

ПРОБЛЕМЫ ВЫРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ И ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕШЕНИЯ

В статье подробно описываются технологии добычи нефти, применяемые в ОАО «Татнефть». Рассматриваются проблемы выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки и предлагаются инновационные технологии их решения, так как на текущей поздней стадии высокой выработанности запасов доля трудноизвлекаемых запасов на месторождениях компании возросла до 80 %.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти, поздняя стадия разработки месторождений, разработка карбонатных коллекторов, инновационные технологии.

С 1999 года ОАО «Татнефть» ежегодно наращивает объемы добычи нефти, достигнута стабильность основных показателей разработки месторождений: добыча нефти более 25,9 млн. т/в год, обводненность 83,4 %.

Отборы запасов в объемах ежегодной добычи нефти обеспечены стабильным приростом запасов. За последние

5 лет (2007-2011 гг.) в Республике Татарстан открыты 24 нефтяных месторождения, за пределами республики – 13. Прирост извлекаемых запасов по категории $A+B+C_1$ по холдингу ОАО «Татнефть» составил 121,8 млн.т, C_2 – 88,7 млн.т, а за 2011 год – 28 млн.т по категориям $A+B+C_1+C_2$.

Если в начальной стадии разработки на долю трудноиз-

Окончание статьи Р.Х. Муслимова «Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов – основное направление развития...»

Создана научно-аналитическая группа (НАГ) из ведущих ученых и производственников разных специальностей по регулярному рассмотрению предлагаемых технологий. Вопросы их применения после достаточной проработки решаются на заседаниях Координационного Совета ЗАО «Нефтеконсорциум».

Главным направлением увеличения КИН является проектирование разработки. Кардинальное решение этой проблемы мы связываем с инновационным проектированием разработки нефтяных месторождений (в настоящее время отрабатывается на месторождениях МНК). В этом вопросе научный Татарстан первый и пока единственный в отрасли (Муслимов, 2011в; Муслимов, 2010). Инновационный проект – это научно-исследовательская работа по конкретному месторождению, выполняемая в процессе проектирования разработки. На данном этапе изучаются детали геологического строения объекта и на этой основе подбираются технологии разработки, которые должны в полной мере учитывать особенности геологического строения. Для выполнения проекта нужно в 3-5 раз больше времени (2,5-3 года) и в 8-10 раз больше средств.

Современное состояние нефтяной промышленности на кажущуюся стабильность не позволяют оптимистично смотреть в будущее. В этом полностью вина государства, которое отстранилось от участия в обеспечении рационального недропользования. Оно в основном занимается лишь вопросами перманентного увеличения налоговой нагрузки на отрасль, а не создания нормальных условий для дальнейшего развития отрасли. Отсутствуют многие основополагающие документы: правила разработки нефтяных, газовых, нефтегазоконденсатных месторождений, стандарты требований к рациональной разработке месторождений, государственные стандарты рациональной эксплуатации недр, определения понятий МУН и стимуляции скважин, современной классификации запасов и законов, позволя-

ющих обеспечить рациональное недропользование в интересах нынешних и будущих поколений.

Литература

Муслимов Р.Х. Как прирастить нефтяное могущество России и Татарстана. ЭКО. 2012. №1(451). 17-29.

Муслимов Р.Х. Проблемы модернизации и развития инновационных технологий разработки месторождений в связи с существенным изменением ресурсной базы нефтяной отрасли в Татарстане. Георесурсы. 2011. №3(39). 4-7.

Муслимов Р.Х. Еще раз об энергетической стратегии России на период до 2030 г. Нефтяное хозяйство. 2011. №1. 4-8.

Муслимов Р.Х. КИН – его прошлое, настоящее и будущее на месторождениях России. Бурение и нефть. 2011. №2. 27-31.

Муслимов Р.Х. Актуальные задачи регламентации инновационного проектирования нефтяных месторождений на современном этапе. Нефть. Газ. Новации. 2010. №1. 6-11.

Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2009. 727.

R.Kh. Muslimov. Efficiency enhancement of production of reserves difficult to recover is the main direction in the oil industry development in the XXI century.

The article shows in details issues of oil industry nowadays in Russia. Disadvantages of industry development strategy are described. Solutions for these issues are suggested. In the article we emphasize on innovative engineering as the major direction of oil recovery factor increase.

Key words: oil industry, innovative engineering, oil recovery factor, reserves difficult to recover.

Ренат Халиуллович Муслимов

Д.геол.-мин.н., профессор Казанского федерального университета, академик РАЕН, Консультант Президента Республики Татарстан по разработке нефтяных месторождений.

420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5. Тел.: (843) 233-73-84.

влекаемых запасов приходилось всего 19 %, то на текущей поздней стадии высокой выработанности запасов она возросла до 80 %. Эксплуатируются обширные зоны запасов ВНЗ (водонефтяные зоны), увеличивается доля добычи нефти из залежей карбонатных коллекторов и мелких месторождений, идет освоение весьма значительных запасов высоковязких нефтей в малопродуктивных месторождениях.

С 2006 года началась активная разработка Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти.

Приоритеты развития, внедрение технологий разработки и технических решений для отдельных месторождений определяются особенностями геологического строения, распределением текущих запасов по объектам, пластам, а также экономической эффективностью этих мероприятий.

В настоящее время:

1. Создана интенсивная система разработки высоковыработанных месторождений, что обеспечивает по Ромашкинскому месторождению стабильную добычу нефти в объеме 15,2 млн. т/год при выработанности – 87,3 %, обводненности – 85,6 %, текущий КИН составляет 0,424.

2. Система управления отборами запасов нефти на разрабатываемых месторождениях основана на компенсации

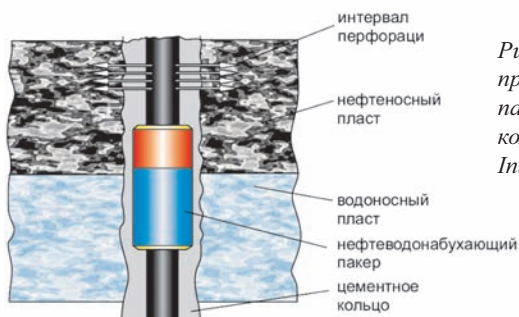


Рис. 1. Условия применения пакеров компании TAM International.

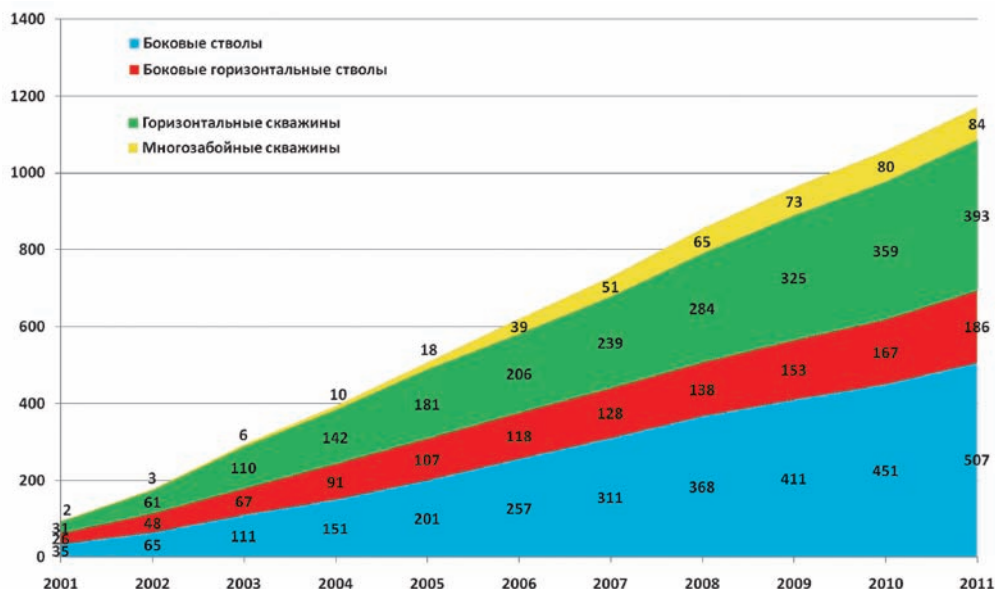
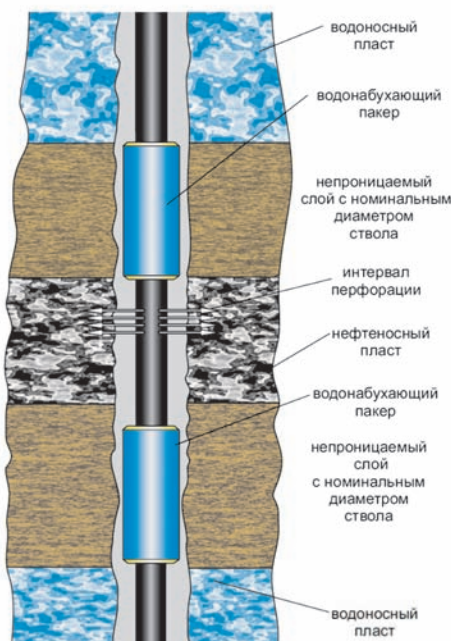
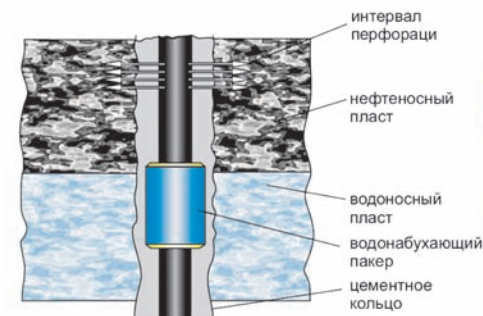
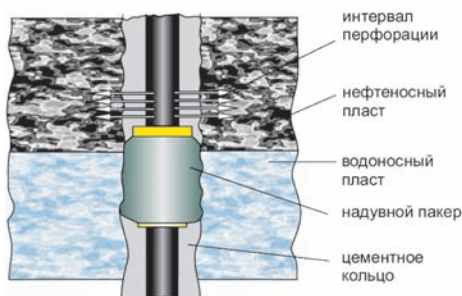


Рис. 2. Динамика бурения горизонтальных скважин, многозабойных скважин, боковых и боковых горизонтальных стволов по ОАО «Татнефть» с 2001 г. на 01.01.2012 г..

снижения добычи нефти приростом за счет выполнения комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ), и сегодня 79,3 % эксплуатационного фонда охвачено различными видами ГТМ.

3. Создана система разработки залежей нефти в низкопроницаемых глинистых и карбонатных коллекторах с применением горизонтальных конструкций скважин. Периодически обновляется перечень технологий воздействия на запасы нефти через действующие скважины добывающего и нагнетательного фонда. На начало 2012 г. всего пробурено 503 горизонтальных, 86 многозабойных скважин и 235 боковых горизонтальных ответвлений из действующего фонда скважин.

4. Созданы участки комплексного воздействия на продуктивные пласты при разработке залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти в карбонатных коллекторах, проводятся опытно-промышленные работы по различным технологиям выработки запасов, заводнения, методов увеличения нефтеотдачи (МУН), интенсификации, в т.ч. за счет внедрения технологий одновременно-раздельной добычи (ОРД) в 953 скважинах и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) в 335 скважинах; одновременно добычи и закачки (ОРДиЗ) в 90 скважинах;

5. Продолжается разработка двух месторождений сверхвязкой нефти тепловыми методами, выполняются НИОКР и испытываются различные технологии разработанные в Татнефти, накопленная добыча нефти по Ашальчинскому месторождению составляет 106,8 тыс.т, текущий дебит – 170 т/сут.

На основе программных продуктов моделирования в ТатНИПИнефть выполняется проектирование систем заводнения, нестационарной, циклической закачки воды в пласт с терри-

генными и карбонатными коллекторами, выбор скважин с горизонтальным окончанием.

При достигнутой стадии выработанности месторождений, по принятой стратегии в ОАО «Татнефть», система разработки месторождений должна обеспечивать достаточно высокие темпы добычи нефти, оптимальную динамику технологических показателей с достижением возможно более высокой нефтеотдачи при благоприятных экономических показателях.

Высокие темпы добычи предполагают проведение НИОКР по поиску наиболее эффективных технических и технологических решений, большой объем эффективных ГТМ для возмещения естественного снижения добычи.

По разрабатываемым и новым внедренным технологиям составлена «Инновационная программа ОАО «Татнефть» в области недропользования до 2020 года».

Целью «Инновационной программы» является развитие нефтедобычи на основе использования опыта нефтяных компаний России, зарубежных достижений с выделением признака инновации для каждой технологии применительно к выработанным месторождениям ОАО «Татнефть» по следующим направлениям:

- внедрение блочно-замкнутой системы разработки для залежей нефти карбонатных коллекторов;
- создание системы разработки скважинами с горизонтальными конструкциями: горизонтальных скважин (ГС), многозабойных скважин (МЗС), боковых (БС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) с управляемым и поинтервальным отбором продукции;
- ввод в активную разработку залежей с карбонатными коллекторами, низкопроницаемыми и глинодержащими терригенными коллекторами с учетом особенностей геологического строения и вязкости нефти;
- разработка оптимального комплекса ГТМ по освоению запасов нефти в низкопроницаемых и глинодержащих коллекторах, залежей высоковязких и сверхвязких нефтей (ВВН и СВН);
- оптимизация комплекса технологий повышения нефтеотдачи пластов;
- развитие гидродинамических методов воздействия

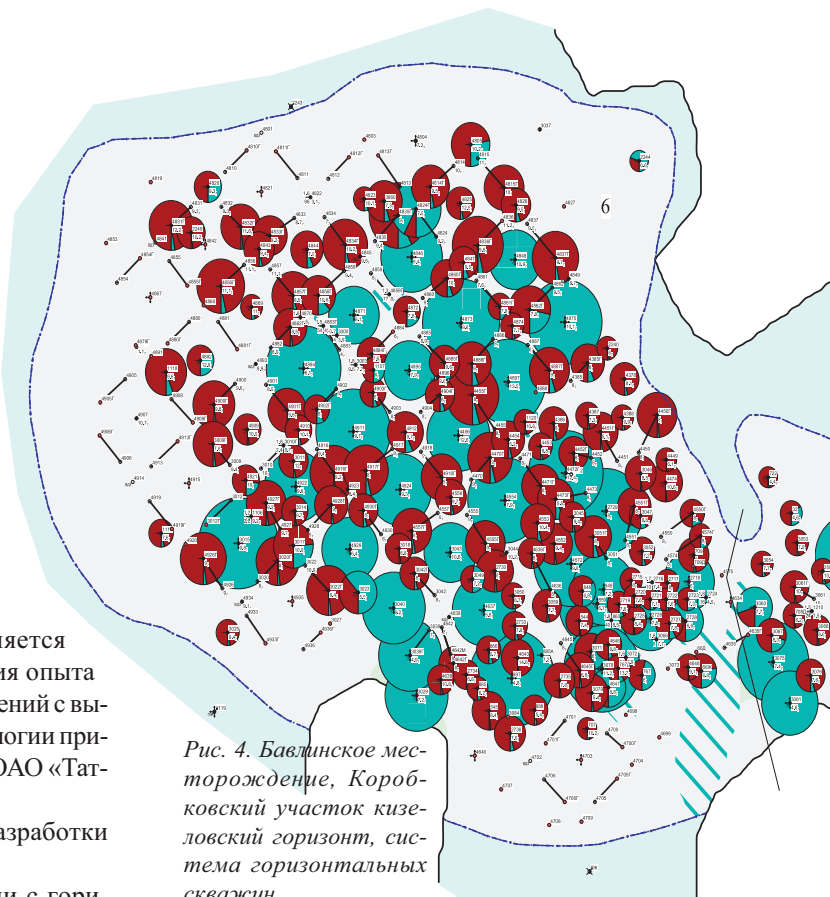


Рис. 4. Бавлинское месторождение, Коробковский участок кизеловский горизонт, система горизонтальных скважин.

для карбонатных коллекторов;

- применение различных технологий обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) для стимуляции дебитов скважин, в т.ч. за счет технологий гидроразрыва пластов, воздействия на призабойные зоны скважин химическими реагентами в различных геолого-физических условиях с учетом петрофизических свойств коллекторов;
- внедрение новых технологий ограничения отборов попутно добываемой воды;
- масштабное внедрение энергосберегающих технологий в добыче, транспортировке, подготовке добываемой продукции.

Государственная поддержка разработки «старых» высоковыработанных и мелких нефтяных месторождений, учитывающая изменения геологических и экономических

условий добычи, продлевает рентабельный срок разработки таких месторождений. Необходима системная работа с текущими запасами нефти на базе изучения особенностей геологического строения, знания текущей структуры (распределение запасов) по объектам разработки, начиная с оптимизации системы размещения скважин, воздействия, эффективного использования пробур-

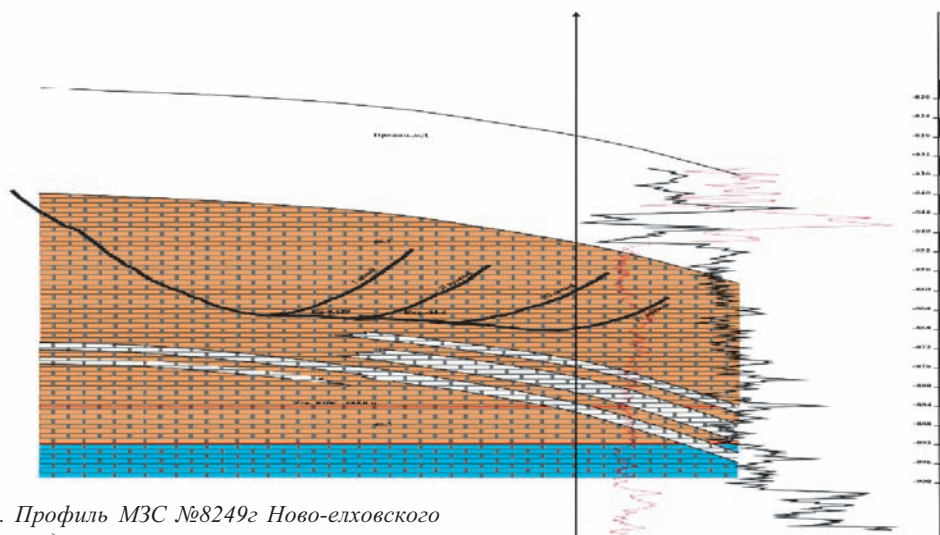


Рис. 3. Профиль МЗС №8249г Ново-елховского месторождения.

ренного фонда скважин

В ОАО «Татнефть» опробован широкий спектр технологий, направленных на повышение качества строительства новых скважин. В 2011 году внедрены следующие технологии:

- включение в оснастку эксплуатационных колонн скважин, бурящихся на водонефтяные зоны, водонефтенабухающего и надувного пакера фирмы «ТАМ». (Рис. 1). Их применение для улучшения качества разобщения продуктивных пластов от водоносных в 37 скважинах, где установлено более 50 пакеров, практически исключили заколонную циркуляцию;

- технология первичного вскрытия продуктивных пластов на полимерно-карбонатном растворе для сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов (24 скважины) и технология первичного вскрытия на полимерно-солевом растворе для повышения качества вскрытия продуктивных пластов (36 скважин), в комплексе с другими технологиями позволили увеличить дебит новых скважин до 9,4 т/сут при среднем дебите 3,8 т/сут по ОАО «Татнефть»;

- улучшение качества цементирования, в т.ч. за счет использования двух разделительных пробок при цементировании эксплуатационных колонн (3 скважины), приме-

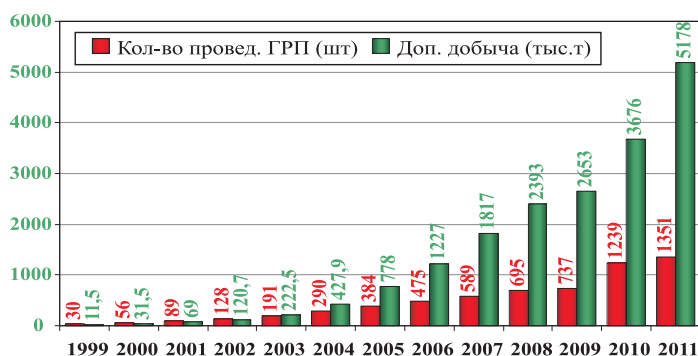


Рис. 5. Показатели гидравлического разрыва пластов добывающих скважин.

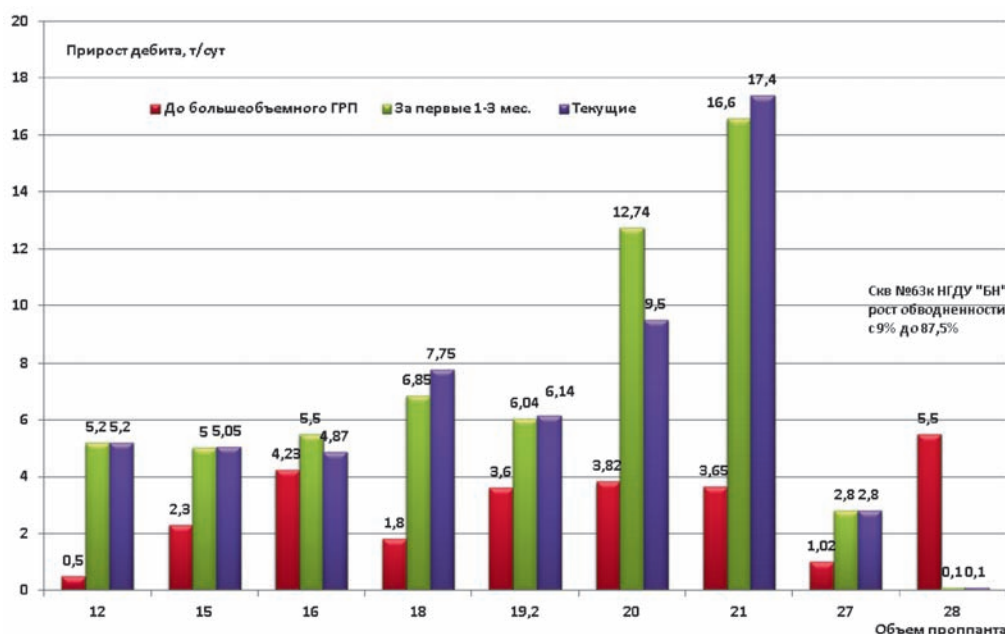


Рис. 6. Изменение дебита нефти, количество проппанта по скважинам с большеобъемным гидравлическим разрывом пластов.

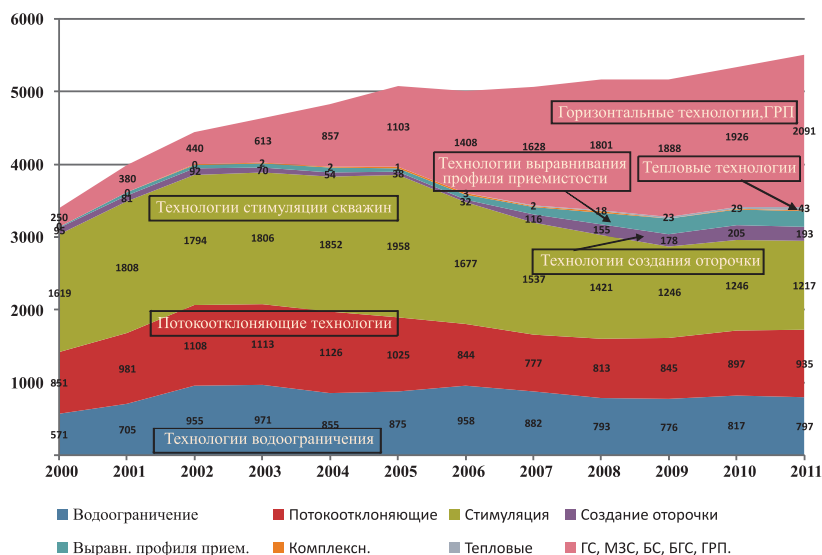


Рис. 7. Дополнительная добыча нефти (тыс.т) по группам технологий МУН.

нение алюмосиликатных полых сфер (21 скважина) и реагента «Супер-К» (8 скважин), цементирование эксплуатационных колонн с расхаживанием в процессе цементирования (3 скважины).

На 01.01.2012 г. пробурены и находятся в эксплуатации 589 скважин с горизонтальным окончанием, в т.ч. 503 ГС и 86 МЗС. На рисунке 2 приведена динамика бурения ГС, МЗС, БС и БГС за период с 2001 по 2011 гг. Накопленная добыча нефти на 01.01.2012 г. составила по ГС – 7,031 млн.т, МЗС – 1,303 млн.т.

На рисунке 3 показан профиль МЗС №8249г, бурение которой доказало возможность эффективной эксплуатации каждого ствола таких скважин. МЗС пробурены все на верхние горизонты, наибольшее количество (40 %) – на турнейский ярус. Сопоставление дебитов МЗС и вертикальных соседних, показывает в среднем увеличение дебита нефти горизонтальных скважин более чем в 2 раза.

На Коробковском участке Бавлинского месторождения (Рис.4) и 302-303 залежах Ромашкинского месторождения созданы системы разработки карбонатных коллекторов горизонтальными скважинами. Необходимо отметить, что обеспечен темп отбора до 11,5 % от текущих запасов нефти по Коробковскому участку.

В области бурения горизонтальных скважин осваивается технология проводки горизонтального ствола телесистемами с наддолотным модулем. На стадии опытных работ организована передача данных с ГК-модуля телесистемы в режиме «он-лайн» заказчику и буровым предприятиям.

В последние годы в ОАО «Татнефть» создана и отработана технология отбора ориентированного керна в горизонтальных скважинах для изучения

петрофизических свойств коллектора практически со 100 % выносом керна. Сегодня проводится анализ керна и адаптация геофизических методов исследований (ГИС) по распознаванию особенностей геологического строения пластов существующими и новыми методами ГИС по разработанной в ТНГ-Групп методике обработки Таттехнология.

Существующие проблемы: необходимы экономически эффективные технологии исследования, воздействия, добычи, обеспечивающие приток нефти со всей длины горизонтальных стволов, а также способы избирательного водоограничения.

По улучшению использования ранее пробуренного фонда широкое применение находит создание боковых ответвлений из законтурных, приконтурных, наблюдательных или аварийных скважин, в которых предыдущие работы по капитальному ремонту скважин (КРС) оказались безуспешными. В основном все скважины с зарезками БС и БГС восстанавливаются из простаивающего фонда скважин. С 1992 г. до 1.01.2012 г. выполнены: БС – в 636 скважинах, БГС – в 235 скважинах. Накопленная дополнительная добыча нефти из БС составила 3,899 млн.т, из БГС – 2,172 млн.т. Средний прирост дебита нефти за счет зарезки БС составляет – 6,5 т/сут, БГС – 6,9 т/сут.

Средняя стоимость БС, БГС составляет около 60 % стоимости одной вертикальной скважины при сопоставимых приростах дебитов.

Начинается широкое внедрение технологии бурения скважин малого диаметра (СМД), всего пробурены 204 скважины. За счет относительно низкой стоимости бурения областью эффективного применения СМД является выработка запасов нефти из низкопроницаемых коллекторов среднего и нижнего карбона при нерентабельности бурения скважин по стандартной технологии. Проводится испытание технологии бурения СМД с горизонтальным окончанием, пробурены 2 скважины на башкирские и турнейские отложения с длиной ГС до 272 м.

В последние годы получил дальнейшее развитие гидравлический разрыв пластов (ГРП) в различных вариантах в зависимости от типа, толщины пласта и петрофизических параметров. На рисунке 5 показана динамика количества ГРП и объем добычи по добывающим скважинам после проведения ГРП, текущий прирост дебита на 1 скважину 4 т/сут.

В 2011 году с целью увеличения размеров трещин в экспериментальном порядке начато проведение большеобъемных ГРП (БГРП). Для условий нефтяных месторождений РТ за большеобъемный ГРП принята закачка в пласт более 3,5 тонн проппанта на 1 м толщины пласта. БГРП проведен в 18 скважинах, положительный результат получен по 14 скважинам: прирост дебита 6,36 т/сут на скважину (Рис. 6). Кроме того, в 10 скважинах большеобъемные ГРП выполнены после проведенных ранее стандартных ГРП, когда количество проппанта составлял 6-8 тонн на скважину (1,5-2 т/на 1 м толщины пласта). Положительный эффект получен по 8 скважинам с текущим приростом 4,2 т/сут на скважину.

Рассмотрен опыт других нефтяных и сервисных компаний, и готовится проект опробования поинтервальных многозонных ГРП в горизонтальных скважинах в терригенных коллекторах. В НГДУ «Альметьевнефть» подобраны 3 скважины по кыновскому горизонту, в настоящее

время начат процесс моделирования.

На рисунке 7 приведена динамика дополнительной добычи нефти за счет внедрения МУН различного назначения, которыми охвачены практически все месторождения. Например, на Ромашкинском месторождении с 2005 года воздействие на пласты проведено через 8200 скважин по 83 технологиям. Дополнительная добыча нефти составила 9 млн. тонн, среднесуточный прирост – 1,64 т/сут.

На текущей стадии разработки месторождения разделены на блоки, и в связи с этим преимущественная часть МУН носит локальный характер в зонах стягивания запасов, тем не менее продолжается внедрение системных технологий. Основные технологии третичных МУН разработаны в ТатНИПИнефть:

- к примеру, в западной части Бавлинского месторождения по пашийскому горизонту создан участок по закачке полимер-глинистой композиции по 47 скважинам. На восточной части месторождения создан участок по применению волокнисто-дисперсной системы (ВДС). За последние 2 года проведены 22 скважино-операции;

- на Сабанчинском месторождении по бобриковскому горизонту созданы участки по закачке ВУКСЖ (25 обработок), Ксантан (24), ЦПК (8), а также проведены 145 скважино-операции КПС;

- продолжается циклическая закачка полимерных композиций установками «КемТрон» на Архангельском, Бурейкинском, Сабанчинском месторождениях, обеспечивается оптимальный технологический режим эксплуатации.

Необходимо отметить, что продолжается отработка технологий силовых методов разработки на Ашальчинском месторождении СВН, где закачка пара осуществляется через горизонтальные скважины (парогравитационный дренаж и циклическая закачка пара на текущий период), завершается бурение десятой пары горизонтальных скважин.

В ноябре 2011 г. добыто 100 тыс.т. нефти. Сегодня средний дебит отдельных скважин достигает 46 т/сут, суммарная суточная добыча 170 т/сут, накопленная добыча на 1 скважину более 39 тыс.т (скважина №230 при текущем дебите нефти 35 т/сут имеет дебит жидкости 102 т/сут, обводненность 66 %). Паронефтяное отношение по залежи составляет 2,8 т/т, что соответствует лучшим показателям отдельных месторождений сверхвязкой нефти Канады. Ежегодно снижается себестоимость добычи СВН и увеличивается добыча нефти на Ашальчинском месторождении.

На основе мирового опыта и собственных разработок в ОАО «Татнефть» созданы различные новые патентованные технологии добычи СВН, которые будут испытываться в ближайшие годы.

Основная проблема: высокая себестоимость теплоносителя – пара, необходимы нетрадиционные источники топлива для выработки тепла, пара.

На 01.01.2012 г. в ОАО «Татнефть» 1293 скважины эксплуатируются с оборудованием ОРД, ОРЗ и одновременной добычи и закачки.

За 2011 год оборудование ОРД внедрено по 209 скважинам, средний прирост дебита нефти на 1 скважину – 5,7 т/сут, в том числе по приобщенным пластам (горизонтам) 4,1 т/сут. Суммарный прирост добычи нефти с начала года составил 191,6 тыс. тонн, в т.ч. по приобщенным пластам

(горизонтам) – 116 тыс.т нефти. С начала применения технологии ОРД внедрена на 953 скважинах. Суммарный прирост добычи нефти по основному и приобщенному пластам (горизонтам) составил 3254 тыс.т. Оборудование для ОРДиЗ внедрено, с начала применения технологии – на 90 скважинах. Среднесуточный прирост дебита нефти на 1 скважину с начала эксплуатации установок составил 5,5 т/сут, абсолютный суммарный прирост нефти по всем скважинам с начала внедрения установок ОРДиЗ – 142,1 тыс.т. ОРЗ в текущем году внедрено на 98 скважинах, с начала применения технологии на 335 скважинах. Накопленная дополнительная добыча нефти по всем реагирующим добывающим скважинам составила 610,5 тыс.т, среднесуточный прирост нефти с начала внедрения ОРЗ – 2,3 т/сут.

Значительные запасы нефти ОАО «Татнефть» приурочены к карбонатным коллекторам с ВВН, которые на территории республики имеют такие осложняющие их разработку характеристики, как расчлененность объектов разработки, наличие подошвенной воды и высокая вертикальная трещиноватость при низкой проницаемости по пласту. В карбонатных коллекторах сосредоточены 32 % от ТИЗ, которые обеспечивают добычу 15,6 % от общей добычи по нефтяной компании (4 млн.т. в год) со средним дебитом нефти 3,01 т/сут и обводненностью 59,3 %.

По 89 залежам нефти из 4524 эксплуатационных добывающих скважин (при общем фонде добывающих скважин, нагнетательных скважин) за 2010 год обеспечивается темп отбора от текущих извлекаемых запасов по карбонатным коллекторам 1,8 % (по терригенным – 4,6 %). Проектный фонд для бурения на карбонатные коллектора составляет 6691 скважину.

Для ввода в активную разработку карбонатных коллекторов внедряются следующие системы разработки:

- относительно более плотная сетка скважин, в т.ч. за счет СМД;
- бурение горизонтальных и многозабойных скважин;
- заводнение с регулируемым отбором нефти и закачки воды;
- интенсификация отборов с различными технологиями воздействия, к примеру с 2011 года широкое применение находит ОПЗ в модификации ПАКС с глубоким дренированием оборудованием УЭГИС.

В процессе эксплуатации карбонатных пластов широко используются кислотные методы стимуляции с регулированием скорости реагирования, циклические направленные солянокислотные стимуляции и кислотный гидроразрыв для вертикальных скважин (КГРП), управляемый КГРП для горизонтальных стволов и методы регулирования заводнения.

Проблемы карбонатных коллекторов: необходимы эффективные технологии изоляции притока вод по трещинам.

Сегодня организационное внедрение инновационных проектов нефтяных компаний с софинансированием на основе государственно-частного партнерства, например по Республике Татарстан утверждено софинансирование проекта «Способ разработки нефтяных месторождений сообщаемыми через продуктивный пласт скважинами», в объеме 17,5 млн.рублей.

Для рассмотрения и обсуждения с учеными РАЕН ОАО «Татнефть» предлагает рассмотреть для решения в пер-

спективе ряд проблем, например таких, как:

- создание систем разработки месторождений СВН для нефтенасыщенных толщин до 5-7 м;
- создание технологий подготовки СВН со снижением содержания серы и плотности нефти;
- создание систем контроля (мониторинга) развития трещин при ГРП;
- повышение эффективности ГРП в карбонатных коллекторах;
- анализ влияния сверхкритических низких забойных давлений на призабойную зону и темпы обводнения;
- создание модификаций межскважинной перекачки с элементами технологии водогазового воздействия на остаточные запасы с использованием углекислого газа, азота;
- создание устройства регулирования концентрации водогазовой смеси;
- создание технологии вторичного вскрытия сверлением терригенного пласта глубиной 2-10 метров в режиме депрессии на пласт;
- разработка технологии водоизоляции, водоограничения путем создания 2-х, 3-х слойных экранов несколькими реагентами;

ОАО «Татнефть» имеет в своем составе авторитетный среди нефтяников страны институт ТатНИПИнефть, который выполняет основные проектные и научные работы. В то же время ведется работа с научными учреждениями республики и России, также внедряются технологии разработанные РАЕН. Можно отметить фундаментальные работы, выполненные Дияшевым Р.Н. в области ФОЖ, Хайруллина М.Х. в области гидродинамических исследований и многих других.

ОАО «Татнефть» – открытая компания, готовая рассмотреть любые предложения с обоснованными экономическими расчетами, направленными на улучшение технико-экономических показателей разработки месторождений.

R.S. Khisamov. **Production of oil reserves difficult to recover issues on the late stage of development and innovative technologies of their solution.**

In this paper oil production technologies applied in the JSC “Tatneft” are described in detail. Issues of reserves difficult to recover production on the late stage of development are considered, and innovative technologies of their solution are suggested since on the current late stage of high reserves depletion, per cent of reserves difficult to recover on the fields of company increased to 80 per cent.

Key words: oil reserves difficult to recover, late stage of development, innovative technologies.

Раис Салихович Хисамов

Главный геолог – зам. генерального директора ОАО «Татнефть», д.геол.-мин.н, профессор. Научные интересы: геология, совершенствование разработки системы эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений, гидравлика и механика добычи нефти, интенсификация и повышение нефтеотдачи месторождений.

423450, Республика Татарстан, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75. Тел.: (88553) 307-117, Факс: (88553) 307-485.