

А.Ф. Блинов¹, Т.И. Семенова¹, С.Х. Шафикова¹, И.Н. Файзуллин²

¹ТатНИПИнефть, ²НГДУ «Иркеннефть», Бузульма

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТОВ НГДУ «ИРКЕННЕФТЬ»

Нефтегазодобывающее управление «Иркеннефть» разрабатывает ряд продуктивных горизонтов в пределах Абдрахмановской площади.

Основным объектом разработки НГДУ является горизонт D_1 Абдрахмановской площади. Среди площадей Ромашкинского месторождения с высоким процентом отбора нефти Абдрахмановская площадь отличается самой высокой выработанностью и обводненностью. В то же время текущие извлекаемые запасы площади занимают второе место после Миннибаевской, а водо-нефтяной фактор второе место после Восточно-Ленинградской площади (Рис. 1).

В промышленной разработке НГДУ также находятся: залежь №9 бобриковского горизонта, залежи старооскольского горизонта, живетского яруса, кизеловского горизонта турнейского яруса.

По состоянию на 1.01.2003 г. выработанность запасов в целом по НГДУ составила 90,0%. Однако объекты НГДУ находятся на различных стадиях разработки: горизонт D_1 выработан на 92,3%, 9 залежь – на 59,96%, локально нефтеносные залежи - на начальной стадии разработки. Основную долю (96,3%) в накопленном отборе нефти по НГДУ составляет горизонт D_1 Абдрахмановской площади, в то же время и наибольшая доля остаточных запасов нефти (72,6%) сосредоточена в пашийском горизонте (Рис. 2).

Необходимо отметить изменение структуры извлекаемых запасов по сравнению с начальными; начальные запасы в терригенных коллекторах составляли 99,0%, в карбонатных – 1,0%. По состоянию на 1.01.03 г. соотношение соответственно изменилось на 90,2 и 9,8%. В то же время нужно отметить, если на начало разработки доля трудноизвлекаемых запасов составляла 14,0%, в том числе 7,1% в низкопроницаемых, 6,8% в водо-нефтяных зонах, то на сегодняшний день доля трудноизвлекаемых запасов увеличилась до 51,5%, из них 23,5% в малопродуктивных коллекторах, 26,0% в водо-нефтяных зонах.

Обеспеченность остаточными разведанными запасами составляет около 28 лет, что примерно соответствует обеспеченности запасами, числящимися на балансе ВГФ по ОАО «Татнефть». Обеспеченность оперативными запасами в целом по ОАО «Татнефть» составляет 32 года.

Горизонт D_1 Абдрахмановской площади, основной объект разработки НГДУ «Иркеннефть», вступил в завершающую четвертую стадию разработки, характеризующуюся высокой обводненностью и высоким водо-нефтяным фактором. Накопленный ВНФ по площади составил 2,027. Среди площадей Ромашкинского месторождения это четвертое место после Карамалинской, Восточно-Ленинградской и Холмовской площадей. В целом по Ромашкинскому месторождению ВНФ составляет 1,69.

На площади пробурено 2357 скважин или 89,7% от утвержденного проектного фонда. В действующем фонде числится 995 добывающих и 587 нагнетательных скважин

или 64,9% от пробуренного фонда. Плотность сетки скважин по пашийскому горизонту Абдрахмановской площади достигла 12,7 га/скв. (при проектной – 10,6 га/скв.), это самая высокая плотность по площадям Ромашкинского месторождения.

Средний дебит нефти по горизонту на сегодняшний день снизился до 2,58 т/сут. Компенсация отбора жидкости закачкой составила 123,9%.

В НГДУ «Иркеннефть» самый высокий процент обводненности по ОАО «Татнефть» – 92,6%, что объясняется высокой обводненностью пашийского горизонта (94,0%). Как положительный факт, необходимо отметить то, что обводненность по площади за последние пять лет стабилизировалась на уровне 92,6 – 93,0%.

Пластовое давление по горизонту D_1 за последние пять лет сохраняется на уровне 16,0 МПа с тенденцией к росту, давление на забое добывающих скважин постепенно возрастает и на 1.10.2003 г. составило 11,3 МПа.

На залежи №9 бобриковского горизонта в общем фонде находится 422 скважины. Из продуктивных отложений на 1.01.2003 г. отобрано 59,0% от НИЗ, при ВНФ – 1,12. Обводненность добываемой продукции составила 72,9%. Фактическая плотность сетки скважин равна 17,4 га/скв при проектной – 14,7 га/скв.

На залежах горизонтов D_{II} - D_{IV} в общем фонде числится 73 скважины. Из продуктивных отложений живетского яруса отобрано 95,8% от НИЗ, при ВНФ – 11,1. Обводненность добываемой жидкости достигла 96,7%. Текущий КИН составил 0,417 при проектном 0,433. На залежах горизонтов D_2 - D_4 имеются перспективные запасы категории C_2 , которые необходимо переводить в промышленные категории.

Разработка пяти объектов НГДУ ведется с поддержанием пластового давления путем внутриконтурного, приконтурного, очагового и линейного заводнения. Единичные скважины заволжского горизонта и фаменского яруса эксплуатируются на естественном режиме.

Результаты расчетов прогнозных извлекаемых запасов

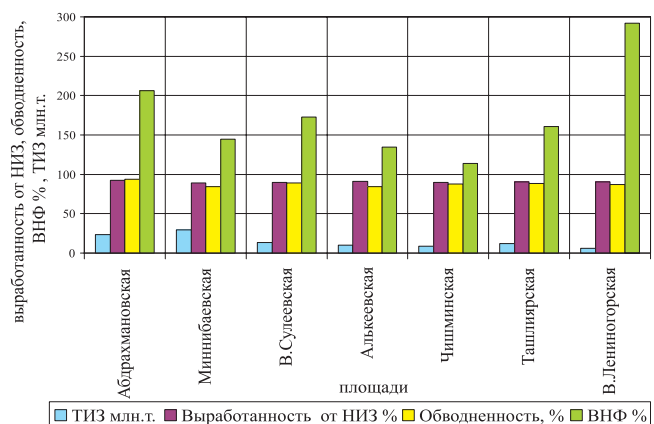
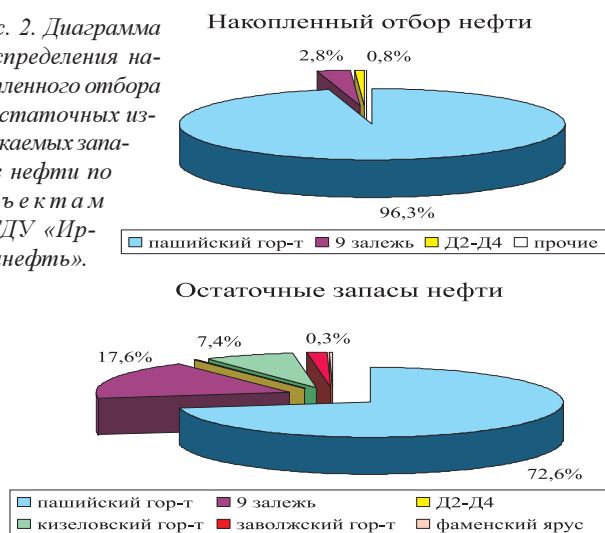


Рис.1. Состояние выработанности площадей Ромашкинского месторождения.

Рис. 2. Диаграмма распределения накопленного отбора и остаточных извлекаемых запасов нефти по объектам НГДУ «Иркеннефть».



и водо-нефтяного фактора по характеристикам вытеснения Назарова, Камбарова, Сазонова показывают, что проектная нефтеотдача 0,531 д.ед. по горизонту Д₁ Абдрахмановской площади достижима при поддержании отбора жидкости на современном уровне эксплуатации скважин в среднем до 98,5 % обводненности. ВНФ при этом может достичь величины в среднем равной 4. Для поддержания постоянства отбора жидкости необходимо, как минимум, поддержание действующего фонда скважин на постоянном уровне за счет бурения новых скважин и проведения капитального ремонта на скважинах, вышедших из эксплуатации по техническим причинам.

По залежи № 9 по трем характеристикам вытеснения проектная нефтеотдача 0,468 д.ед. пока недостижима. Для ее достижения необходимо провести мероприятия по увеличению фонда скважин, совершенствованию системы разработки и контролю за регулированием отборов жидкости и закачки воды, осуществить ГТМ по вовлечению в активную разработку запасов линз, тупиковых зон.

По залежам Д₂-Д₄ утвержденная нефтеотдача 0,433 д.ед. будет достигнута при обводненности, несколько превышающей 96 % и водо-нефтяном факторе, равном 11.

По использованию методов увеличения нефтеотдачи пластов НГДУ «Иркеннефть» является одним из лидирующих подразделений ОАО «Татнефть». Относительная добыча нефти за счет МУН выросла с 9,7 % в 1998 г. до 28,3 % в 2002 г. и является максимальной по ОАО «Татнефть».

Анализ состояния работ в области подземного и капитального ремонта показал, что эксплуатационный фонд скважин к концу 2002 г. увеличился до 1425 скважин, в т.ч. низкорентабельный фонд скважин составляет около 900 скважин, а объемы выполняемых ГТМ явно недостаточны для снижения данного фонда с достаточной технологической и экономической эффективностью. Малодебитный фонд скважин составляет около 400 скважин или 28 % от общего фонда. При этом 35 % малодебитного фонда скважин эксплуатируют низкопроницаемые и малопродуктивные коллектора при пониженных пластовых давлениях.

Выводы:

- по результатам анализа геолого-геофизического и геолого-промыслового материала необходимо усилить работы по выявлению и наращиванию запасов по категории С₂ в карбонатном девоне и карбоне;
- перспективы развития нефтедобычи в лицензионных

границах НГДУ связаны в основном с освоением залежей нефти горизонтов Д₂-Д₄, карбонатных отложений турнейского, заволжского и фаменского горизонтов нижнего карбона и терригенных отложений тульского горизонта. Но основными объектами разработки на прогнозный период все же остаются продуктивные отложения пашийского и бобриковского горизонтов;

– проведенный анализ эффективности разработки по характеристикам вытеснения показал, что по пашийскому горизонту и живетскому ярусу проектная нефтеотдача достижима, а по залежи № 9 бобриковского горизонта требуются дополнительные мероприятия;

– в районах со стабильными низкими пластовыми давлениями по горизонтам Д₁ и С₁^{вв} необходимо проводить работы по совершенствованию системы заводнения, при необходимости – строить новые объекты по закачке воды;

– в связи со снижением средней приемистости нагнетательных скважин необходимо улучшить подготовку сточной воды на Карабашской УКПН и Кама-Исмагиловской УПВСН, УПС-1, УПС-2, УПС-3, в особенности от КВЧ;

– на участках с низкопроницаемыми коллекторами для целей ППД преимущественно использовать пластовую воду, пластовое давление поддерживать на уровне первоначального;

– для повышения охвата пластов заводнением и увеличения коэффициента вытеснения на поздней стадии разработки объектов необходимо дальнейшее применение хорошо зарекомендовавших себя в НГДУ гидродинамических и физико-химических методов, таких как циклическое заводнение, виброволновое и импозонное воздействие, ВУС, КПАС, биополимеры, СПС, ПДС, также следует применять и современные технологии (составы на основе нефелина, целлюлозосодержащих материалов, микробиологическое воздействие), также новые методы водоизоляционных работ.

Казань: Изд-во «ФЭН», 2006. - 320 с.

АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Минерально-сырьевая база Республики Татарстан



Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин,
В.Б. Либерман,
И.Е. Шаргородский,
Р.Н. Хадиуллина, С.Е. Войтович

В работе исследованы динамика развития, современное состояние, проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы всех видов полезных ископаемых Республики Татарстан - топливно-энергетических, негорючих твердых нерудных, связанных с подземными водами, а также рудопроявлений. Показаны особенности размещения минерального сырья. Охарактеризованы запасы, ресурсы, степень их освоения, уровни добычи полезных ископаемых. Рассмотрен общий минерально-сырьевой потенциал республики. Оценена стоимость извлекаемых запасов и ресурсов. Работа предназначается в качестве справочного пособия для геологов, студентов ВУЗов и широкого круга читателей.

ISBN 5-9690-0056-6