

СТАБИЛИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ: БЕЗ ИННОВАЦИЙ НЕВОЗМОЖНА



Важную роль в достижении амбициозной цели «Газпром нефти» — роста уровня нефтедобычи до 100 млн тонн к 2020 году — играет оптимизация разработки действующих месторождений, направленная на стабилизацию нефтедобычи.

С учетом непрерывного ухудшения качества запасов и повышения степени выработки месторождений простой эта задача не является. Более того, ее решение невозможно без разработки и масштабного внедрения инновационных

технологий добычи и повышения нефтеотдачи пластов.

На протяжении последних 10–15 лет прирост извлекаемых запасов нефти за счет геологоразведочных работ существенно меньше нефтедобычи и списания запасов, а доля трудноизвлекаемых запасов нефти при этом растет. Месторождения «Газпром нефти», планируемые к вводу в 2011 году, не компенсируют падения добычи.

Структура текущих извлекаемых запасов компании такова, что активных запасов остается уже очень мало (см. «Структура текущих извлекаемых запасов»). Специалистам приходится иметь дело, в основном, с месторождениями, находящимися на 3–4 стадиях разработки.

Исключением является южная часть Приобского месторождения, где в 2011 году будет добыто 10 млн тонн, а в 2012 году планируется достичь пика добычи — порядка 11 млн тонн. Все остальные наиболее крупные месторождения находятся на 3–4 стадии.

В связи с тем, что руководством компании поставлена цель добывать к 2020 году 100 млн тонн нефти, наряду с новыми проектами большое значение, особенно в ближайшей перспективе (3–5 лет), приобретает стабилизация добычи нефти на действующих месторождениях.

Соответственно, одним из основных инновационных направле-

ний развития «Газпром нефти» является развитие компетенций на истощенной ресурсной базе: на месторождениях с преждевременным обводнением, с высокой выработкой запасов, с низкой начальной нефтенасыщенностью, а также повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов.

Проведенное специалистами компании полное ранжирование разрабатываемых месторождений показало, что львиную долю занимают месторождения с преждевременным обводнением. Их суммарные остаточные запасы включают 269,8 млн тонн нефти, но текущая обводненность при этом превышает 60%, 80% и даже 90%.

Для решения стоящих задач в настоящее время идет активное развитие целого ряда инновационных направлений нефтедобычи (см. «Основные инновационные направления...»). Первые проекты, реализованные за прошедшие два-три года, показали неплохие результаты. Так, на старых активах удалось стабилизировать добычу нефти и объемы отбора жидкости, что позволяет переводить месторождения, ранее считавшиеся нерентабельными, в разряд рентабельных. Немаловажно, что предлагаемые инвестиционные проекты имеют достаточно вы-

сокий PI (см. «Показатели эффективности...»).

Инновации на Приобском

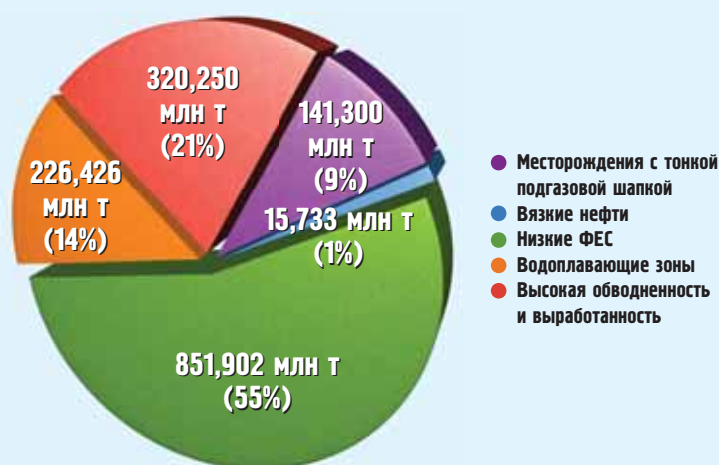
Два года назад в «Газпром нефти» начались работы по инновационному направлению «Электронное месторождение». Сегодня этот проект реализуется на южной части Приобского месторождения с привлечением большого числа подрядных организаций.

Все IT-обеспечение проекта сформировано, и процесс реального управления разработкой месторождения уже стартовал на ряде участков. Промысловая инфраструктурная составляющая позволяет обеспечивать необходимые потоки информации. Одним из показателей успешности проекта является увеличение объема добычи в денежном эквиваленте на \$40 тыс. в день.

Среди других плюсов сокращение отвода газа в затрубном пространстве, подробные и полные отчеты по распределению объемов добычи между скважинами (участками месторождений) и т.д. В 2012 году «электронное месторождение» должно заработать в полном объеме.

Основной задачей на Приобском месторождении на сегодняшний день является создание эффективной системы поддержания пластового давления. При проницаемости менее 1 мД реагирование на нагнетание в добывающих скважинах происходит в лучшем случае через 1,5–2 года. При этом существуют участки и зоны, где влияние закачки не ощущается и через два года, хотя на месторождении активно проводятся ГРП. В этой связи специалистами «Газпром нефти» был сделан вывод о том, что с учетом сложного строения коллектора система ППД должна формироваться на самом первом

Структура текущих извлекаемых запасов



этапе разработки месторождения, без каких-либо отсрочек.

Внедряются на Приобском и новые технологии ГРП. Так, за счет применения технологии пенного ГРП был получен ощутимый результат — превышение эффективности гидроразрыва по сравнению со стандартным ГРП примерно на 25–30%. В настоящее время этот метод уже активно внедряется на месторождении.

Кроме того, «Газпром нефтью» совместно со специалистами ВНИИнефти и «Зарубежнефти» была проведена расчетная работа по внедрению термогазового метода увеличения нефтеотдачи на Приобском. В настоящее время ее результаты находятся на рассмотрении в ЦКР. В 2012 году предполагается начать внедрение данного метода.

Учитывая тот факт, что на южной части Приобского происходит смещение нефтедобычи в зоны все более худших коллекторов, понятно, что без подобных инноваций достичь рентабельных дебитов сегодня просто не получится.

Повышение нефтеотдачи

Проводятся работы и по целому ряду третичных методов повышения нефтеотдачи пластов, а также по направлениям, формально не относящимся к МУН, но непосредственно влияющим

на КИН, таким как ремонтно-изоляционные работы (РИР).

Так, технологию полимерного заводнения, которая сама по себе не нова, «Газпром нефть» внедряет сегодня на Сугмутском месторождении. Уже проведен соответствующий тендер, и подрядчик выходит на месторождение с масштабным внедрением. Если остаточные извлекаемые запасы Сугмутского составляют примерно 25–30 млн тонн, а утвержденный КИН равен 0,32, то за счет полимерного заводнения он может быть увеличен на 5–6 пунктов.

Опытно-промышленные работы по ПАВ-заводнению проводятся на участках Вынгапуровского месторождения, по которым также уже проведен тендер. Это старое месторождение с достаточно высоким КИН по основным пластам, но там остается ряд пропластков, которые не вовлечены в активную разработку.

Широкое внедрение циклического заводнения на ряде месторождений, в частности, на Муравленковском, позволило только за последние несколько лет обеспечить дополнительную добычу порядка 400 тыс. тонн.

Еще одна существенная проблема, формально не связанная с повышением нефтеотдачи, — наличие в российских нефтяных компаниях и, в частности, в «Газпром нефти» большого бездействующего фонда скважин. С

учетом того, что остаточные запасы на простаивающих активах достаточно велики, в компании была создана постоянно действующая база данных неработающего фонда. Это примерно 7 тыс. скважин, которые в режиме on-line прорабатываются на предмет возможности реализации на них тех или иных видов ГТМ.

Компания намерена добывать к 2020 году 100 млн тонн нефти, а инновационным курсом выбрала развитие компетенций на истощенной ресурсной базе

Если раньше на предприятиях компании существовали лишь отдельные изолированные базы данных по простаивающим скважинам с обрывочной информацией, то на сегодняшний день интегрированная база включает полную информацию по каждой скважине, включая все имеющиеся исторические данные.

Южная часть Приобского — «электронное месторождение» с созданием эффективной системы поддержания пластового давления

Реализуется большая программа ОПР по тематике РИР. Их результаты не полностью устраивают компанию. На протяжении последних трех лет «Газпром нефть» проводила тендеры на проведение ОПР по РИР, для участия в которых заявлялись практически одни и те же подрядчики со схожими технологиями, эффективность которых оставляет желать лучшего.

Пенный ГРП на Приобском принес ощутимый результат: превышение эффективности по сравнению со стандартным ГРП примерно на 25–30%

По оценке специалистов компании, потенциал РИР существенно выше получаемых результатов. В «Газпром нефти» ожидают от сервисных компаний разработки новых технологий в данной области и повышения эффективности существующих

Основные инновационные направления развития технологий нефтедобычи «Газпром нефти», 2010–2012 гг.

Инновация	Ожидания	Статус разработки
«Электронное месторождение». Комплексирование задач: оптимизация разработки на основе гидродинамического моделирования, математической модели циклического заводнения, реализация решений через систему автоматизированного управления добычей. Интеллектуальные скважины	Допдобыча нефти, повышение КИН. Оптимальное технико-экономическое решение для месторождений с высокой выработкой	Внедрение с 2011 года. Совместное решение: Казанский Гос. Университет, Инвенсис, Измерон
Бурение многозабойных, в том числе горизонтальных скважин. Усовершенствование технологий ГРП (ступенчатый, большеобъемный, пенный ГРП)	Увеличение размеров зоны дренирования, увеличение дебита скважин, освоение нерентабельных запасов нефти	Внедрение с 2010 года. Совместное решение с иностранными сервисными компаниями
Развитие газовых методов увеличения нефтеотдачи пластов	Увеличение добычи нефти, повышение КИН	Внедрение с 2011 года. Совместное решение: НТЦ, Зарубежнефть, ВНИИнефть
Новые/альтернативные технологии первичного и вторичного вскрытия пластов (реактивное бурение, лазерная перфорация)	Увеличение размеров зоны дренирования, увеличение дебита скважин, освоение нерентабельных запасов нефти	Внедрение с 2012 года. Совместная разработка с отечественными вузами (СПГИ)
Разработка новых технологий добычи и перекачки высоковязких нефтей (перистальтический насос/трубопровод). Разработка новых и повышение эффективности существующих насосов, позволяющих добывать вязкую нефть вместе с песком	Энергосберегающая технология добычи и перекачки без путевых подогревателей. Возможность добычи вязкой нефти из рыхлых песчаников	Внедрение с 2011 года. Совместная разработка с отечественными вузами
Разработка недорогих отечественных технологий паротеплового воздействия на пласт (SAGD — гравитационное дренирование после разогрева битумов паром). Разработка других методов теплового воздействия на пласт (например, IPC — In-situ Conversion Process с помощью электрических термоэлементов)	Снижение вязкости нефти в пластовых условиях, обеспечение притока нефти к скважинам	Внедрение с 2012 года. Совместная разработка с отечественными институтами (СПИ, ВНИИнефть)
Разработка технологий локализации остаточных извлекаемых запасов и интервалов притока газа и/или воды, технологий управления скважиной для пресечения прорывов газа и/или воды	Оптимизация работы скважин, локализация невыработанных запасов, проведение ГТМ, увеличение добычи	Внедрение с 2012 года. Совместная разработка с отечественными вузами

щих с подключением «большой науки».

Системная работа на протяжении нескольких последних лет по еще одному направлению повышения нефтеотдачи - выравниванию профиля приемистости —

Технология полимерного заводнения внедряется на Сугмутском месторождении: утвержденный КИН — 0,32 — может быть увеличен на 5–6 пунктов

позволила компании довести количество обработок почти до 500 штук в год. Еще более важно, что выполняются они не изолированно на отдельных участках, а в рамках массивированных, комплексных мероприятий. Соответственно, в 2011 году за счет данных технологий будет дополнительно добыто около 300 тыс.

тонн нефти (см. «Выравнивание профиля приемистости»).

С прицелом на будущее

Все последние технологические наработки «Газпром нефть» планирует максимально широко задействовать при реализации новых крупных проектов. Таких как разработка Новопортовского месторождения в ЯНАО, ввод которого в эксплуатацию ожидается в 2015–2016 гг. Уже известно, что разработка месторождения будет вестись с использованием системы горизонтальных многозабойных скважин, а также одновременно-раздельной эксплуатации двух, трех и более продуктивных пластов.

Попытки обеспечить рентабельность проекта, основываясь на стандартных технологиях,

предпринимались, но они не увенчались успехом. Только комплексный подход с использованием инновационных технологий позволил перевести разработку Новопортовского в разряд прибыльных проектов.

Аналогичная ситуация складывается на Западно- и Восточно-Мессояхском месторождениях. Их эффективная эксплуатация также возможна только с использованием систем пологих и горизонтальных стволов скважин и ОРЭ в сочетании с технологией паротеплового воздействия (верхние пласты содержат высоковязкую нефть). Решение о строительстве нефтепровода Заполярье–Пурпе принято, и ожидается, что в 2015–2016 годах начнется ввод месторождений в разработку.

На Куюмбинской группе месторождений предстоит решить дру-

Показатели эффективности предлагаемых инновационных проектов (НИОКР + опытное внедрение)								
Проект	Затраты на исследования, млн руб.	Доп. инвестиции, млн руб.	Доп. добыча нефти, тыс. тонн	Повышение КИН, %	DPP, лет	NPV (15%), млн руб.	PI, ед.	Примечание
Электронное месторождение	100,0	500,0	174,1	10	5,7	483,8	2,11	Внедрение технологии позволяет компенсировать падение суточной добычи до 10% и сократить объем энергозатрат до 30%
Разработка технологий локализации остаточных извлекаемых запасов	104,4	445,6	205,1	3 (по уч-ку)	2,5	60,1	1,13	Усовершенствование методов эксплуатации истощенных месторождений. Применение технологий позволит увеличить суточный дебит скважины по нефти до 3,0 т
ОПР по ПАВ-заводению на Вынгапуровском м/р	1,2	19,2	8,3	2,5 (по уч-ку)	1,3	3,4	1,17	Опытные работы. Отработка технологии, предназначенной для повышения КИН. Применение технологии позволяет увеличить суточный дебит скважины по нефти на поздней стадии разработки до 1,5 т
Полимерное заводение на Сугмутском м/р	30,0	30,0	31	5 (по уч-ку)	1,2	25,8	1,57	Опытные работы. Отработка технологии, предназначенной для повышения КИН
Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи (Приобское м/р)	51,4	286,7	680	20 (по уч-ку)	3,3	331,0	2,13	Отработка технологии добычи из низкопроницаемых коллекторов, работа с которыми невозможна традиционными методами эксплуатации
Разработка и внедрение комплексной энергосберегающей технологии	300,0	2 147,0	295,2 т н.э.	–	4,5	1 430,6	2,20	Снижение энергопотребления: 1 т н.э. = 11 630 кВт*ч. Экономия затрат на энергию при внедрении данной технологии превышает 2,5 млн руб. на одну скважину эксплуатационного фонда
Седиментологические исследования	100,0	66 099,0	252 034	–	6,8	23 797,4	2,12	Выявление участков и зон относительно высокоемких и высокопроницаемых коллекторов позволит дополнительно извлечь до 130 млн тонн нефти с пиком добычи 8 млн тонн в 2015–2017 гг. Период расчета — 25 лет
ВСЕГО	687,0	69 527,4	253 427,7	–	–	26 132,1	–	

гую, еще более сложную задачу. Там необходимо изучение локальной и региональной трещиноватости, а также разработка инновационных технологий бурения и разработка трещиноватых коллекторов.

Очевидно, что необходимой основой для внедрения новых технологий, особенно на стадии ОПР, является гибкая система налогообложения, позволяющая освободить инновации от налогов на период их разработки и доведения до пригодности к серийному применению. После выхода инновационных проектов на рентабельность нефтяники готовы «полным рублем» возратить налоги государству.

Инновация Ожидания Статус разработки «Электронное месторождение». Комплексирование задач: оптимизация разработки на основе гидродинамиче-

ского моделирования, математической модели циклического заводнения, реализация решений через систему автоматизированного управления добычей. Интеллектуальные скважины Допдобыча нефти, повышение КИН. Оптимальное технико-экономическое решение для месторождений с высокой выработкой Внедрение с 2011 года. Совместное решение: Казанский Гос. Университет, Инвенсис, Измерон Бурение многозабойных, в том числе горизонтальных скважин. Усовершенствование технологий ГРП (ступенчатый, большеобъемный, пенный ГРП) Увеличение размеров зоны дренирования, увеличение дебита скважин, освоение нерентабельных запасов нефти Внедрение с 2010 года. Совместное решение с иностранными сервисными компаниями Развитие газовых мето-

дов увеличения нефтеотдачи пластов Увеличение добычи

Широкое внедрение циклического заводнения позволило только за последние несколько лет обеспечить дополнительную добычу порядка 400 тыс. тонн

нефти, повышение КИН Внедрение с 2011 года. Совместное решение: НТЦ, Зарубежнефть, ВНИИнефть Новые/альтерна-

Реализуется большая программа ОПР по тематике РИР: их потенциал существенно выше получаемых результатов

тивные технологии первичного и вторичного вскрытия пластов (реактивное бурение, лазерная перфорация) Увеличение разме-

ров зоны дренирования, увеличение дебита скважин, освоение нерентабельных запасов нефти. Внедрение с 2012 года. Совместная разработка с отечественными вузами (СПГИ) Раз-

За счет выравнивания профиля приемистости в 2011 году дополнительно добыто около 300 тыс. тонн нефти

работка новых технологий добычи и перекачки высоковязких нефтей (перистальтический насос/трубопровод). Разработка новых и повышение эффективности существующих насосов, позволяющих добывать вязкую нефть вместе с песком. Энергосберегающая технология добычи и перекачки без путевых подогревателей. Возможность добычи вязкой нефти из рыхлых песчаников. Внедрение с 2011 года. Совместная разработка с отечественными вузами. Разработка

Очевидно, что необходимой основой для внедрения новых технологий, особенно на стадии ОПР, является гибкая система налогообложения

недорогих отечественных технологий паротеплового воздействия на пласт (SAGD — гравитационное дренирование после разогрева битумов паром). Разработка других методов теплового воздействия на пласт (например, IPC — In-situ Conversion Process с помощью электрических термоэлементов). Снижение вязкости нефти в пластовых условиях, обеспечение притока нефти к скважинам. Внедрение с 2012 года. Совместная разработка с отечественными институтами (СПИ, ВНИИнефть). Разработка технологий локализации остаточных извлекаемых запасов и интервалов притока газа и/или воды, технологий управления скважиной для пресечения прорывов газа и/или воды. Оптимизация работы скважин, локализация невыработанных запасов, проведение ГТМ, увеличение добычи. Внедрение с 2012 года. Совместная разработка с отечественными вузами. 

Выравнивание профиля приемистости

	2010 г.	2011 г.
Газпромнефть-ННГ	I – 170 обработок II – 90 тыс. тонн нефти III – 7 млн кВт*ч IV – 643 млн руб.	I – 170 обработок II – 102 тыс. тонн нефти III – 12 млн кВт*ч IV – 653 млн руб.
Филиал Муравленковскнефть	I – 216 обработок II – 144 тыс. тонн нефти III – 10 млн кВт*ч IV – 1027 млн руб.	I – 219 обработок II – 164 тыс. тонн нефти III – 18 млн кВт*ч IV – 1048 млн руб.
Газпромнефть-Хантос	I – 47 обработок II – 25 тыс. тонн нефти III – 1 млн кВт*ч IV – 176 млн руб.	I – 77 обработок II – 30 тыс. тонн нефти III – 4 млн кВт*ч IV – 189 млн руб.
Газпром нефть	I – 433 обработки II – 259 тыс. тонн нефти III – 18 млн кВт*ч IV – 1846 млн руб.	I – 466 обработок II – 296 тыс. тонн нефти III – 34 млн кВт*ч IV – 1890 млн руб.

I – количество обработок
II – дополнительная добыча
III – экономия электроэнергии
IV – экономический эффект

ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ

интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года




НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ 15 лет

www.ngv.ru