

## О ХОДЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА 3 БЛОКЕ БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ

Статья посвящена проблемам разработки остаточных запасов низкопроницаемых и глинистых коллекторов 3 блока Березовской площади. Приводится опыт применения межскважинной закачки и энергоэффективной механизированной добычи, а также использование средств автоматизации для уточнения взаимовлияния скважин и регулирования процессов разработки.

*Ключевые слова:* автоматизация, межскважинная перекачка, система мониторинга, механизированная добыча, контроллер «Lufkin».

Достигнутый по НГДУ «Альметьевнефть» за последние годы рост добычи нефти с параллельным снижением удельного расхода электроэнергии во многом обеспечен за счет эффективности проводимых геолого-технических мероприятий и развития процессов регулирования отборов жидкости и закачки (Рис. 1).

Особую значимость приобретает максимальное вовлечение в разработку остаточных запасов слабопроницаемых и глинистых коллекторов и интенсификация хода их выработки, что может обеспечить соответствующие условия для стабилизации добычи нефти на уже достигнутых уровнях на последующие годы.

Исходя из этого, проводимые геолого-технические мероприятия (ГТМ) в основном направлены на вовлечение слабодренлируемых и глинистых коллекторов, доля добычи по которым растет и превысила 42 %. Это в основном достигнуто за счет дальнейшего расширения закачки пластовой воды, активного применения технологий гидроразрыва пласта (ГРП), одновременно-раздельной добычи (ОРД) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ).

Применение в качестве агента закачки высокоминерализованной воды имеет свое постоянное развитие, в том числе в ежегодных мероприятиях по реконструкции системы поддержания пластового давления (ППД) (Гумаров, Ризванова, 2008). На объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» наиболее широко данный метод применяется на 3 блоке Березовской площади (Рис. 2).

3 блок Березовской площади – это краевая зона месторождения, характеризуется тем, что основным эксплуатационным объектом является горизонт «Д0». И, соответственно, по текущим показателям разработки достаточно заметно отличается от первого и второго блоков Березовской площади (по достигнутому КИН и выработке извлекаемых запасов, по текущей обводненности продукции).

Достигнутое же за последние 10 лет значительное улучшение показателей разработки 3 блока связано, во многом, с постепенным расширением и совершенствованием применения на данном объекте закачки пластовой воды (Рахманов и др., 2011).

Разрушивание блока, расположенного на северной части площади, происходило с юга на север. По динамике технологических показателей и по ходу совершенствования системы заводнения можно выделить 4 основных этапа (Рис. 3).

**I этап.** Первоначально (до 1977 г.) выработка запасов велась ограниченным количеством добывающих и нагнетательных скважин. Для поддержания пластового давления использовалась закачка пресной воды с разрезаю-

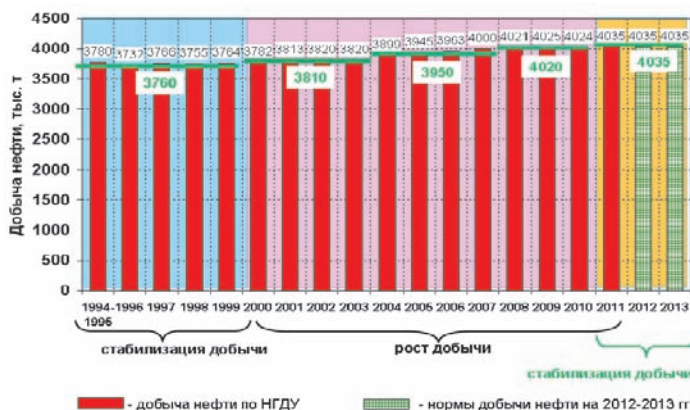


Рис. 1. Динамика добычи нефти по НГДУ «Альметьевнефть».

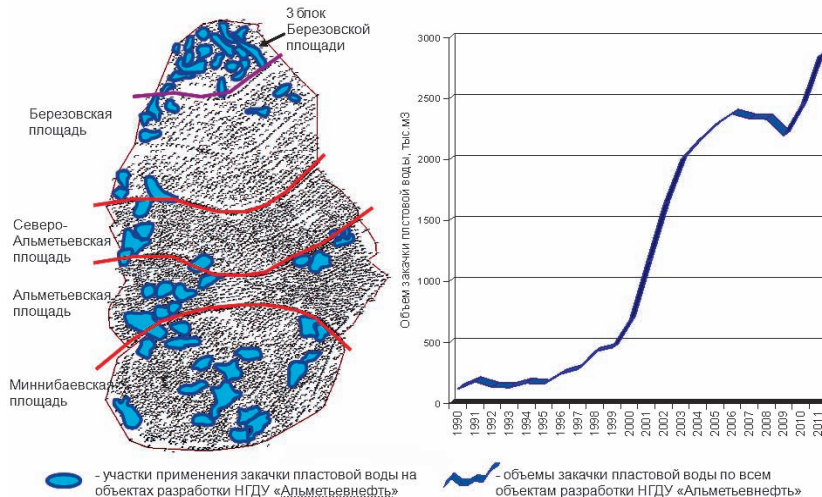


Рис. 2. Обзорная схема распределения закачки пластовой воды по объектам разработки (горизонты Д1 и Д0) и общий объем его закачки на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть».

шего ряда, при этом соотношение закачки к отбору жидкости достигала в отдельные годы более 160 %.

**II этап.** С 1977 по 1987 гг. характеризуется активным разбуриванием блока (в среднем до 15 скважин в год).

Действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин за период вырос до 147 и 34 соответственно, обводненность – до 73 %.

Поддержание пластового давления осуществлялось закачкой пресной воды скважинами КНС № 131 и с разрезающего ряда КНС № 70 и КНС № 71. Интенсивное бурение и ввод новых добывающих скважин в разработку, сопровождался высокими темпами компенсации растущих объемов отбора жидкости закачкой. Однако существующая система ППД привела к значительному снижению пластовых давлений (участками до 13,5 мПа) с последующим значительным падением уровня добычи нефти.

**III этап.** Низкая эффективность существующей системы заводнения, а также близость водоносных горизонтов привела к решению по смене агента закачки на пластовую воду.

Начало его применения приходится на 1988 год. Внедрение метода межскважинной перекачки (МСП) обеспечивается добычей воды из водозаборных скважин (насосами ЭЦН) и закачкой пластовой воды непосредственно в нагнетательные скважины.

**IV этап.** Положительный опыт применения закачки пластовой воды, а также удаленность основного фонда нагнетательных скважин от КНС и наличие водоносных пластов в нижних горизонтах предопределило реконструкцию всего КНС № 131.

Наряду с переводом под закачку пластовой воды существующих нагнетательных скважин в центральной части блока, шло расширение его применения за счет параллельного активного освоения дополнительных новых скважин.

С развитием системы заводнения, соотношение действующих добывающих скважин к нагнетательным было доведено до 1,1 (Рис. 4).

По мере расширения применения доли закачиваемой пластовой воды велись работы по созданию отдельных участков закачки, целью которых является поскважинное регулирование. Нашел применение метод переобвязки водозаборов между собой, что позволило соединить центральную часть блока в единую систему заводнения, а также выделить в отдельные западную и восточную части блока (Ризванова и др., 2007).

Реализация данной технологии наряду с проводимыми другими геолого-техническими мероприятиями позволила уменьшить обводненность продукции по блоку более чем на 10 %, обеспечить рост добычи нефти с 103 тыс.т (1993-1994 гг.) до 195 тыс.т (2007-2009 гг.) и увеличить темпы отбора более чем в 2 раза (Рис. 5).

Согласно сформировавшейся в настоящее время системы обвязки водозаборов и нагнетательных скважин для закачки пластовой воды на территории III блока можно

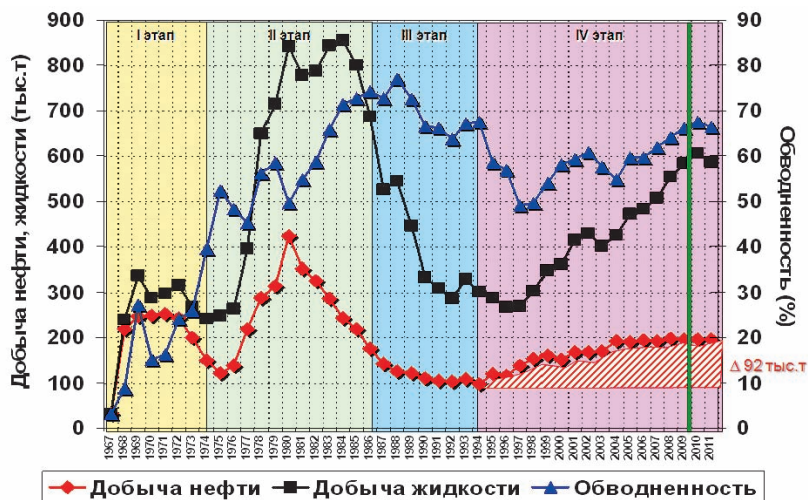


Рис. 3. Динамика технологических показателей разработки 3 блока Березовской площади.

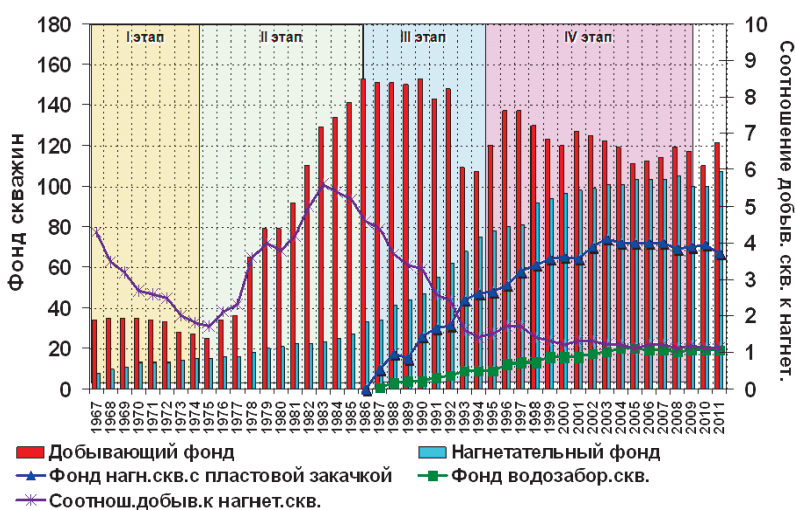


Рис 4. Динамика фонда скважин 3 блока Березовской площади.

выделить всего 11 участков. Текущая доля закачки пластовой воды составляет – 83 %. Общее количество водозаборных скважин на блоке – 19.

Выделяемые участки в силу высокой неоднородности

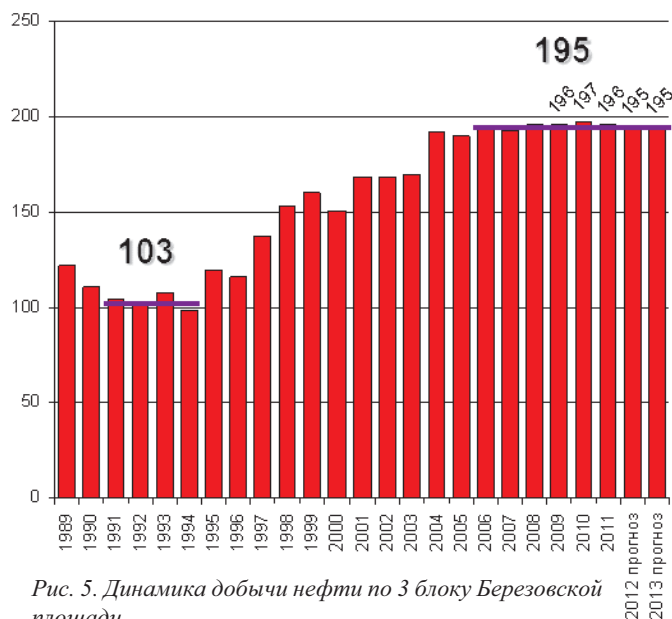


Рис. 5. Динамика добычи нефти по 3 блоку Березовской площади.

коллекторских свойств не являются гидродинамически и геологически обособленными телами. Можно отдельно выделить подучастки, характеризующиеся пониженными пластовыми давлениями; подучастки с активной гидродинамической связью между скважинами; подучастки на стыке ранее нами выделяемых участков.

Среднесуточные объемы закачки по всем нагнетательным скважинам в последнее время стабилизированы на уровне 1900 м<sup>3</sup>/сут; общий отбор жидкости в пластовых условиях – 1650 м<sup>3</sup>/сут. Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины – 23 м<sup>3</sup>/сут.

Нужно отметить, что на 3 блоке выделялись участки с пониженными пластовыми давлениями (менее 13,0 МПа), которые в свою очередь можно подразделить на участки: 1) с временным снижением пластовых давлений; 2) участки с отсутствием влияния закачки; 3) участки с недостаточной закачкой.

Из общего среднесуточного отбора нефти по 3 блоку на горизонт «Д0» приходится 85 % продукции, при этом по самому горизонту «Д0» более 1/3 скважин эксплуатируются с обводненностью до 15 %.

В соответствии с картой взаимовлияний эксплуатационных нагнетательных и добывающих скважин, были выделены участки с установленными взаимовлияниями, с частично установленными взаимовлияниями и участки, требующие уточнения влияния (Рис. 6) (Ризванова и др., 2008).

На 3 блоке в течение последних лет проводился достаточно большой объем геолого-технических мероприятий. Эффективность (в долях единиц) соответствующих доли

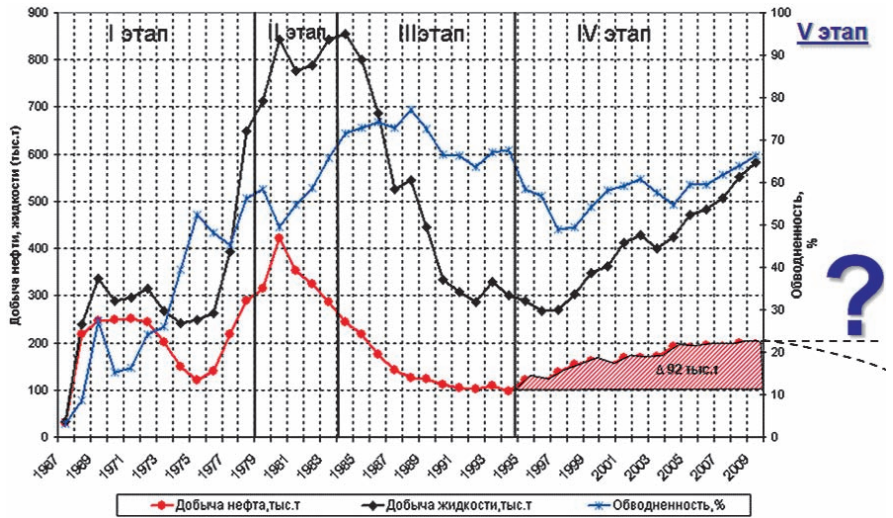


Рис. 7. Динамика технологических показателей разработки 3 блока Березовской площади.

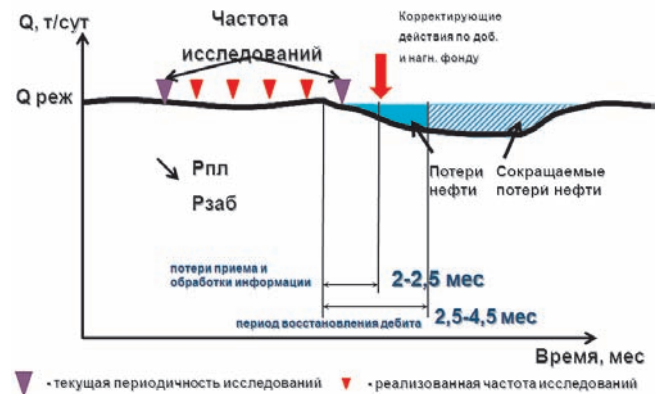


Рис. 8. Реализуемая схема управления работой фонда 3-го блока Березовской площади.

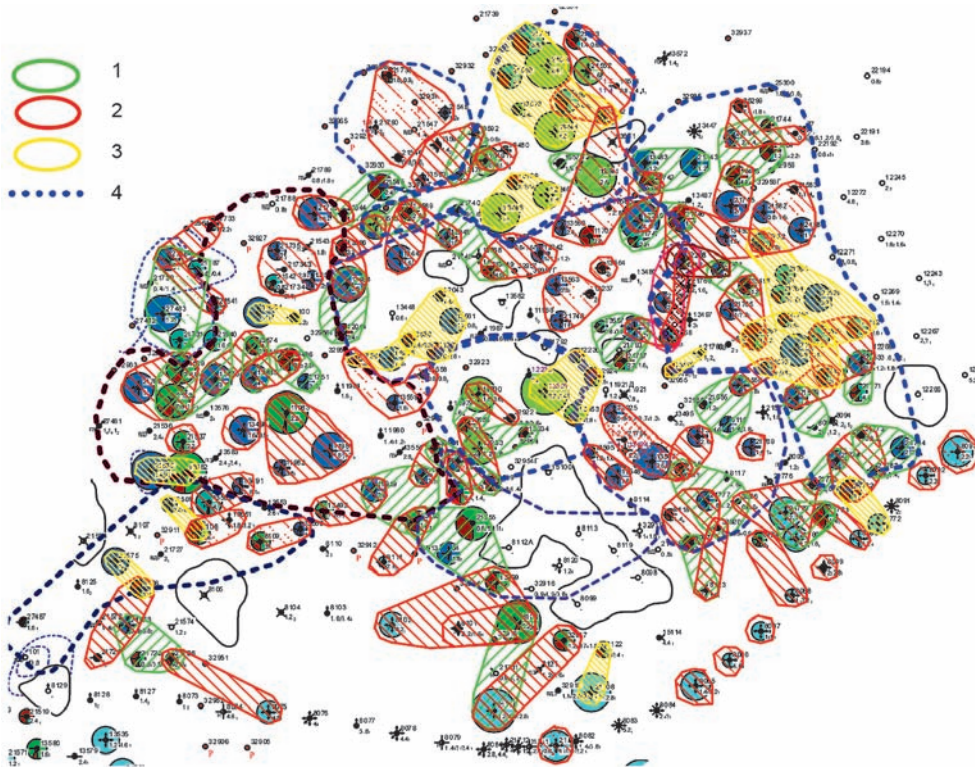


Рис. 6. Карта взаимовлияния эксплуатационных скважин 3 блока Березовской площади. 1 – участок с частично установленным влиянием, 2 – требующие уточнения взаимовлияния, участки, 3 – участки с установленным взаимовлиянием, 4 – границы участков МСП.

скважин и объемов достигнутой дополнительной добычи нефти от НГДУ, приходящихся на данный блок, вполне сопоставимы с мероприятиями, проведенными в целом по НГДУ.

На блоке под ГРП задействовано более 16 % добывающих скважин с перспективой его дальнейшего применения, есть отдельные мероприятия по расширению применения ГРП на нагнетательном фонде скважин (Ризванова и др., 2008).

Таким образом, блок в целом характеризуется, по сравнению с соседними блоками, относительно низкой выработанностью, со значительным увеличением добычи за последние 15 лет за счет расширения и оптимизации системы МСП, а в последние годы активного применения ГРП.

Обеспечение дальнейшего оптимального хода выработки

низкопроницаемых и глинистых коллекторов (стабилизация добычи нефти по блоку с недопущением опережающего обводнения) может быть достигнуто за счет:

1. Регулирования заводнения на основе достаточного по объемам и достоверной по содержанию информации по поскважинной закачке пластовой воды (приемистость, давление закачки).

При этом необходимо уточнение степени установленных взаимовлияний скважин по ранее выделенным участкам, уточнение границ участков с частично установленным влиянием, выявление причин отсутствия влияния по отдельным скважинам и участкам.

2. Эксплуатации добывающих скважин с нестабильным пластовым давлением в режиме заданных забойных давлений с дополнительным контролем их дебитов. При этом непостоянство дебита во времени может отражать степень изменения пластового давления.

3. Подбора оптимальных режимов эксплуатации добывающих скважин (забойное давление) и нагнетательных скважин (регулирование режимов закачки), в том числе на основе прогнозирования показателей результатов их эксплуатации или отдельных участков на адаптированной геолого-гидродинамической модели.

Основной целью реализации проекта является создание на базе одного участка объекта разработки полигона для испытания современных устройств и приборов, использование которых, в качестве системы заблаговременного предупреждения, позволит технологам и геологам ЦДНГ и ЦППД обнаруживать потенциальные проблемы еще на раннем этапе их возникновения, получение новых знаний в области добычи нефти, с последующей подготовкой кадров на базе полученного опыта (Швыденко и др., 2010).

На приводимой условной схеме (Рис. 8) показано, что своевременное дистанционное информирование и отслеживание проблем еще на стадии их формирования долж-

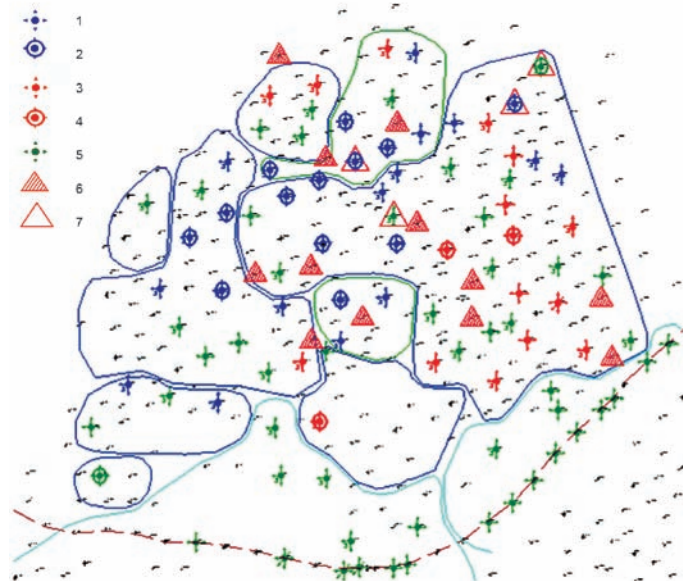


Рис. 9 Изменение представлений об объемах поскважинной закачки. 1 – ниже предполагаемого значения, 2 – ниже предполагаемого значения с последующим ОПЗ в 2010-2011 гг.; 3 – выше предполагаемого значения; 4 – выше предполагаемого значения последующим ОПЗ в 2010-2011 гг.; 5 – на предполагаемом уровне; 6 – ГРП добывающих скважин 2010-2011 гг.; 7 – ГРП нагнетательных скважин 2010-2011 гг.

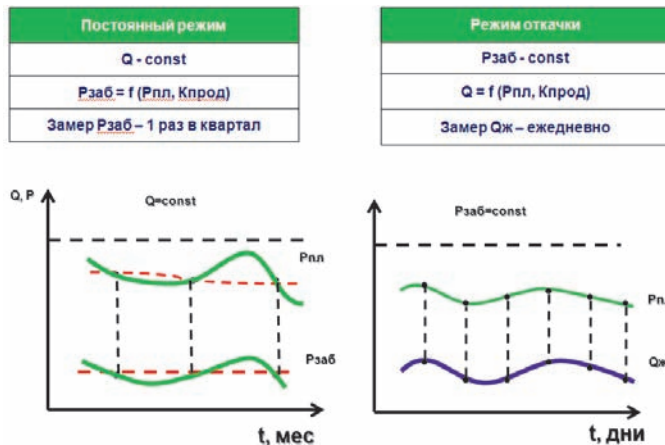


Рис. 10. Сравнение режимов эксплуатации.

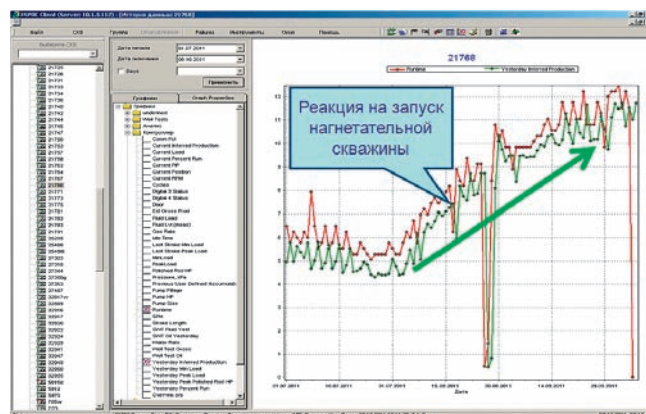


Рис. 11. Оценка взаимовлияния скважин с использованием возможностей контроллера Lufkin на примере скважины № 21768.

но позволять более оперативно предпринимать соответствующие корректирующие действия.

Косвенным доказательством повышения информативности по работе нагнетательного фонда является динамика количества операций со штуцерами нагнетательных скважин, которое выросло более чем в 3 раза.

Параллельно с этим улучшается ситуация по повышению устьевых давлений за счет планомерной работы по увеличению напоров УЭЦН в системе МСП.

Отметим, что перспективным направлением повышения гибкости системы является применение ПЭС и ЧРЭП в водозаборных скважинах (цель – перенастройка режимов работы скважин в автоматическом режиме по граничным уставкам давлений).

В целом же по нагнетательному фонду скважин вновь установленный постоянный контроль объемов и давлений закачки позволил получить соответствующие знания (уточнения их объемов). Были отдельно выделены скважины, где объемы закачки оказались значительно выше или ниже ранее имеющихся по замерам представлений (Рис. 9). Выделены скважины, где представления по объемам закачки не изменились.

Здесь же приводится объем проведенных ГТМ (ОПЗ пластов) за 2010-2011 гг. по нагнетательному фонду скважин. Как видно, почти весь его объем приходится на скважины, где уточненные объемы закачки (суточная приемистость) оказались ниже предполагаемого.

Вышеизложенное обеспечивало соответствующий ход

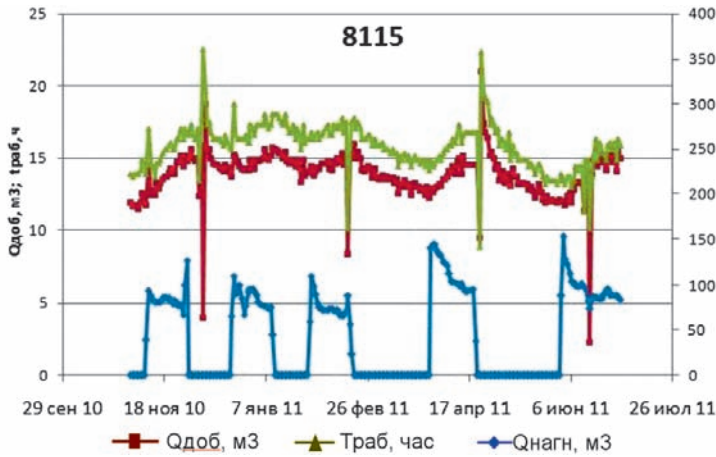


Рис. 12. Оценка взаимовлияния скважин с использованием возможностей контроллера Lufkin на примере скважины № 8115.

регулирования объемов закачки и позволило сократить значительные зоны (участки) с пониженными пластовыми давлениями (на 35-45 %).

Разработаны первоочередные мероприятия по дальнейшему повышению давления нагнетания. Все они направлены на более интенсивное воздействие на запасы участков с пониженными пластовыми давлениями.

Это же можно отметить и по намеченным мероприятиям по ГРП нагнетательного фонда скважин. Проведены работы, продиктованные необходимостью снижения расхода электроэнергии в часы пиковых нагрузок – это оценка обратных перетоков в системе МСП.

В целом, подтверждены предположения о перетоках из низкопрониимистых скважин в высокопрониимистые (обратные потоки).

Контроллер Lufkin дает возможность эксплуатации сква-

жин в режиме откачки при заданных забойных давлениях. Его особенностью является непостоянство дебита во времени, характеризующее изменение пластового давления (Рис. 10). Соответственно, мы можем иметь косвенные ежедневные отражения состояния пластового давления, с соответствующими по мере его подтверждения (или отслеживания) необходимыми мероприятиями.

Принципиальная возможность этого прослеживается на индивидуальных примерах: на графике времени работы и дебита скважины № 21768 (Рис. 11), работающей в режиме заданного забойного давления, которая уже через 5 дней после запуска нагнетательной скважины № 21531 начала увеличивать время работы, и за 2 месяца увеличение составило более чем в 2 раза.

Для подтверждения сделанных выводов были проведены работы по искусственному созданию возмущений на участке нагнетательной скважины №13547 (Рис. 12, объем закачки отмечен синим цветом) и добывающей №8115 (дебит и время работы в режиме откачки отмечены красным и зеленым цветами). Сопоставление графиков возмущения с задаваемой различной частотой и реакция добывающей скважины характеризует сообщаемость скважин.

Другим ярким примером использования комплексной автоматизации в существенном изменении представлений о взаимовлиянии служит пример участка нагнетательной скважины № 12239 и т.д.

Работы по уточнению взаимовлияния скважин проводятся постоянно. Там, где не критична остановка закачки, проводятся работы по искусственному созданию возмущений. В большинстве же случаев используются вынужденные простои нагнетательных скважин с фиксированием динамики времени работы и дебита добывающих скважин в режиме откачки. Вновь получаемые данные аккумулируются на карте взаимовлияний скважин 3 блока (Рис. 13). Определены первоочередные участки (связки) для определения взаимовлияний (выделены зеленым цветом).

Выделим и другое прямое предназначение контроллера. Наличие своевременной информации позволило принимать опережающие меры при увеличении нагрузок на штанговую колонну: своевременная профилактическая промывка ГНО для снижения нагрузки снижает риск аварийного отказа оборудования (Рис. 14).

В результате комплексной автоматизации получен поскважинный технический учет потребляемой электроэнергии, что позволило провести ряд экспериментальных работ.

1. Определения степени влияния различных факторов на удельное электропотребление ШГН:

- диаметр плунжера,
- длина хода,
- обводненность продукции,
- растяжение.

2. Адаптация режимов эксплуатации контроллеров Lufkin для обеспечения оперативного учета обводненности добываемой продукции скважин.

**Использование геолого-гидродинамической модели.** Работы по построению геологической модели были выполнены совместно специалистами НГДУ и ТатНИПИ-нефть. Адаптация гидродинамической модели прошла в 2

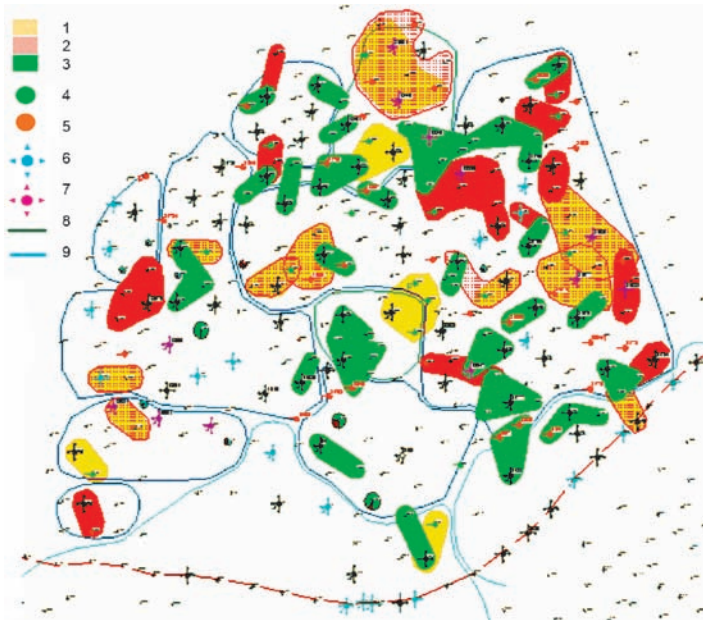


Рис. 13. Планируемые первоочередные участки по исследованиям взаимовлияния скважин 3 блока Березовской площади по состоянию на 01.10.2011 г. 1 – Участки с ранее установленным взаимовлиянием, 2 – Участки с вновь установленным взаимовлиянием, 3 – Планируемые первоочередные участки по установлению взаимовлияния, 4 – Доб. скважины в режиме откачки, 5 – Доб. скважины в режиме "timer", 6 – Нагн. скважины в тех. ограничении, 7 – Нагн. скважины в режиме циклики. Границы закачки: 8 – сточная, 9 – пресная.

этапа, в том числе с применением программ автоматизированной адаптации Enable. Производятся прогнозные расчеты как по отдельным направлениям ГТМ, так и по отдельным участкам и скважинам. На следующем этапе адаптации будут учитываться вновь выявленные взаимовлияния скважин для получения корректных оптимальных режимов эксплуатации скважин для выполнения требуемых показателей разработки.

Комплексная автоматизация процессов нефтедобычи создала дополнительную нагрузку на существующие системы обработки данных в виде данных с вновь внедряемых приборов. Эти системы оказались не в состоянии полноценно переработать поступающую информацию. Техническое решение по упорядочиванию информационных потоков в различные базы данных было найдено в создании единого хранилища данных (ЕХД) на базе TatАСУ.

В ходе реализации проекта идет процесс наработки новых алгоритмов взаимодействия между специалистами различного уровня, система становится более динамичной, требующей изменения подходов к анализу поступающей информации (Рис. 15).

Необходима смена идеологии работы как сервисных организаций – в сторону увеличения мобильности при выполнении заявок и проведении ППР, так и эксплуатационного персонала цехов-заказчиков – в части верной идентификации проблем.

В целом оптимизированную систему мониторинга можно изложить в виде пирамиды, в основании которой сбор и передача первичных данных.

Следующий этап – объединение информации и представление в удобном виде отчетов. Далее, после обработки данных выявляются нештатные ситуации и отклонения параметров от заданных величин. Более высоким уровнем является автоматизированная система анализа работы пластовых систем с комплексом предлагаемых решений по достижению потенциальных дебитов скважин и оптимизации процесса разработки.

Если перейти к частным случаям, то в пределах проекта описанная система создания автоматизированного многоступенчатого анализа поступающих данных выглядит следующим образом. В качестве примера приведен анализ параметра «время работы скважины в режиме откачки»: выявление его отклонения от заданного коридора значений (в данном случае на 1 час в сутки). На основании многофакторного анализа машина выдает сообщение о

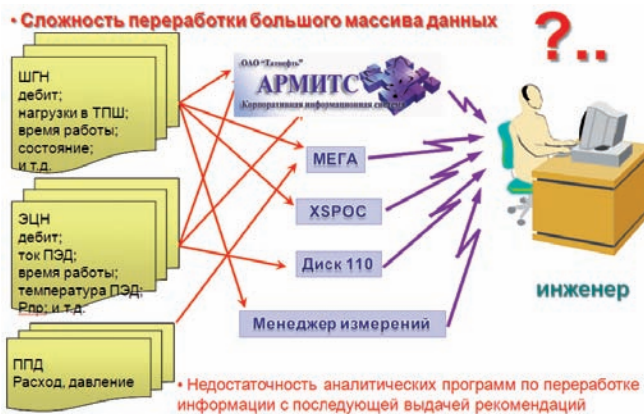


Рис. 15. Увеличение потока информации.



Рис. 16. Система мониторинга в режиме «подсказок».

возможных причинах (связанных как с самой добывающей скважиной, контроллерным оборудованием, либо же с состоянием закачки) и предлагает рекомендации в зависимости от ситуации. Все это должно обеспечить сокращение низкоэффективных трудозатрат геолого-технологических служб (Рис. 16).

Дальнейшее развитие работ на 3 блоке:

- промышленное внедрение программных комплексов с расширенным логическим анализом;
- наработка алгоритмов использования средств автоматизации для прогнозов (совершенствования) процесса нефтевытеснения и соответствующих корректирующих действий;
- постановка новых экспериментальных задач и апробация передового опыта в области технологии и техники энергоэффективной добычи с использованием информационных технологий.

## Литература

Гумаров Н.Ф., Ризванова М.С., Результаты нефтевытеснения с использованием высокоминерализованной воды на Березовской площади Ромашкинского месторождения. *Мат-лы между. науч.-практ. конф.: «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтедобывающих регионов»*. Казань: Изд-во «ФЭН». 2008г. 348-352.

Рахманов А.Р., Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г., Закиев Б.Ф., Ахмадиев Р.Н., О дальнейших перспективах совершенствования разработки 3 блока Березовской площади Ромашкинского месторождения на основе комплексной автоматизации. *Сб. статей: «О стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере НГДУ «Альметьевнефть»*». Казань. 2011. 19-32.

Ризванова М.С., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. Использование в

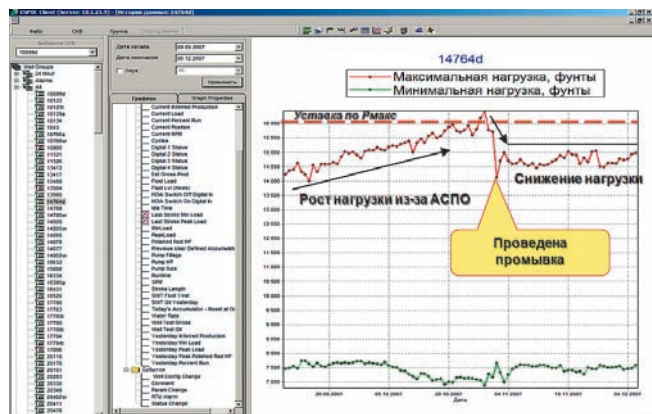


Рис. 14. Динамика изменения нагрузок до и после профилактической промывки на скважине № 14764Д.

# ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ РАЗРАБОТКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДОРАЗРАБОТКИ КРУПНЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА

В связи с определяющей ролью в суммарной добыче нефти «Башнефти» двух уникальных и семи крупных нефтяных месторождений обобщены принципы их рациональной разработки на примере Арланского нефтяного месторождения, основной объект которого – терригенная толща нижнего карбона – содержит нефть повышенной вязкости. Рассмотрены перспективы реализации CO<sub>2</sub>-воздействия.

*Ключевые слова:* уникальные и крупные нефтяные месторождения, принципы разработки, методы (технологии) повышения нефтеотдачи, воздействие двуокисью углерода.

В Республике Башкортостан, которая представляет собой старый нефтедобывающий регион (добыча нефти ведётся с 1932 года), из 200 с лишним открытых месторождений нефти и газа 7 относятся к крупным и 2 (два) – к уникальным. Уникальными являются Арланское и Туймазинское нефтяные месторождения. Среди крупных такие известные месторождения как Шкаповское, Серафимовское, Манчаровское и менее известные Югомашевское, Сергеевское, Четырманское и Игровское. Все они расположены в западной, северо-западной и центральной областях Башкирии. В тектоническом отношении это прикупольная часть Южно-Татарского свода, Бирская седловина, Благовещенская впадина и северо-западный склон Башкирского свода. В таблице 1 показаны основные объекты разработки указанных месторождений, вязкость пласто-

вой нефти, Кохв, Кыт и утверждённый коэффициент нефтеизвлечения (КИН). По преобладающему удельному весу запасов нефти в стратиграфических горизонтах рассматриваемые месторождения относятся: Туймазинское, Шкаповское, Серафимовское и Сергеевское к месторождениям терригенного девона, а Арланское и остальные – к месторождениям терригенной толщи нижнего карбона. Продуктивные пласты представлены преимущественно песчаниками. Нефти отличаются вязкостью: в месторождениях терригенного девона они маловязкие (1-4,4 мПа·с), в месторождениях терригенного нижнего карбона – повышенной вязкости (Табл. 1)

Из данных таблицы 1 и рисунка 1 следует, что по объектам терригенного девона конечный (проектный) КИН выше, чем по объектам терригенной толщи нижнего кар-

Окончание статьи М.З. Тазиева, Н.Ф. Гумарова, Б.Г. Ганиева «О ходе совершенствования процессов нефтеизвлечения на 3 блоке Березовской площади»

качестве вытесняющего агента высокоминерализованной пластовой воды на III блоке Березовской площади Ромашкинского месторождения. *Сб. тр. науч.-практ. конф.: «О перспективах стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере Ромашкинского месторождения».* Альметьевск. 2007. 212-218.

Ризванова М.С., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. Состояние разработки Березовской площади. *Сб. тр. науч.-практ. конф., повс. 60-летию разработки Ромашкинского месторождения: «Техника и технология разработки нефтяных месторождений».* М.: ЗАО Изд-во Нефтяное хозяйство. 2008. 124-127.

Швыденко М.В., Кагарманова Г.И., Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г., О дальнейшем совершенствовании разработки 3 блока Березовской площади. *Сб. докл. науч.-практ. конф.: «Прошлое, настоящее и будущее в Республике Татарстан».* Набережные Челны. 2010. Ч.1. 124-131.

M.Z. Taziev, N.F. Gumarov, B.G. Ganiev. **Oil recovery process improvement progress on the 3rd block of the Berezovsky area.**

The article is concerned with development problems of remaining reserves, low-permeable and clayed reservoirs of the Berezovsky area 3rd block. Experience of interwell injection and energy-efficient

mechanized extraction usage, as well as automation devices usage for well interference adjustment and development processes regulation is outlined.

*Key words:* automation devices, interwell injection, mechanized extraction, monitoring system, «Lufkin» controller.

*Миргазиян Закиевич Тазиев*

Начальник НГДУ «Альметьевнефть», к.тех.н.

Тел.: (8553) 319-744

*Нафис Фаритович Гумаров*

Главный геолог – заместитель начальника управления, к.тех.н.

Тел.: (8553) 319-746

*Булат Галиевич Ганиев*

Зам. главного геолога – начальник ТОРН и ГМ, к.тех.н.

Тел.: (8553) 319-746

НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть». 423450 Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 35.