

# Сервис погружного оборудования. Проблемы, реалии, перспективы.

/ **А. И. Рабинович**, Директор по науке и новой технике

Уважаемые коллеги! Дамы и господа.

Перед началом доклада, я хотел бы уделить несколько минут оценке состояния машиностроительной отрасли погружных установок.

Периодически на протяжении последних лет на страницах различных журналов появляются статьи о её безнадёжном состоянии. Последняя такая публикация – интервью “ Китайский гамбит” появилась в №9 журнала «Нефть России». В нём на фоне фотографии полуразрушенного цеха ремонта УЭЦН сделаны категорические утверждения о полной не состоятельности отрасли и подавляющем конкурентном преимуществе американского оборудования. Интервью взято у директора Института народнохозяйственного прогнозирования РАН академика Виктора Ивантера и генерального директора Русского экономического общества Дениса Муханова. Таких «товарищей» ни на одном из наших совещаний Я не видел. Хотел бы попросить поднять руки тех, кто согласен с катастрофическим положением в отрасли. Так как таковых нет, я бы попросил оргкомитет специально отметить в решениях, что никакого кризиса в отрасли нет и разместить эту информацию в ведущие средства массовой информации.

Два примера сравнения качества российского и американского оборудования будут в моём докладе.

Наиболее сложным вопросом во взаимоотношениях заказчика и исполнителя на рынке сервисных услуг является нахождение приемлемого для сторон компромисса между результатом предоставленных услуг и их ценой.

В идеале цена услуг должна определяться эффективностью вложенных средств. Мерой эффективности может быть и объём добытой жидкости. В настоящее же время этой мерой, в большинстве случаев, выступает увеличение среднего времени работы установок до подъёма. Возможны и другие варианты. Например, у заказчика имеются скважины с различными осложнениями, на которых обычным оборудованием эксплуатация невозможна. Тогда задача перед исполнителем формулируется так: «Создайте специальное оборудование и соответствующие технологии, запустите в работу и возьмите на сервисное обслуживание». Может быть поставлена задача и по интенсификации добычи.

Рассмотрим подробно случай увеличения среднего времени работы.

Сначала несколько слов о критериях расчета надежности погружного оборудования.

ООО «Белые Ночи»  
структура общей надежности установок с насосами  
ЭЦН 5-20 (до внедрения «Новомет»)

фонд 2001 – 2002 (количество запусков – 151)

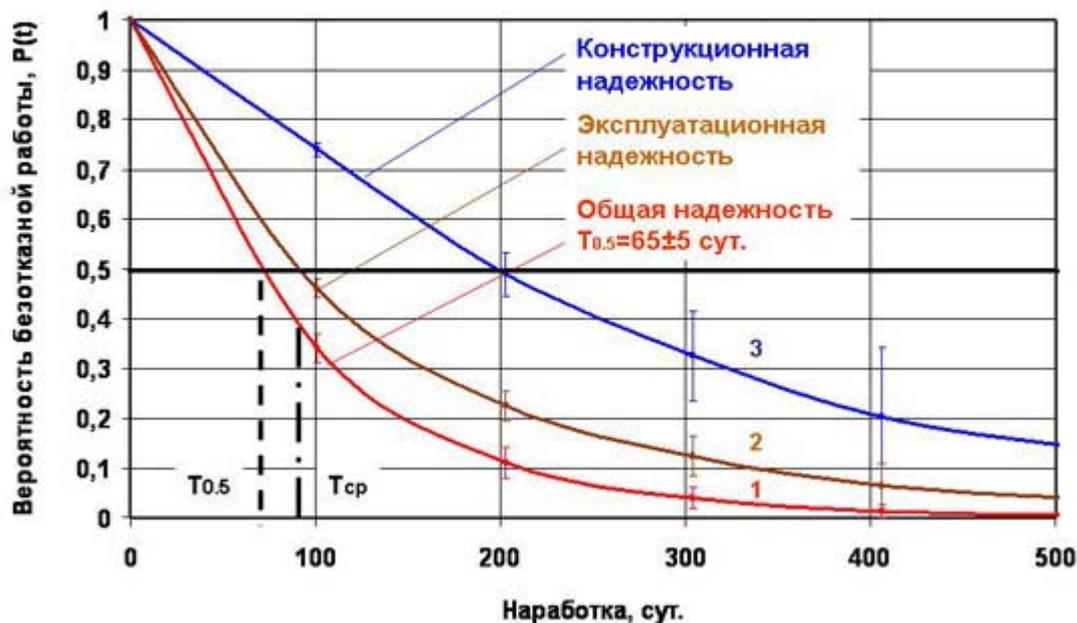


Рис.1

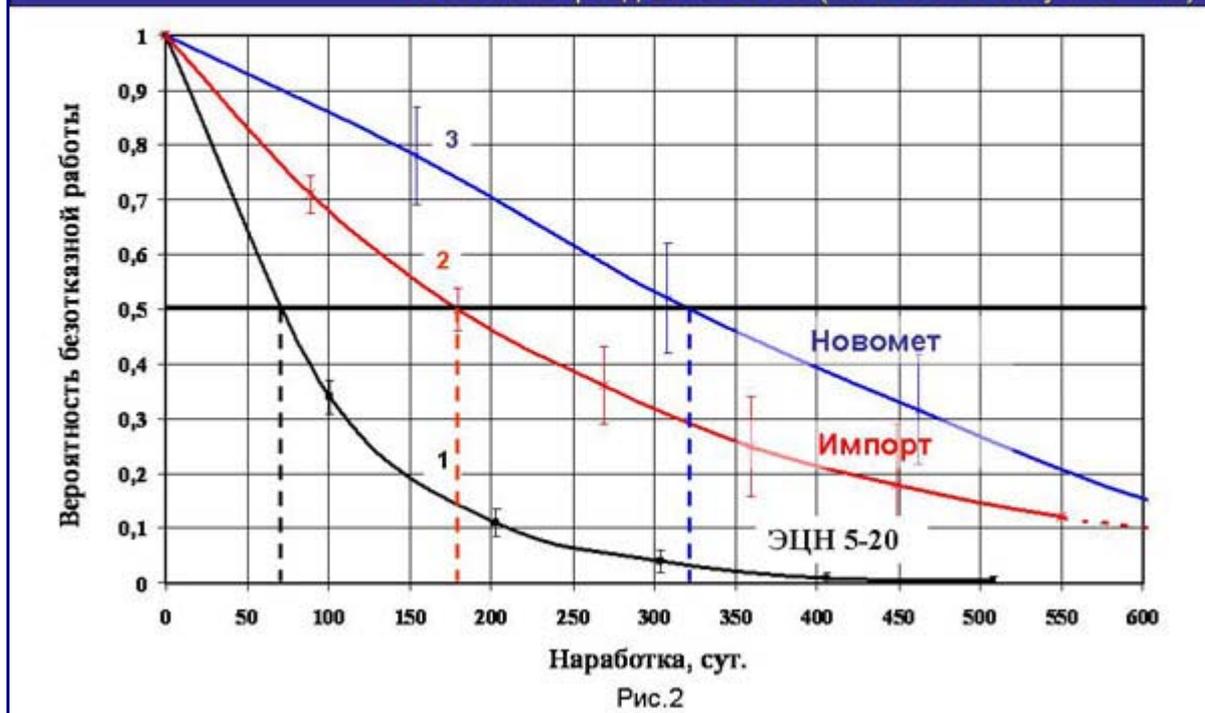
На рис.1 кривая 1 показана вероятность безотказной работы установок УЭЦН5-20 по подъемам в НК «Белые ночи».

Мерой надёжности оборудования в настоящее время является величина среднего времени работы -  $T_{ср}$ , которая вычисляется как площадь под кривой -  $P(t)$ . В случае, когда много установок ещё в работе, и они имеют малые наработки определение  $T_{ср}$  затруднительно. Более на примерах это покажем. Поэтому на практике удобней пользоваться величиной  $T_{0,5}$ . Это время, до которого доработает 50% запущенных установок. В ядерной физике это – период полураспада. В случае экспоненциального распределения  $T_{ср} = T_{0,5}$ . Реально они немного различаются (см. рис.1. 5а).

Кривые 2 и 3 соответственно эксплуатационная и конструкционная надежность. Такой анализ мы проводим всегда, если хотим предложить свои услуги по сервисному обслуживанию. Видим, что основной причиной подъемов были эксплуатационные отказы, в этом конкретном случае - засорение насосов. Из конструкционных отказов главным был износ рабочих органов.

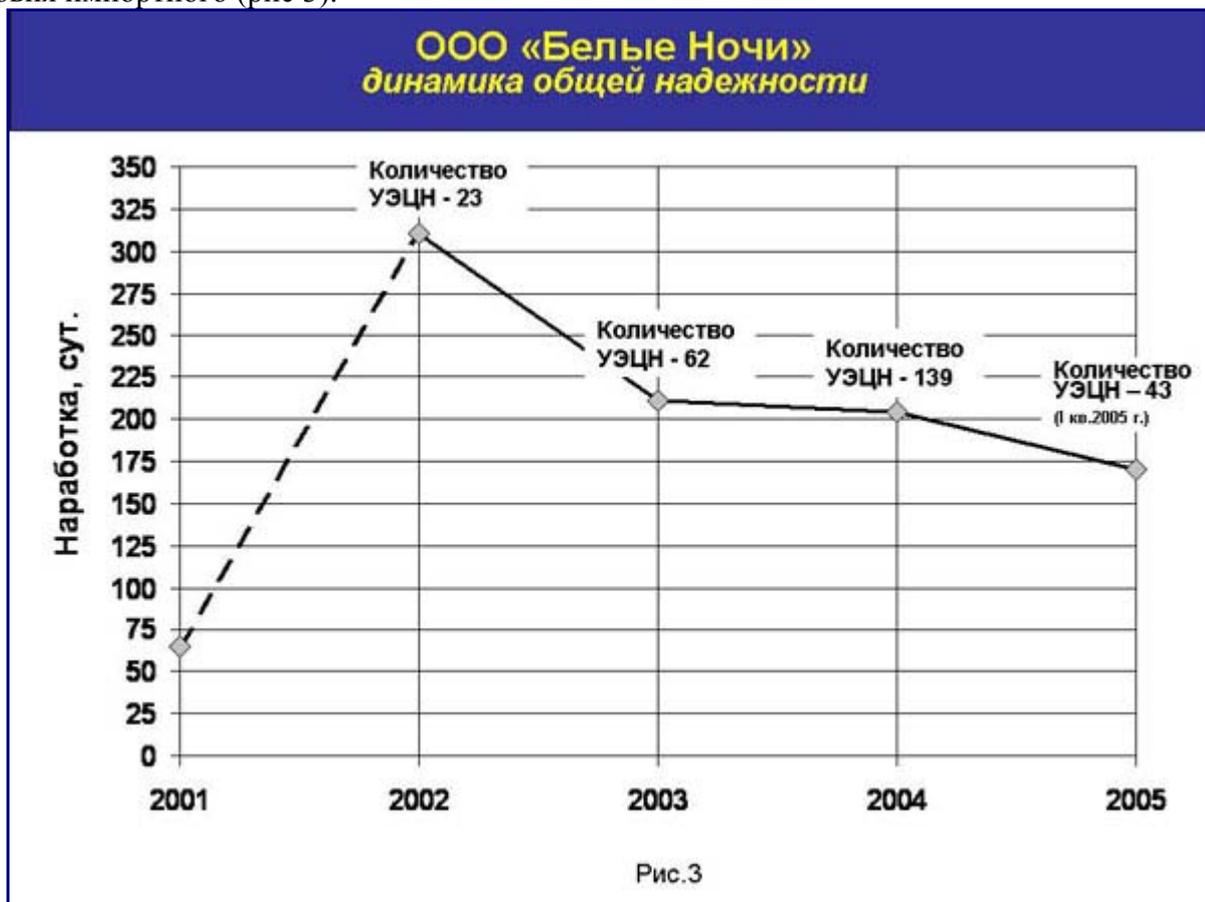
## ООО «Белые Ночи» общая надежность

ЭЦН 5-20 фонд 2001 - 2002 (количество запусков – 151)  
импортные УЭЦН фонд 2001 - 2002 (количество запусков – 18)  
«Новомет» фонд 2002 - 2003 (количество запусков – 23)



При эксплуатации установок фирмы «Центрифт» - T<sub>0,5</sub> была 180 суток (рис. 2, кр. 2). Заказчик поставил задачу перед «Новометом» довести среднее время работы российского оборудования до подъема до 120 суток. Поэтому основные мероприятия по повышению наработки имели два слагаемых: правильный подбор установок к скважинам, супервайзерское сопровождение пуска и эксплуатации. Это снижало вероятность засорений. От износа на этом месторождении 4 года назад впервые опробована комплектация насосов с оптимальным расположением промежуточных подшипников, т.к. отдельные выбросы по КВЧ достигли 1000 мг/л. На рис.2 кр. 3 показан результат этой работы за 2002 г. T<sub>0,5</sub> = 330 суток.

Далее заказчик самостоятельно решил провести интенсификацию и получил в 2005 году на нашем оборудовании, находившемся в прокате снижение наработки до 200 суток. То есть до уровня импортного (рис 3).



Сейчас ведутся переговоры на производство комплекса услуг, которые позволят поднять среднюю наработку до 400 суток.



Похожий результат получен при сервисном обслуживании в «Саратовнефтегазе» (рис. 4) - наработку Т<sub>0,5</sub> за год работы удалось поднять с 78 до 380 суток.

Однако радоваться рано. В декабре договор заканчивается, и нет уверенности, что на предстоящем тендере предпочтение не отдадут другой сервисной компании предложившей за прокат на 2 рубля меньше.

Ранее мы говорили, что удобней пользоваться величиной Т<sub>0,5</sub>. На Рис. 4 хорошо видно, что при малом времени работы установочной партии даже оценка Т<sub>0,5</sub> имеет большую погрешность. Определить Т<sub>ср</sub> – вообще невозможно.

Сложней провести объективный анализ эффективности нашей работы на месторождениях оренбургского региона, где на условиях проката на 27 скважинах необходимо было перейти на механизированную добычу. При этом надо учесть, что месторождение это - газоконденсатное, газовый фактор 380 - 510 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Глубина спуска до 3600 метров. Получено несколько отказов по причине гидравлического разрушения корпусов ТМС.

Скважины передавались на обслуживание либо непосредственно после бурения, либо по завершению стадии фонтанирования, либо после неудачных попыток их перевода на механизированную добычу на стандартном оборудовании по традиционной технологии добычи.

Основная проблема освоения этих скважин отнесенных к первой категории такова, что, при соблюдении регламента проходится глушение проводить с большим переизбытком «задавочной» жидкости. Соответственно при освоении требуется снизить динамический уровень практичности до приема насоса. Это ведет к образованию на входе в установку большого количества свободного газа. Отсюда срывы подачи, оплавления удлинителей, отказы ПЭДов.

Поэтому и критерий эффективности, по-видимому, должен быть комплексный, включающий в себя и число запущенных скважин, и увеличение объема добытой нефти, и полученное впервые среднее время Т<sub>0,5</sub>.

**Стадии сервиса были следующие:**

- подбор комплектного, специализированного оборудования индивидуально к каждой скважине;
- изготовление такого оборудования;
- его монтаж;
- запуск и режим освоения от 1 до 3-х недель;
- наблюдение за эксплуатацией.

**В комплект УЭЦНа в обязательном порядке входили:**

- струйный насос,
- регулируемые клапана на устье и затрубье для поддержания оптимальной величины динамического уровня,
- ТМС. В некоторых случаях и частотный преобразователь,
- современная СУ,
- термостойкий удлинитель.

Соответственно применялись новые технологии запусков, изменялись и параметры режима эксплуатации.

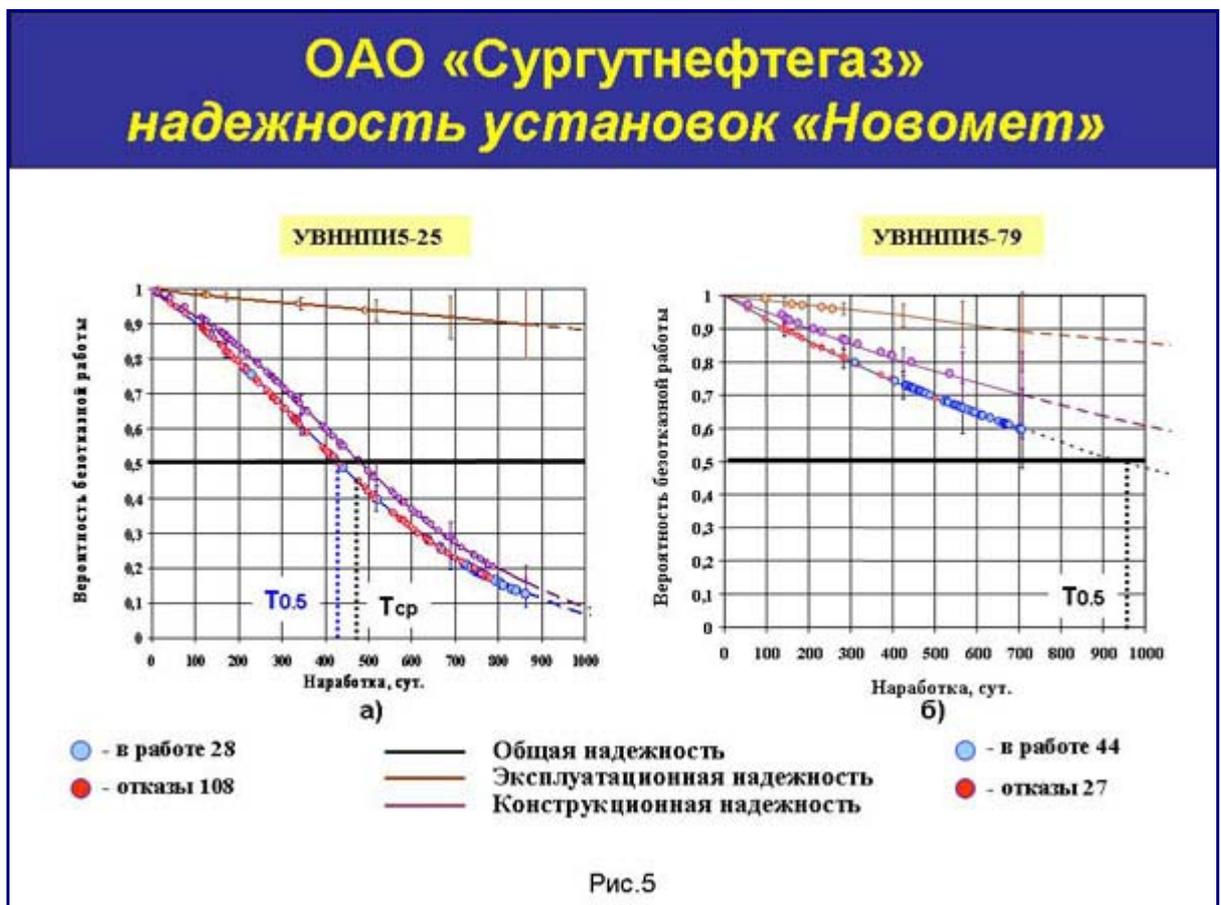
Из 27 удалось запустить 22 скважины. В остальных случаях, несмотря на предельно достигнутые разрешенные уровни откачки, пласты не заработали. Средняя наработка по 22 запущенным скважинам составила 180 суток. При этом отказы были не по причине перегрева

установок, а по засорению рабочих органов.

Наиболее интересный результат был получен в «Сургутнефтегазе». Там 3 года назад перед «Новометом» поставили задачу создать оборудование с гарантией 1000 суток и произвести его запуск.

**Дополнительные условия:**

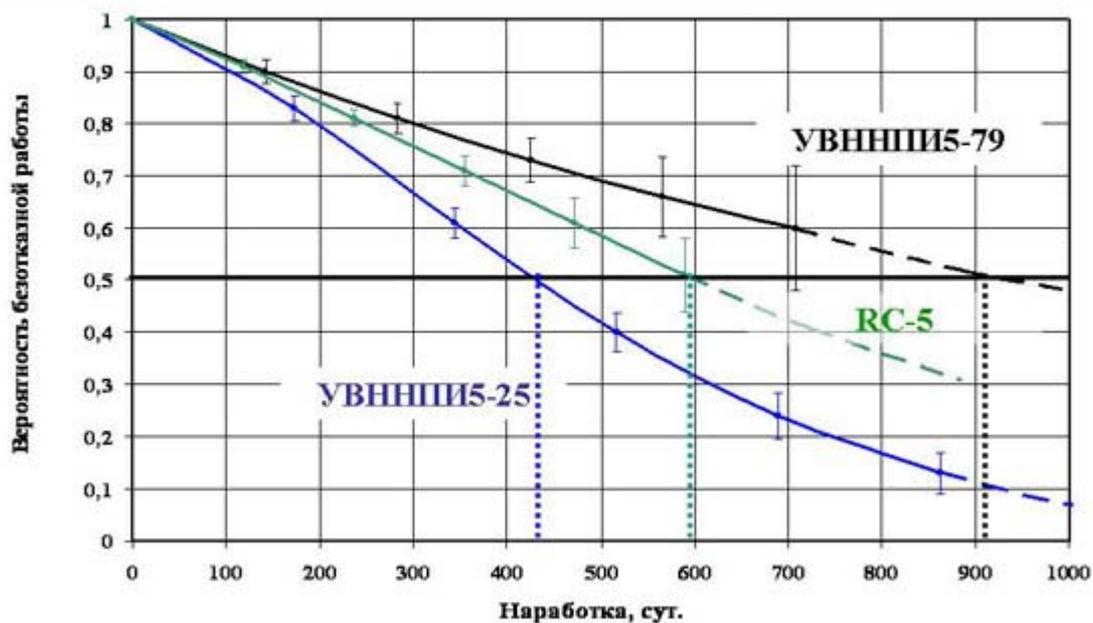
- Комиссионный разбор любого случая подъёма установки двухсторонней комиссией.
- Проверка «Новометом» выполненных заказчиком регламентных работ по подготовке скважин к эксплуатации.
- Замена установки целиком - если в течение гарантийного срока произойдет отказ по конструкционным причинам.
- В случаи эксплуатационного отказа – снятие с гарантии.



На рис.5а показана надёжность установок 2ВНН5-25 на рис.5б надёжность 2ВНН5-79. Видно, что конструкционная надёжность установок примерно одинаковая и существенно превышает 1000 суток. Основные причины отказов – эксплуатационные. В основном: солеотложения, засорение рабочих органов, у 2ВНН5-25 ещё и неправильный подбор. В связи с тем, что проточные каналы у ступеней 2ВНН5-79 выше, а ошибки связанные с подбором (подбор проводил заказчик) отсутствовали, наработка УЭЦН5-79 на подъём была в 2 раза больше, чем у УЭЦН5-25 и достигла 900 суток.

## ОАО «Сургутнефтегаз», общая надежность

УВННПИ5-79, «Новомет» (количество запусков – 71)  
RC-5, «ODI» (количество запусков – 473)  
УВННПИ5-25, «Новомет» (количество запусков – 136)



RC-5 (номинальная подача-60м<sup>3</sup>/сут.)

Рис. 6

*На рис.6 показана надёжность установок на подъём российского и американского дизайна.*

Наработки УЭЦН5-79 статистически больше, чем установки R-5. Такой результат испугал заказчика. Если в 2003-2004 годах было закуплено 150 установок, то в 2005 - только 37! На фоне сложившейся практики, что на тендере надо покупать установки по минимальным ценам, нам не удалось убедить заказчика, что дорогое оборудование выгоднее в эксплуатации.

Внесли свою негативную лепту и представители НГДУ. Спрос с них за ошибки при эксплуатации дорогого и качественного оборудования существенно возрос, а зарплата осталась неизменной.

«Хотели как лучше, получили...снижение заказов на отлично работающее оборудование».

*Какие же выводы из приведенных примеров можно сделать?*

Проблемы сервиса не технические и не организационные. Проблемы - в психологии менеджмента крупных компаний. Если отдавать скважины на обслуживание, то обязательно нужно на этом экономить. Мнение, что цена проката, вне зависимости от достигнутых результатов, должна быть меньше, чем была, когда сервисные подразделения были своими – превалирует. При этом и своим подразделениям платят минимум! Ни о каких новых научных разработках, технологиях и речи не было. Более того! Новомет сотрудничает с нефтеюганским ЦБПО 15 лет. За это время было несколько случаев, когда у базы не было средств даже на самый простой ремонт и мы, «суппербогатые» машиностроители, как это не парадоксально, оказывали помощь безденежным нефтяникам.

Вот это и есть чисто психологические проблемы менеджмента.

Поэтому и надежность оборудования практически не растёт. Когда же заказывали импортное оборудование с супервайзовским сопровождением за соответствующие цены, то и наработки превышали 1000 суток. То же в автомобильной промышленности. Платишь мало – покупаешь «Москвич», много - «иномарку», и та и другая конструкция – средство передвижения,

выполняет одну и ту же функцию, но все почему-то хотят пересесть на «Мерседес». Представители нефтяных компаний говорят, что им нужен хороший, эффективный сервис, но обязательно по минимальной цене. В этом случае выигрывает на тендере, тот, кто дает меньшую цену. Но средств на развитие у него не будет. Соответственно проблем заказчика он не решит. Так что создаем замечательную отраслевую инженерную конструкцию – называемую мышеловкой. Нарботки будут не более 300 суток, а на рынке будут доминировать китайские компании.

Слабым звеном в России всегда была экономика. Ведущие отечественные экономисты-провидцы уезжали на Запад и получали там Нобелевские премии - у нас же остались экономисты-бухгалтеры. Они чудесно считают расходы, чем меньше расходов, тем лучше проект. Рассчитывать будущую прибыль, тем более на несколько лет вперед они не могут, да им это даже в голову не приходит.

По-видимому, по этой причине на наших конференциях не было ни одного экономического анализа ни по сервису, ни по стоимости оборудования. На любые темы говорили, только не экономические. Экономисты не могут оценить, что дадут предприятию новые сервисные проекты.

С целью более успешного развития сервисных услуг - Я, беру на себя смелость, предложить заказчикам проводить тендера на пилотные проекты. При этом, допустим, из 5 участников после тендера остаются два-три. Но ни в коем случае не один! Выделите приемлемые средства на проекты. Через год, полтора – можно достаточно точно оценить: как соотносится эффективность сервиса, с ценой суткопрката и объемом прибыли, получаемой заказчиком.

При такой схеме выигрывают и заказчики и исполнители.