой целью горизонтальные и вертикальные скважины по залежам 302 и 303 были сгруппированы по дебитам и обводненности следующим образом (табл. 2).

Таблица 2

Скважины с высокими дебитами (более 6,0 т/сут), стабильно работающие	1 группа	обводняются в первые 12 мес. работы
	2 группа	быстро обводняются (до 10 лет)
	3 группа	постепенно обводняются (свыше 10 лет)
Скважины с высокими дебитами (более 6,0 т/сут), с падением дебита	4 группа	обводняются в первые 12 мес работы
	5 группа	быстро обводняются (до 10 лет)
	6 группа	постепенно обводняются (свыше 10 лет)
Скважины с низкими дебитами (менее 6,0 т/сут)	7 группа	обводняются в первые 12 мес работы
	8 группа	быстро обводняются (до 10 лет)
	9 группа	постепенно обводняются (свыше 10 лет)

Установлено, что по вертикальным скважинам большинство скважин (86,7 % на залежи 302 и 75,3 % на залежи 303) входят в группу с низкими

дебитами (до 6 т/сут), которые в основном быстро обводняются в течение 10 лет (рис. 4).

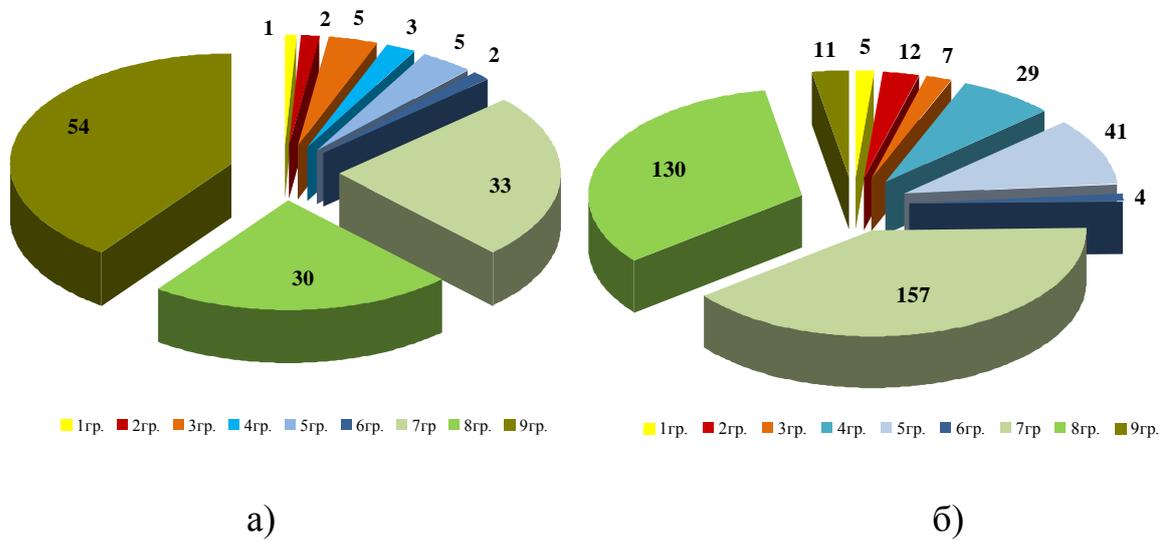


Рис. 4. Диаграммы распределения вертикальных скважин по группам на 302 (а) и 303 (б) залежах

По горизонтальным скважинам распределение скважин по группам, по дебитам более равномерное, но почти все скважины быстро обводняются в течение 10 лет (рис. 5).

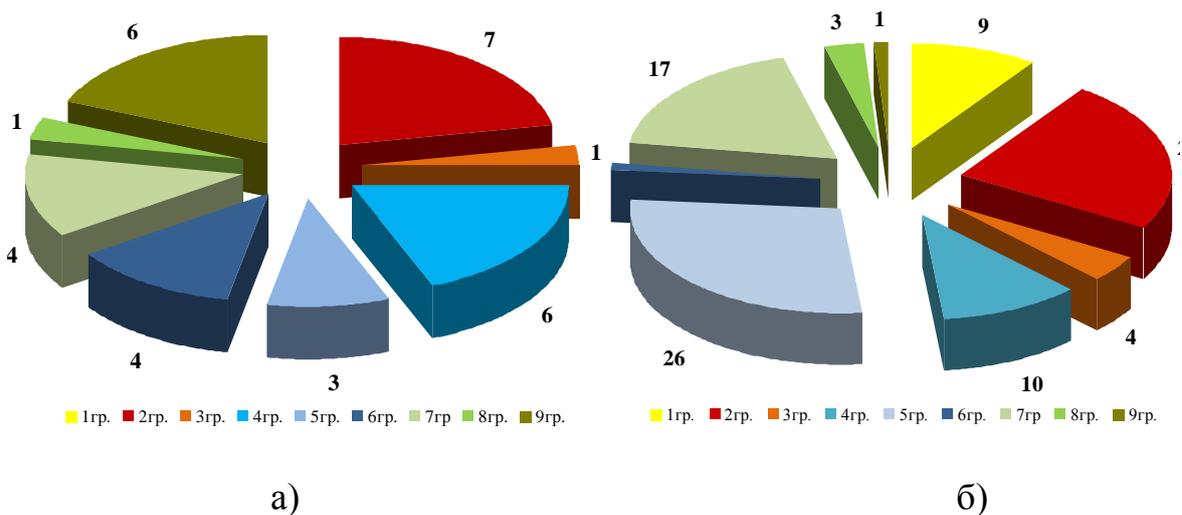


Рис. 5. Диаграмма распределения горизонтальных скважин по группам на 302 (а) и 303 (б) залежах

Выделенные по группам скважины были нанесены на структурные карты отдельно по залежам 302 и 303 для определения влияния структурного фактора, но явной зависимости не обнаружено. Не выявлено также зависимости дебитов нефти или обводненности продукции скважин от направления горизонтального ствола, т.е. от направления трещиноватости.

Основные принципы совершенствования системы разработки залежей 301-303. Для вовлечения в эффективную разработку запасов и обоснования дополнительных мероприятий по разработке верейских, башкирских, серпуховских отложений залежей 301-303 наряду с применением уже известных и хорошо зарекомендовавших себя технологий необходимы новые подходы и методы в разработке и внедрении технологий повышения нефтеотдачи пластов.

Из апробированных и достаточно успешных на 301-303 залежах методов рекомендуются строительство горизонтальных и боковых горизонтальных стволов малым диаметром (СМД). На залежах выбраны опытные участки с целью уплотнения проектной сетки скважин и подбора максимально возможного и экономически целесообразного количества наклонно-направленных и горизонтальных скважин в кусте. По горизонтальным скважинам необходимо использование поинтервальной эксплуатации открытого горизонтального ствола с использованием пакерующих устройств.

Одним из необходимых направлений деятельности при разработке данных объектов являются также водоизоляционные работы. На залежах наряду с испытанными эффективными водоизоляционными технологиями предлагается применение высокопрочных полимерных систем (технология ВПСД) и закачка суспензии тампонажного портландцемента в смеси с разогретой высоковязкой нефтью через термоизолированные НКТ («термокейс»). Помимо водоизоляционных работ предлагаются кислотные обработки с применением композиционного состава ИТПС-РС и загущенно-

го кислотного состава (ЗКС). Данные технологии имеют преимущество перед обычными солянокислотными обработками: наряду с обработкой призабойной зоны пласта они предотвращают прорыв подошвенной воды в процессе обработки.

Список литературы

1. Определение трещиноватости или зон разуплотнения в карбонатных отложениях с целью выбора оптимального заложения скважин / Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская, Т.И. Тарасова, Н.А. Бадуртдинова, А.Н. Мартынов // Георесурсы. – 2013. – № 4(54). – С. 58-64.
2. РД 153-39.0-859-14. Оценка трещиноватости пластов-коллекторов по объекту разработки и детализации в районе бурения горизонтальных скважин : введен впервые : дата введения с 29.08.2014 г. / В.Г. Базаревская [и др.]; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2014. – 49 с.
3. Гуськов Д.В. Прогноз зон развития трещиноватости карбонатных коллекторов с целью повышения эффективности разработки залежи 302-303 Ромашкинского месторождения : дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – СПб., 2013.

Сведения об авторах

Хамидуллина Альфия Насиховна, к.г.-м.н., заведующая лабораторией, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: khamidullina@tatnipi.ru

Яминова Лина Назиповна, заведующая сектором, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: razrab_geo1@tatnipi.ru

Authors

A.N. Khamidullina, PhD, Head of Laboratory at TatNIPIneft Institute-TATNEFT PJSC, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: khamidullina@tatnipi.ru

L.N. Yaminova, Head of Division at TatNIPIneft Institute-TATNEFT PJSC, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: razrab_geo1@tatnipi.ru

Хамидуллина Альфия Насиховна

423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,

г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32

тел.: 8(85594) 78-694

E-mail: khamidullina@tatnipi.ru