

ГАЗПРОМ НЕФТЬ: СКРЫТЫЕ РЕЗЕРВЫ ПНП



«Газпром нефть» — компания достаточно молодая и активно ведущая поиск новых возможностей, методов, технологий повышения эффективности нефтедобычи и увеличения нефтеотдачи пластов, большинство из которых, увы, находятся уже на поздней стадии разработки. Планы компании на ближайшую перспективу связаны с освоением различных технологий, позволяющих добиваться повышения КИН, которые можно условно разделить на два блока: собственно технологии повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и новые технологии в области добычи, бурения, интенсификации. С 2006 года «Газпром нефть» возобновила работы по внедрению потокоотклоняющих технологий. Кроме этого, проекты по увеличению нефтеотдачи ведутся по целому ряду направлений, среди которых термогазовое воздействие на уникальные пласты Приобского месторождения, опытные работы по полимерному заводнению на Сугмуте, опыт бурения на обсадных трубах и горизонтальных скважинах с открытым стволом, новые технологии ГРП, а также разработка уникального программно-промышленного комплекса «Искендер».

На сегодняшний день в «Газпром нефти» применяются порядка 17 технологий повышения нефтеотдачи пластов, включая осадкообразующие технологии, полимерные, с использованием сшитых полимерных составов и их модификаций, комплексные технологии с интенсификацией добычи и увеличением приемистости скважин, и др. Работы про-

водятся, в основном, на месторождениях Ноябрьского региона.

За последние три года было выполнено 867 обработок и получено 695 тыс. тонн дополнительной добычи нефти. Сокращение попутно добываемой воды достигнуто на уровне 6 млн тонн. Средняя удельная эффективность на одну скважино-обработку составляет 827 тонн.

Помимо этого, контроль, ведущийся над эффективностью технологий, показывает, что на сегодняшний день на участках высокообводненных месторождений в результате внедрения потокоотклоняющих технологий и комплексных технологий выравнивания профиля приемистости достигнуто снижение темпов обводнения продукции, в среднем, на

3,7%, что очень важно для месторождений, находящихся на поздней стадии, для сохранения темпов падения базовой добычи.

На участках, где эти технологии внедряются, удается достигнуть сокращения темпов падения по базовой добыче на уровне 1,5%. Наблюдается прямой эффект интенсификации на уровне 2,5 тонн в сутки на каждом участке.

Проводимый учет сокращения энергозатрат при реализации технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) показывает, что экономия электроэнергии от внедрения данных технологий за три последних года составила более 100 млн кВт*часов.

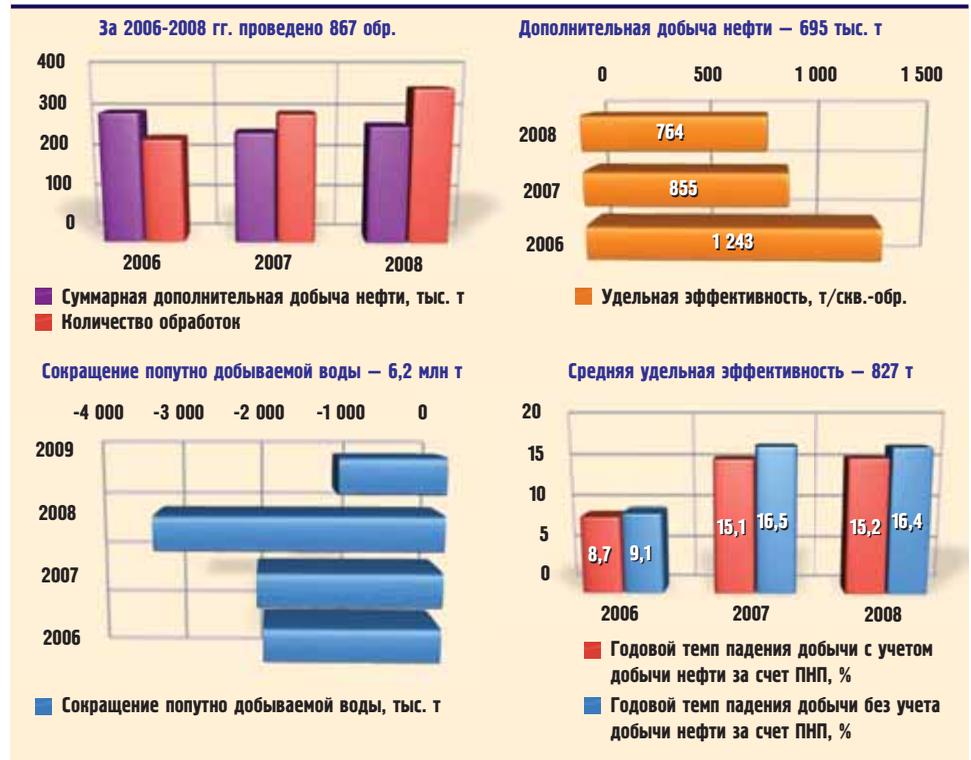
Трехступенчатый подход

В 2009 году для планирования программ выравнивания профиля приемистости был применен композиционный — трехступенчатый — подход, включающий ретроспективный факторный анализ, анализ состояния разработки объекта и гидродинамическое моделирование.

Ежемесячный мониторинг эффективности показывает, что эффективность ВПП за счет гидродинамического моделирования удалось поднять на 30%. В результате реализации трехступенчатого подхода охват нагнетательного фонда был увеличен на 25%. Если раньше производились более очаговые, точечные «уколы» этими технологиями на месторождениях, то сейчас, одновременно с сокращением количества месторождений, увеличился охват по скважинам.

Один из очень важных проектов, который сегодня ведет компания, связан с термогазовым воздействием. Уникальные по своим физическим характеристикам продуктивные пласты Приобского месторождения отличаются низкой проницаемостью. Приходится работать с проницаемостью 3–5 миллиарда. Уже выбран опытный участок и проведены расчеты по внутрипластовому влажному горению с использованием гидродинамического моделирования. В настоящее время заканчивается разработка техни-

Новые технологии увеличения нефтеотдачи: Физико-химическое воздействие на пласт



ко-экономического обоснования проекта. Увеличение КИН на опытном участке планируется примерно в 1,7 раза.

В следующем году начнутся промышленные работы по полимерному заводнению на опытном участке Сугмутского месторождения. На сегодняшний день полимерное заводнение в России практически не применяется. Опыт китайских коллег на месторождении Дакинг (Китай) свидетельствует о весьма неплохих результатах его применения. Конечно, нужно отметить, что у них достаточно благоприятные объекты (в первую очередь, по своей температуре, проницаемости), которых у нас нет.

Известно, что подобные методы наиболее эффективны именно в начальной стадии разработки, но существующая ресурсная база не позволяет подобрать такое месторождение. Поэтому для опытных работ был выбран участок Сугмутского месторождения, который характеризуется высокими остаточными извлекаемыми запасами. Текущая стадия обводнения позволяет реализовать данный метод и согласно ТЭО применения технологии полимерного заводнения

на данном опытном участке затраты на тонну дополнительной добычи нефти составят 1,7 тыс. рублей.

Ныне в «Газпром нефти» применяются 17 технологий повышения нефтеотдачи пластов. За последние три года получено 695 тыс. тонн дополнительной нефти

Новые технологии

Важно отметить, что новые технологии бурения, интенсификации добычи, водоизоляционных работ играют огромную роль для успешной реализации методов увеличения нефтеотдачи и достижения запланированных КИН.

В результате внедрения современных технологий выравнивания профиля приемистости достигнуто снижение темпов обводнения продукции в среднем на 3,7%

В области бурения стоит отметить два проекта, реализованные в этом году. Первый проект — это бурение скважин по технологии вскрытия продуктивных пластов

Влияние выравнивания профиля притока на темпы падения добычи нефти и показатели разработки



на обсадных трубах. Данная технология была разработана для условий Урманского месторожде-

На участках, где эти технологии внедряются, удается достигнуть сокращения темпов падения по базовой добыче на уровне 1,5%

ния, сложного по своим характеристикам, на котором продолжительность строительства скважин составляла, в среднем, 56 суток,

В связи с тем, что ГРП остается основным видом ГТМ, совершенствование технологии гидроразрыва пласта является одной из приоритетных задач компании

а на вскрытие продуктивного пласта уходило до 25 суток.

Это было связано с обвалами, с катастрофическими поглоще-

ниями, с невозможностью довести ствол до проектной глубины. Для решения данного вопроса была пересмотрена технология вскрытия пласта. В результате перехода к вскрытию на обсадных трубах время вскрытия пласта было сокращено до 2–3 суток.

Вторая технология — бурение горизонтальных скважин с открытым стволом — была применена на месторождениях Ноябрьского региона. Несмотря на то, что эта технология достаточно долгое время не внедрялась, сегодня она получила широкое распространение.

Закачивание скважин открытым стволом позволило увеличить дебиты на Вынгапуровском месторождении (пласт БВ-6) в 1,8 раза. Сокращение сроков бурения под хвостовик на Урманском месторождении составило 10 суток (с 12 до 2 суток), а прирост дебита (полученный за счет совершенствования качества вскрытия) — 15 тонн в сутки (со средних 125 до 140 тонн в сутки).

Следующие шаги в данном направлении — это усложнение технологии бурения на обсадных трубах и переход на бурение скважин с обсадными трубами в режиме управляемой депрессии.

ГРП

В связи с тем, что ГРП остается основным видом ГТМ, совершенствование технологии гидроразрыва пласта является одной из приоритетных задач компании.

В 2008 году была проведена системная работа по увеличению остаточной проницаемости трещин, в результате которой на 41 скважине удалось получить дополнительную добычу нефти в размере 5,8 тыс. тонн.

Результат был получен, в первую очередь, за счет внедрения новых технологий. В частности, технологии FIBER Frac, заключающейся в закачке высокотемпературных волокон со сниженной загрузкой гелланта. Это приводит к улучшению распределения проппанта в трещине, предотвращению его оседания, уменьшению степени загрязнения трещины гуаром.

В результате остаточная проводимость трещины со временем не теряется. Соответствующие работы были проведены на 41 скважине на юрских пластах Вынгапуровского, Вынгаяхинского, Ярайнерского, Холмистого, Чатылькинского, Еты-Пуровского, Крайнего, Суторминского и Сев.-Памалияхского месторождений. Коэффициент продуктивности был увеличен на 6%.

Еще одна технология — FOAM Frac (пенный ГРП) — позволяет улучшить очистку проппантной трещины и, соответственно, выйти на более высокие уровни проводимости.

Что касается оптимизации самой технологии ГРП, эта работа в прошлом году была особенно актуальна для Приобского месторождения и велась по трем направлениям. Первое — это снижение загрузки полимера (гелланта) с целью увеличения остаточной проницаемости трещины. Это та целенаправленная работа, которую мы постоянно ведем.

Второе — увеличение процента крупной фракции проппанта (12/18) при проведении ГРП, что позволяет трещине сохранять проводимость, близкую к первоначальной. И третье — оптимизация закачиваемого проппанта на метр эффективной мощности пласта. Нам удалось уйти от давно признанного критерия, согласно которому при проведении ГРП на каждый метр перфорированной толщины должно приходиться 10 тонн проппанта.

Применение технологий выравнивания профиля притока на месторождениях «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» в 2009 году

Месторождения	Количество обработок	Планируемая дополнительная добыча нефти	Планируемая удельная эффективность, т/обр.
Суторминское	51	27145	532
Крайнее	19	15535	818
Вынгаяхинское	28	18100	646
Западно-Суторминское	13	5940	457
Сугмутское	51	49650	974
Итого ТПДН МН	162	116370	718
Вынгапуровское	72	56075	779
Холмогорское	24	23590	983
Карамовское	13	8510	655
Спорышевское	11	9090	826
Средне-Итурское	17	14130	831
Итого ТПДН НН	137	111395	813
Итого «ГПН-ННГ»	299	227765	762

ТПДН МН — территориальный проект по добыче нефти «Муравленковскнефть»
 ТПДН НН — территориальный проект по добыче нефти «Ноябрьскнефть»
 ГПН-ННГ — «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Сейчас мы снижаем этот показатель для нагнетательных скважин до 5–7 тонн, а для добывающих скважин до 7–8. С учетом того, что годовые объемы проведения ГРП составляют более 300 скважин (то есть, примерно 1 ГРП в день), экономия получается существенной — снижение стоимости работ на 30%.

Кроме этого, в 2009 году мы попробовали на нескольких скважинах Сугмутского месторождения SandWedge, а также закончили подготовку технико-экономического обоснования проведения многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах.

РИР

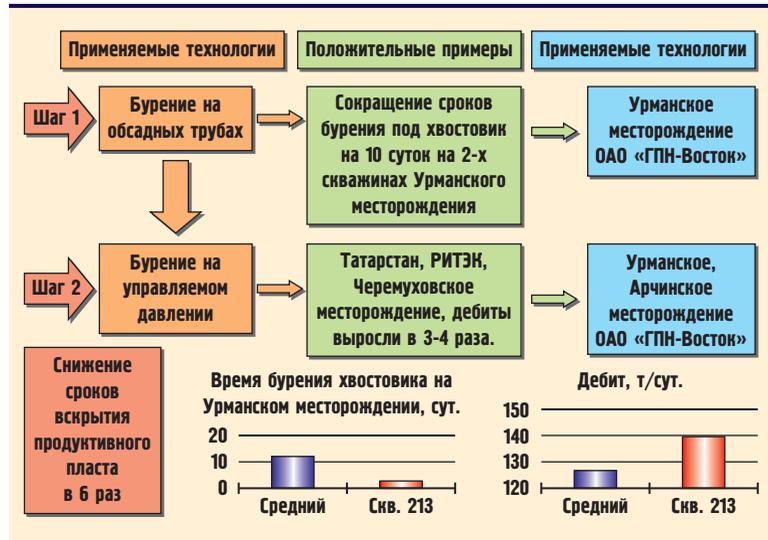
Ремонтно-изоляционные работы в «Газпром нефти», к сожалению, на сегодняшний день не проводятся в достаточном объеме, но в следующий год компания входит с оптимизмом. Планируется выполнить порядка 60 скважиноопераций по ремонту вертикальных и наклонно-направленных скважин, а также отремонтировать 10 горизонтальных скважин.

На сегодняшний день в компании пробурено свыше 250 горизонтальных стволов, в том числе, с большой протяженностью на уникальных скважинах Сугмутского месторождения. На Сугмуте приходится бороться, в основном, с двумя видами обводнения. Помимо необходимости восстановления герметичности «головы» хвостовика, приходится решать проблему обводнения закачиваемой водой, поскольку горизонтальные скважины окружены очень плотной сеткой нагнетания.

Еще одна проблема характерна для многослойных месторождений с активной «подожвенной» водой, таких как Ярайнер. Там прорывы воды происходят именно за счет ее подтягивания из подошвенной части, особенно тогда, когда нарушается проектная траектория бурения. А «вывалиться» за проектную траекторию там совсем несложно (2–3 метра).

Поэтому комплексная программа на 2010 год будет предусматривать два основных направления. Первое — это из-

Перспективные направления бурения



влечение хвостовиков. У нас все скважины закончены нецементированными хвостовиками, и на практике мы смогли в этом году извлечь несколько хвостовиков. В тех скважинах, в которых хвостовики будут извлекаться, пла-

нируется спуск регулируемой многопакерной компоновки, которая предусматривает селективный отбор нефти из интервалов.

Очень остро стоит вопрос исследования горизонтальных стволов. Те работы, которые мы про-

Повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ



Перспективные направления развития ремонтно-изоляционных работ

Технология	Кол-во скв.	Ожидаемый эффект
Закачка легкофильтрующихся тампонажных материалов с целью ликвидации заколонных перетоков	20	Дополнительная добыча — 25,2 тыс. т
Спуск безмуфтовой колонны-летучки с целью ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн в нескольких интервалах или отключение интервалов пласта мощностью более 10 метров	20	Дополнительная добыча — 32,4 тыс. т
РИР горизонтальных скважин. Изоляция интервалов обводнения спуском компоновки с регулируемыми фильтрами и заколонными пакерами либо закачка водоизолирующих композиций в интервал водопритока	10	Ограничение воды — 330 тыс. м³

Недостатки существующего программно-методического обеспечения

- Не адаптировано к геолого-промысловым условиям месторождений «Газпром нефти»
- непригодно для горизонтальных скважин
- непригодно для низкопроницаемых пластов со сложным строением



На Приобском месторождении 154 скважины (20% фонда) в периодическом режиме эксплуатации из-за невозможности определения потенциала скважин существующим ПО

вели в этом году, показывают их низкую информативность, как с использованием зарубежных, так

типа Flagship («Тюменьпромгеофизика», «Башнефтегеофизика»), технологический комплекс доставки глубинных приборов к забоям горизонтальных скважин типа «Латераль» («Пермьнефтегеофизика») и методическое сопровождение интерпретации Башкирского государственного университета (Уфа).

«Искендер»

Еще одним очень перспективным направлением является совместная с Саровским научно-производственным центром разработка отечественного программно-промышленного комплекса «Искендер», позволяющего проводить комплексные исследования залежей углеводородов, определять оптимальные режимы работы скважин и скважинного оборудования.

ППК «Искендер» основан на не имеющих аналогов объединенных (сопряженных) математических моделях многофазной фильтрации в призабойной зоне пласта, многофазного потока в лифте добывающих скважин, многофазного потока в рабочих узлах УЭЦН.

Проблема подбора насосного оборудования стоит достаточно остро. На сегодняшний день только на Приобском месторождении 154 скважины (20% фонда) находятся в периодическом режиме эксплуа-

тации из-за невозможности определения потенциала скважин существующим ПО. Это связано, прежде всего, с тем, что все скважины выпускаются с ГРП. Дебит, полученный в результате ГРП, впоследствии падает, а насосное оборудование не меняется. Как следствие — невозможность точного определения потенциала скважин.

В настоящее время все используемые в компании программно-методические комплексы работают на зависимостях, полученных в Венесуэле для артезианских скважин. Они не адаптированы к геолого-промысловым условиям месторождений «Газпром нефти», непригодны для горизонтальных скважин, а также для низкопроницаемых пластов со сложным строением.

Соответственно, ППК «Искендер» будет адаптирован для месторождений «Газпром нефти», применим для горизонтальных скважин и, что самое важное, для моделирования низкопроницаемых пластов. Планируемый эффект от его промышленного внедрения составит не менее 175 млн рублей в год. Планируемый эффект от проведения ОПР на двух месторождениях — Сугмутском и Приобском — составляет 32 млн рублей уже в следующем году.

Есть определенные достижения и в области контроля над разработкой. Все скважины Приобского месторождения, целого ряда месторождений Ноябрьского региона оснащены забойными датчиками, помогающими лучше «понимать» и «мониторить» месторождение. Они позволяют выполнить требования центральной комиссии по разработке по контролю за работой каждого пласта. Если бы данные системы не были внедрены, пришлось бы дополнительно бурить очень много скважин.

Компания делает первые шаги и по созданию интеллектуальных скважин на Приобском месторождении. Сегодня в работе уже находятся пять непрерывно работающих систем, с помощью которых ведется онлайн-мониторинг закачки и отборов, позволяющий регулировать закачку в реальном времени и автоматически получать данные непосредственно из продуктивных интервалов.

Направления ремонтно-изоляционных работ: извлечение хвостовиков и исследование горизонтальных стволов

и отечественных геофизических комплексов. Проблемы заклю-

Отечественный ППК «Искендер»: возможность комплексных исследований залежей углеводородов и определение оптимальных режимов работы скважин и скважинного оборудования

чаются и в интерпретации, и в методических подходах.

Очевидно, для решения данных проблем нужно постараться совместить несколько подходов и методик. В этой связи при проведении ГИС в горизонтальных

Планируемый эффект от промышленного внедрения ППК в области моделирования низкопроницаемых пластов составит не менее 175 млн рублей в год

скважинах с целью оценки интервалов водопритока мы планируем активно использовать аппаратуру

IV Международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства

РОС-ГАЗ-ЭКСПО

КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЮ И ГАЗОПОРТЕБЕЛЕНИЮ

Организаторы:
ОАО «Газпром» и «Газпромрегионгаз»,
НП «Национальная Газомоторная Ассоциация»



25-28 мая
Санкт-Петербург '10

Организаторы выставки:



Открытое акционерное общество «ГАЗПРОМ»
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМРЕГИОНГАЗ»

Адрес «ФАРЭКСПО»:

Петербургский СКК,
пр. Ю.Гагарина, 8

www.farexpo.ru,
gas@orticon.com

тел: +7 (812) 777-04-07,
+7 (812) 718-35-37