

Производители оборудования в поисках золотой середины

Russian Manufacturers Looking for the "Golden Mean"

В октябре 2005 года компания RPI провела в Москве 3-ю международную конференцию "Рынок сервисных услуг в нефтегазовой отрасли России: тенденции, возможности, перспективы". Среди докладчиков форума был и заместитель гендиректора по науке ЗАО "Новомет-Пермь" Александр Рабинович.

Его выступление на тему взаимодействия производителей оборудования с заказчиками сервисных услуг в условиях перехода на рыночные отношения не могло остаться незамеченным. OFS Market Reporter пользуется возможностью донести до своей читательской аудитории взгляды Александра Исааковича на озвученную тему и публикует на этих страницах полный текст его доклада.

Last October, RPI held in Moscow the 3rd annual international conference "Russian Oil & Gas Services Market: Trends, Opportunities, Prospects." The list of speakers included Alexander Rabinovich, deputy general manager for Science at ZAO Novomet-Perm pump manufacturing company. His speech, devoted to interaction between equipment manufacturers and service companies' clients in transition to market relations, couldn't go unnoticed. OFS Market Reporter takes advantage of the opportunity to introduce Rabinovich's views on the subject to our readers. On these pages you can read the transcript of his speech.

Вполне естественно, что для представителей ведущих нефтяных компаний России, таких как ТНК-BP, «ЛУКОЙЛ», «Сибнефть» и других потребителей наших услуг, проблемы сервиса не являются первоочередными, они видят их словно бы со стороны. Мы - изготовители оборудования, видим эту проблему изнутри.

На российский рынок сервисных услуг интенсивно внедряются такие мировые гиганты как Schlumberger и Halliburton, не исключено появление китайских сервисных компаний, а у заказчиков нет однозначной позиции, что и как передавать в сервис. От этого у нас, производителей, головная боль - ведь от того, как нефтяники решат эти вопросы зависит наше выживание. Поэтому прошу извинить, если некоторые положения доклада будут избыточно эмоциональными.

Наиболее сложным вопросом во взаимоотношениях заказчика и исполнителя на рынке сервисных услуг является поиск 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 объем добытой жидкости. В настоящее же время этой мерой, в большинстве случаев, выступает увеличение среднего времени работы установок до подъема.

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 по-

Quite naturally, for the representatives of Russia's leading oil companies such as TNK-BP, LUKOIL, Sibneft and our other chief clients, services-related issues are not the highest priority - they view them from a somewhat outside perspective. On the other hand, we, the equipment manufacturers, look at these problems from within.

The Russian services market has been rapidly infiltrated by world super majors such as Schlumberger and Halliburton and it is possible that Chinese service providers will follow suit. But our clients do not have a clear vision as to what services should be provided and how to go about it. This gives the manufacturers a headache because our own survival depends on how the oil community decides to handle these issues. Therefore, I apologize if some parts of this speech seem to sound a bit too emotional.

The most challenging issue in the relationship between a client and a

provider in the professional services market is finding a compromise acceptable to both parties, between the benefits of the services provided and their price. Ideally, the price of services should be determined by the investment efficiency. Efficiency can also be measured by other quantifiers like the volume of produced liquids, for instance. Currently, however, we measure efficiency by the increase over average failure-free run time (or lifting of drilling tools).

We could use other approaches as well. For instance, let's say a client has encountered certain complications in its producing wells that make it impossible to operate them using ordinary equipment. In this case, the service provider's job would be as follows: "Design customized equipment and develop appropriate technology, put them into operation, and provide... after-sales support and maintenance."

Alternatively, the client can also set the goal of well stimulation and im-

ставлена задача и по интенсификации добычи.

Рассмотрим подробно случай увеличения среднего времени работы. В начале - несколько слов о критериях расчета надежности погружного оборудования. На Рис. 1, кривая 1 - показана вероятность безотказной работы установок УЭЦН5-20 по подъемам в НК «Белые ночи». Мерой надежности оборудования в настоящее время является величина среднего времени работы - $T_{ср}$, которая вычисляется как площадь под кривой - $P(t)$. В случае, когда много установок еще в работе, и они имеют малые наработки, определить $T_{ср}$ затруднительно, поэтому на практике удобнее пользоваться величиной $T_{0,5}$ - время, до которого сможет доработать 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).

Вторая и третья кривые обозначают соответственно эксплуатационную и конструкционную надежность. Подобный анализ мы проводим всегда, предлагая свои услуги по сервисному обслуживанию. Из графика видно, что основной причиной подъемов были эксплуатационные отказы, а в данном конкретном случае - засорение насосов. Из конструкционных отказов главным был износ рабочих органов. При эксплуатации установок компании Centrilift значение $T_{0,5}$ равнялось 180 суткам (Рис. 2, кр. 2).

Заказчик поставил задачу перед «Новометом»: довести среднее время работы российского оборудования до подъема до 120 суток. В связи с этим основные мероприятия по повышению наработки имели два слагаемых: правильный подбор установок к скважинам, супервайзерское сопровождение пуска и эксплуатации. Это снижало вероятность засорений.

Из-за износа на этом месторождении 4 года назад впервые опробована комплектация насосов с оптимальным расположением промежуточных подшипников, т.к. отдельные выбросы по КВЧ достигли 1 000 мг/л. На Рис. 2, кривая 3 показан резуль-



Александр Рабинович, заместитель генерального директора по науке ЗАО "Новомет-Пермь"
Alexander Rabinovich, deputy general director for science, ZAO Novomet-Perm

тат этой работы за 2002 году: $T_{0,5} = 330$ 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 о проведении комплекса услуг, что позволит поднять среднюю наработку до 400 суток.

Похожий результат получен при сервисном обслуживании в «Саратовнефтегазе» (Рис. 4). Нарработку $T_{0,5}$ 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 удобнее пользоваться величиной $T_{0,5}$. На Рис. 4 хорошо видно, что при малом времени работы установочной партии даже оценка $T_{0,5}$ имеет большую погрешность, а определить $T_{ср}$ - вообще невозможно.

Еще сложнее провести объективный анализ эффективности нашей работы на месторождении

equipment. But before we start just a few words about the criteria we use to calculate the reliability of submersible equipment. In Fig. 1, Curve 1 reflects the probability of the trouble-free lifting operation of ESP5-20 at the Belye Nochi [White Nights] oil company. The measure of equipment reliability we currently use is mean time to failure- $T_{ср}$, which is shown in the area beneath the curve - $P(t)$. For those cases when many units are still working and have not accrued significant running hours, $T_{ср}$ is difficult to determine, so for practical purposes it is more convenient to use the measure $T_{0,5}$ - a point in time until which 50 percent of the units currently in operation will continue running. In nuclear physics, this is similar to the concept of half-life given exponential distribution, $T_{ср} = T_{0,5}$. In reality, though, they slightly differ. (See Fig. 1, 5a.)

Curves 2 and 3 stand for operational reliability and structural reliability (integrity). We produce a similar analysis every time we offer maintenance services to our cus-

tomers.

Let us now examine more closely the objective of extending the average operating time of

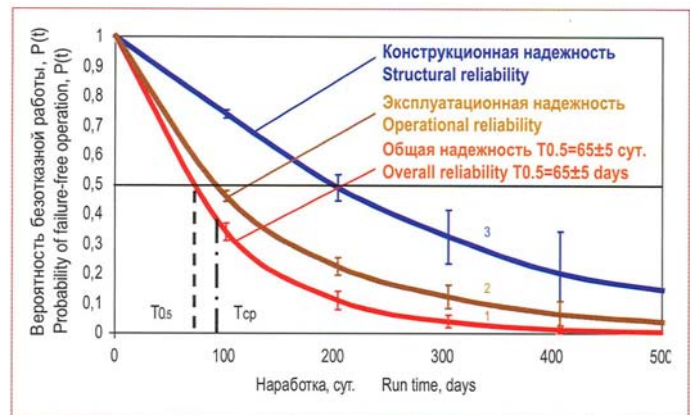


Рис. 1 Fig. 1

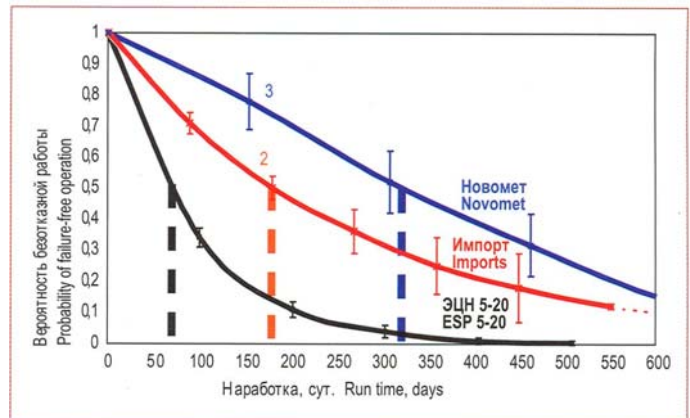


Рис. 2 Fig. 2

ях Оренбургского региона, где по условиям проката на 27 скважинах необходимо было перейти на механизированную добычу. При этом надо учесть, что месторождение это - газоконденсатное, газовый фактор 380-510 м³. Глубина спуска - до 3 600 м. Получено несколько отказов по причине гидравлического разрушения корпусов ТМС.

Скважины передавались на обслуживание либо непосредственно после бурения, либо по завершении 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 глушение проводится с большим переизбытком «задачной» 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 T_{0,5}

Стадии сервиса были следующие:

1. Подбор комплектного, специализированного оборудования индивидуально к каждой скважине;
2. Изготовление такого оборудования;
3. Его монтаж;
4. Запуск и режим освоения от одной до трех недель;
5. Наблюдение за эксплуатацией.

В комплект УЭЦН в обязательном порядке входили:

tomers. The diagram shows that the key cause of trip-outs was in-the-field failures, in this particular case it was pump clogging. The most common structural failure was tool wear. During operation of Centrifugal units, the value of T_{0,5} was 180 days (Fig. 2, Curve 2).

The customer contracted Novomet with the following assignment: Increase the mean time to failure for Russian equipment to 120 days. Accordingly, the key steps to increase mean time to failure included two components: selection of appropriate units for specific wells and start-up and operation supervision services. These measures helped reduce the probability of clogging.

To fight wear and tear, four years ago this field tested pump units with optimized positioning of intermediary bearings - the problem arose after certain emissions of total suspended particles had reached 1,000 mg/l. Fig. 2, Curve 3 shows the results of this work for 2002: T_{0,5} = 330 days.

Later, the customer independently decided to conduct well stimulation using our rented equipment, and in 2005 this resulted in a reduction of mean time to failure to 200 days, i.e. a level typical for imported equipment (Fig. 3). We are currently negotiating a package service deal that should raise this company's mean time to failure to 400 days.

A similar result was achieved when services were provided to Saratovneftegaz (Fig. 4). In a year, we were able to increase mean time to failure (T_{0,5}) from 78 days to 380 days. However, it is still too early to celebrate. The contract expires in December and there is no guarantee that at the forthcoming tender the company will not select a different service provider that will offer a rental contract for 2 rubles cheaper.

Earlier, we mentioned that the measure T_{0,5} is more convenient to use. Fig. 4 clearly demonstrates that when pilot equipment run times are short even the T_{0,5} estimate has a significant margin of error, while calculation of T_{cp} is impossible altogether.

We have faced an even greater challenge during an analysis of our field performance in the Orenburg region, where our rental contract specified that 27 wells were to be

converted to artificial lift. Also, I should note that this field is of gas-condensate type, with a gas factor of 380-510 cu. m/cu. m and running depth of up to 3,600 m. Several failures have been encountered due to hydraulic-impact destruction of the telemetry system casing.

Wells were handed over for service either immediately after drilling, or after completion of the free-flowing phase, or following unsuccessful attempts to convert them to artificial lift using standard equipment under traditional production technology. The main problem in developing these wells, which fall under Category 1 is that when standard technical regulations are followed, a well-plugging operation is performed with a significant excess of kill water. Accordingly, as we proceed with development, we need to lower the practicable dynamic water level prior to running the pump into the well. This leads to formation of significant amounts of free gas at entry to the unit. This in turn results in pump starvation, surface melting of extension stems, ESP failures, etc.

Therefore, the efficiency criterion, too, should be a composite measure to incorporate the number of well start-ups, oil production gains, and the initial mean time to failure T_{0,5}.

Service steps were as follows:

1. Selection of complete sets of specialized, custom-designed equipment to be used in specific wells;
2. Manufacture of above equipment;
3. Equipment assembly;
4. Start-up and initial operating phase from one to three weeks;
5. Operation supervision.

An ESP (electric submersible centrifugal pump) package included the following mandatory items:

- Ejector jet pump,
 - Adjustable valves at the wellhead and annulus to maintain the optimum dynamic level value,
 - TMS. In some cases, also a variable speed drive,
 - A modern control system,
 - A heat-resistant extension stem.
- Accordingly, new start-up techniques were utilized, which prompted certain modifications of the operating regime. Twenty-two wells

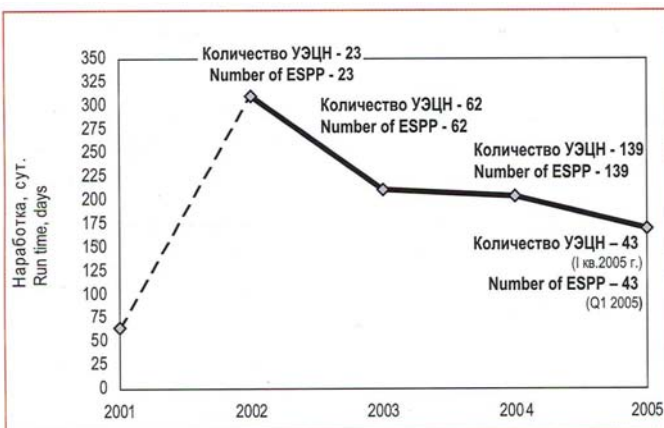
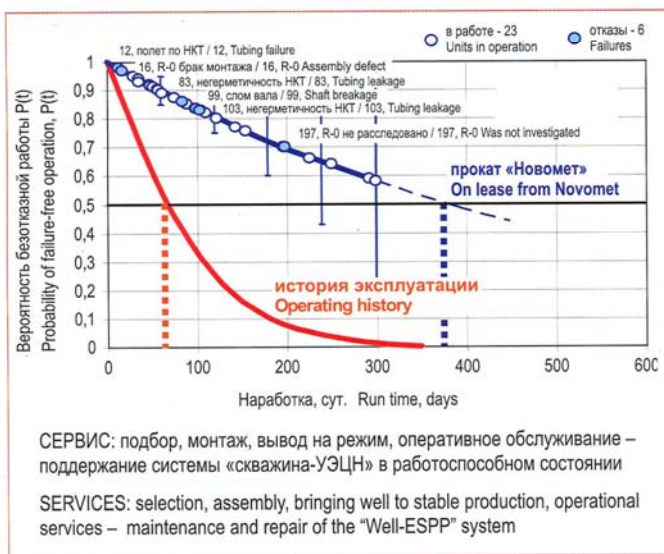


Рис. 3 Fig. 3



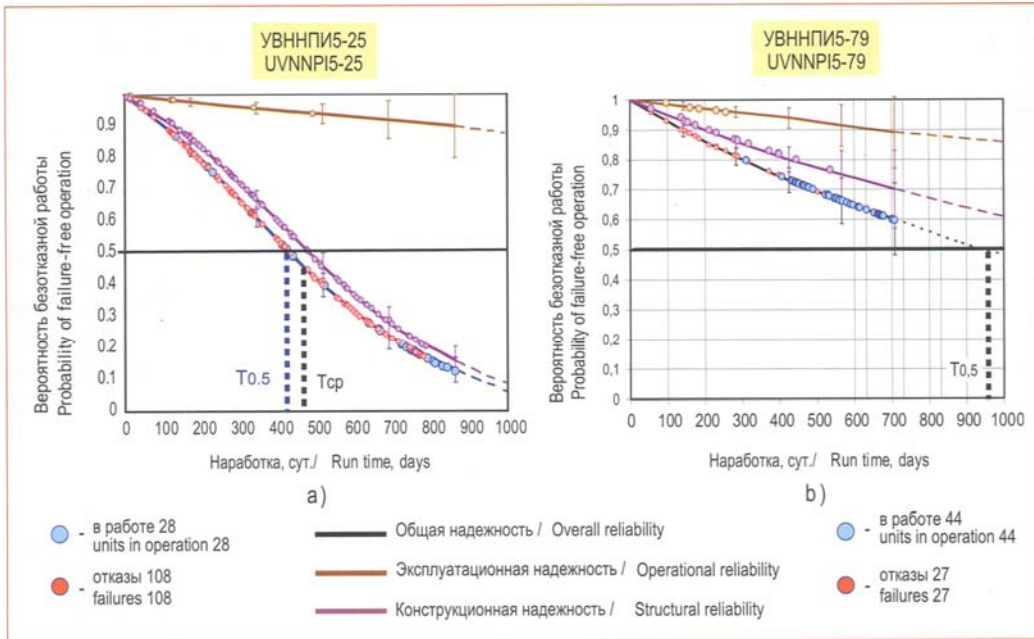


Рис. 5 Fig. 5

- 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, из-

- гарантией 1 000 суток и произвести его запуск.
- В дополнительные условия входило:
- комиссионный разбор любого случая подъема установки двухсторонней комиссией;
 - проверка «Новометом» выполненных заказчиком регламентных работ по подготовке скважин к эксплуатации;

out of 27 were finally put in production. In the rest of the wells, in spite of maximum-achievable permissible pump-out levels, the reservoirs failed to produce. The mean running time to failure for the 22 launched wells was 180 days. And the failures were due to tool chocking rather than equipment overheating.

The most interesting result was achieved at Surgutneftegaz. Three years ago, this company contracted Novomet to design and commission equipment that would guarantee 1,000 days of failure-free operation.

Additional requirements included the following:

- Investigation of each trip-out by a bilateral commission;
- Supervision by Novomet of client-performed scheduled work to prepare wells for production operation;
- Replacement of the entire unit if a failure occurs due to defects in material or workmanship

- while under warranty;
- In case of an in-the-field failure - warranty cancellation.

Fig. 5a illustrates reliability of the 2VNН5-25 unit, Fig. 5b the reliability of the ESP5-79 unit. It can be seen that structural reliability of both units is approximately the same and significantly exceeds 1,000 operating days. The primary causes of failures were operation-related. The most common causes were scaling, tool chocking, etc., and for 2VNН5-25 also the wrong equipment selection. Since the stage flow channels in ESP5-79 are positioned higher and there were no equipment selection errors (selection was performed by the customer), operating time to first trip-out of ESP5-79 was twice as long as that of ESP5-25 and reached 900 days.

Fig. 6 presents a reliability comparison of units of Russian and U.S. design in terms of mean time to failure/trip-out. Statistically, ESP5-79 has longer running hours before the first trip-out than R-5. Suddenly, this outcome scared our customer. While in 2003-2004 they purchased 150 units with a 1,000-day warranty, in 2005 this number dropped to a mere 37!

Given today's widespread practice, when companies tend to use tenders to buy equipment at the lowest price they can get, we failed to convince our customer that expensive equipment had greater operational benefits. Production units' representatives, too, have been partially responsible for this situation. Their accountability for errors during operation of expensive, high-quality equipment has significantly increased.

Thus, we had the best intentions, but what we got in return was... a drop in orders for perfectly operating equipment.

“ Проблемы сервиса не технические и не организационные, они – в психологии менеджмента крупных компаний. ”

менялись 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 из-за перегрева установок, а из-за засорения рабочих органов.

Наиболее интересный результат был получен в «Сургутнефтегазе». Там три года назад перед «Новометом» поставили задачу: создать оборудование с

- замена установки целиком, если в течение гарантийного срока произойдет отказ по конструкционным причинам;
- в случае эксплуатационного отказа - снятие с гарантии. На Рис. 5а показана надежность установок 2VNН5-25, на Рис. 5б - надежность 2VNН5-79. Видно, что конструкционная надежность установок примерно одинаковая и существенно превышает 1 000 суток. Основные причины отказов - эксплуатационные. В основном, это солеотложения, засорение рабочих органов, а на установке

“ The problems with services are not technical or organizational – they are psychological, rooted in the mindset of managers of large companies. ”

2ВНН5-25 - еще 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 на подъем УЭЦН5-79 была в 2 раза больше, чем у УЭЦН5-25, и достигла 900 суток.

На Рис. 6 показана надежность установок на подъем российского и американского дизайна. Нарботки УЭЦН5-79 статистически больше, чем установки R-5. Такой результат испугал заказчика. Если в 2003-2004 годах было закуплено 150 установок с 1 000-суточной гарантией, то в 2005 году - только 37!

На фоне сложившейся практики, когда на тендере закупаются установки по минимальным ценам, нам не удалось убедить заказчика в том, 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.

Хотели как лучше, а получили...снижение заказов на отличное работающее оборудование.

Какие же выводы из приведенных примеров можно сделать? Проблемы сервиса не технические и не организационные, они - в психологии менеджмента крупных компаний, который считает: «Если отдавать скважины на обслуживание, то обязательно нужно на этом сэкономить». 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 речь не идет, поэтому и показатели надежности оборудования практически не растут. Однако, когда заказывали импортное оборудование с супервайзерским сопровождением за соответствующие цены, то и наработки превышали 1 000 суток. То же в автомобильной промышленности: платишь мало - покупаешь «Москвич», много - иномарку. И та и другая конструкция - средство передвиже-

ния, выполняет одну и ту же функцию, но все почему-то хотят пересечь на «Мерседес».

Представители нефтяных компаний утверждают, 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 компании-победителя не будет, соответственно, и проблем заказчика она не решит. Так что мы создаем замечательную отраслевую инженерную конструкцию, называемую мышеловкой, когда наработки на отказ не превысят 300 суток, а доминирующими на рынке станут китайские компании.

Впрочем, не все так безнадежно. Вице-президент ТНК-BP по сервисам Евгений Булгаков вплотную подошел к решению: «Надо разорвать порочный круг, найти слабое звено!». Слабым звеном в России всегда была экономика. Ведущие отечественные экономисты-провидцы уезжали на Запад, получали там Нобелевские премии, а у нас в стране остались экономисты-бухгалтеры. Они чудесно считают расходы по схеме «чем меньше расходов - тем лучше проект!». Но рассчитывать будущую прибыль, тем более на несколько лет вперед, они не могут. Да им это даже в голову не приходит! У нас в ЗАО «Новомет-Пермь» с этими вопросами также не все гладко и, по-видимому, из-за этого на форуме не было ни одного экономического анализа по сервису: на любые темы говорили, но только не на экономические.

С целью более успешного развития сервисных услуг я беру на себя смелость предложить заказчикам проведение тендеров на пилотные проекты. При этом, допустим, из пяти участников после тендера остаются два-три. Но ни в коем случае не один! Если будут выделены приемлемые средства на проект, то через год-полтора можно будет достаточно точно оценить, как соотносится эффективность сервиса с ценой проката суток и объемом прибыли, получаемой заказчиком. При такой схеме выигрывают и заказчики, и исполнители. ■

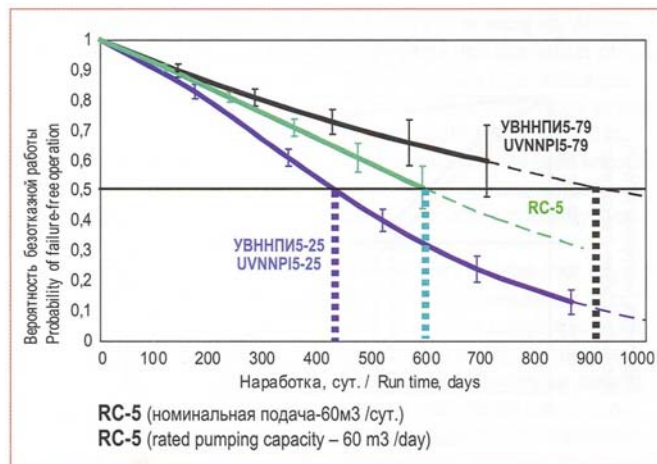


Рис. 6 Fig. 6

What do the above examples tell us? They tell us that the problems with services are not technical or organizational - they are psychological, rooted in the mindset of managers of large companies, who tend to think: "If we are to outsource well services, we must save money."

There is a widespread opinion that the cost of rent - regardless of performance - must be lower than it was when services were provided by the companies themselves. But they pay the bare minimum to even their own service units! New research, technology - all of these are out of the question, resulting in near-zero equipment integrity improvement. On the other hand, when equipment was ordered abroad at international market prices, complete with supervision support - mean time to failure was better than 1,000 days. We know how it works in the automotive industry - you can pay less and buy a Moskvich, or pay more and get a foreign car. Structurally, both are vehicle and perform the same function, but for some reason everybody wants to drive a Mercedes.

Representatives of oil companies say that they need good, efficient services, but they have to cost as little as possible. In this situation, whoever offers the lowest price, wins a tender. But the winner will not have any money left for growth, so it is not going to be able to solve its customers' problems. Thus, it turns out that we are creating a remarkable engineering solution for the industry - also known as a mousetrap - when equipment time to failure will be maximum 300

days and the market will be dominated by the Chinese companies.

Well, though, not everything is so hopeless. TNK-BP's Yevgeny Bulgakov drove the issue home when he said: "We need to break out of the vicious circle, find the weakest link!" Russia's weakest link has always been economics. The nation's leading economic gurus fled to the West and earned their Nobel prizes there, while this country was left with economists who were plain bookkeepers. They have a 'marvelous' principle of project assessment through cost calculation: the lower the cost - the better the project.

But predicting future profits, let alone several years down the line, is beyond them. It does not even cross their minds! We at Novomet-Perm have had our own share of these problems and maybe this situation is the reason why we haven't heard a single speech at this forum that would be devoted to economic analysis of the services sector - we have talked about almost every topic except economic ones.

In order to improve our professional services, I would like to take the liberty and suggest that our customers organize tenders for pilot projects. For example, after a tender, out of five bidders only two or three bidders should be left. But never just one! If the project receives sufficient funding, in about a year or a year-and-a-half, it would be possible to assess, with reasonable accuracy, how service performance matches up against the cost of daily rent and the bottom line. This approach offers a win-win situation for both customers and service providers. ■