

ТНК-ВР В ПРИОРИТЕТАХ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИННОВАЦИИ

МАЯ НОБАТОВА
«Нефтегазовая Вертикаль»



«Перестройка» в ТНК-ВР, целью которой является повышение конкурентоспособности компании на внутреннем, а потом и мировых рынках, обозначила, как минимум, три явных приоритета.

Это — концептуальное изменение политики корпоративного управления, направленное на устранение дублирующих функций и повышение скорости принятия решений с одновременным ростом финансовой эффективности.

Это — системное повышение квалификации персонала всей компании от выпускника профильного вуза до топ-менеджера: кадровая составляющая цепочки создания добавленной стоимости.

Это — технологические инновации, подстроенные под нужды добывающих подразделений. По словам Олега Михайлова, вице-президента ТНК-ВР по Западно-Сибирскому дивизиону, увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) по извлекаемым запасам на 1% за счет планомерного внедрения новых технологий может дать до \$10 млрд прибыли.

Поиск и адаптация наилучших доступных на рынке технологий для повышения эффективности освоения месторождений, а не разработка собственных — основной принцип технологической стратегии ТНК-ВР.

Дивизион, играя роль смотровой площадки технологий, провел в Нижневартовске форум «Эффективность разработки зрелых месторождений Западной Сибири». Уникальность события состояла в том, что региональные «дочки» ТНК-ВР в режиме полной открытости и прозрачности не только детально перечислили все свои технологические проблемы, призвав к диалогу более 25 зарубежных и отечественных нефтесервисных компаний, но и обозначили многомиллионные размеры плановых инновационных инвестиций.

А это означает, что «перед подрядчиками открываются потрясающие возможности для развития их бизнеса»: только в этом году на инновации ТНК-ВР готова потратить более \$150 млн...

Вявление технологий, которые можно будет масштабировать уже через три года и которые приведут к существенному влиянию на темпы падения добычи на таких месторождениях, как Самотлор, — ключевая задача, на которой намерен сосредоточиться Западно-Сибирский дивизион ТНК-ВР.

Умный покупатель

В рамках дивизиона в настоящее время разработана программа внедрения новых технологий. «У нас существует огромное количество пилотных проектов, которые ведутся на каждом из предприятий отдельно. Но при этом возникает вопрос: какова вероятность того, что по результатам пилотного проекта мы сможем внедрить какую-то из технологий на месторождениях компании, чтобы существенно повлиять на добычу к 2013 году? И что для этого должно быть сделано?», — такие вопросы ставил перед выступающими О.Михайлов.

По его словам, переломным моментом в масштабном внедрении новых технологий является накопление на предприятиях опыта по их испытанию: «Когда под-

рядчик приносит нам новую технологию, показывает ее, потом тестирует и собственными силами пытается внедрить, масштабного эффекта не получается. Необходимо накопление критической массы, т.е. накопление в рамках самого ЦДО экспертизы

по тому, как эту новую технологию внедрять. Поэтому наш дивизион начал обсуждение с Управлением технической деятельности корпоративного центра о том, чтобы инновационная инициатива сверху была поддержана на уровне предприятий».

Обращаясь к участникам форума, О.Михайлов подчеркнул, что потенциальному поставщику новых технологий необходимо ответить на два вопроса: какова перспектива масштабирования предлагаемой им технологии к 2013 году и какова перспектива

САМОТЛОР: БОЛЕЕ \$70 МЛН ЕЖЕГОДНО

ВИТАЛИЙ ФЕДОРОВ

Заместитель гендиректора по перспективному планированию и развитию производства ОАО «Самотлорнефтегаз»



На долю «Самотлорнефтегаза», который ведет разработку центральной и юго-западной части месторождения, приходится 1/3 всей нефтедобычи ТНК-ВР.

Месторождение открыто в мае 1965 года. В 1981 году был добыт первый миллиард тонн нефти, в 1986-м — второй миллиард. Остаточные запасы на январь 2011 года составляют 720 млн тонн, обводненность — 94,4%. В период с 2012 по 2031 годы планируется добыть 285 млн тонн. В текущем году добыча ожидается на уровне 18,8 млн.

Для дальнейшего развития предприятия разработана стратегия, которая включает в себя оптимизацию экономических показателей актива с приемлемыми для компании рисками:

- управления системой разработки с увеличением активности на фоне ППД и снижением количества геолого-технических мероприятий (ГТМ) с сохранением эффективности и увеличением успешности;
- разработки запасов в пласте «Рябчик» (это 53% остаточных запасов Самотлора);
- сокращения добычи жидкости;
- реализации программы энергоэффективности.

Кроме того, планируется провести реинжиниринг месторождения, поскольку оно находится на 4-й стадии разработки. А именно: оптимизацию бизнес-процессов, развитие организационного потенциала и оптимизацию инфраструктуры.

Самотлор разрабатывается уже более 40 лет. Соответственно в процессе его эксплуатации нам приходится сталкиваться со всеми проблемами крупного зрелого месторождения: геологическими — в частности, с кольматацией призабойной зоны пласта, или трудностями в процессе строительства скважин и заканчивая проблемами наземной инфраструктуры, в числе которых недостаточный уровень автоматизации, устаревшее оборудование... (см. «Проблемные вопросы Самотлора»).

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ОАО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»

Направление	Область возникновения проблемы	Проблема
Геология (Пласт, ПЗП)	Призабойная зона пласта; Пласт межскважинное пространство; Движение флюида по коллектору; Геологическое строение	Законный переток; Негерметичность колонны выше/ниже интеграла эксплуатируемого пласта; Качество цементного камня; Снижение пластового давления; Межпластовый переток; Кольматация призабойной зоны; Выделение газа на забое
Скважина добывающая, нагнетательная	Подземное оборудование; Процесс строительства скважины (бурение, ЗВС)	Отказы УЭЦН, УШГН — осложненный фонд, механический износ; Негерметичность, смятие, смещение, коррозия колонны; Прорыв фронта нагнетания; Малый диаметр колонны; Неэффективная закачка; Клиноформенное строение пласта; Начальные запасы пластов ПК, АВ, БВ; Неустойчивость стенок скважин; Низкие пластовые давления; Бурение скважин с большим объемом отходов
Наземная инфраструктура	Трубопроводный транспорт; Площадки ППН, ППД	Устаревшее оборудование технологии и оборудования подготовки и перекачки нефти и газа; Избыточная инфраструктура; Недостаточный уровень автоматизации

Все эти проблемы могут привести к снижению межремонтного периода, выводу скважин в бездействующий фонд, уменьшению выработки на отказ, авариям и потере оборудования, разгерметизации и т.д. И как следствие — к увеличению затрат и потере нефти.

Для сокращения возможных последствий на предприятии ведется интенсивный поиск решений и опыта, привлекаются все доступные методы и способы, принимаются во внимание инициативы самих работников ЦДО, а также предложения наших партнеров — подрядных организаций.

Мы разработали программу по внедрению новых технологий, как на ближайшие годы, так и на долгосрочную перспективу. И планируем создать единый банк знаний, которым смогут пользоваться все дочерние общества ТНК-ВР и партнеры.

В 2010 году на реализацию в программы по внедрению новых технологий инвестировано \$21 млн. В ее реализации участвовало 26 подрядчиков, в результате было проведено испытание 40 технологий, из них внедрено 19, тиражируются 7 технологий.

В текущем году в новые технологии будет вложено больше чем втрое инвестиций — свыше \$70 млн. Технологический план предусматривает реализацию более 40 проектов: планируется испытание 29 технологий, направленных на увеличение добычи нефти; пяти — на сокращение добычи жидкости; шести проектов, предусматривающих увеличение энергоэффективности.

В следующие три года технологии в «Самотлорнефтегазе» будут целенаправленно развиваться по таким направлениям, как разработка месторождений, бурение, повышение эффективности ГТМ и систем ППД, повышение энергоэффективности, целостность оборудования. И мы надеемся, что наши партнеры примут активнейшее участие в формировании этого процесса и предложат нам новые усовершенствованные решения обозначенных проблем.



снижения цены и цикла внедрения данной технологии при мас-

Переломным моментом в масштабном внедрении новых технологий ТНК-ВР является накопление в ЦДО опыта по их испытанию

штабировании?

А чтобы подрядчики ТНК-ВР знали, на каких направлениях им

Потенциальному поставщику новой технологии необходимо ответить на два вопроса: какова перспектива ее масштабирования и перспектива снижения цены и цикла внедрения?

стоит сфокусироваться, менеджеры четырех нефтедобывающих подразделений Западно-Сибир-

НИЖНЕВАРТОВСК: УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ – СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ



ЕВГЕНИЙ АРМИЯНОВ

Заместитель гендиректора по перспективному планированию и развитию производства ОАО «ТНК-Нижневартовск»

Компания эксплуатирует шесть месторождений: северную часть Самотлора, Тюменское, Гун-Еганское, Новомолодежное, Лор-Еганское и Малочерногорское месторождения. В состав «ТНК-Нижневартовск» также входит крупнейший в регионе Белозерный центральный товарный парк (БЦТП) с объемами сдачи нефти более 224 млн баррелей в год в систему АК «Транснефть».

Фонд нефтяных скважин — 2300, нагнетательных скважин — 850. Общая добыча по нашему ЦДО в 2010 году составила около 7,3 млн тонн нефти. По итогам текущего года ожидаемая добыча — 6,9 млн тонн.

«ТНК-Нижневартовск» имеет сложную инфраструктуру, но, несмотря на обустроенность предприятия, у нас есть ряд проблем, которые мы разбили на три группы. Это проблемы, связанные с получением дополнительной добычи, с сокращением затрат и с разработкой месторождений.

Увеличение дополнительной добычи

Не секрет, что месторождения Западной Сибири многопластовые. И здесь возникает такая задача, как разработка многопластовых залежей с применением технологии одновременно-раздельной добычи (ОРД). Проблема актуальна и для «Самотлорнефтегаза».

Мы запланировали для своего предприятия два варианта ОРД — общий потенциал по данной технологии составляет порядка 130 скважин. К 2020 году дополнительная добыча нефти составит 2,5 млн тонн, хотя в ближайший трехлетний период мы заложили долю пессимизма, поскольку данная технология находится в стадии апробации.

Следующий барьер в получении дополнительной добычи — сложность в эксплуатации скважин с колоннами малого диаметра. В нашем фонде таких скважин 352 — с диаметром 102 мм, 114 мм и 120 мм. Сегодня у нас нет возможности увеличить добычу нефти на этих скважинах, для этого необходимы альтернативные механизмы добычи.

Еще одна проблема — это кольматация порового пространства призабойной зоны пласта. В прошлом году на наших месторождениях было выполнено 166 операций по интенсификации добычи нефти методом ОПЗ пласта кислотными составами и повторными перфорациями. Средний эффект составил 4,3 тыс. тонн в сутки.

Мы планируем в течение пяти лет использовать методы интенсификации добычи нефти на 50 скважинах при капитальном ремонте и 60 скважинах при подземном ремонте. Но в случае если будет найдена действительно эффективная технология, экономически оправдывающая себя, этот срок может сдвинуться к 2012 году.

Сейчас ведется постоянная работа по оптимизации дизайнов ОПЗ, методов освоения скважин, оценки потенциала и методов воздействия на призабойную зону пласта.

Волнует нас и низкое пластовое давление. Истощенность пластов Самотлора также привела к периодическому росту фонда скважин — с января 2010 года он вырос чуть ли не в два раза. Решение данной



проблемы мы видим в интенсификации притока с использованием новых технологий, в поиске новых методов контроля за работой систем пласт-скважина, насос-скважина с возможностью влияния на работу самого насоса.

Повышение эффективности ГРП, на первый взгляд, не такая большая проблема. Данный метод интенсификации добычи запланирован на 20-летний период. В 2010 году на месторождениях предприятия выполнено 208 операций ГРП.

Однако возникают проблемы с подбором скважин-кандидатов, а также с проведением самого ГРП. Дело в том, что эффективность скважин в настоящее время составляет 10 тонн, и в ближайшей перспективе ГРП может стать малооправданным мероприятием. Поэтому наша цель — развитие технологий по многостадийному ГРП, поиск технологий ГРП, направленных на снижение водопритока после самого гидроразрыва.

Следующая тема — эффективность бурения и ЗБС. Мы запланировали стабильный фонд скважин для бурения боковых стволов в ближайшие три года. Но здесь возникают серьезные проблемы, связанные с неподтверждением геологической структуры пластов и нефтенасыщенности, низким пластовым давлением в зонах бурения.

Какие мы видим возможности для повышения эффективности данного метода? Это проведение исследовательских работ по определению давления в зонах проектного бурения, технологии бурения горизонтальных скважин в условиях пониженного пластового давления, бурение горизонтальных скважин с двумя стволами.

К примеру, в прошлом году была опробована технология бурения с проведением многостадийного ГРП — на горизонтальном участке провели одновременно три ГРП. В конце этого года планируем освоить методику проведения пяти ГРП.

Но данная технология не позволяет нам эффективно проводить ГРП на всем фонде скважин нашего предприятия из-за ее высокой стоимости. Поэтому сейчас мы работаем совместно с партнерами как над ее эффективностью, так и над ее стоимостью.

Снижение затрат

Обводненность Самотлора растет, в связи с чем возникают трудности с эффективной добычей жидкости на месторождении. Т.е. растет удельная стоимость затрат на добычу и электроэнергию. Поэтому наша задача — снизить объем добываемой жидкости и при этом сохранить рентабельный дебит нефти. За период с 2012 по 2022 годы мы планируем сократить объем добываемой жидкости по предприятию на 68 млн тонн.

Еще одна возможность сократить затраты — снизить продолжительность ремонтов скважин и ГРП. Такие проблемы, как поглощение технологических жидкостей глушения при нормализации забоя, высокие операционные затраты по очистке и нормализации забоя, а также затраты, связанные с устранением негерметичности эксплуатационных колонн НКТ, увеличивают сложность подземных ремонтов, соответственно, и продолжительность самого цикла ремонта скважин.

Внедрение новых видов жидкостей для глушения, поиск технологий по отсечению интервала первого ГРП, проработка и использование новых методов по очистке ствола скважины для сокращения времени нормализации забоя после ГРП и других технологий позволят сократить сроки ремонтных работ и затраты на их проведение.

В прошлом году мы столкнулись с новой проблемой: после проведения двух ГРП и зарезок боковых стволов увеличился цикл освоения скважин. Сейчас перед нами стоит задача проработать возможность применения новых технологий бурения при спуске хвостовиков в горизонтальный участок, использования новых органических ингибиторов, облегченных растворов, хвостовиков с двухступенчатым цементированием и других.

И наконец, нам предстоит реализовать мероприятия по повышению энергоэффективности. Рост удельного потребления электроэнергии и тарифов ставит нас перед необходимостью поиска, разработки и реализации энергосберегающих мероприятий, внедрения системы энергетического менеджмента, масштабирования уже реализованных успешных проектов, а также испытания нового оборудования и технологий.

Разработка месторождений

Здесь перед нами стоит задача снижения темпов падения базовой добычи на наших месторождениях. В первую очередь, необходимо решить проблемы, возникающие при разработке низкопроницаемых коллекторов. Это низкое пластовое давление, неподтверждение остаточных запасов, прорыв трещин при ГРП в обводненные пласты и др.

Пути их решения мы видим в уплотнении системы разработки с целью снижения риска прорыва в водонасыщенный пласт A_1 , в работах по наращиванию цементного камня, в поиске новых технологий по интенсификации притока нефти и восстановлению продуктивности скважин методом управляемых циклических депрессий на пласт.

53% остаточных запасов Самотлорского месторождения находятся в пласте «Рябчик», поэтому этот объект является основным стратегическим направлением развития нашего предприятия. Однако данный пласт проблематичен из-за низкого пластового давления, низкой проницаемости и низкой эффективности закачки.

Для решения этих проблем мы для себя обозначили несколько направлений: тиражирование мероприятий по организации закачки горизонтальными скважинами, поиск технологий физико-химического воздействия на пласт через систему ППД, закачка реагентов, поиск эффективных технологий для ремонтно-изоляционных работ в нагнетательных скважинах.

Все эти технологии являются новыми и не используются масштабно на нашем месторождении. В прошлом году был реализован пилотный проект ЗБС на горизонтальных нагнетательных скважинах. С 2011 года начато тиражирование мероприятий по организации закачки горизонтальными скважинами.

Работа в этом направлении особенно важна, потому что у нас есть еще два пласта — A_{23} и P_8 , которые также ассоциируются с низкой выработкой запасов при высокой обводненности и неопределенностью по структуре самих запасов.

Чтобы вовлечь в разработку эти трудноизвлекаемые запасы, необходимо применение эффективных технологий полимерного заводнения, методов, направленных на увеличение коэффициента вытеснения, выравнивания профиля приемистости и оптимизации системы заводнения путем отсечения выработанных пропластков.

Программа новых технологий на 2011 год выглядит следующим образом. Всего мы запланировали 40 проектов: разработка месторождений — 6 проектов, внутрискважинные работы — 8; повышение эффективности мехдобычи — 14. Пять технологий, связанных с ИТ и КИП, шесть проектов по инфраструктуре и один проект по охране труда и промышленной безопасности.

ского дивизиона холдинга — «Самотлорнефтегаза», «Варьеганнефтегаза», «ТНК-Нягань» и «ТНК-Нижневартовск» — рассказали о производственных пробле-

В текущем году «Самотлорнефтегаз» планирует вложить в новые технологии в три раза больше инвестиций, чем в прошлом, — свыше \$70 млн

мах, с которыми им приходится сталкиваться, выделив те направления, где, с их точки зрения, с

В следующие три года технологии в «Самотлорнефтегазе» будут развиваться по таким направлениям, как разработка месторождений, бурение, повышение эффективности ГТМ и систем ППД, повышение энергоэффективности

помощью инновационных решений можно существенно повлиять на уровень добычи нефти.

Обратная связь

Ознакомившись с портфелем задач, представители нефтесервисных компаний, включая Baker

Развитие инновационных технологий в «ТНК-Нижневартовск» связано с получением дополнительной добычи, сокращением затрат и разработкой месторождений

Hughes, Schlumberger, Weatherford, поспешили поделиться с организаторами форума своими идеями и новыми разработками. Они предложили их вниманию более 30 презентаций инновацион-

Проблема разработки многопластовых залежей с применением технологии одновременно-раздельной добычи (ОРД) актуальна и для «ТНК-Нижневартовск», и для «Самотлорнефтегаза»

ных решений по повышению эффективности разработки место-

ВАРЬЕГАН: В ИННОВАЦИИ — БОЛЕЕ \$40 МЛН



ВИКТОР СОРОКИН

Заместитель гендиректора по перспективному планированию и развитию производства ОАО «Варьеганнефтегаз»

В разработке нашего ЦДО находятся 15 месторождений, сконцентрированных вокруг Нижневартовска и Радужного. Суточная добыча нефти — 21,7 тыс. тонн, жидкости — 210 тыс. тонн, закачка — 201 тыс. м³. Текущая обводненность — 89%.

Действующий фонд добывающих скважин — 2145, нагнетательных — 948. Большая часть месторождений находится на 3-й и 4-й стадии эксплуатации, хотя есть и несколько гринфилдов.

Мы выделили четыре глобальных направления движения, которые могут привести к повышению эффективности разработки наших месторождений в ближайшей перспективе.

Первое и ключевое: трудноизвлекаемые, низкопроницаемые и контактные запасы. Это пласты с вязкой нефтью, которые в текущих условиях мы не можем полностью ввести в разработку — нам не позволяет это сделать рентабельность существующих технологий. И таких запасов у нас достаточно много, например, на Ваньегане и северной части Варьеганского месторождения.

Следующая достаточно серьезная проблема, характерная для всех месторождений Западной Сибири, — снижение базовой добычи. Нам никуда от этого не деться, но темпы падения добычи нужно регулировать. И мы пытаемся это делать с помощью имеющихся технологий, однако их эффективность из года в год снижается.

Еще одна глобальная проблема — выработка остаточных запасов. Месторождения, которые находятся на 3-й стадии эксплуатации, характеризуются тем, что имеют достаточно большой аварийный фонд скважин с невыработанными запасами. Это остатки целикосов нефти в межскважинном пространстве, и нам нужны технологии, которые позволили бы эту нефть извлекать.

И последний свод проблем — рост операционных затрат, в первую очередь, связанных с потреблением электроэнергии. Сейчас в себестоимости добычи ЦДО «Варьеганнефтегаз» эта составляющая равна 33%, что достаточно много. Соответственно, нам нужны энергосберегающие технологии. Интересной представляется технология собственной генерации, поскольку практически все наши месторождения характеризуются высоким газовым фактором. Не считая проблемы с утилизацией ПНГ.

Мы создали так называемый портфель задач нашего предприятия. На текущий момент в нем порядка 100 задач, требующих решения, и новых инновационных технологий.

Я представлю топ-9, с которыми мы чаще всего сталкиваемся в нашей работе и которые могут кардинально переломить негативную тенденцию снижения чистого денежного потока по нашему ЦДО:

- Эффективность глушения. Ежемесячно мы проводим ремонтные работы на 40 скважинах с высоким газовым фактором и аномально низким пластовым давлением: есть потребность в технологиях, которые позволят сохранить и пласт, и скважину;
- Бурение с большими отходами. Если бы у нас была технология, позволяющая бурить с отходом от вертикали до 2,5 км и больше, то мы могли бы свою программу по строительству кустов сократить на 30% в ближайшие три года;
- Выработка остаточных запасов нефти в обводненных монолитных пластах. Таких пластов в нашем ЦДО достаточно много: это Б8 на северном Варьегане, основные объекты ПК и Б8 на Ваньеганском месторождении. Здесь нужны технологии по экранированию конусов водоносности;
- Выработка остаточных запасов в неоднородных глинизированных коллекторах с высокой обводненностью. Частично эта проблема существует практически на всех наших месторождениях. Соответственно, технологии, позволяющие ее решить, будут нами приветствоваться;

- Увеличение наработки на отказ подземного оборудования скважин. В среднем по всем нашим месторождениям наработка на отказ составляет 600 суток. Здесь мы должны двигаться дальше и повышать не только саму наработку, но и эффективность механизированной добычи нефти. И в данном случае объем для тиражирования технологий — это практически весь наш фонд скважин — более 2000 единиц;
- ОРЭ нескольких объектов. Месторождения «Варьеганнефтегаза», в основном, многопластовые. Например, Варьеганское представляет собой порядка 120 пластов. Здесь нужны комплексные технологии, позволяющие производить учет продукции, гидродинамические исследования и т.д. Сейчас мы испытываем шесть технологий, но есть еще проблемы, которые предстоит решить;
- Разработка нефтяных оторочек в подгазовых зонах. Для наших месторождений характерен высокий газовый фактор, к тому же на Варьегане, Верхнеколик-Еганском, Бахилловском месторождениях достаточно большое количество газовых шапок. Для нас интересны технологии, которые бы позволили добывать нефть с подгазовой зоны, при этом не вовлекая в разработку газовую шапку;
- Эффективность выработки запасов многопластовых месторождений. Здесь интересны технологии многослойного бурения, технологии ГРП на несколько пластов;
- Неравномерность вытеснения нефти закачиваемым агентом в системе ПДД. Эта проблема общеизвестна, как и достаточно много технологий для ее решения. Вопрос в оценке эффективности каждого метода и правильного выбора участка для его внедрения.

Мы уже приступили к тиражированию некоторых технологий, которые успешно себя зарекомендовали. И если в 2010 году было опробовано всего 15 новых технологий с затратами в \$5,01 млн, то в этом году наш план — 52 технологии и \$41,4 млн инвестиций.



рождений и снижению операционных затрат нефтяных компаний.

«ТНК-Нижневартовск», в первую очередь, заинтересовали тех-

Программа новых технологий «Нижневартовска» на 2011 год включает 6 проектов по разработке месторождений, 8 — по внутрискважинным работам, 14 — по повышению эффективности мехдобычи, 12 — по ИТ, КИП, инфраструктуре и HS

нологии, связанные с энергосбережением, новые материалы и оборудование отечественных фирм «Данфосс», корпорации

В портфеле задач «Варьеганнефтегаза» порядка 100 задач, требующих решения и новых инновационных технологий, но среди главных — 9 задач

«Триол», Нефтяной электронной компании (НЭК).

«Наконец-то на рынке появились частотные преобразовате-

Если в 2010 году «Варьеганнефтегаз» опробовал 15 новых технологий с затратами в \$5,01 млн, то в этом плановом году — 52 технологии и \$41,4 млн инвестиций

ли российского производства. До прошлого года станции ча-

стотного управления агрегатами по закачке рабочего агента в

Ключевые проблемы «ТНК-Нягань» сосредоточены на Талинской площади. В новых решениях нуждаются большой бездействующий фонд, низкорентабельные запасы, низкая эффективность ГТМ и высокое энергопотребление

пласт выпускали только импортные подрядчики. Соответственно, цена на их продукцию была огромная, и экономика наших проектов с данной технологией

На 2011 год «Нягань» запланировал 34 проекта по внедрению новых технологий, объем инвестиций — \$21,8 млн

просто не справлялась. Сейчас уже возможны варианты, и проекты с применением отечественного оборудования становятся актуальными», — поделился

Чтобы помочь подрядчикам эффективно разработать нужные ТНК-ВР технологии, необходимо внутри ЦДО Холдинга создать группы, которые сфокусировались бы на их внедрении

впечатлениями Евгений Армянинов.

По словам Олега Михайлова, он также отметил на форуме несколько разработок, входящих в круг задач Западно-Сибирского дивизиона по идентификации

Самый большой объем ошибок совершается на этапе сейсмических работ: «У нас большой информационный голод по петрофизическим, геологическим, геофизическим и гидрологическим данным месторождения...»

технологий, которые могут привести к существенному увеличению запасов и улучшению эффективности освоения месторождений региона.



«А чтобы помочь подрядчикам эффективно разработать эти технологии, необходимо внутри наших ЦДО создать группы, которые сфокусировались бы на их внедрении в производство», — подчеркнул он.

Кроме того, менеджеры ТНК-ВР обратили внимание на возможность форума организовать обратную связь с теми подрядчиками, чьи технологии и оборудование сейчас испытываются на предприятиях компании. По их

мнению, прошедшее мероприятие даст толчок для подготовки Программы новых технологий на 2012 год.

Однако не все из того, что компания хотела бы услышать от сервисных организаций, прозвучало на форуме, заметили в ТНК-ВР. По мнению Е.Армянинова, на подобных мероприятиях подрядчики неохотно и не до конца раскрывают свой потенциал: «Они не готовы в присутствии своих прямых конкурентов рас-

НЯГАНЬ: ГОТОВЫ РАССТАТЬСЯ С \$21,8 МЛН

ФЕДОР ЛЕСКИН

Директор департамента геолого-технических мероприятий и анализа текущей разработки ОАО «ТНК-Нягань»



Три основных месторождения ЦДО «ТНК-Нягань» — Талинское, Ем-Еговское и Каменное — расположены в Югре. Здесь же находится и Пультынский участок, где проведены разведочные работы. Кроме того, у предприятия есть четыре поисковые лицензии в Тимано-Печоре.

Ключевые проблемы предприятия сосредоточены на Талинской площади. Это и сложное геологическое строение основных объектов разработки, и низкая наработка на отказ фонда ЭЦН, и большой аварийный фонд скважин, и высокая обводненность, плюс проблемы с утилизацией газа и другие.

Мы выделили четыре группы проблем, решение которых нуждается в новых идеях.

Первая: большой бездействующий фонд. Эксплуатационный фонд по ЦДО «ТНК-Нягань» составляет 4300 скважин. 1800 — бездействующих, из них порядка 1700 — на Талинском месторождении. Наши действия — мероприятия по ликвидации негерметичной эксплуатационной колонны, гидроструйная эксплуатация, ремонтно-изоляционные работы. Однако на сегодняшний день отсутствуют эффективные технологии для ликвидации в короткие сроки сложных аварий.

Вторая: низкорентабельные запасы. Здесь также речь идет о низкопроницаемых коллекторах Талинского месторождения. Актуальны технологии по совместной эксплуатации объектов гидроразрыва в горизонтальном стволе. В прошлом году мы реализовали технологию многостадийного ГРП в наклонных скважинах — сейчас проводится оценка производительности этих скважин.

Третья: низкая эффективность ГТМ. Чтобы исправить ситуацию, мы совместно с подрядчиками реализуем большой пакет проектов по внедрению высокотехнологичных ГРП, а также технологий обработки призабойной зоны пласта и щадящего глушения скважин. В частности, на июнь-июль было запланировано начало работ по внедрению технологий ГРП (Schlumberger), а также технологии, позволяющей изолировать негерметичности эксплуатационной колонны. Сейчас идет доработка технологии ГРП FiberFrac Schlumberger, мы успешно провели первые три работы по ее опробованию.

Четвертая: высокое энергопотребление. На сегодняшний день реализуем несколько проектов по использованию энергоэффективного оборудования. В частности, в текущем году на 20 скважинах будет применен ЧПС для привода УШГН, который позволит установить оптимальное количество числа качаний, снизить удельную норму потребления электроэнергии на подъем кубометра жидкости.

Кроме того, на стадии реализации находится проект по использованию высокопроизводительного ЭЦН с повышенным КПД производства «Новомет-Пермь». Запланированный объем на текущий год — три скважины.

В прошлом году «ТНК-Нягань» реализовала 15 проектов по внедрению новых технологий. На 2011 год запланировано 34 проекта, объем инвестиций — \$21,8 млн. Направления развития технологий следующие: разработка месторождений — 6 проектов, внутрискважинные работы — 11, повышение эффективности добычи — 7, бурение — 7, инфраструктура — 3 проекта.

Мы также ведем мониторинг нашего плана. Основные проблемы связаны со сроками выполнения заданий. За 5 месяцев текущего года уже выполнено 8 проектов, на стадии реализации — 12, на стадии подготовки к реализации — 9. На стадии оценки возможности реализации — 3 технологии бурения. Один проект отложен: посчитали, что вести подрядчика в отдаленный регион для нас сейчас дорого.

Мы сфокусировались на тех инновационных решениях, которые позволят снизить стоимость работ. И здесь я хотел бы отметить технологию FiberFrac компании Schlumberger, которая стоит дешевле стандартных методов ГРП.

сказывать о своих наработках, особенно тех, что находятся в начальной стадии».

Как заметил Юрий Красневский, директор департамента по новым технологиям «ТНК-ВР Менеджмент», он не услышал на форуме ответы на главные вопросы: «Где находятся запасы месторождений, разрабатываемых в течение 20–30 лет? И как их осваивать?»

По его словам, самый большой объем ошибок совершается на этапе сейсмических работ: «У нас большой информационный голод по петрофизическим, геологическим, геофизическим и гидроло-

гическим данным месторождения...» Он отметил невысокое техническое и математическое наполнение работ, а также отсутствие анализа: «Ведь были же неудачи в процессе испытания новых технологий? В чем их причины? Какие параметры не были поддержаны жизнью? Какие ошибки допущены и как они исправлялись?»

Ю.Красневский считает, что необходимо четко прописать принципы внедрения новых технологий. Так, по его мнению, подрядчики должны предлагать уже готовые технологии. Т.е. обозначить проблему, предложить ее ре-

шение, в том числе объяснить физические и химические процессы нового метода, представить объем лабораторных работ, потому

ТНК-ВР: подрядчики должны предлагать уже готовые технологии и представлять законченную схему расчета эффективности новой технологии

что нельзя испытывать технологию сразу на скважине. И последнее, представить законченную схему расчета эффективности новой технологии. 