



# 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

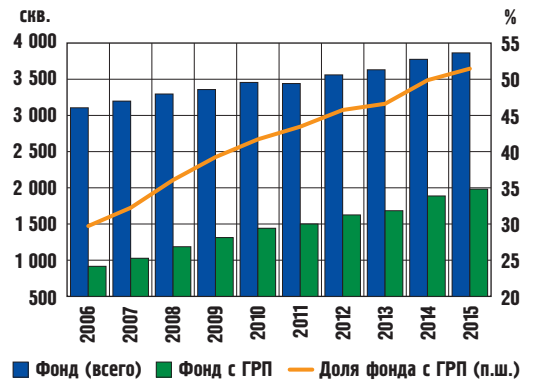
в разработку трудноизвлекаемых запасов снижается средний дебит скважин по жидкости и, как следствие, по нефти (см. «*Изменение режимов работы УЭЦН*»).

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

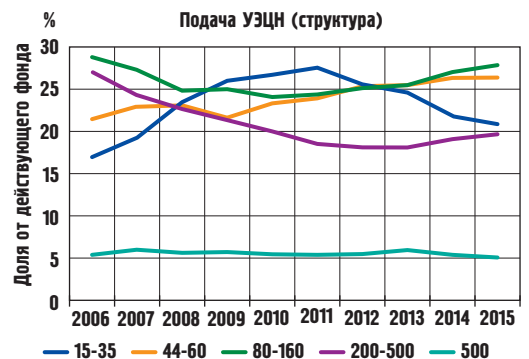
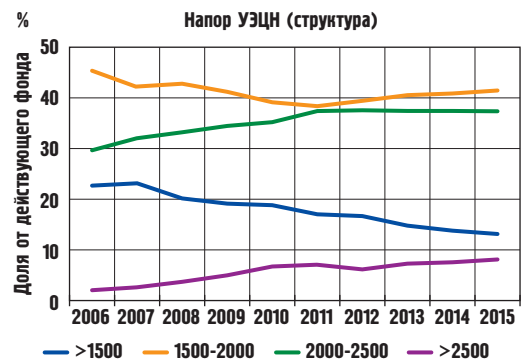
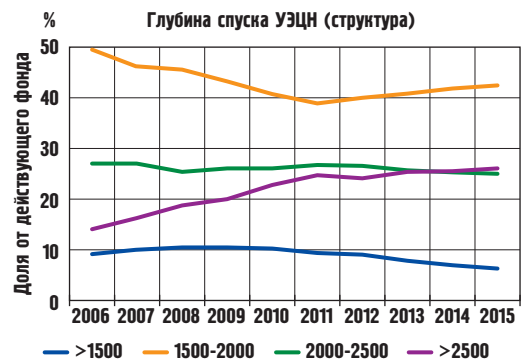
В части защиты УЭЦН от механической примеси выполнялись такие основные мероприятия, как



**ДИНАМИКА ДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН**



**ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ ФОНДА УЭЦН**



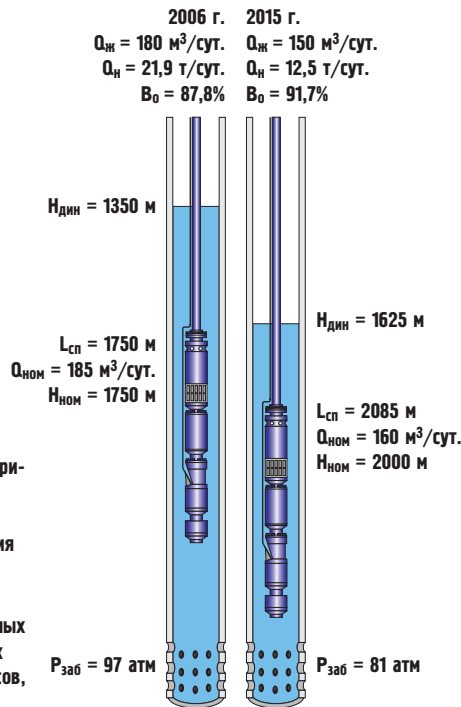
## ИЗМЕНЕНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УЭЦН



- 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.

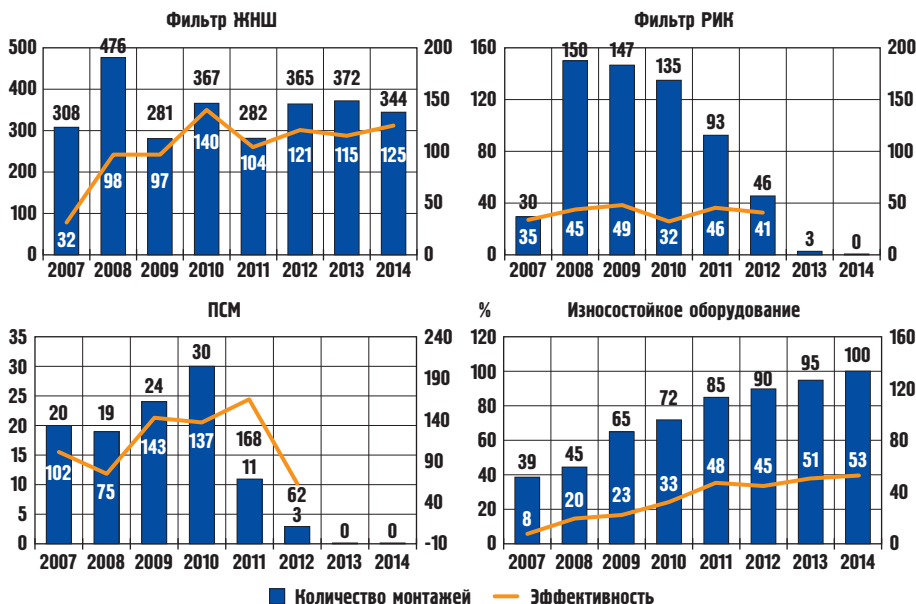
С 2015 года прекращен закуп вентильных ПЭД в связи с большей эффективностью использования ПЭД с повышенным напряжением (см. «Программа мероприятий...»).

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...

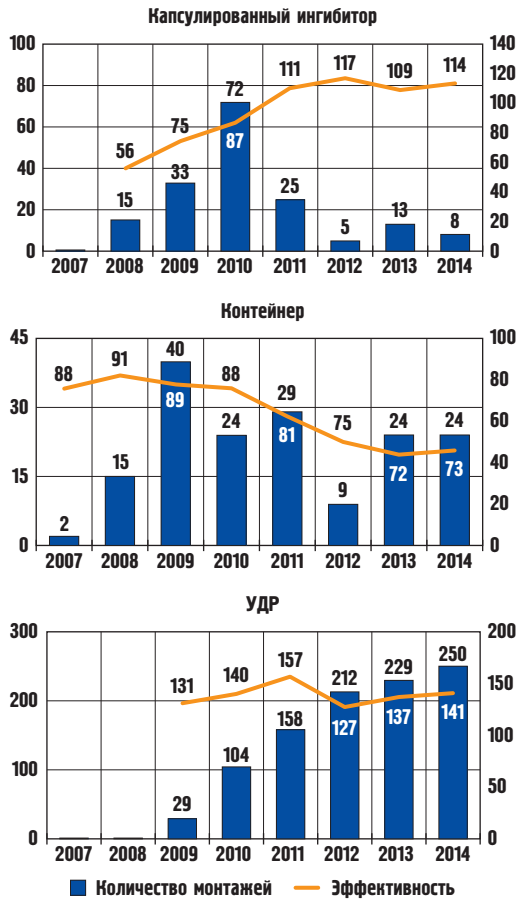
Кроме того, программа мероприятий увеличения СНО на 2014–2016 годы дополнилась новыми мероприятиями. Первые три из них — это противоположные мероприятия, так как с увеличением глубин спуска и наработок оборудования растет риск полетов погружного оборудования).

В результате реализации программы мероприятий увеличения СНО получены следующие ре-

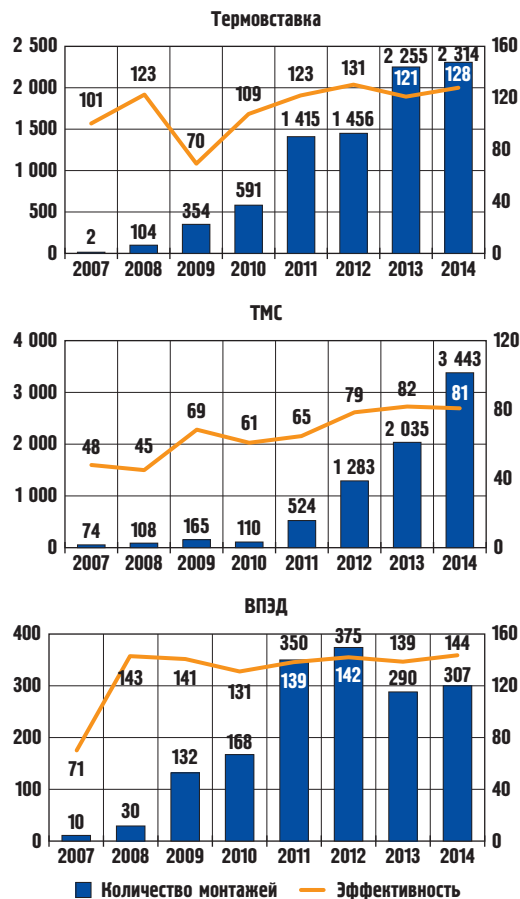
## ПРОГРАММА МЕРОПРИЯТИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ СНО УЭЦН



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.

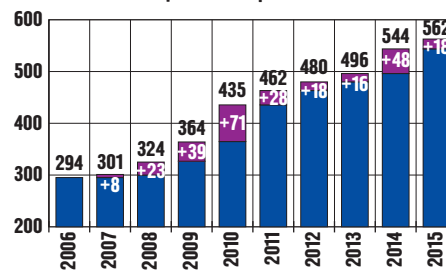
На фоне увеличения действующего фонда скважин с УЭЦН сокращается количество отказов и соответственно количество бригад ПРС. В результате реализации мероприятий снижается часто ремонтируемый фонд УЭЦН (см. «Основные показатели...» и «Эффективность мероприятий»).

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...»).

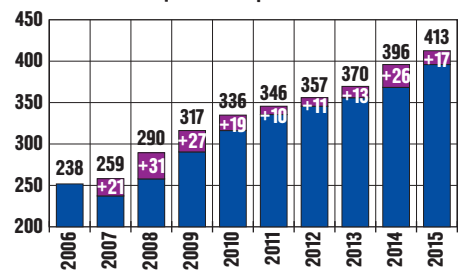
Помимо увеличения надежности работы механизированного фонда скважин, на предприятии реализуется программа повыше-

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН

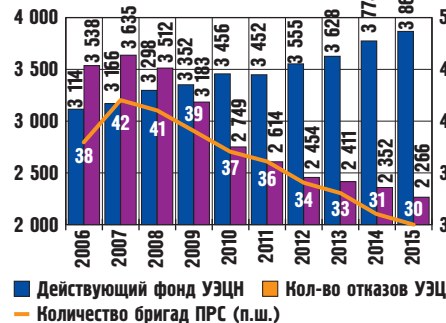
кол-во МРП УЭЦН «Славнефть» 2006-2015 гг.



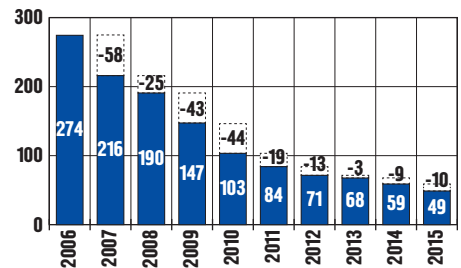
кол-во СНО УЭЦН «Славнефть» 2006-2015 гг.



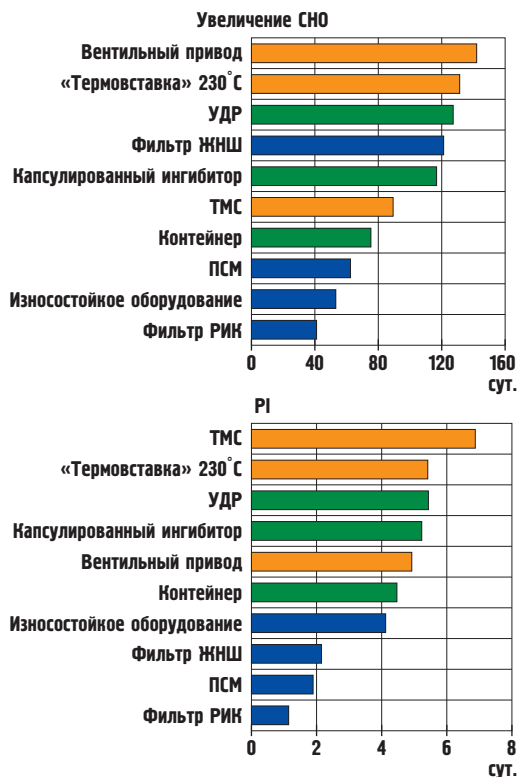
кол-во Действующий фонд УЭЦН



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?

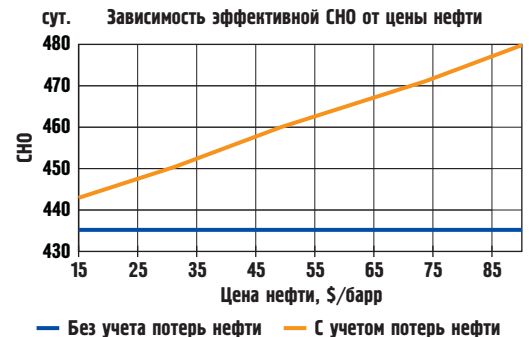
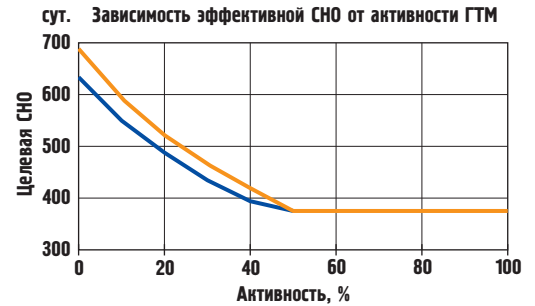
Анализ показывает, что величина эффективной СНО, при которой мы достигаем при теку-

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...»). 📌