

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗРАБОТКИ ОПЫТНЫХ УЧАСТКОВ НА ЗАЛЕЖАХ №№ 301, 302, 303 РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Представлены основные результаты опытно-промышленных работ по улучшению выработки запасов сложно-построенных залежей карбонатных коллекторов верейского, башкирского, серпуховского горизонтов залежей №№ 301, 302, 303 Ромашкинского месторождения. Создание эффективных технологий разработки, в первую очередь с применением циклического заводнения, возможно при соответствующих особенностях геологического строения: наличие достаточных «перемычек» между горизонтами, низкая вертикальная трещиноватость, загипсованность коллекторов и др.

Ключевые слова: Ромашкинское месторождение, разработка нефтяных месторождений, залежь.

Залежи нефти №№ 301, 302, 303 приурочены к карбонатной толще верейских, башкирских, серпуховских отложений среднего и нижнего карбона. Они контролируются Шугуровско-Куакбашским валообразным поднятием, имеющим асимметричное строение: крутой северо-восточный склон и более пологий юго-западный; поднятие с юга на север состоит из цепочки структур: Ойкино-Алтунинской, Шугуровской, Сортоводской, Куакбашской. Контуры залежей по кровле продуктивных отложений совпадают в плане (Рис. 1).

Залежь № 301 является пластово-сводовой и большая ее часть литологически экранирована. Залежи № 302 и № 303 относятся к массивному типу и практически по всему периметру гидродинамически связаны с водоносной областью, режим упруго-водонапорный.

Продуктивная толща залежей №№ 301, 302, 303 представлена высоко неоднородными карбонатными коллекторами, для которых характерна резкая коллекторская изменчивость как по разрезу, так и по площади. Они представляют собой переслаивание плотных, глинистых пористо-кавернозных, трещиноватых разностей известняков и доломитов, на коротких расстояниях переходящих друг в друга (Рис. 2).

Следует отметить значительное расхождение значений емкостных и особенно фильтрационных параметров коллекторов от долей до десятков процентов.

Существеннее различаются средние значения рассматриваемых параметров по данным результатов обработки керн и ГИС. Поэтому достаточно трудно судить о скважине по заключению ГИС. Пласты с абсолютно одинаковыми параметрами ведут себя по-разному. Вследствие этого возникают проблемы при проектировании скважин.

Опытная эксплуатация верейской залежи (№ 301) началась в 1973 г., башкирской (№ 302) – в 1957 г., серпуховской (№ 303) – в 1943 г. единичными скважинами (к ним принадлежит знаменитая разведочная скв. № 1 – первооткрывательница Ромашкинского месторождения). Опытная эксплуатация скважин дала положительный результат и доказала возможность их будущей промышленной разработки.

Однако отсутствие в Татарстане опыта разработки подобных объектов не позволило решить сложные проблемы будущей промышленной эксплуатации. В связи с этим ОАО «Татнефть» приняло решение наряду с опытной эксплуа-

тацией широко проводить опытно-промышленные работы по испытанию и изысканию возможностей заводнения карбонатных коллекторов, методов повышения нефтеотдачи, поиску оптимальной плотности сетки и размещения скважин, эффективных гидродинамических и физико-химических методов воздействия на продуктивные коллекторы, способов вскрытия, освоения, стимуляции скважин. С этой целью на залежах было выбрано 8 опытных участков.

На залежи № 301 на опытном участке № 5 опытно-промышленными работами предусматривалось создание технологии разработки залежей нефти в слабопроницаемых коллекторах верейского горизонта с применением циклического заводнения при различной плотности сетки скважин с НСКО забоев скважин и созданием ИКНН (каверна-накопитель). Участок состоял из трех элементов с семиточечным размещением скважин по треугольной сетке 200х200 м, 300х300 м, 400х400 м. Всего пробурено 19 скважин, из них 3 нагнетательных.

Неоднократные обработки призабойных зон оказались безрезультатными, дебит скважин по нефти оставался на уровне 0,5 – 1 т/сут. Скважины работали в режиме накопления. Попытки привести работу отдельных скважин и опытного участка в целом на постоянный режим работы не дали результатов. В итоге все скважины были переведены на серпуховский горизонт на нефть. С участка отобрано 85,1 % от НИЗ нефти.

В связи с прекращением опытных работ на пятом участке затруднительно дать объективную оценку эффективности заводнения верейских отложений.

На башкирской залежи №302 находятся четыре опытных участка (№№ 1, 2, 3, 4). Первый участок вступил в эксплуатацию в 1978 г., остальные три – в 1980 – 1982 гг.

В результате разбуривания залежи выяснилось, что около 50 % скважин на участках №№ 1; 4 имеют небольшую толщину раздела (2 – 5 м) между башкирским и серпуховским ярусами. Раздел, представленный пачкой глин и сильно глинистых известняков, не выдержан по простиранию и характеризуется развитой системой вертикальных трещин и кавернозностью. Вследствие чего башкирские и серпуховские отложения на этих участках можно рассматривать как единый объект разработки.

Наиболее высокие темпы отбора НИЗ были достигнуты в начальный период эксплуатации до 1990 – 1992 гг.,

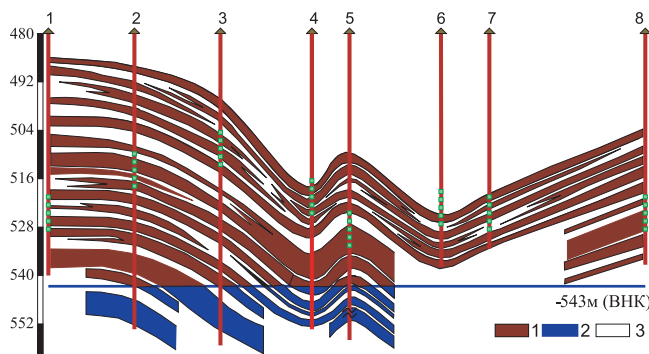
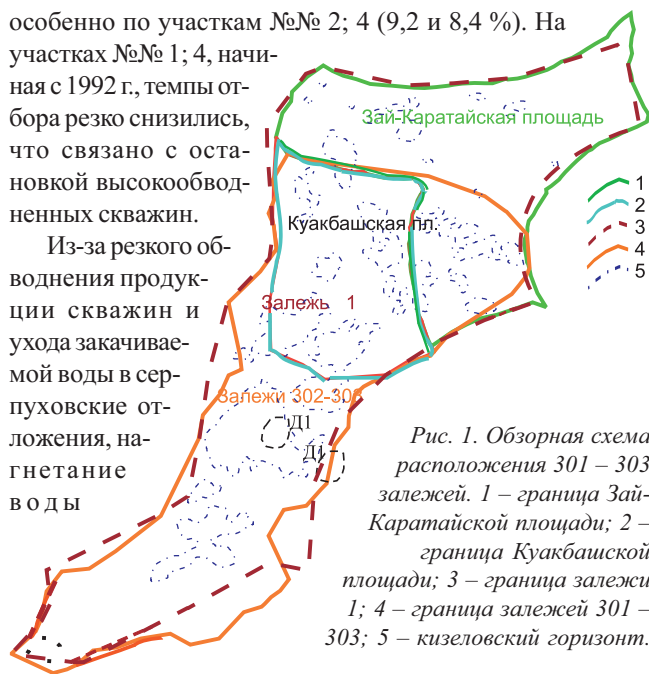


Рис. 2. Геологический профиль серпуховско-башкирских отложений. 1 – нефтенасыщенный коллектор; 2 – водонасыщенный коллектор; 3 – плотная карбонатная порода.

на участке № 1 (Рис. 3) было прекращено с 1990 г., а на участке № 4 в период с 1991 по 1999 г., что не повлияло на снижение пластового давления. Среднее пластовое давление в зоне отбора на участках за все годы разработки находится на уровне 7,0 – 7,3 МПа (Рис. 4). Это еще раз свидетельствует о хорошей гидродинамической связи башкирского яруса и серпуховского горизонта на этих участках. В конце 2000 г. в нагнетательные скважины участка № 4 произвели закачку полимернефтебentonитового раствора по выравниванию профиля приемистости. Из скважин в ближайшем окружении отбирались пробы, замерялись дебиты. Сопоставление замеров дебита нефти, жидкости, анализов воды по этим скважинам, до ПНБР и после, дают возможность судить о ре-

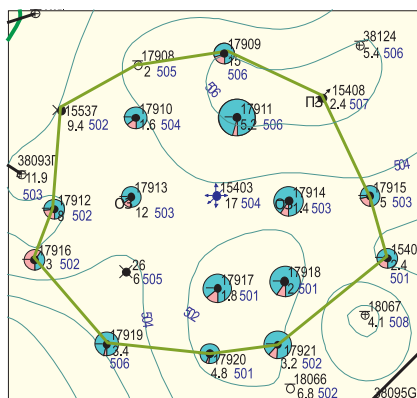


Рис. 3. Опытный участок № 1 залежи № 302 башкирского яруса Ромашкинского месторождения. Масштаб 1:10 000.

акции добывающих скважин. Возможно, благодаря применению этого метода по добывающим скважинам наблюдалось снижение обводненности продукции с 74,4 до 64,7 % и получено 4,1 тыс. т дополнительной добычи нефти. По участку закачено 33,3 тыс. м³ воды.

С начала разработки по участкам №№ 1; 4 отобрано нефти 100 % и 88,6 % от НИЗ, соответственно.

На участке № 2 (Рис. 5) отложения башкирского и серпуховского возрастов надежно изолированы друг от друга. Толщина непроницаемого раздела варьирует в пределах от 6,8 до 25,7 м и в среднем равна 18,4 м. Поскольку по геолого-физическим характеристикам участок находится в наиболее благоприятных условиях, здесь был принят многоплановый подход к проведению ОПР на башкирском ярусе.

С 09.1992 г. по 08.1994 г на опытном участке № 2 проводились испытания мелассовой технологии. За время эксперимента закачено 16431 м³ мелассного раствора в 5 нагнетательных скважин. Среднегодовая приемистость одной нагнетательной скважины равна 43 м³/сут., среднее давление на устье – 10 МПа. Сопоставляя данные по пробам, дебитам скважин до и после закачки микроорганизмов, из 24 добывающих были выделены 12 скважин, по которым наблюдались положительные изменения в добыче нефти и обводненности. В период закачки величина обводненности продукции на участке практически стабилизировалась на уровне 70%. В целом дополнительная добыча нефти за три года эксперимента по закачке микроорганизмов составила 4,8 тыс. т.

На опытных участках №№ 2, 3, 4 по мере необходимости проводится циклическая закачка воды. Здесь вначале осуществлялось импульсное воздействие при попеременном отключении нагнетательных и добывающих скважин. К началу циклического заводнения пластовое давление на данном участке было снижено с первоначального уровня 7,4 до 6,4 МПа. Нагнетание воды осуществлялось в течение 4 – 7 суток до повышения пластового давления до 7,0 – 8,0 МПа. В дальнейшем по мере отбора жидкости за 12 – 24 суток пластовое давление снова снижалось до 6,0 – 6,1 МПа. Предельные уровни снижения и повышения давления в пласте устанавливались опытным путем. Нижний предел связан с устойчивостью работы насоса при низких забойных давлениях. Наиболее важным является верхний предел пластового давления. Превышение его выше первоначального привело к резкому нарастанию обводнен-

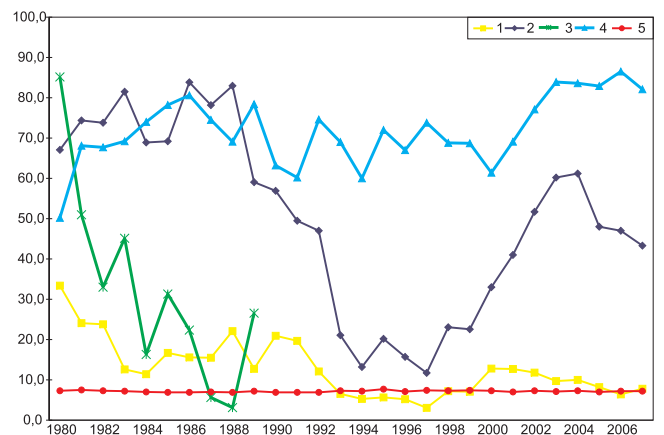


Рис. 4. Динамика разработки опытного участка № 1 залежи 302. 1 – добыча нефти годовая (тыс. т); 2 – годовая добыча жидкости (тыс. т); 3 – закачка воды, годовая (тыс. т); 4 – обводненность, %; 5 – пластовое давление (МПа).

ности, что вероятнее всего вызвано раскрытием естественных трещин в карбонатном пласте. В начале периода отбора при повышенном давлении наблюдается высокая обводненность продукции скважин, затем по мере снижения пластового давления она заметно уменьшается.

Самый низкий текущий КИН 0,173 наблюдается на участке № 4, разбуренном по наиболее редкой сетке скважин 400x400 м. По первым трем участкам, пробуренным по сетке скв. 200x200 м, достигнуты достаточно высокие текущие КИН 0,219 – 0,243. Наиболее эффективная разработка осуществляется на участке № 2, где проводился наиболее полный комплекс геолого-технических мероприятий: площадная система заводнения в циклическом исполнении в течение всего периода опытных работ, система технологий солянокислотного воздействия (ИКНН, НСКО, ГСКО), микробиологические методы, водоизоляционные работы (Рис. 6).

К началу 2008 г. по участку фонд добывающих скважин сократился в 1,5 раза за счет перевода скважин во временную консервацию и бездействия из-за нерентабельности. С начала разработки отобрано 100% от НИЗ нефти. В ближайшие годы скважины участка № 2 планируется возратить на верейский горизонт.

Проведение ОПР на трех участках серпуховской залежи № 303 предусматривает определение взаимовлияние скважин при различных плотностях сеток и оценку эффективности разработки высокопродуктивных залежей высоковязких нефтей в серпуховских отложениях на естественном режиме.

Участки №№ 7, 9 разбурены по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 100 м, участок № 6 – 200 м. Разработка участков осуществляется на естественном режиме. Пластовое давление стабильно по годам и держится на уровне 6,8 – 7,2 МПа, что практически соответствует первоначальному. Наиболее высокие темпы от НИЗ наблюдаются в начальный период эксплуатации до 1992 г., по участку № 7 достигнут самый высокий темп – 21,7% (1983) при среднегодовой обводненности продукции 33,2%.

Текущие коэффициенты нефтеизвлечения участков находятся в пределах 0,121 – 0,268. Среди трех опытных участков серпуховских отложений наиболее эффективно разрабатывается участок № 7. Самый низкий текущий КИН

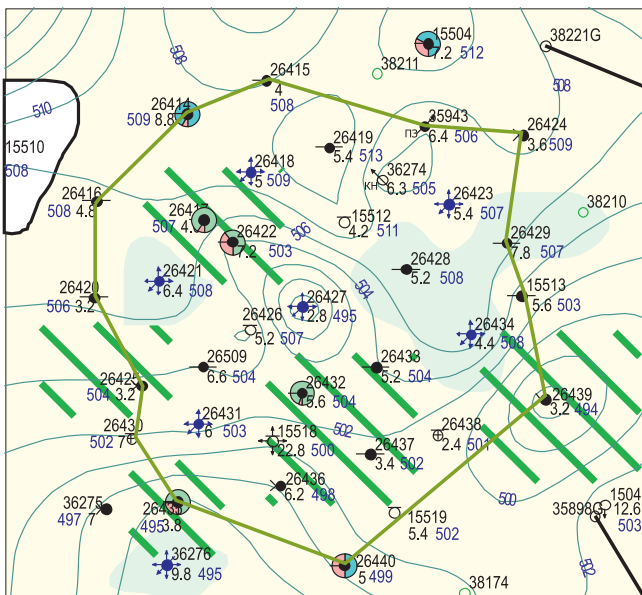


Рис. 5. Опытный участок № 2 залежи № 302 башкирского яруса Ромашкинского месторождения. Масштаб 1:10 000.

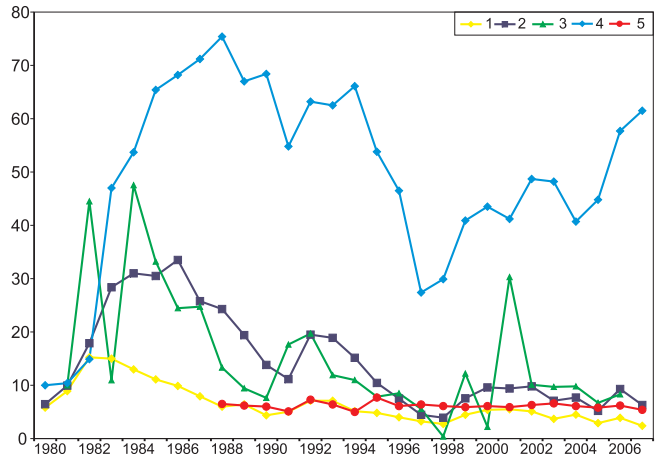


Рис. 6. Динамика разработки опытного участка № 2 залежи 302. 1 – добыча нефти годовая (тыс. т); 2 – годовая добыча жидкости (тыс. т); 3 – закачка воды, годовая (тыс. т); 4 – обводненность, %; 5 – пластовое давление (МПа).

0,121 наблюдается на участке № 6, что связано с высокой кавернозностью и трещиноватостью пород как в нефтеносных, так и в водоносных коллекторах залежи. На участке № 9 наблюдается интенсивное обводнение, по этой причине участок на сегодня находится в бездействии. В 2006 году согласно утвержденной программе из этого участка было выбрано 5 скважин для перевода на форсированный режим работы. Работы по подготовке скважин к переводу на ФОЖ не начаты из-за отсутствия обустройства. В последние годы на опытных участках все геолого-технические мероприятия направлены на контроль за обводнением скважин, внедрение различных технологий по водоизоляции скважин: СНПХ-9633, ЭВН, ВНГС, Дисин, горячий битум и др. Однако водоизоляционные работы в обводнившихся скважинах не всегда приносят положительный результат или он бывает кратковременным, что отрицательно влияет на показатели разработки.

Всего на 1.01.08 г. с восьми опытных участков отобрано 1301,9 тыс.т. нефти, что составляет 25% от накопленного отбора нефти по рассматриваемым залежам.

Таким образом, ОПР на залежах 301 – 303 позволили доказать эффективность циклического заводнения на верей-башкирских отложениях, определить оптимальную плотность сетки и рациональное размещение скважин, выбрать наиболее эффективные методы стимуляции и водоизоляции скважин и доказать возможность достижения проектной нефтеотдачи по башкирскому ярусу – 0,210, по серпуховскому – 0,225.

R.C. Nurmuhametov, I.N. Faizullin, T.G. Singatullina. Main results of the development of test areas of the deposits 301, 302 and 303 in the Romashkino field.

The paper presents main results of the development of test areas of the deposits 301, 302 and 303 in the Romashkino oil field.
Key words: the Romashkino field, oil development, deposit.

Нурмухаметов Рафаиль Саитович, начальник НГДУ «Лениногорскнефть»
Файзуллин Ильфат Нагимович, главный геолог НГДУ
Сингатуллина Тазкира Галимзяновна, геофизик НГДУ
423250, Республика Татарстан, г. Лениногорск, НГДУ «Лениногорскнефть», ул. Ленинградская, 12.
Тел.: 8(85573) 92076.