



# УВЕЛИЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕХДОБЫЧИ СЛАВНЕФТЬ: ИТОГИ И ПРОГНОЗЫ



## ВИКТОР МЕЛЬНИЧЕНКО

Главный специалист по технологии и технике добычи нефти ДДНГ ОАО «НГК «Славнефть»

**Н**ГК «Славнефть» объединяет два блока месторождений: первый — Мегионский блок в Западной Сибири (зрелые месторождения), второй — Красноярский блок в Восточной Сибири (этап геологоразведки и опережающего эксплуатационного бурения). Фонд нефтяных скважин порядка 4000 единиц, за исключением 100 УШГН и фонтанов, в основном скважины с УЭЦН.

Режимы скважин с УЭЦН в «Славнефти» характеризуются снижением величин забойных давлений и, как следствие, снижением динамических уровней, увеличением напоров и глубин спуска насосов, уменьшением производительности ЭЦН.

В целом, обобщая приводимую статистику, можно сделать следующий вывод: фонд скважин с УЭЦН характеризуется различными видами осложнений при эксплуатации, масштаб которых в прогнозируемом будущем будет только увеличиваться в связи с интенсификацией работ по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов. Наша задача — не только рост наработки на отказ, но и снижение удельных затрат на одну скважину. В свою очередь, эффективную СНО можно увеличить за счет организационных мероприятий добывающей компании и увеличения ресурса оборудования заводами без роста его стоимости...

Динамика действующего фонда скважин с УЭЦН за последние 10 лет характеризуется растущим трендом (см. «Динамика действующего фонда скважин»). С 30% до 51% увеличилось количество скважин, подверженных ГРП, из них 28% — это скважины пластов группы ЮВ и 17% — скважины пластов АВ. В последние три года отмечается увеличение фонда АВ, подверженного

ГРП, в результате выработки запасов нижележащих пластов и перевода скважин на вышележащие горизонты.

Основными проблемами эксплуатации скважин пластов ЮВ являются засорение проточной части насосов механической примесью, солеотложение, низкий приток и низкое значение забойного давления и, как следствие, перегрев узлов погружного оборудования. Осложнения по группе АВ — это абразивный износ рабочих органов насосов.

Таким образом, 36% — это высокоосложненный фонд, 36% — среднеосложненный фонд и 28% — неосложненный фонд пластов группы БВ, доля которого постоянно снижается.

В результате интенсификации добычи нефти увеличивается доля ЭЦН с напорами и глубинами спуска более 2500 метров. Также увеличивается доля ЭЦН с напорами и глубинами спуска 1500–2000 метров вследствие перевода скважин на вышележащие пласты группы АВ с проведением ГРП (пласты низкопродуктивные).

В результате перевода низкодебитного фонда на циклические режимы эксплуатации сокращается доля ЭЦН с подачей 15–35 м<sup>3</sup>/сут.

## ПРОГРАММА 2014–2016

- Изменение типоразмера НКТ 73x5,5 «Е» на НКТ 73x7,0 «К»;
- Применение подвесных патрубков из НКТ 73x5,5 «Е» из стали 18ХМБФ и НКТ 73x7,0 «К» на скважинах с большими глубинами спуска;
- 100% приобретение газосепараторов пятой группы исполнения;
- Применение фильтров ФВПР (ООО «РЕАМ-РТИ»);
- ОПИ технологии SECURE;
- Применение комплексного ингибитора (коррозия/солеотложение);
- ОПИ комплексного капсулированного ингибитора;
- ОПИ ПСМ с контейнером ингибитора солеотложений;
- ОПИ НКТ с внутренним покрытием;
- Реализация проекта по удаленному мониторингу УЭЦН;
- Реконструкция ЭЦН при ремонте с первой-второй в третью группу исполнения;
- Внедрение протекторной защиты оборудования от коррозии;
- ОПИ винтовых насосов с вентильным приводом;
- ОПИ УЭЦН с расширенной рабочей зоной;
- ОПИ ШГН с подземным линейным приводом;
- Разработан стандарт на новую НКТ;
- Заключен договор на независимый технический аудит сервисных баз и входной контроль нового оборудования УЭЦН.

**ПУТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ СНО И В ЦЕЛОМ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НА БЛИЖАЙШИЕ 10 ЛЕТ**

- Улучшение компетенций и инструментов работы технологической службы (обучение и мотивация, внедрение программных продуктов, телемеханизация и автоматизация);
- Выполнение организационных мероприятий, позволяющих снизить количество отказов при незначительных затратах (контроль бригад ПКРС, контроль качества нового и ремонтного оборудования, проведение технических аудитов заводов-производителей и сервисных баз, совершенствование процедуры расследования отказов и т.д.);
- Мотивация заводов-производителей и сервисных баз к выпуску и ремонту качественного оборудования;
- Внедрение инноваций и новых технологий в целях увеличения надежности работы оборудования без увеличения его стоимости;
- Внедрение менее затратных новых технологий и оборудования взамен более дорогих устаревших (при условии не меньшей надежности);
- Адресный подбор к каждой скважине компоновки и исполнение оборудования (включая дополнительное) на основании прогнозирования условий эксплуатации (осложнений, ГТМ) в целях недопущения использования оборудования с избыточным или недостаточным ресурсом (задача оптимизации использования ресурсов);
- Постоянная адаптация регламентов эксплуатации и технических требований на оборудование к меняющимся условиям эксплуатации и внешней среде, с учетом новой техники и технологий.

и увеличивается доля ЭЦН с производительностью 50–80 м³/сут.

Растет доля ЭЦН с подачей 200–500 м³/сут. вследствие ввода на низкопродуктивных залежах высокодебитных горизонтальных скважин с многостадийным ГРП (см. «*Параметры работы фонда УЭЦН*»).

Анализ изменения режимов работы скважин с УЭЦН показывает увеличение обводненности скважин вследствие выработки запасов. В результате вовлечения

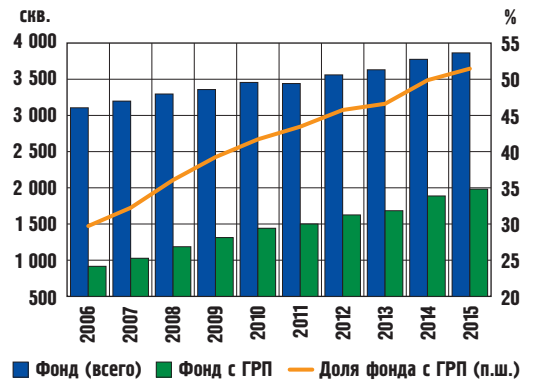
в разработку трудноизвлекаемых запасов снижается средний дебит скважин по жидкости и, как следствие, по нефти (см. «*Изменение режимов работы УЭЦН*»).

Начиная с 2007 года для снижения влияния негативных факторов (осложнений) при эксплуатации УЭЦН в НГК «Славнефть» реализуется программа мероприятий по увеличению СНО.

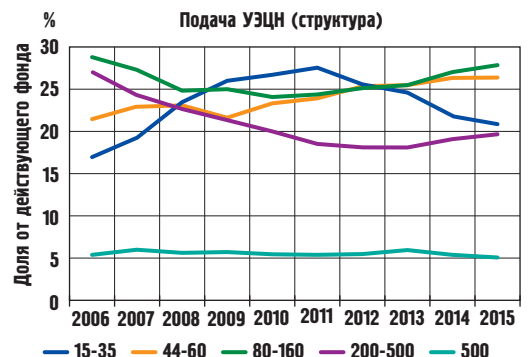
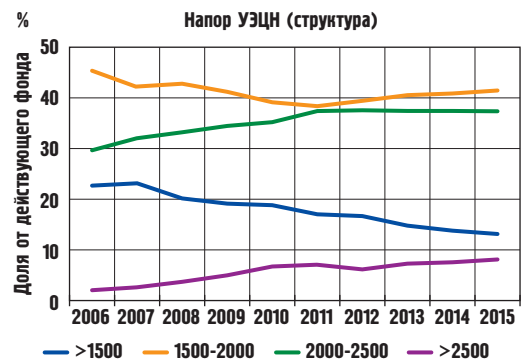
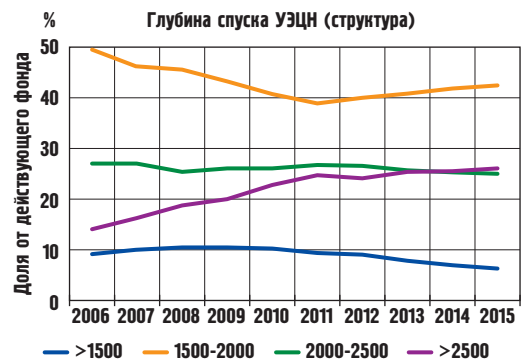
В части защиты УЭЦН от механической примеси выполнялись такие основные мероприятия, как



**ДИНАМИКА ДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН**



**ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ ФОНДА УЭЦН**



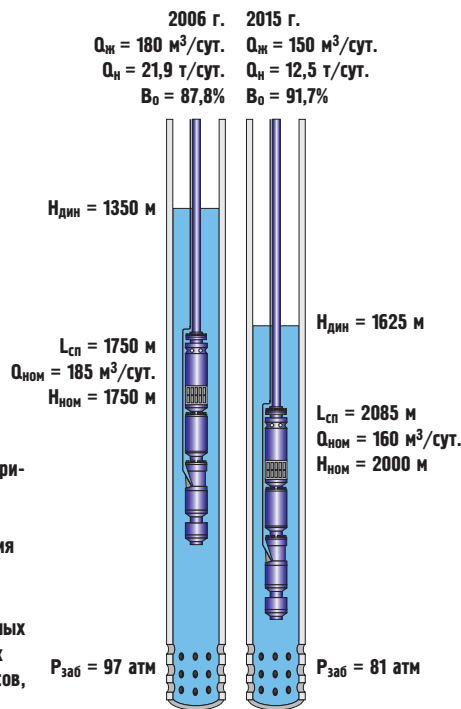
## ИЗМЕНЕНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УЭЦН



- Изменение режимов работы скважин с УЭЦН характеризуется увеличением обводненности скважин в результате выработки запасов, снижением среднего дебита скважин по жидкости в результате вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, и как следствие, снижением среднего дебита нефти.
- Режимы характеризуются снижением величин забойных давлений, и как следствие, снижением динамических уровней, увеличением напоров и глубин спуска насосов, уменьшением производительности ЭЦН

спуск фильтров ЖНШ, РИК и ОПИ погружного сепаратора механической примеси. Фильтры РИК показали более низкую технологическую и экономическую эффективность и в настоящее время не используются.

ПСМ был снят с производства заводом-производителем, но в настоящее время мы планируем испытать модернизированную модель ПСМ с включением контейнера для реагента против солеотложений, чтобы осуществить



защиту оборудования по двум направлениям: мехпримеси и соли.

Дополнительно начиная с 2014 года прекращен монтаж ЭЦН первой и второй группы, применяются только насосы в износостойком исполнении.

На высокодебитном фонде монтируется оборудование пятой группы исполнения — с насосами компрессионной или пакетной сборки.

В части защиты от солей применяются разовые обработки скважин, закачку реагента через УДР, спуск контейнеров, а также используем капсулированный ингибитор.

С целью увеличения эффективности защиты с прошлого года переходим на комплексный ингибитор против коррозии и солеотложений.

Дополнительно для увеличения надежности УЭЦН применяем монтаж термовставки в кабельной линии. В последние годыкратно увеличили использование систем ТМС, с конца 2013 года весь закуп новых ПЭД выполняется в составе с ТМС.

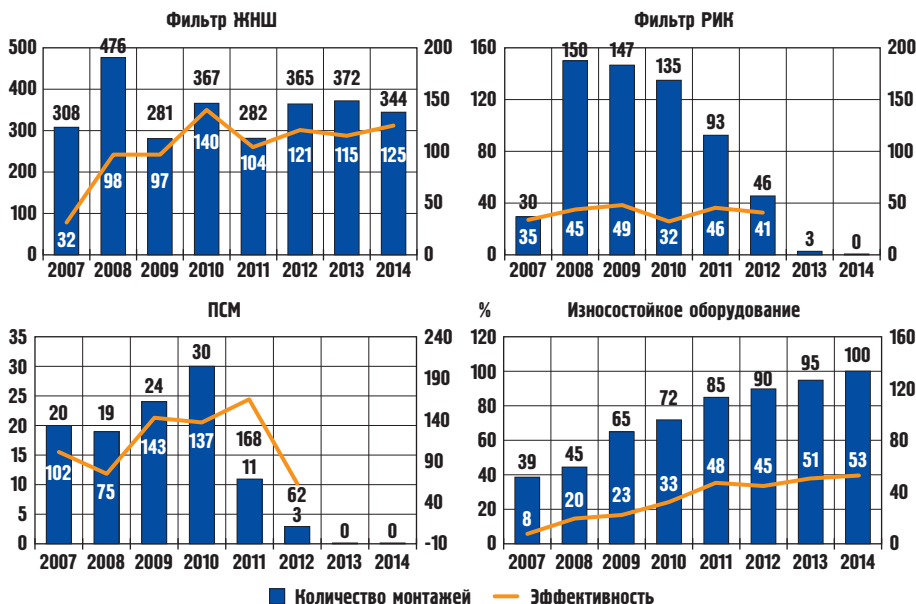
С 2015 года прекращен закуп вентильных ПЭД в связи с большей эффективностью использования ПЭД с повышенным напряжением (см. «Программа мероприятий...»).

Кроме вышеуказанных мероприятий, с 2007 года было выполнено еще много изменений в практике эксплуатации УЭЦН. В качестве основных можно отметить перевод ремонта УЭЦН на сервисную и прокатную схемы, переход на СУ нового поколения — СУ с ЧПС и мягким пуском, отказ от использования нетермостойких удлинителей, использование обратных клапанов со шламоуловителями, применение ПЭД с антикоррозионным покрытием, использование циклических режимов эксплуатации...

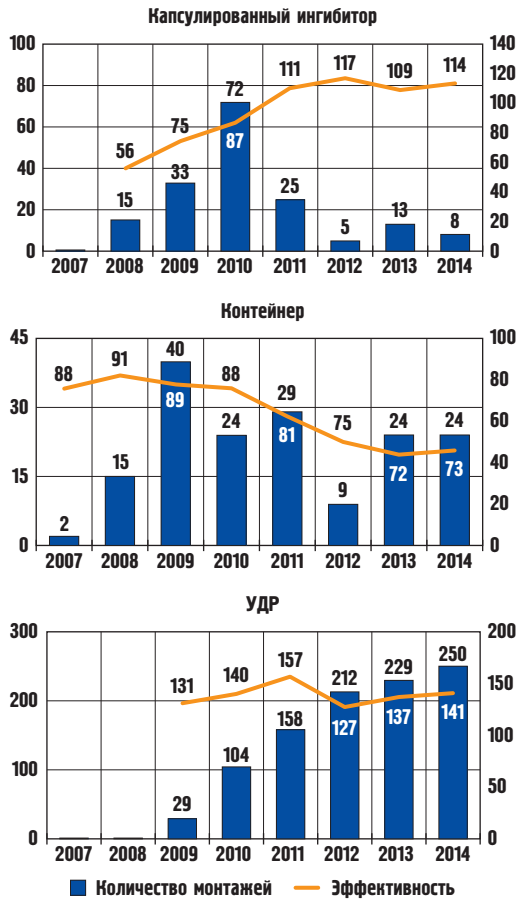
Кроме того, программа мероприятий увеличения СНО на 2014–2016 годы дополнилась новыми мероприятиями. Первые три из них — это противоположные мероприятия, так как с увеличением глубин спуска и наработок оборудования растет риск полетов погружного оборудования).

В результате реализации программы мероприятий увеличения СНО получены следующие ре-

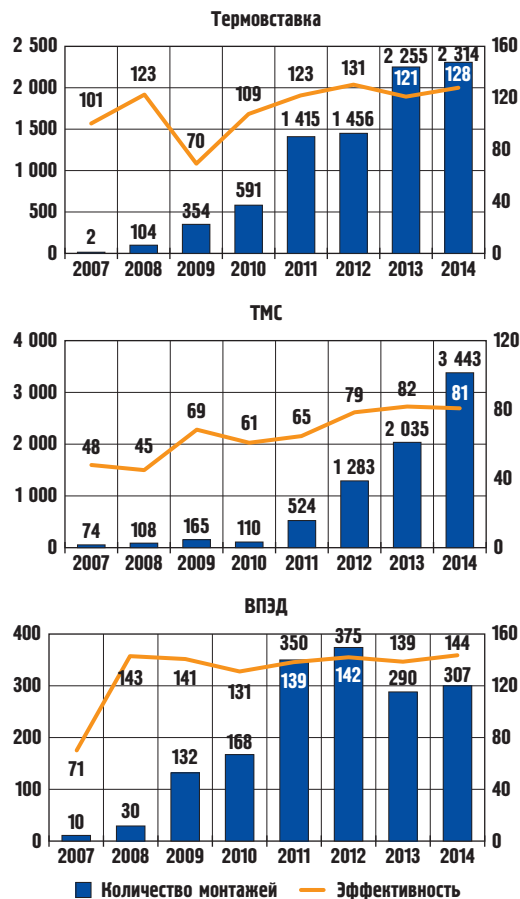
## ПРОГРАММА МЕРОПРИЯТИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ СНО УЭЦН



ПРОГРАММА МЕРОПРИЯТИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ СНО УЭЦН



ПРОГРАММА МЕРОПРИЯТИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ СНО УЭЦН



зультаты. МРП увеличен на 85%, с 294 до 544 суток, прогноз на текущий год — 562 суток. СНО выросла на 66%, с 238 до 396 суток, прогноз на 2015 год — 413 суток.

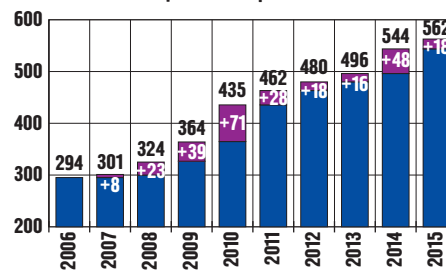
На фоне увеличения действующего фонда скважин с УЭЦН сокращается количество отказов и соответственно количество бригад ПРС. В результате реализации мероприятий снижается часто ремонтируемый фонд УЭЦН (см. «Основные показатели...» и «Эффективность мероприятий»).

Специально отмечу — получен ошеломляющий результат по снижению затрат на механизированную добычу. Более чем на 40% снизились совокупные удельные затраты на одну механизированную скважину за период с 2006 по 2014 год (см. «Совокупные удельные затраты...»).

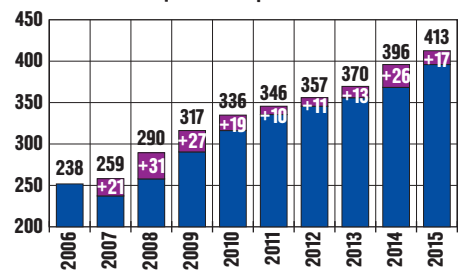
Помимо увеличения надежности работы механизированного фонда скважин, на предприятии реализуется программа повыше-

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН

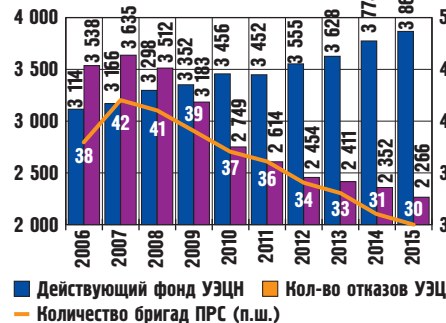
кол-во МРП УЭЦН «Славнефть» 2006-2015 гг.



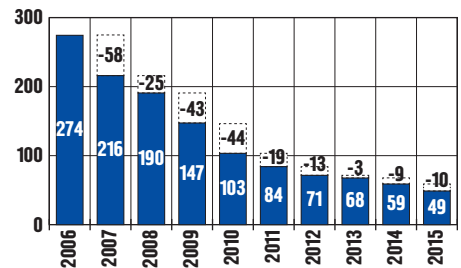
кол-во СНО УЭЦН «Славнефть» 2006-2015 гг.



кол-во Действующий фонд УЭЦН

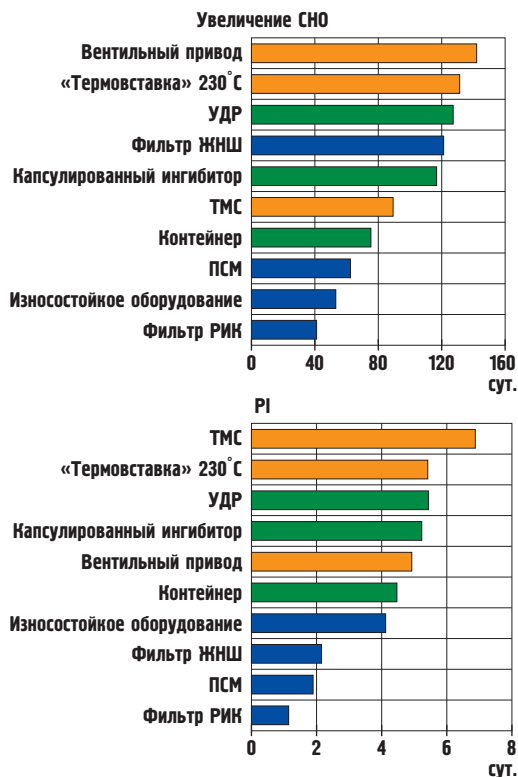


кол-во Количество ЧРФ УЭЦН 2006-2015 гг.

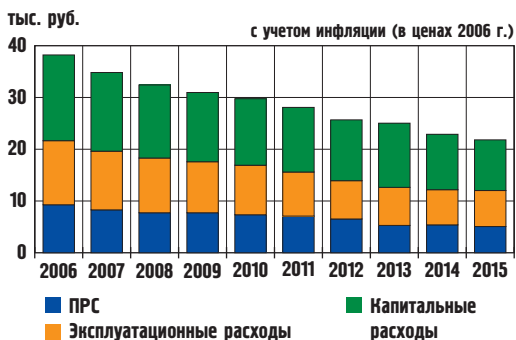




## ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕРОПРИЯТИЙ



## СОВОКУПНЫЕ УДЕЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА ОДНУ МЕХАНИЗИРОВАННУЮ СКВАЖИНУ



ния энергоэффективности, что дает дополнительный прирост эффективности механизированной добычи. Основные мероприятия программы: энергоэффективный дизайн УЭЦН, увеличение сечения кабеля, перевод УЭЦН на периодическую циклическую эксплуатацию, использование вентильных ПЭД и ПЭД с повышенным напряжением...

Результаты получены, но что дальше, какие прогнозы? До какого предела мы сможем увеличи-

## ДИСКУССИИ

**Р.Камалетдинов (ЭС МД):** О каких новинках, которые вы испытывали за последние 10 лет, можно сказать, что они перешли в область массового внедрения?

**В.М.:** Термовставка, о которой 10 лет назад никто не слышал, а сейчас ее везде спускают. Химия солей. Раньше ее тоже не было, сейчас все знают, что такое УДР, что надо его ставить. Телеметрия, понятно, слышали, но до 2000 года ее никто не спускал — то ли денег не было, то ли была низкая надежность. Телеметрия во всю идет! Станции управления нового поколения вовсю идут, износостойкие насосы четвертой группы, которых не было, вовсю идут. Что еще у нас на памяти? Контейнера, капсулированный ингибитор...

Я считаю, что сейчас есть полный спектр инструментов, с чем мы можем защищаться. Вопрос, что мы постоянно должны увеличивать их эффективность, и желательно без роста затрат, чтобы не приходили, говоря: «Вот этот капсулированный ингибитор лучше, но он в два раза дороже». А нам задачу все ставят: снижай и снижай затраты на одну скважину! И очень будет проблематично этим способом, постоянно увеличивая затраты на конкретный капсулированный ингибитор, такую задачу выполнить.

**Н.Смирнов (ИМАШ им. А.А.Благонравова РАН):** Такой философский вопрос: вы предлагаете заводам производить высоконадежное оборудование со снижением его стоимости?

**В.М.:** С той же стоимостью.

**Н.С.:** С той же или более высокоэффективное, но без повышения цены. У нас все государство к чему подводит? Мы должны осваивать новые технологии, зарубежные технологии, импортозамещение. И ответьте, пожалуйста, на вопрос, встав на позицию завода, при такой задаче не будет ли возможен другой путь решения проблемы — завод поставляет то же оборудование, в материал не докладывает легирующие элементы, материал заменяют на менее надежный и т.д.?

Вы же понимаете, любая новая технология требует НИОКР. НИОКР — это деньги. Их не так много! Если НИОКР не провести, тогда никакой оптимизации не будет.

**В.М.:** Это старый вопрос о главном: нефтяники должны оплачивать НИОКР заводам-производителям? Мы должны нефть добывать, а не заниматься НИОКР.

**Р.К.:** Можно задать вопрос так: готова ли компания «Славнефть» вкладывать деньги в НИОКР, в разработку новых видов оборудования?

**В.М.:** За всю компанию не отвечу, это крупный вопрос, но я считаю, что нет, не готовы.

**Р.Валиахметов (БашНИПнефть):** Вашу концепцию по эффективной наработке на отказ удалось довести до руководства и до экономистов? У вас сейчас нет планов по повышению?

**В.М.:** У нас есть планы по сокращению. Наоборот, руководство до нас довело, что ваша наработка на отказ без сокращения затрат нам не нужна.

**Р.В.:** То есть, сейчас у вас в бизнес-плане не стоит увеличение наработки на отказ?

**В.М.:** Оно стоит, конечно, потому что это сокращение потерь добычи нефти, сокращение работающего фонда. Но при этом нам бюджет никто не дает увеличивать.

**Вопрос:** Человеческий фактор. Один из путей решения — это внедрение интеллектуальных станций управления. Сейчас вы как к этому относитесь?

**В.М.:** Мы внедряли три станции управления двух заводов-производителей — эффекта не увидели. Как я считаю, потому что интеллектуальные станции еще только называются интеллектуальными, а на самом деле это какая-то автоматизация, попытка на алгоритмах сыграть. Идея хорошая, но просто есть еще с чем заводу работать. Станция интеллектуальная для того, в принципе, и нужна, чтобы уйти от отказа и максимально взять от скважины добычу.

**Вопрос:** Вы декларировали, что планируете увеличивать экономическую эффективность, значит, снижать себестоимость добычи нефти, не неся дополнительных затрат. Один из путей — это внедрение кратковременной эксплуатации...

**В.М.:** Сейчас это порядка 6–7% от всего фонда. То есть, мы периодически переводим на этот способ планомерно.

вать эффективность механизированной добычи с помощью затратного дополнительного оборудования и технологий? Каким путем идти? Какова целевая эффективная СНО? На конференции 2013 года был поставлен вопрос о величине эффективной СНО, но ответа на тот момент не было.

До какого предела наша экономика выдержит, если основная задача не рост наработки на отказ, а снижение удельных затрат на одну скважину?

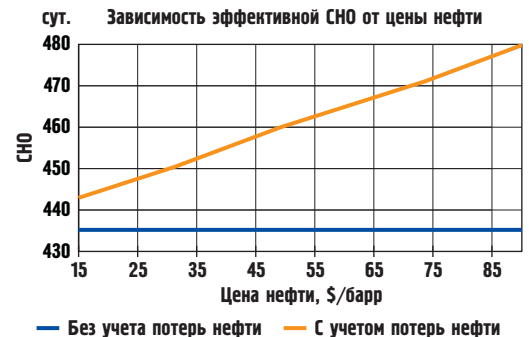
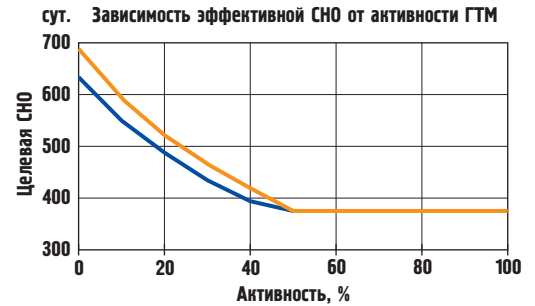
Анализ показывает, что величина эффективной СНО, при которой мы достигаем при теку-

щем уровне развития технологий оптимально минимально удельных затрат, зависит от активности программы ГТМ, мировых цен на нефть, среднего дебита скважин по нефти, объема разработки, осложняющих факторов (см. «Эффективная СНО»).

Эффективную СНО можно увеличить за счет организационных мероприятий добывающей компании и роста ресурса оборудования заводами без увеличения его стоимости. Потому рекомендация заводам — в рамках тех же затрат повышать качество оборудования и его технологические свойства,



## ЭФФЕКТИВНАЯ СНО



— Без учета потерь нефти — С учетом потерь нефти

параметры, КПД... И это на фоне того, что у нас фонд будет осложняться с каждым годом, поэтому мы вынуждены будем на одну и ту же наработку тратить больше затрат (см. «Пути увеличения эффективной СНО...»). 📌



# ДОБЫЧА НЕФТИ МЕХАНИЗИРОВАННЫМ СПОСОБОМ НА ШЕЛЬФЕ — МЛСП «ПРИРАЗЛОМНАЯ»



**СЕРГЕЙ АНУФРИЕВ**

Начальник отдела добычи нефти ООО «Газпром нефть шельф»

в году. Количество штормов средней продолжительностью 9,5 суток в году около 22. Средняя высота волн при этом составляет 4 метра, максимальная — 13 метров.

Безусловные приоритеты компании — это обеспечение безаварийной эксплуатации, экологической безопасности, безопасности судоходства, охраны жизни и здоровья людей. В соответствии с российским законодательством и нормами международного морского права вокруг платформы установлена 500-метровая зона безопасности, в которую не могут входить суда, не осуществляющие операции, связанные с производственной деятельностью платформы.

Само месторождение открыто в 1989 году, глубина моря в районе месторождения — 20 метров, извлекаемые запасы оцениваются в около 70 млн тонн. Рассчитано месторождение на разработку 25 лет. Всего 36 скважин — 19 добывающих, 16 нагнетательных и одна специальная нагнета-

тельная. Глубина залегания продуктивных пластов — около 2300–2700 метров.

В 2011 году реализована инженерная оценка рисков нештатных ситуаций на платформе в процессе ее эксплуатации. В 2012 году проведен независимый комплексный экспресс-аудит с участием известных компаний по определению основных рисков и анализу соответствия проекта международным стандартам и нормативным документам Российской Федерации. Независимыми международными экспертами подтверждается, что на платформе «Приразломная» организовано безопасное производство на основе анализа и управления производственными рисками.

В 2013 году — бурение первой скважины, начало добычи нефти — 20 декабря 2013 года. В апреле 2014 года — отгрузка первой партии арктической нефти в объеме 70 тыс. тонн нефти.

Ключевые элементы комплексного обустройства — это, соответственно, сама платформа, суда вспомогательного флота (порт приписки Мурманск) и объекты береговой инфраструктуры (п. Варандей и также г. Мурманск).

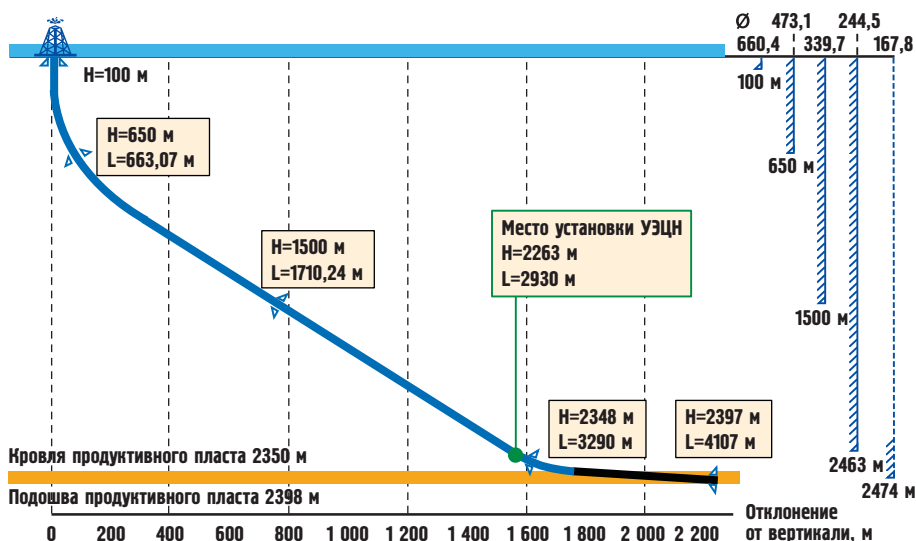
Платформа обеспечивает выполнение всех технологических операций. Это бурение скважин, добыча и подготовка нефти и газа, хранение и отгрузка нефти на танкеры, поддержание пластового давления, выработка тепловой и электрической энергии. Рассчитана она на эксплуатацию в экстремальных природно-климатических условиях, отвечает самым жестким требованиям безопасности и способна выдержать максимальные ледовые нагрузки.

Работает «Приразломная» в соответствии с принципом нулевого сброса, использованный буровой

«Газпром нефть шельф» — дочернее общество «Газпром нефти». «Газпром нефть шельф» владеет лицензией на разработку Приразломного нефтяного месторождения. Для реализации проекта создана морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная».

Район месторождения характеризуется суровыми климатическими и гидрологическими условиями: ветер и отрицательные температуры составляют более 40% времени

## ПРОФИЛЬ ПЕРВОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ



раствор, шлам и другие технологические отходы закачиваются в специальную поглощающую скважину или вывозятся на сушу для последующей утилизации. Сама платформа установлена жестко на морском дне и надежно удерживается за счет своего веса — около 500 тыс. тонн. И защита бермы из камня и щебня.

Устойчивость платформы контролируется с помощью датчиков постоянного мониторинга в режиме реального времени, кессон способен успешно противостоять арктическим природным климатическим условиям и предназначен для хранения нефти.

Система хранения нефти на платформе предусматривает мокрый способ хранения нефти в резервуарах, что исключает попадание в емкости кислорода и образование тем самым взрывоопасной среды. Все скважины, которые планируется пробурить на месторождении, находятся на платформе. Ее основание одновременно является буфером между скважиной и открытым морем.

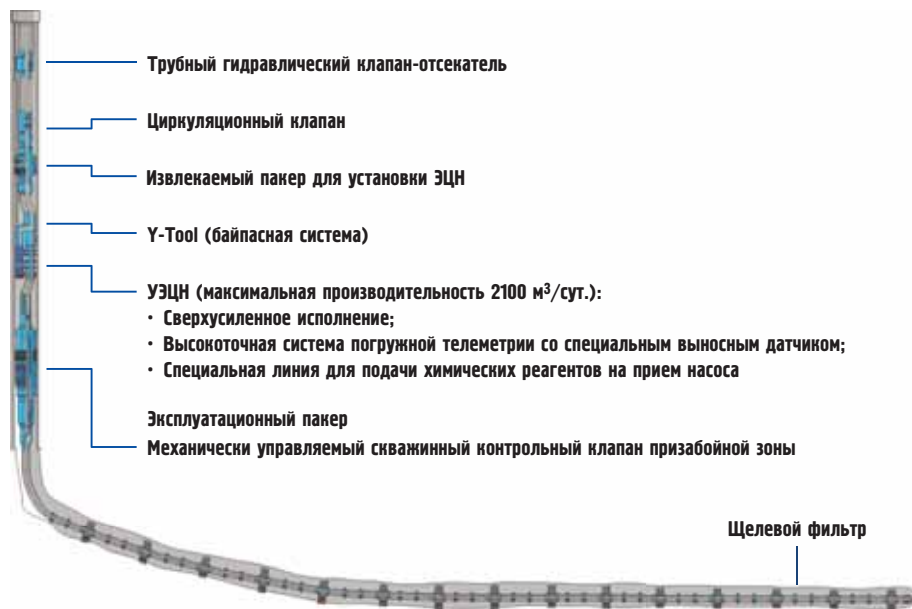
Установленное на скважинах оборудование призвано предотвратить возможность неконтролируемого выброса нефти или газа. Верхнее строение платформы оборудовано двумя комплексами устройств прямой отгрузки нефти, которые расположены на противоположных бортах — северо-восточном и юго-западном. Они позволяют производить загрузку танкеров из нефтехранилищ платформы на расстоянии до 80 метров при изменении направления движения льдов.

Отгрузочная линия оборудована системой аварийной остановки, отстыковки и закрытия, которая срабатывает практически мгновенно. Специально построенные для проекта танкеры дедвейтом в 70 тыс. тонн загружаются в среднем за 8–9 часов.

Автоматизированная система управления безопасности состоит из систем управления производством, системы пожарной и газовой сигнализации, системы аварийной остановки и системы контроля состояния кессонов.

На слайде (см. «Профиль первой добывающей скважины») изображен профиль первой до-

## ПРИНЦИПАЛЬНАЯ КОМПОНОВКА ЗАКАНЧИВАНИЯ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ



бывающей скважины, которая введена в эксплуатацию в декабре 2013 года.

В компоновке заканчивания добывающей скважины используются (см. «Принципиальная компоновка заканчивания добывающей скважины»):

- ⊙ Эксплуатационный пакер с механическим управляемым скважинным контрольным клапаном призабойной зоны. Эта система обеспечивает полный контроль поглощения раствора и изоляцию пласта в период смены ЭЦН. В клапане установлена пробка, при необходимости она может быть извлечена, тем самым обеспечив полную проходной внутренний диаметр для спуска инструмента ниже.

«Газпром нефть шельф» выбрала внутрискважинное оборудование, предотвращающее выброс нефти и газа при нештатных ситуациях;

- ⊙ УЭЦН производительностью до 2100 м³/сут., сверх усиленное исполнение (подшипники из карбида вольфрама в каждой ступени, коррозионно-стойкое исполнение УЭЦН);

- ⊙ Высокоточная система погружной телеметрии со специальным выносным датчиком (измеряет комплекс параметров для безопасной эксплуата-

ции УЭЦН и оценки геологических параметров скважины);

- ⊙ Специальная линия для подачи химических реагентов на прием насоса (идет в составе кабельной линии и подключается к специальному рассекателю, установленному ниже ЭЦН);

- ⊙ Байпасная система Y-Tool;

- ⊙ Циркуляционный клапан;

- ⊙ Трубный гидравлический клапан-отсекатель, который в случаях разгерметизации устья перекрывает трубное пространство, тем самым предупреждая выброс углеводородов.

Проект «Приразломной» открывает новые горизонты для освоения арктического шельфа России и приравненных к нему акваторий. 📄

## ДИСКУССИИ

**А.Рабинович («Новомет»):** Скажите, насколько точно попали в дебит?

**С.А.:** Получен дебит нефти больше, чем ожидался. Суточный дебит жидкости первой добывающей скважины оценивается около 2000 м³/сут., с обводненностью продукции 0,05%. Дебит нефти — около 1815 т/сут., по ТЭО проекта — дебит нефти 1600 т/сут.

**Вопрос:** А габариты УЭЦН какие?

**С.А.:** Габарит 562 серии.



# ВНЕДРЕНИЕ НОВАЦИЙ В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ



Тема внедрения новых видов оборудования и технологий в области добычи нефти неоднократно обсуждалась на совещаниях Экспертного совета по механизированной добыче нефти, конференциях и семинарах, на страницах журнала «Нефтегазовая Вертикаль». Проблема, на мой взгляд, в том, что внедрение новаций в области механизированной добычи нефти идет с трудом и, самое главное, не происходит массового тиражирования новинок, прошедших испытания...

## РУСТАМ КАМАЛЕТДИНОВ

Председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти

Существует практика заключения договоров между нефтяными компаниями и заводами-изготовителями, научными учреждениями, средними и малыми компаниями. В большинстве случаев длительное время уходит на переписку и организацию испытаний, зачастую испытания проходят без формирования качественной программы испытаний, критерии эффективности не являются комплексными. Испытания, проведенные в одной нефтяной компании, не признаются специалистами

другой, несмотря на близость месторождений и условий эксплуатации.

Конечно, есть примеры успешного сотрудничества нефтяной компании и завода-изготовителя, но пробиться отдельному изобретателю, малой компании, на мой взгляд, практически невозможно.

При этом необходимо отметить, что в нефтяных компаниях существует достаточно много проблем в области мехдобычи, таких как работа оборудования в осложненных условиях, необходимость одновре-

менно-раздельной эксплуатации пластов, внедрение энергоэффективного оборудования, «интеллектуализация» добычи нефти и др. Немало проблем в таких емких направлениях, как транспортировка и подготовка нефти и газа, системы ППД.

Венчурное инвестирование новых видов оборудования, на мой взгляд, еще не обрело широкого применения, количество проектов в области механизированной добычи нефти, получивших финансирование, исчисляется десятками, а для решения задач в будущем уже сейчас нужно запускать сотни проектов.

Анализ программ внедрения новых видов оборудования и технологий нефтяных компаний по направлению «техника, технологии добычи нефти» за 2014 год показал, что всего испытывалось 184 новых видов оборудования и технологий, в том числе 54 новинки в «Роснефти», 37 — в ЛУКОЙЛе, 30 — в «Сургутнефтегазе», 21 — в «Газпром нефти», 11 — в «Татнефти», 16 — в «Башнефти», 15 — в «Славнефти».

Меняются подходы по организации испытаний. Недавно Департамент НТР ОАО «Роснефть» презентовал новую схему подачи заявок в режиме одного окна. На сайте компании «Роснефть» в разделе «Наука и инновации» есть страница «Заявка на сотрудничество в сфере инноваций в режиме одного окна». Существует 20 приоритетных направлений инновационных исследований, определенных в Программе инновационного развития компании.

К рассмотрению принимаются решения различной степени проработки: от инновационной идеи до серийно выпускаемого продукта. В зависимости от степени зрелости предлагаемого решения в компании применяются следующие варианты сотрудничества.

Целевой инновационный проект — для решений, находящихся на ранних стадиях проработки (предполагает последовательное выполнение всех стадий жизненного цикла инновации — НИР, ОКР, ОПР, внедрение). Проект по адаптации и внедрению — для решений, выпускаемых серийно, но требующих проведения испытаний в компании (включает стадии ОПР, внедрение). Проект внедрения — для решений, готовых к внедрению.

Для представления проекта необходимо заполнить заявку на сотрудничество в сфере инноваций. Форма заявки представляет собой электронный документ, который обеспечивает возможность детального и полного описания предлагаемого решения путем последовательного ответа на ряд вопросов. Ответы на данные вопросы обеспечивают полноту данных для начального анализа научного, технического и экономического потенциала предлагаемого решения.

В ОАО «ЛУКОЙЛ» в начале года запущен портал Системы управления знаниями (СУЗ БС «Геолого-разведка и добыча»), на основе работы которой предполагается формирование базы данных поставщиков и подрядчиков компании в научно-технологической сфере и формирование планов НИОКР, ОПР на 2016 год.

Данная система является открытой площадкой повышения эффективности выбора партнеров,

для чего на регулярной основе формируется база данных поставщиков и подрядчиков компании. На портале указан Перечень направлений производственной деятельности ЛУКОЙЛа, в рамках которого можно предложить технологические решения и разместить информацию в соответствующем разделе.

Далее, после проведения нескольких последовательных этапов, принимается решение о промышленных испытаниях, по окончании которых технология может быть рекомендована к тиражированию.


В ОАО «Газпром нефть» создана система распространения знаний (СРЗ), составляющая единую систему управления процессами координации и обмена знаниями в Блоке разведки и добычи при решении технологических и производственных задач. СРЗ обеспечивает повышение рационального использования выделенных ресурсов компании за счет применения накопленных знаний сотрудниками.

Цель СРЗ — стимулирование генерации, аккумуляции, обмен и распространение собственных и приобретенных знаний сотрудников компании. В СРЗ существует отдельный модуль «Передовые и новые технологии», в котором хранятся и отслеживаются все проводимые в компании ОПИ. Опытно-промышленная эксплуатация СРЗ продлится до середины 2015 года, далее она перейдет в стадию промышленного внедрения и развития своей функциональности.

Одним из проблемных этапов при проведении ОПР являются непосредственные испытания новинки в скважинах. Назрел вопрос создания на одном из действующих нефтяных месторождений полигона по испытанию новых видов технологий и оборудования. За счет этого можно будет достичь:

- значительного сокращения времени на организацию испытаний — имея типовой список требований к изобретению (наличие опытного образца, техническая документация, результаты стендовых испытаний и т.п.), быстро рассчитав экономический эффект по типовой методике, подписав Программу ОПИ, приступить к ним в минимальные сроки;
- повышения качества проведения испытаний с применением современных систем мониторинга и управления;
- оперативного подведения итогов ОПИ, для чего по истечении срока ОПИ (обычно он составляет 180 суток) оборудование извлекается из скважины для его разбора; в таком случае можно было сократить срок проведения ОПИ с сегодняшних 500 суток (в среднем) до 220–250 суток.

Организация рабочей группы из представителей разных нефтяных компаний позволит в будущем при положительных результатах испытаний массово тиражировать новации сразу во всех нефтяных компаниях, не организовывая их повторно.

Я сформулировал общую идею, давайте ее обсуждать, в том числе на будущих конференциях и форумах. Главное — нужно наладить партнерские отношения между нефтяниками и новаторами. Только в режиме доверия и поддержки могут появиться прорывные технологии и оборудование для решения задач будущих десятилетий. 

# ДИСКУССИИ КРУГЛЫЙ СТОЛ

## «ВЕНЧУРНОЕ ИНВЕСТИРОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИЙ»

**Рустам Камалетдинов:** *Что ж, приступим к дискуссии...*



**Николай Кузьмичев («Нефть XXI век»):** О полигонах. В Татарстане, например, эта тема регулярно обсуждается последние лет шесть-семь, но с мертвой точки так и не сдвинулась. Имея опыт отслеживания этой ситуации, я могу сказать, что, скорее всего, полигон создать для проведения ОПИ так и не удастся. Почему? Мы все родились и росли в советское время, потому хорошо помним, что такой полигон был в «Зарубежнефти». В «Татнефти» был целый НГДУ по добыче, чтобы отрабатывать технологии добычи вязкой нефти. Сейчас этого ничего нет.

А в Штатах этого никогда и не было. Тем не менее, инновации там успешно разрабатываются и находят свое применение потому, что там есть база для инноваций — малые независимые нефтяные компании. Их в Штатах по разным оценкам от семи до десяти тысяч единиц. В России — 250. И их нельзя на-

зывать независимыми. Цифры говорят сами за себя. Если в Штатах почти половина нефти добывается малыми нефтяными компаниями, то у нас 2–3%. Основной объем бурения в США делают малые нефтяные компании. У нас эта цифра, опять-таки, на порядок меньше.

И там уговаривать хозяина малой нефтяной компании, работающей с очень маленькой маржой, внедрить какую-то новую технологию или новый образец техники, который даст ему существенный экономический эффект, не надо... Большая компания этого эффекта даже не заметит! А в тысячах малых такой спрос на инновации существенен.

Иными словами, рынка для инноваций, для внедрения новых технологий в России нет. И начинать нужно с того, чтобы на законодательном уровне создать условия для того, чтобы любой человек, имеющий деньги и желание, мог себе подкупить пару-тройку скважин. У нас это сделать сейчас невозможно. Это первое.

Второе, у нас нет конкурентного рынка. С кем конкурируют наши ВИНК? То есть, в таком деле это необходимый элемент того, чтобы этот инновационный процесс шел. Словом, я не вижу будущего для вашего предложения по созданию полигона по испытанию новых технологий в России.

Вот сегодня ЛУКОЙЛ презентовал свою систему управления знаниями. Что-то похожее я предлагал еще в 2012 году по итогам проведенных в 2010–2011 годах с участием президента республики Татарстан Р.Минниханова двух круглых столов в республике. Они так и назывались: «Проблемы инновационного развития нефтяной отрасли в республике Татарстан». По результатам я написал статью, где было много предложений, в том числе, использование принципа краудсорсинга при отборе инновационных технологий, в частности, для «Татнефти». Чуть более года назад подобная система появилась на сайте «Татнефти». Но «чужих» туда не

пускали. На мой запрос ответили, что доступ внешним инноваторам планируется открыть в ближайшее время. Но этого так и не было сделано. А позже данный раздел с сайта исчез. По моей информации, он доступен только для работников «Татнефти» по внутрикорпоративной сети. Там обсуждаются предложения на уровне рационализаторских. Дело нужное. Но вряд ли такие «инновации» приведут наши нефтяные компании к глобальному лидерству.

Могу сказать, что сейчас ЛУКОЙЛ повторяет те ошибки, которые были главными у «Татнефти», где изначально назначили экспертами руководителей того или иного направления по областям интересов. То же самое сейчас делается в ЛУКОЙЛе. По определению это неправильный подход. Почему? Не потому, что руководители этих направлений не обладают должным уровнем квалификации, знаний и опыта. Но над ними довлеют некоторые ограничения корпоративного характера, они не имеют права что-то свободно говорить, что-то делать. То есть, они в своих решениях связаны с какими-то корпоративными интересами, которые существуют по умолчанию и не всегда носят объективный характер. В краудсорсинге эксперты выбираются из среды участников обсуждения новаций по наивысшим рейтингам, составленным на основе оценок всех участников. Они свободны от указанных ограничений.

Вот поэтому я сегодня и сказал, что эксперимент ЛУКОЙЛа тоже закончится безрезультатно. Тем более, что компания изначально не готова каким-то образом рассматривать участие инновационных компаний и инноваторов в будущих прибылях, которые они получают от реализации того или иного новшества.

Сейчас интереса не видно, и поэтому я не думаю, что люди валом повалят со своими предложениями. Если и повалят, то люди наивные, которые не сталкивались с проблемами, которые встанут пе-



ред инноваторами на будущих этапах. Я прервусь, но мне есть еще что сказать, и если вы позволите, я еще свое мнение изложу по этому поводу.

**Р. Камалетдинов:** *Спасибо, Николай Петрович. Вы затронули очень много аспектов этого вопроса. Давайте еще послушаем коллег. Может быть, все-таки, решая проблему, начать с малого? Как сократить срок проведения испытаний?*



**Евгений Григорян («Новомет»):** Вы знаете, одной из проблем, на мой взгляд, является вопрос перехода собственности. Когда нужно испытывать какое-то оборудование, в той же самой Америке процесс происходит следующим образом: оборудование поставляется в нефтяную компанию, та сразу платит за это оборудование заводу-изготовителю. Идут ОПИ, если ОПИ нужного результата не дают, завод-изготовитель по цене нового оборудования выкупает у нефтяной компании обратно это оборудование.

Тогда четко происходит переход собственности, ответственность за собственность, которая перешла от одного предприятия к другому, и тогда нет необходимости ждать ни 200 суток, ни 300 суток, потому что завод-изготовитель, во-первых, рискует заново выкупить свое оборудование по цене нового через какое-то время, не говоря уже о потерянной репутации...

У производителя исчезает финансовый разрыв, когда он вынужден долгое время находиться в ожидании. Знаете, очень странная история, когда «огромные» машиностроительные заводы дают товарный кредит «маленьким» нефтяным компаниям. Уже даже не смешно. Нам каждый раз так и тычут в глаз: «Вы посмотрите, как на Западе». Давайте посмотрим, как на Западе! На Западе вот так.

**Р. Камалетдинов:** *Согласен, такой практики у нас в России еще нет.*



**Марат Аминев (НПФ «Пакер»):** Вопрос перехода собственности очень важен, и его не обойти. Если это не моя собственность, она не моя. И порой стоит задача после n-ого количества времени доказать, что она мне не нужна была. И люди не виноваты, это не вопрос, хорошие они или плохие, это постановка задачи.

Или обратная сторона — оборудование действительно хорошее, но нет предвзятости. Мы поставили три или пять комплектов оборудования на 180 суток нефтяной компании. Она эксплуатирует три или пять комплектов, получая свою дельту, 180 дней. А если бы

она закупила 50 комплектов, она эти 180 дней еще бы 45 раз получала бы дельту свою. Кто проиграл, я или они? В данном случае они!

Что получается дальше? Я на новую разработку потратил 1,5 года, и полностью работу оплачивал, и материалы покупал, и списывал, и т.д. Теперь я еще почему-то должен полгода ждать! А зарплату платить надо слесарю? Надо. За электроэнергию надо заплатить. А кто это заплатит? У меня таких денег нет, я нефть не получаю. Теперь я проиграл! До этого они проиграли, после этого я проиграл. А кто выиграл вообще?

И, похоже, многое упирается в полигон, мы уже не первый раз говорим о том, что полигон нужен. Но тяжело идем к этому. И надо все-таки решать этот вопрос сверху. На уровне, может быть, Министерства энергетики — и по участку, и по финансированию, и по собственности...

**Р. Камалетдинов:** *Согласен, есть информация, что вопрос создания полигона инициирован МПР РФ, которое предполагает расконсервировать старые месторождения с целью апробации не только новых видов оборудования, но и технологий...*



**Николай Смирнов (ИМАШ):** Нефтяная отрасль, конечно, хребет промышленности России. Но столько анахронизмов в себе содержит, просто диву даешься!



ОПИ. Конструктор ставит дополнительный подшипник — ОПИ! Ставит еще два подшипника — ОПИ! Насос надо испытать — рабочая ступень из полимера, рабочую ступень из ниризи-ста, рабочую ступень из порошка — ОПИ! Как поступают все остальные отрасли промышленности: там ОПИ не проводят.

А мы с вами проводим ОПИ, когда на стадии проведения сертификационных испытаний по любому критерию (прочности, износу, теплостойкости...) мы можем эти характеристики получить без всяких ОПИ. И для нефтяников должно быть законом: предприятие сделало насос, оборудование, прошло комплекс сертификационных испытаний — достаточно, покупайте. Пока мы это не изменим, я думаю, что путного ничего не будет. ОПИ — это анахронизм.

А у нас на сегодняшний день есть монополия нефтяных компаний и заводо-изготовителей. Это, все-таки, монополия и с той, и с другой стороны. Малому бизнесу появиться невозможно! Одни полностью монополизировали покупку, а другие монополизировали производство оборудования...

**Р.Камалетдинов:** *Давайте нефтяников послушаем. Виктор Евгеньевич?*



**Виктор Мельниченко («Славнефть»):** Один пример. Испытывали пять единиц оборудования, я поставил пять бригад, спустил оборудование, эф-



фекта не получили, поставил опять пять бригад, оборудование поднял. Эти затраты кто будет в данном случае финансировать? Мы тоже несем затраты! Да, производитель согласился, что его оборудование эффекта прироста нам не дало, забрал. Но мы тоже понесли затраты!

**М.Аmineв («Пакер»):** Действительно, завод-производитель, как и нефтяная компания, находится в зоне риска. Но где заводу взять деньги? У него нет ренты, на которой сидят нефтяники. Кстати говоря, эта нефть принадлежит нам всем, живущим в этой стране по ровну. Смотрите ст.2 Конституции. И теперь кто-то, от того ближе он или дальше к ней находится, начинает диктовать условия. Я сейчас не ругаю никого, так сложилось.

Но тогда и вопрос надо раскрывать правильно. Почему бы при испытаниях заводу не поучаствовать в прибыли от дополнительной добычи на этих испытаниях. Вот тогда мы будем оплачивать вам полностью все затраты, которые произошли по нашей вине. Однако тогда ведь вполне логично и разумно с этой ренты получать эту прибыль в доле участия, которую вы получаете по данному объекту.

И тогда сразу вопрос исчезнет автоматом! Это вопрос хозяйствующих субъектов, но он не решен, и он никак не решается, и никто его не хочет решать...

**В.Мельниченко:** Я скажу, вы все летаете в каких-то облаках. Если мы перейдем на схему «деньги сразу», ни одного ОПИ вообще не будет, я вам обещаю. Как только мы начнем согласовывать эти деньги через наших экономистов и т.д., ОПИ вообще не будет. Это

первое. Второе, государство в лице налоговой первым спросит: что у вас это за статья расходов в себестоимости, что вы там делите, с кем?

**М.Аmineв:** Об этом я и говорю, что вопрос надо в динамике решать.



**Ильнур Хасанов («ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь»):** Сроки проведения ОПИ на самом деле длинные, и с того момента, когда приходит изобретатель, который желает провести ОПИ, и до момента получения результатов проходит много времени. Нефтяники тоже скованы регламентируемой программой опытно-промышленных работ (ОПР). Программа ОПР формируется в июне, утверждается в январе следующего года, потом, после утверждения, идет процесс заключения



договоров и будут определены дальнейшие сроки испытаний. Сроки испытания колеблются от 90 до 180 суток, могут достигать и до 365–500. К примеру, испытание высокоресурсного, коррозионно-стойкого оборудования, превышающего по стоимости серийное оборудование более чем в четыре раза. Как это можно оценить коррозионно-стойкость или ресурсность

оборудования за 150 суток? Или за 90 суток, или за год? Производители оборудования гарантируют безотказную работу в течении 1000 суток, срок ОПИ соответственно 500 суток, достаточное время для оценки его эффективности. И через 500 суток будет произведена его оплата.

Испытание электроцентробежных насосов с «расширенными проходными ка-

налами», по цене в четыре раза дороже обычного серийного насоса, мы не будем проводить, т.к. даже при положительном результате ОПИ я их не смогу покупать. НГДО ограничено в средствах на закуп оборудования, основная задача — с минимальной себестоимостью добывать нефть. По этой причине часть ОПИ отсеется даже на этом этапе рассмотрения.

Дел добрых сделано немало,  
Коллега милый, дорогой.  
Вас поздравлять пора настала!  
Ведь Юбилей у Вас такой!

Упорство, труд дорогу перекрыли,  
С бездельем, ленью — Вы враги.  
Всегда коллеги Вас ценили.  
Корректность, честность — вот Ваши черты.

Мы-то, несомненно, знаем,  
Что Вы действительно крутой.  
И нами всеми очень уважаем.  
И Специалист Вы — золотой.

И устраняя все помехи,  
Настойчиво Вы шли к успеху,  
Добыли все своим трудом:  
И РЕАМ-РТИ, и АВТОПРОМ.

Желаем Вам мы крепкого здоровья!  
И чтоб не трогала Ваших глаз печаль!  
Желаем жить Вам очень-очень долго!  
И Дни Рожденья радостно встречать!



**70 лет**

**Ивану Соломоновичу Пятову**

*С Юбилеем Вас,  
Иван Соломонович!*

Ваш **Агеев Ш.Р.**

Заместитель генерального  
директора по науке

**ОАО «ОКБ БН КОННАС»**





## Дорогой Иван Соломонович!

От всей души поздравляю Вас с юбилеем! Все, кто знают Вас, не могут поверить, что у Вас такая значительная дата, настолько Вы молоды душой, обладаете юношеской жадой знаний, живо откликаетесь на всё новое и прогрессивное. Так держать!

Общаться с Вами, работать с Вами — большая радость и хорошая школа. Желаю Вам крепкого здоровья, неукротимого оптимизма, удачи во всех Ваших начинаниях!

С глубоким уважением,

**В. Ивановский,**

заведующий кафедрой РГУ нефти и газа  
им. И.М.Губкина



Зачем нам делать первый шаг, если мы не будем делать шаг второй? Я бы хотел это тоже до вас довести.

Вопрос взаимозаменяемости оборудования также стоит не на последнем месте. На предприятии 14 тыс. скважин УЭЦН, оборудованных стандартным оборудованием. Я не сторонник внедрения нового оборудования, которое ни с чем не стыкуется и в случае отказа одного из узлов оставшаяся часть будет простаивать. Я противник того, чтобы на пред-

приятии плодился и рос «зоопарк» различных технологий на один день или на одно проведение ОПИ.

На сегодняшний день в компании нет дублирования ОПИ, в разных НГДО мы не проводим ОПИ одного и того же оборудования. И результаты проведенных ОПИ в других нефтяных компаниях производитель нам всегда показывает. Мы тоже никогда не скрываем результаты, акты завершения ОПИ мы выдаем про-



изводителем оборудования. Устраивают ли они вас, это уже вопрос.

**Константин Надененко (Дирекция инвестиционных проектов и программ УК «Лидер»):** Я немного с другой стороны на эту проблему смотрю — я занимаюсь венчурными инвестициями. Все, что вы сейчас обсуждаете, мне кажется, очень близко к тому, чем занимаюсь я. Вы говорите о соотношении рисков в том или ином проекте, в той или иной разработке, и будущем результате.

И те вопросы, которые сейчас поднимались, кто за этот самый риск заплатит, кто потеряет деньги в случае неудачи, это как раз некий финансовый агент, который, например, представляет общество венчурных инвесторов. В принципе, сейчас в стране усилиями государства и частных лиц есть довольно много денег, которые по сути своей рискованные, которые готовы рисковать, готовы идти на то, чтобы эти деньги были потеряны, в случае если в результате инвестирования этих денег в тот или иной проект будет большой рост стоимости проекта.

Сейчас речь шла о том, что нефтяная компания не может транжирить деньги акционеров, она должна с оптимальной эффективностью добывать нефть и газ. Разумеется, если новая технология не дает результата в виде повышения эффективности нефтедобычи, то ей грош цена. В этой ситуации кто-то может заработать только в случае, если кто-то потеряет.

Но ведь новые технологии возникают не так! Они возникают и активно развиваются в той ситуации, когда и производитель может сделать новое оборудование, решающее производственные задачи более дешевым или более эффективным способом, и потребитель этого оборудования получает возможность при использовании новых технологий зарабатывать больше. И если проблема только в том, что на первом этапе, когда разработка завершена, еще не испытана, существует некий риск того, что есть некие ошибки в расчетах, которые могут быть выявлены только в результате испытаний, то венчурный инвестор эту проблему решает.

Вот схема: разработчик выделяет свой проект в отдельное предприятие, в которое входит инвестор, готовый профинансировать весь комплекс работ по испытаниям, по сертификации, по разработке технической документации для организации массового производства. Лучше, если еще есть информация о том, что потенциальный потребитель выражает потенциальную заинтересо-



ванность в покупке такого оборудования, тогда это абсолютно рабочая схема для получения венчурных инвестиций.

И в этой концепции венчурный инвестор готов нести риск, готов свои деньги расходовать и понимает, что они могут быть потеряны. Но в том случае, если все будет хорошо, если проект будет активно развиваться, эти деньги вернутся ему сторицей.

Разумеется, повышенный риск должен приносить повышенный доход инвестору. Разумеется, венчурный инвестор рассуждает в терминах многих десятков процентов годовых на свои вложения. 40% — это классика. Дальше могут быть нюансы.

В индустриальных проектах в таких больших отраслях, требующих и длительных сроков испытаний и доработки, сроки в пять лет венчурных инвесторов не смущают. Мы понимаем, что два года маловато.

Один пример. Группа разработчиков создала инновационный газовый сепаратор. Мы проинвестировали проект в 2011 году, когда только-только первые два пробные сепаратора испытывались. Сейчас компания из четырех человек стала вполне работающей, в которой насчитывается порядка 40 инженеров, которая занимается комплексным инжинирингом, связанным с сепаратором. Три сепаратора поставлено в Китай, сегодня достаточно активно развиваются международные продажи — интерес большой, и американский присутствует, и из Юго-Восточной Азии.

**Н.Кузьмичев:** Я бы хотел прервать дискуссию по поводу взаимных претензий нефтяных компаний и производите-

лей оборудования и сервисных компаний. Каждая сторона по-своему права. Приведу пример из личной практики: поработали на скважине три месяца, скважина давала 5 тонн нефти, стала давать 60 тонн. И на второй скважине добычу с 4 до 44 тонн увеличили. Более 30 тыс. тонн по году дополнительной добычи

нефти получили, выручка — около 200 млн рублей, экономический эффект — 40 млн. Нам хоть копейку за это заплатили? И это принципиальная позиция российских нефтяных компаний. Прибылью от инноваций они делиться не хотят. Даже на этапе промышленных испытаний. А ведь прибыль от успешных ОПИ практически полностью покрывает затраты нефтяных компаний на их проведение. Для примера: практически все промышленные испытания нашей компании были успешны не только в плане технологическом, но и экономически.

В рамках сложившейся системы взаимоотношений, которая существует у нас на настоящий момент, эти вопросы решения не имеют. Другой тип взаимоотношений нужен, прежде всего, основанный на принципах венчурного инвестирования. Другого варианта просто не существует.

Почему инновации уходят на зарубежные рынки? Причем, это касается не только инноваций в нефтяной отрасли. Почему это происходит? Отчасти, я как уже сказал, потому что у нас нет базы для инноваций. Поэтому большая часть успешных инновационных проектов была реализована за рубежом. То есть лю-

## Уважаемый Иван Соломонович!

Поздравляю Вас со знаменательным юбилеем — 70-летием.

За долгие годы нашего общения приятно было иметь дело с профессионалом, Инженером.

Вас отличают глубокие знания, уникальные организаторские способности. Вы всегда на острие нового, прогрессивного и неизведанного. Инициированные Вами разработки приносят успех.

С Вами всегда интересно. У Вас есть идеи, Вы заряжены на практический результат. Надеюсь на синергетический эффект от нашего скромного сотрудничества.

Искренне желаю Вам крепкого здоровья, творческих успехов, счастья.

Технический директор  
ООО «ИМАШ Ресурс»  
к.т.н. **Н.И. Смирнов**





## Уважаемый Иван Соломонович!

От всей души поздравляю Вас со знаменательным событием в Вашей жизни — 70-летием со дня рождения!

70 лет — это праздник мудрости.

Искренне желаю Вам крепкого здоровья, личного счастья, неувядаемого оптимизма, бодрости и юности в душе!

Пусть Вас всегда окружают творческие люди, будет много плодотворной работы, широких возможностей и перспективных проектов!

Делитесь своей мудростью с окружающими Вас людьми!

Счастья, добра и благополучия Вам и Вашим близким!



С уважением,

**Александр Лурье,**

Заместитель генерального директора по развитию бизнеса  
ЗАО «Плакарт»

ди, создав новации в России и не найдя здесь поддержки, уходили на зарубежные рынки. Зарабатывали там деньги на своих инновациях и возвратившись обратно, за собственные деньги внедряли новации в России. К сожалению, далеко не все инновационные компании могут выйти на зарубежные рынки. И тогда их удел — прозябание в родном отечестве или разорение.

Есть и определенный личный опыт работы с венчурными фондами. Почему

положительных примеров взаимодействия венчурных фондов с нефтяными и инновационными компаниями нет? Дело в том, что нефтяная отрасль достаточно специфическая. И ни в одном венчурном фонде, с которыми я имел дело, не было экспертов, которые разбирались бы в нефтедобыче. И когда начинаешь с работать «экспертом», а он не имеет представления о нефтедобыче, то диалог просто не получается. Нефтяным компаниям нужно создавать собст-

венные венчурные фонды и отбирать инновационные проекты на принципах краудсорсинга.

И еще один момент. Он заключается в том, что многие процессы в этой сфере носят объективный характер. Вспомним приведенный ранее пример, когда мы заработали для нефтяной компании 40 млн рублей в год и ничего за это не получили. Я тогда обижался, переводил на личности. Потом пришлось изучить инновационный процесс, и пришло пони-

## Уважаемый Иван Соломонович!

В день Вашего семидесятилетия примите искреннее поздравление и пожелания доброго здоровья и удачи во всех направлениях Вашей многогранной деятельности.

Вы пришли в нефтяную отрасль из автомобильной, чтобы решить актуальнейшую для нефтяников проблему обеспечения отрасли высококачественными резино-техническими изделиями. Качество РТИ в нефтяном оборудовании — это проблема, которая долгие годы определяла ресурс техники добычи нефти. Сегодня нефтяники благодарят Вас за решение данной задачи.

Но это лишь часть Вашего вклада в повышение технического уровня используемого ими оборудования. Ваш вклад в нефтяную отрасль я позволю оценить известным афоризмом: «высокий профессионализм — это обращение профессии в творчество». Сегодня Ваше творчество вышло за рамки профессии и охватывает находящиеся на стыках и даже за рамками направления, которое формально обозначено в наименовании руководимого Вами предприятия.

В перечне Ваших инновационных разработок особо следует выделить создание деталей для НГО теплостойкого исполнения и новых конструкций модулей гидрозакщиты, актуальность создания которых определяется перспективой увеличения в нефтяной отрасли России объемов добычи нефти с применением тепловых методов воздействия на пласт.

Широта Вашего технического кругозора подтверждается Вашим активным участием в обсуждениях на Экспертном совете по механизированной добыче нефти, членом которого Вы являетесь. Общаясь с Вами, невольно ставишь под сомнение классическую формулу, идентифицирующую специалиста: «знать все о немногом и немного обо всем». Вы принадлежите к той категории российских (советских) инженеров и ученых, которые «много знают обо всем». Вы яркий представитель высокой российской инженерной школы.

Желаю Вам еще много лет оставаться таким же энергичным и успешным во всех Ваших планах и делах! Здоровья Вам и благополучия вместе с родными и близкими!



**М. Гинзбург**

Советник директора ООО «ЭПУ-ИТЦ»

## Уважаемый Иван Соломонович!

Я знаю Вас много лет, и начиналось наше знакомство с отрицательных результатов внедрения, но меня всегда удивляло Ваше умение взглянуть на существующую проблему совершенно с неожиданной стороны и найти правильное решение.

Вы неугомонный и разносторонний человек, и инженер, который с огромной щедростью раздает окружающим и знания, и опыт, и огромный жизненный позитив.

Хочу пожелать вам удачи, здоровья, энергии и интересных задач, которые хочется решать.



**Григорян Е. Е.**

Советник генерального директора ЗАО «Новомет-Пермь»

мание того, что многое в нем объективно. Об этом еще в XVI веке в своей книге «Государь» Макиавелли сказал, что нет ничего сложнее, чем руководить введением нового положения вещей, потому что у этого процесса есть ярые противники, которые понимают, что в новых условиях им будет жить хуже, и есть вялые сторонники, которые не уверены в том, что им будет жить лучше.

Можно вспомнить описание сопротивления внедрению новшеств в компаниях, которое приводит в своих работах по стратегическому менеджменту Игорь Ансофф. Он выделяет предпринимательский тип поведения, свойственный новаторам, и конкурентный тип поведения, свойственный большинству «нормальных» людей, работающих в крупных компаниях. В инновационном про-

цессе противоречия между людьми этих двух типов переносятся с внутрикорпоративного уровня на взаимоотношения между инновационными компаниями и потребителями инноваций, в нашем случае, нефтяными компаниями. Единственный способ преодоления данных противоречий — «поставить» между ними венчурную компанию.

Еще раз подчеркну, что упомянутые процессы закономерные. Самое главное — создать правильные условия для того, чтобы выстроить на их основе правильные взаимоотношения между всеми участниками инновационного процесса. Повторю, с чего начал: единственный вариант — это организация взаимоотношений нефтяных компаний с инновационными на принципах венчурного инвестирования...

**К.Надененко:** Здесь основную часть присутствующих составляют люди, которые занимаются производством оборудования и разработкой нового оборудования. Я думаю, что никто из них не согласится с тем, что выход на международные рынки со своей продукцией это неудача. Я думаю, что, наоборот, это пример успеха разработчиков технологии, успех разработчиков оборудования и инженеров.

Инноваторы работают в ситуации, когда они вынуждены конкурировать с лучшими образцами и сервисов, и оборудования, которые только есть в мире. А в такой ситуации конкурировать нельзя, если ты не делаешь оборудование лучше, чем то, которое в мире существует. А если это так, то и на мировой рынок надо выходить.

## Уважаемый Иван Соломонович!

От всей души поздравляю Вас с 70-летием.

Желаю крепкого здоровья, счастья, благополучия, долгих лет жизни.

Ваша активная жизненная позиция, знания и опыт, которыми Вы щедро делитесь с коллегами, вызывает искреннее уважение.

Ваш талант организатора, позволивший создать современную, активно развивающуюся технологичную компанию, является примером созидания на благо нефтяной отрасли.

Уверен, что мы вместе сможем реализовать еще много интересных и полезных проектов.



С наилучшими пожеланиями,

Председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти

**Р. Камалетдинов**



**Петр Лукьянов (Phystech Ventures):** Как и коллеги из «Лидера», мы пытаемся успешно инвестировать, в том числе, в нефтегазовые технологические компании, которые разрабатывают новые технологии. Может быть, для вас многих будет сюрпризом, но такая известная компания «Новомет» в свое время тоже привлекла инвестиции от американских фондов.

Что касается российских историй успеха, честно говоря, пока не очень понятно, откуда венчурам масштабно взяться, потому что венчурные фонды, которые инвестируют в эти компании, в России существуют максимум лет пять наверное. И истории успеха, если появятся, они появятся лет через пять

в каком-то массовом режиме. Сейчас важно понять, почему даже успешные российские технологические компании не всегда могут найти применение на российском рынке.

Пример из моей практики. Мы смотрели на компанию в области многофазных расходомеров. Лидер рынка есть, Schlumberger во главе большой четверки. Очень интересная технология, в десятки раз снижает капитальные затраты. С «Башнефтью» у нас были очень хорошие связи на уровне членов правления, которым проект понравился.

И дальше я четыре месяца добивался, чтобы этот расходомер поставить на скважину протестировать. Даже несмотря на такую поддержку, эта система

долго внедрялась! Первый месяц я объяснял 10 специалистам, что такое многофазный расходомер. Потом еще месяц я объяснял, почему этот расходомер лучше, чем расходомер Schlumberger, потом я два месяца согласовывал программу испытаний.

Потом, соответственно, кто-то решил, что «Башнефть» неправильно приватизировали, менеджмент сменили, и все закончилось на этом. Просто на контрасте: показали в Halliburton, через месяц поставили те же самые расходомеры на скважины в Канаду. Хотелось бы коллег из нефтегазовой отрасли спросить, почему так происходит. Коллега с 16 тыс. скважин, в принципе, объяснял мотивацию, но все равно непонятно, почему на Западе быстрее все решения принимаются даже в крупных компаниях, хотя бы даже о тестовой эксплуатации, а у нас так тяжело...

**Вопрос:** *Озвучьте, пожалуйста, суть самого венчурного фонда. Какими средствами располагает и может помочь венчурная компания?*

**П.Лукьянов:** Слово «помочь» — не правильное. Мы помочь, к сожалению, не можем. Деньги, которые у нас есть, получены для того, чтобы мы зарабатывали на эти деньги прибыль. И, соответственно, если мы инвестируем в компанию, то мы должны потом это участие в компании продать кому-то с прибылью. В связи с этим сценарии могут быть, конечно, разные.

Здесь можно разные схемы придумать, но, по сути, вы, задавая вопрос, ответили: да, венчурный инвестор вкладывает деньги в бизнес, в компанию, которая имеет шансы стать хорошим бизне-

## Многоуважаемый Иван Соломонович!

В канун Вашего юбилея примите мои поздравления и пожелания крепкого здоровья и успехов в труде. Ваш творческий, просвещенный и пылкий ум, а также талант организатора позволили сплотить вокруг себя таких же преданных делу людей, как и вы сами, способных под Вашим руководством и патронажем решать сложнейшие проблемы и задачи.

На Вас можно положиться, у Вас можно получить совет и поддержку в любом начинании. Ваши несомненные превосходнейшие человеческие качества, оптимизм и вера в то, что нет нерешаемых проблем, завоевали уважение и авторитет коллег по цеху.

Высоко ценю, дорожу и горжусь нашей многолетней дружбой и сотрудничеством.

Искренне ваш

**Н.Н. Пекарников,**

член Правления Экспертного совета по механизированной добыче нефти





сом, вкладывает на раннем этапе, когда эта компания стоит еще дешево, и хочет продать потом свою долю, когда компания будет стоить дорого. Откуда эта компания возьмется?

Пример с теми же с расходомерами. Есть несколько энтузиастов, которые что-то изобрели, что-то начали делать, что-то начало получаться, они продемонстрировали это венчурному фонду, создали или уже у них была своя компания, в которую в качестве нового участника вошел венчурный фонд, получил долю, и дальше эта компания развивалась по законам бизнеса.

В какой-то момент фонду пришло время из компании выходить, компания уже достаточно развилась и не требовала денег фонда. А фонд мог продать долю как создателям компании, так и сторонним инвесторам, которые смогут эту историю развивать дальше на новые высоты, международные рынки.

В принципе, достаточно распространена практика, когда такие стартапы по-

купают большие сервисные компании — большая часть бизнеса больших игроков сервисного рынка таким путем поглощения и развития потом внутри себя новых компаний и создана. Конечно, венчурные инвесторы, хотя их работа и заключается в том, чтобы делать ставки и рисковать, всегда хотят риск для себя сократить.

Теперь об операционных суммах. Если говорить о нашем фонде, то мы для себя поставили предел в 300 млн рублей на проект в целом. Но мне кажется, что это те деньги, за счет которых можно решить очень много проблем конкретного локального проекта. Я думаю, что фонды бывают очень разными, и некоторые называют в таких ситуациях цифры \$1 или \$2 млн — кто-то побольше, кто-то поменьше.

Но надо понимать, что проект проходит, как правило, несколько стадий своего развития, и на каждой стадии нужны инвестиции, размеры которых этой стадии адекватны, с учетом того,

что практика российская от международной существенно отличается.

Так, где-нибудь в Калифорнии организаторы проекта понимают, что они на каждой стадии имеют шансы получить своего инвестора и в каждый момент времени получить оценку своей деятельности, адекватную тому, чего они достигли. Поэтому, как правило, проект на ранней стадии не пытается привлечь очень много денег, он понимает, что если он привлечет немного на то, чтобы сделать какие-то работы, которые необходимы на этой ранней стадии, то, доведя их до конца, он сможет найти следующего инвестора, который даст больше денег, но при этом выше оценит то, что накоплено. Это просто выгодно инициатору проекта.

Но у нас с учетом всех особенностей, может быть, неразвитости нашего венчурного бизнеса, собственно говоря, инвестиции каждый раз привлекаются как в последний раз, и поэтому сразу хочется договориться обо всей истории про-

## Иван Соломонович Пятов, Председатель Совета директоров ООО «РЕАМ-РТИ», 70-летний юбилей



Как было замечено за долгие годы знакомства, профессиональная любовь Ивана Соломовича связана с тремя отраслями: подводной, автомобильной и ЭЦНовской. Из них именно последняя, ответившая ему наибольшей взаимностью, позволила внедрить в себя множество разработок, начиная от радиальных подшипников, межступенчатых уплотнений, рабочих колес из различных материалов и кончая высокотемпературными гидрозащитами, героторными насосами и фильтрами на базе металлорезины. Это лишь то небольшое, в котором «Новомет» так или иначе участвовал.

К сожалению, столь фонтанирующего изобилия инновационных продуктов мы полностью «переварить» не смогли, поэтому часть новинок пересекла океан и стала трудиться на имидж ведущих нефтесервисных гигантов, прославляя своего создателя и российскую науку.

Не устаем восхищаться продолжающимся размахом новых предложений. Как и прежде, любой приезд Ивана Соломовича в Пермь, который мы всегда ждем с нетерпением, сопровождается увесистым списком оригинальных предложений по совершенствованию различных узлов и деталей УЭЦНов.

Юбилей подошел к черте, когда требуется говорить не только о том, что он сотворил, но и как это было сделано. В присущем ему стиле общения с коллегами и заказчиками все было сделано мягко, искромотно, красиво.

Задор, напор, энтузиазм, компетенция — основа творческой личности Ивана Соломоновича. К этому еще следует добавить гостеприимство, любовь к искусству вообще и к театру в частности. А если при этом не отдать должное тому, как он танцует, значит, не сказать ничего о его человеческом обаянии!!!

Поэтому мы восхищаемся Вами, любим и уважаем. С юбилеем!



Генеральный директор  
АО «Новомет»  
**М.О. Перельман**

Советники генерального директора:  
**О.М. Перельман,**  
**О.Е. Иванов,**  
**А.И. Рабинович**

Директор департамента  
инновационных разработок  
АО «Новомет»  
**Е.В. Пошвин**






если говорить по срокам, то для больших сделок это, наверное, район полугода. Если это какие-то небольшие чеки, то у нас процедура чуть попроще, потому что это может занять три-четыре месяца. Такие горизонты.

**Иван Пятов (РЕАМ-РТИ):** Константин Борисович, сегодня проблема №1 не взять деньги, а правильно ими распорядиться, управлять процессом, с тем чтобы инвестор не потерял деньги. Практикуете ли вы привлечение профессиональных управленцев в действующие проекты?

**К.Надененко:** Спасибо, Иван Соломонович. Мы изначально не можем себя позиционировать как люди, которые возьмут идею и превратят ее в бизнес. Мы инвестируем в команды, которые могут сами стать бизнесом. Этого нам бы и хотелось. И мы при этом очень часто были вынуждены отказываться от участия в тех или иных проектах, когда становится понятно, что идея у людей отличная или даже блестящая, а вот потенциала сделать из этой идеи бизнес нет.

Мы несколько раз пробовали предложить каких-то опытных управляющих к участию в таких проектах, но не могу сказать, что получалось хорошо. Попытаться что-то насадить на какой-то стадии в команду, честно, не очень хорошо получается. В любом случае, привнесенное со стороны обычно работает хуже, чем выросшее внутри проекта... 

екта на пять лет вперед, а это тоже определенные ограничения, определенная сложность. Данную тему лучше обсуждать на каких-то конкретных примерах.

**Р.Камалетдинов:** Тем не менее, вопрос тот же — средний чек и срок рассмотрения заявки?

**П.Лукьянов:** У нас чеки чуть поменьше, чем у коллег из «Лидера». Максимум, что можем инвестировать, — это \$1 млн. На практике на первом этапе

взаимодействия с компанией даем какие-то небольшие деньги, до 100–200 тыс., смотрим на текущую работу, через год-полтора можем увеличить свою часть, и т.д.

Но здесь важно отметить, что, на самом деле, во многих сделках инвесторы, что называется, объединяют усилия. Условно говоря, размер чека каждого конкретного инвестора не означает размер совокупного чека, который компания может привлечь. Соответственно,



# ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПО ТЕХНОЛОГИИ SAGD НА ПРИМЕРЕ ОПУ-5 ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



**СЕРГЕЙ РЯБОВ**

Начальник отдела добычи нефти НШУ «Яреганефть»,  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

**Я**регское месторождение расположено в южной части Тимано-Печорской провинции. Его промышленная эксплуатация началась в 1939 году шахтным способом, с 1972 года — термощахтным. Средняя глубина залегания продуктивного пласта 200–220 метров. Основной особенностью нефти является высокая вязкость (порядка 12000 мПа/с), низкое пластовое давление и низкое газосодержание. Наиболее применимым методом увеличения нефтеотдачи пласта является закачка пара. Площадь участка, о котором я буду рассказывать, составляет 375 тыс. м<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина порядка 25 метров.

В 2007 году разработана технологическая схема разработки по технологии SAGD, в 2013 выдано дополнение по разбуриванию, в 2014 году начата пробная эксплуатация. На слайде показан фактический встречный профиль скважин (см. «Профильный разрез...»).

Зоны пласта с максимальным поглощением оснащены глухими хвостовиками, данный профиль характеризуется экстремальным темпом набора кривизны. То есть забуривание шло именно с вертикали и переход в горизонталь, и все это на глубине 200 метров.

Основным параметром для контроля разработки месторождения является хлоридный мониторинг, мониторинг температур. Также содержание хлоридов является промышленным индикатором роста паровой камеры. Собственно, представлена именно паровая камера, где сверху показана нагнетательная скважина, а внизу добывающая. По такой схеме как раз и происходит парогравитационный

дренаж (см. «Контроль проведения ОПР...»).

В конструкцию добывающих скважин включен щелевой фильтр диаметром 140 мм, длина щели 40 мм, ширина 0,35 мм.

Также добывающие скважины у нас оснащены оптоволоконной системой, по нагнетательной скважине мы также имеем щелевой фильтр с длиной щели 400 мм и шириной щели 406. Общая протяженность ствола скважины 1300 метров, в горизонтальной части порядка 1000.

В ходе проведения ОПР при оптимизации глубинно-насосного оборудования в план работ обязательно включается. Вынос механических примесей в процессе эксплуатации не превышает 300 мг/л.

Контроль за работой электропогружных установок осуществляется при помощи системы промышленной телемеханики посредством выгрузки суточных отчетов

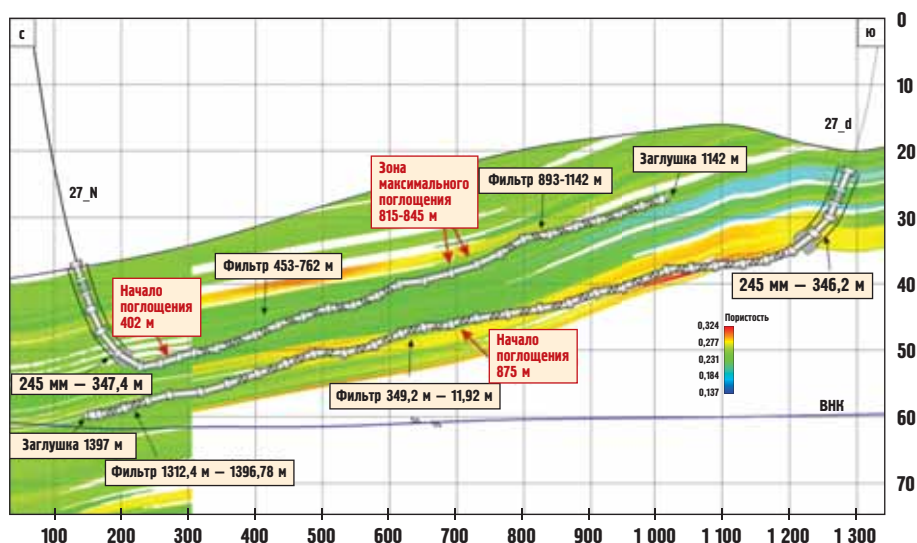
с основными параметрами. Также мы производим обычный съем БСВП со станции управления и проводим анализ.

Критерии работы установок в данных условиях следующие. Характеризуется низким давлением на приеме, в среднем от 3 атм до 6 атм, высокой фоновой температурой, температура на входе порядка 125 градусов, температура двигателя 145 градусов.

Оборудование, которое мы используем, сверху, это американская фонтанная арматура «Гэлакиси». Сейчас мы перешли на отечественный аналог ООО «Кубаньнефтемаш».

Электропогружное оборудование представлено полнокомплектными установками «Новомет». При комплектации мы закладываем 25% запас по мощности, который необходим при длительных ремонтах и осложненных выводах скважины на режим. Также ис-

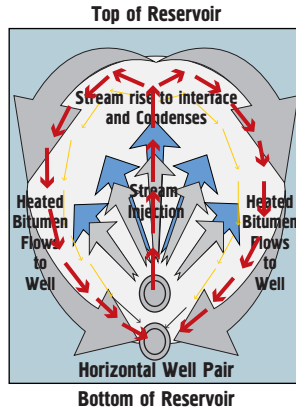
**ПРОФИЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ ПО СКВАЖИНАМ УЧАСТКА ОПУ-5**







## КОНТРОЛЬ ПРОВЕДЕНИЯ ОПР НА УЧАСТКЕ ОПУ-5

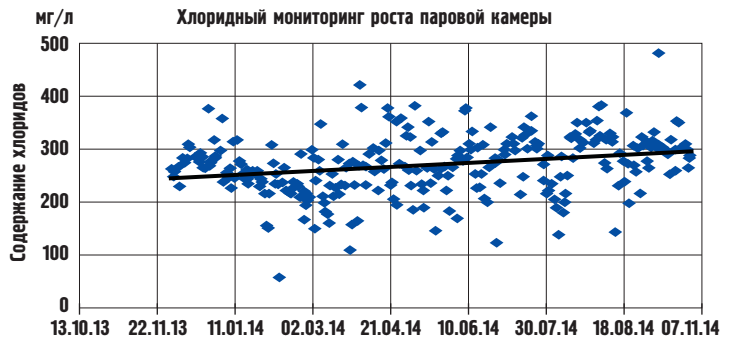
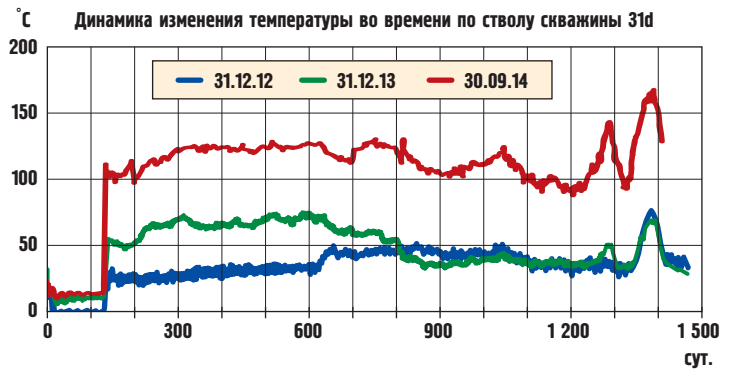


Основные параметры для контроля развития паровой камеры участка ОПУ-5:

- хлоридный мониторинг;
- мониторинг температур пласта.

С увеличением длины пути, совершаемой паром/конденсированным паром, увеличивается содержание хлоридов в добываемой продукции.

Содержание хлоридов является промышленным индикатором роста паровой камеры в процессе SAGD.



пользуем станцию управления частотным приводом «Эталон».

Концепция работ на повышение наработки на отказ — это применение высокоресурсного оборудования, обязательное проведение ОПР, повышаем квалификацию технологических служб, оснащаем мех. фонд скважин промышленной телемеханикой. 📷





## ДИСКУССИИ

**Р.Камалетдинов:** *Каковы перспективы ввода новых скважин?*

**С.Р.:** Мы планируем к концу 2015 года ввести 31 добывающую скважину. Сейчас интенсивно производится процесс разбуривания, дальше разогрев и следующий этап — перевод на механизированную добычу.

**Вопрос:** *Какова температура в скважинах?*

**С.Р.:** Фоновая температура у нас примерно везде одинаковая — 125 градусов, температура на двигателе — 145 градусов, на устье — 115.

**Вопрос:** *Какие особенности оборудования, в частности, двигателей гидрозащиты?*

**С.Р.:** Используем стандартное оборудование в термостойком исполнении, полнокомплектный УЭЦН производства «Новомет», электродвигатель термостойкий до 145 градусов и стандартный ЭЦН. Применяем телеметрию производства ИРЗ.

**Вопрос:** *Нефть на поверхности тоже как-то подогревается?*

**С.Р.:** Нет, эта нефть на поверхность выходит с температурой 115 градусов, она транспортируется по выкидным коллекторам в установку нефтесбора, там дальше доготавливается и — на нефтеперерабатывающий завод.

**Вопрос:** *Как-то ощутили, насколько дебит отличается от номинального режима насоса?*

**С.Р.:** Дебит скважины напрямую зависит от закачки пара. Соответственно, те установки, которые мы выбрали, это 160 «Новомет», 200-ка работает, они работают в зависимости от закачки. И тут критерием выступает температура. Это очень гибкая система, тут постоянный мониторинг: нагнетающая скважина и добывающая.

**Б.Аристов (УК «Система Сервис»):** *Есть ли какие-то методы регулирования температуры? Почему она у вас такая стабильная по четырем скважинам и прочее?*

**С.Р.:** Основным методом регулирования как раз является нагнетательная скважина. У нас два пути регулирования. То есть, дросселирование, штуцирование и частотный привод.

**В.Жонин («Башнефть Петротест»):** *Каким образом осуществляется учет дебита жидкости, если в продукции тем более нет газа? Насколько я знаю, АГЗУ не работают ведь без газа...*

**С.Р.:** У нас все скважины оснащены индивидуальными замерными устройствами типа «Промос», принцип Кориолиса. Все замеряются в постоянном режиме, соответственно, мы видим эту информацию в системе телемеханики.

**Вопрос:** *Сильно дебит ходит?*

**С.Р.:** Сильно. Расхождение на скважине с дебитом 35 кубов в сутки от 1 м/ч до 3 м/ч. Но среднюю он показывает за сутки, выдавая в отчет.

**И.Пятов (РЕАМ-РТИ):** *Какая-то из установок была поднята по отказу. Причина — снижение сопротивления?*

**С.Р.:** Причина, да. На данный момент мы ее не разобрали, она работала в крайней левой зоне. Нароботка у нее 352 суток, установка ремонтная, не новая. Первичная причина отказа — прогар в токовом.

**А.Дроздов (РГУ нефти и газа):** *Сергей Сергеевич, как осуществляется сбор продукции скважин, какова обводненность и на какое расстояние транспортируется водонефтяная эмульсия, где отделяется вода?*

**С.Р.:** Средняя обводненность по скважинам порядка 65%, температура 115 градусов, транспортировка осуществляется порядка 10 км по нефтесборному коллектору диаметром 219 мм на пункт подготовки. Далее мы отделяем свободную воду, и жидкость со связанной водой транспортируем отдельными насосами типа НБ на установку подготовки и перекачки.





# СУРГУТНЕФТЕГАЗ: ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ УСТАНОВОК BAKER HUGHES



## ИВАН АХМАТОВ

Инженер-конструктор конструкторского отдела ЦБПО ЭПУ  
ОАО «Сургутнефтегаз»

было заменить отдельные узлы и детали импортных установок на отечественные.

На первом этапе изделия для импортозамещения были разделены на три группы. В первую вошли изделия, износ которых в процессе эксплуатации минимален и имеется возможность их многократного использования без потери качества. Это, в основном, нагруженный крепеж, заглушки, защитные втулки и другие неотчетственные детали. Вторая группа — детали, износ которых в процессе эксплуатации более значителен, но при этом они также могут многократно использоваться. К таким изделиям относятся концевые детали, корпуса, валы и другие. В настоящее время недостатка этих изделий нет, но в связи с тем что их количество постепенно сокращается, уже сейчас необходимо искать замену для них. И третья группа, это, как правило, одноразовые детали, такие как перепускные клапаны, торцевые уплотнения и РТИ. То есть, это детали, которых импортозамещение коснулось в первую очередь.

РТИ и перепускные клапаны были полностью заменены отечественными аналогами примерно три года назад, и в настоящее время оригинальные не используются. Концевые детали также были замещены одним из заводов-изготовителей. При этом удалось получить полную взаимозаменяемость с оригинальными. Учитывая сложность и стоимость этих запасных частей, становится очевидно, что их замещение принесло значительную прибыль ОАО «Сургутнефтегаз».

Значительный экономический эффект принесло замещение рабочих органов ЭЦН. При этом удалось сохранить характери-

сти оригинальных рабочих органов, сэкономив на их стоимости. Сравнения напорно-расходной характеристики рабочих органов, поставляемых в рамках импортозамещения, с американской характеристикой показали, что отечественный аналог незначительно уступает по напору, но выигрывает по КПД.

Помимо поставок запасных частей отечественными изготовителями в рамках импортозамещения, часть операций по ремонту установок была освоена непосредственно на ЦБПО ЭПУ. В настоящее время собственными силами осуществляется подрезка корпусов на меньшие типоразмеры, реставрация узлов пяты, изготовление текстолитовых шайб.

В перспективе планируется расширение номенклатуры изделий для импортозамещения. Поэтому отдельно необходимо отметить особенности замещения деталей в установках Baker Hughes. Так как США являются страной, не перешедшей к метрической системе, то все размеры, допуски, посадки выполнены в дюймовой системе. Перевод этих размеров в метрическую систему осложнен, так как они не соответствуют стандартным рядам размеров, принятым в России. В связи с этим приходится применять номинальные размеры с точностью до десятой и сотой долей миллиметра. Заменить эти размеры на стандартные отечественные невозможно, так как необходимо обеспечить собираемость с оригинальными деталями. Также наличие таких размеров вызывает сложности в их получении и контроле.

Второй проблемой является применение американских стандартов на материалы. Эти стандарты отличаются от российских,

**В** настоящее время из 18000 скважин, эксплуатирующихся в ОАО «Сургутнефтегаз», 1670 оснащены установками Baker Hughes, что составляет примерно 9,2% от всего фонда. Эти установки поставляются под двумя торговыми марками — ODI и Centrilift.

Опыт эксплуатации этих установок показывает, что наработка парка у них примерно на 28% выше, чем у парка отечественных установок. Для сравнения были взяты близкие по производительности установки: это отечественный насос 5-200 и импортный R12, где наработка американских установок выше на 25%, а также 5-50 и R5, где преимущество составляет 18% (см. «Нарботка импортных УЭЦН»).

Сравнивая показатели надежности ремонтного и нового импортного оборудования, становится ясно, что новое имеет преимущество примерно на 30%. Но стоимость новой установки Baker Hughes более чем в два раза выше, чем ремонт такой же установки, а так как надежность ремонтных установок Baker Hughes не уступает отечественным, то перед ЦБПО ЭПУ была поставлена задача максимально продлить их срок эксплуатации. Для ее решения, первоначально необходимо

поэтому необходим более качественный подбор отечественных аналогов. Особенно это касается пар трения, материалов рабочих органов, и других ответственных изделий.

Серьезной задачей становится наличие конструктивных элементов, выполненных в соответствии с американскими стандартами. К ним относятся резьбовые соединения, уплотнительные кольца, шлицевые соединения, стопорные кольца. Все эти элементы отличаются от отечественных, что вызывает необходимость проектирования и изготовления соответствующей оснастки, режущего, измерительного и контрольного инструментов.

И последним осложняющим фактором являются конструктивные решения, не характерные для отечественных установок. К таким можно отнести открытый паз статорного железа, эксцентричные канавки под хомут-элеватор, большое количество клеевых соединений и применение паяных соединений в местах, не свойственных для этого в отечественных установках. В связи с этим приходится вести исследовательскую работу, чтобы найти отечественные аналоги клеев и припоев для замещения оригиналов.


Если вопросы импортозамещения возникли относительно недавно, то технологические проблемы, связанные с ремонтом установок Baker Hughes, решаются на ЦБПО ЭПУ с начала их эксплуатации. В связи с конструктивными особенностями импортных УЭЦН невозможно или нерентабельно ремонтировать на том же оборудовании, что и отечественные. Поэтому в 1997 году был организован участок ремонта импортного оборудования (УРИО) в сургутском цехе ЭПУ. Изначально в задачи этого участка входила ревизия установок, но впоследствии сложность и глубина ремонта увеличились, и сейчас на нем осуществляется текущий ремонт ПЭД ODI и Centrilift, капитальный ремонт ПЭД ODI и капитальный ремонт гидрозасчит, газосепараторов и насосов ODI, а также насосов Centrilift.

Отдельно хочется остановиться на капитальном ремонте ПЭД.

Во-первых, часть наиболее технологически сложных и ответственных операций, таких как покраска, зашихтовка и обмотка статора, перенесена на имеющееся оборудование, применяемое при ремонте отечественных ПЭД. Для этого была спроектирована соответствующая оснастка. Процесс обмотки ротора был не просто освоен, а усовершенствован. К статорам, обмотанным на ЦБПО ЭПУ, имеется возможность присоединять погружные блоки ТМС отечественного производства к ПЭД ODI.

Но большую часть операций, связанных с ремонтом установок Baker Hughes, осуществляется на оборудовании, которое было закуплено на стороне либо спроектировано непосредственно специалистами ЦБПО ЭПУ специально для ремонта импортного оборудования.

Что касается перспектив, то в настоящее время ведется работа по расширению номенклатуры изделий для освоения в рамках импортозамещения. Но помимо этого планируется поузловое замещение установок. Например, возможность совмещения импортного насоса с отечественным приводом.

Данные решения позволяют продлить срок эксплуатации импортных установок и получить наибольшую выгоду от их применения. 

## НАРАБОТКА ИМПОРТНЫХ УЭЦН

Наработка парка отечественных и импортных УЭЦН



Наработка до отказа нового и ремонтного импортного оборудования



Рентабельность ремонта



## ДИСКУССИИ

**Р.Камалетдинов (ЭС):** Технологически все понятно. Вы, получается, максимально используете это оборудование. Даже если срок амортизации истек, уже можно его списать и забыть про него, вы пытаетесь максимально его использовать. Это уже не американское оборудование, Baker Hughes уже отношения к нему не имеет.

**И.А.:** Как сказать! Большая часть деталей все равно остается американскими.

**Р.К.:** А можно ли назвать этот насос американским? Американцы, представители Baker Hughes, сейчас встанут и скажут: «Ребята, какие к нам претензии? Какая наработка на отказ?»

**И.А.:** Я и не говорю о каких-то претензиях. Ремонтное оборудование — это уже наше оборудование.



~~THANK YOU FOR YOUR ATTENTION!~~  
СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!