



СЕРВИС МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН



РУСТАМ КАМАЛЕТДИНОВ

Председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти, к.т.н.

с 129,8 до 139,2 тыс. скважин (+7,2%), дающий фонд УЭЦН увеличился с 76,1 до 88,2 тыс. скважин (+16%), фонд ШГН снизился с 53,7 до 51 тыс. скважин (-5%, см. «Фонд скважин, дающих продукцию»).

Добыча нефти из скважин, оборудованных УЭЦН, за 2013 год составила 402,3 млн тонн нефти (82% от общего объема), из скважин, оборудованных ШГН, — 52,8 млн тонн (11% от общего объема).

Производство УЭЦН в год — около 23 тыс. установок, собранных из отдельных компонентов, в ремонте побывало около 25 тыс. УЭЦН.

Межремонтный период

МРП УЭЦН за последние три года увеличился с 646 до 659 суток — на 2%, МРП ШГН увеличился с 657 до 783 суток — на 19% (см. «Межремонтный период работы скважин»). При этом количество текущих и капитальных ремонтов скважин (ТКРС) на фонде УЭЦН увеличилось с 46,8 до 48,4 тыс. ремонтов, на фонде ШГН снизилось с 28,4 до 22,4 тыс. ремонтов.

Самый высокий показатель МРП в сутках по всему фонду на 01.01.14 достигнут в «Татнефти» (1198), далее идут «Сургутнефтегаз» (888), «Башнефть» (837), «Славнефть» (681), «Газпром нефть» (664), «Роснефть» (652), ЛУКОЙЛ (555), «РуссНефть» (347).

При этом хочу отметить, что некоторые нефтяные компании указывают в отчетности вместо МРП наработку на отказ за скользящий год. Также различаются по нефтяным компаниям методики расчета наработки на отказ.

На мой взгляд, оценивать результаты работы с мехфондом скважин лучше по динамике МРП

и наработки на отказ за скользящий год. Проблема в том, что увеличение наработки на отказ или увеличение МРП не гарантирует сокращения затрат, т.к. нередко даже при увеличении наработки на отказ ГНО число бригад ТКРС не сокращается.

Поэтому повышение наработки на отказ (или МРП) не должно быть самоцелью для нефтяных компаний. Улучшение этих показателей должно давать положительные результаты в виде сокращения затрат на добычу одной тонны нефти.

Сервис УЭЦН

Дающий фонд скважин, оборудованных УЭЦН, на 01.01.2014 по нефтяным компаниям насчитывает почти 88,2 тыс. единиц (см. «Фонд скважин, дающих продукцию, оборудованных УЭЦН, на 01.01.14»).

Общий дающий фонд за последние шесть лет начиная с 2008 года значительно увеличился — с 66,5 до 76,1 тыс. скв. (на 14%) и далее до 88,2 тыс. скв. (на 16%) — в среднем на 4028 скв. за последние три года. Темп прироста фонда скважин, оборудованных УЭЦН, за последние 10 лет в среднем составил 7,7% в год.

На мой взгляд, стоит ожидать прироста дающего фонда в ближайшие годы в пределах 4–5% в год — около 4 тыс. скв. в год.

Процессы вывода сервисных баз по ремонту и обслуживанию УЭЦН практически завершены, соответственно вырос фонд скважин, обслуживаемых внешним сервисом. Если в начале 2008 года собственными базами нефтяных компаний обслуживалось 34,831 тыс. скв., то через три года — 34,493 тыс. скв., еще через три года — 37,336 тыс. скв.



Внешний сервис рос впечатляющими темпами — с 31,67 тыс. скв. через три года до 41,59 тыс. скв. (+31%), еще через три года — до 50,83 тыс. скв. (+22%). На начало текущего года внешним сервисом обслуживается 58% фонда скважин (см. «Распределение собственного и внешнего сервиса УЭЦН»).

Сохраняется одна из тенденций сервисного рынка УЭЦН — увеличение фонда скважин, обслуживаемых по системе «сутко-прокат». На 01.01.14 таких скважин было 18,809 тыс. против 32,021 тыс. скв., обслуживаемых по системе «сутко-услуга», что составляет 21% от общего дающего фонда.

«Сутко-услуга» — это оказываемый сервисной компанией комплекс услуг (включающий входной контроль оборудования, текущий и

капитальный ремонт всех компонентов УЭЦН, промышленное обслуживание и выполнение текущих заявок и т.д.) по фиксированной цене. «Сутко-прокат» — это предоставление нефтяной компании оборудования, находящегося в собственности завода-изготовителя и обслуживаемого в комплексе по описанному выше принципу, на определенный срок.

Существуют плюсы и минусы у каждой из систем обслуживания. Но обе системы объединяет основное преимущество — сервисная база нацелена на снижение затрат, т.к. только при увеличении наработки на отказ и соответственно снижению количества ремонтов на базе.

Сервисный рынок УЭЦН, на мой взгляд, не является полностью цивилизованным. Отно-

шения между нефтяниками, заводами-изготовителями, сервисными компаниями в большинстве случаев не являются истинно

МРП УЭЦН за последние три года увеличился с 646 до 659 суток — на 2%, МРП ШГН увеличился с 657 до 783 суток — на 19%

партнерскими, в некоторых случаях имеет место диктат условий.

В нескольких регионах наблюдается перенасыщение рынка

Сохраняется одна из тенденций сервисного рынка УЭЦН — увеличение фонда скважин, обслуживаемых по системе «сутко-прокат»

или предложений по сервису. Конечно, при увеличении конкуренции имеет место снижение расценок, однако это не должно приво-

Одна из тенденций рынка УЭЦН — увеличение доли скважин, обслуживаемых западными сервисными компаниями

дить к снижению качества. Необходимо понимать, что низкие расценки не позволят вкладывать средства в модернизацию производства, в обучение персонала, в инновационные технологии.

В недалеком прошлом, да и сегодня тоже, обсуждалась тема развития сервисного рынка

Фонд скважин, дающих продукцию и оборудованных УЭЦН, ШГН, за последние три года увеличился с 129,8 до 139,2 тыс. скважин (+7,2%)

Данный анализ посвящен основным показателям сервиса механизированного фонда скважин России и не является подробным маркетинго-

вым исследованием. Использована информация ЦДУ ТЭК.

Фонд скважин по России

Фонд скважин, дающих продукцию и оборудованных УЭЦН, ШГН, за последние три года увеличился

Фонд скважин, дающих продукцию



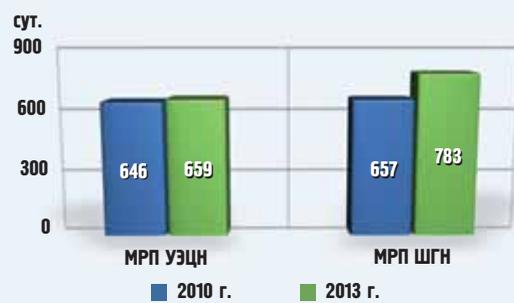
УЭЦН: выводы

За последние шесть лет произошел вывод на внешний сервис баз по ремонту, обслуживанию УЭЦН у большинства российских нефтяных компаний, исключение — ЛУКОЙЛ и «Сургутнефтегаз»; увеличивается доля фонда скважин, обслуживаемых по системе «сутко-прокат»; происходит рост фонда скважин, обслуживаемых подразделениями крупных западных компаний.

При этом рынок УЭЦН недооценен, зачастую выбор происходит по критерию цены в ущерб качеству. На разном уровне находится состояние баз по ремонту, обслуживанию УЭЦН, существует проблема внедрения новых видов технологий и оборудования.

Пока на рынке нет предложений по комплексному сервису УЭЦН — изготовление установки, монтаж, спуск в скважину, вывод на режим, эксплуатация, обслуживание наземного оборудования, подъем, демонтаж, разбор, текущий и капитальный ремонт компонентов. Но в будущем, я думаю, такие предложения появятся.

Межремонтный период работы скважин



УЭЦН, его возможного регулирования со стороны государства. На наш взгляд, для полноценного

Пока на рынке нет предложений по комплексному сервису УЭЦН — в будущем такие предложения появятся

развития рынка механизированной добычи нефти необходимо выполнить три условия:

- определить минимальную стоимость «сутко-услуг» (включающую стандартный набор работ: входной контроль и тестирова-

Ни один из заводов-производителей ШГН, штанг, НКТ не занимается сервисом ШГН, за исключением «Римеры»

ние, текущий ремонт компонентов УЭЦН, монтаж-демонтаж,

УШГН: Выводы

Сервисный рынок ШГН находится в стадии формирования, нет предложений по комплексному обслуживанию УШГН (поставка нового оборудования, входной контроль, ремонт насосов, штанг, НКТ, обслуживание приводов и т.д.).

Прогноз — в будущем появятся сервисные компании, предлагающие комплексное обслуживание УШГН по системе «сутко-услуга» или «сутко-прокат», т.к. это один из путей сокращения инвестиционных и операционных затрат на обслуживание скважины, оборудованной ШГН.

разбор оборудования и определение причин отказов, промышленное обслуживание), обеспечить ее применение при заключении контрактов;

- заключать долгосрочные договоры на три года;
- обеспечить оплату услуг не более чем через 30 суток.

Распределение фонда скважин по сервисным компаниям на 01.01.14: СК «Борец» — 18100 скв., Baker Hughes — 7740, «Римера» — 6640, «Новомет» — 6200, УК «Система сервис» — 5100, Schlumberger REDA — 3750, «Алмаз» — 1500, мелкие компании — 1800 скв.

Для сравнения: Сургутская ЦБПО ЭПУ («Сургутнефтегаз») обслуживает 17079 скважин, «ЛУКОЙЛ ЭПУ Сервис» (ЛУК-ОЙЛ) — 15762 скв. Потенциал роста внешнего сервиса до 5 тыс. скв. с оговоркой, что в основном это фонд малых нефтяных компаний, по которым нет достоверной информации, в каких-то случаях ремонт просто не производится, отсутствует комплексное обслуживание и т.п.

Одна из тенденций рынка УЭЦН — увеличение доли скважин, обслуживаемых западными сервисными компаниями: за шесть лет с 2100 до 11490 скважин (22% внешнего сервиса, 13% от общего дающего фонда).

Сервис УШГН

За последние 10 лет дающий фонд скважин, оборудованных ШГН, снизился с 61289 до 51007 скважин — на 20%. В настоящее время самый большой фонд скважин, оборудованных УШГН, в «Татнефти» — 16470 скв., или 32% от общего фонда УШГН. Второй по величине фонд у «Башнефти» — 11882 скв. (23%), далее идут ЛУКОЙЛ — 7686 скв. (15%), «Роснефть» — 5939 скв. (12%), «Сургутнефтегаз» — 2981 скв. (6%), «РуссНефть» — 376 скв. (0,7%), «Славнефть» — 104 скв. (0,2%, см. «Фонд скважин, дающих продукцию, оборудованных ШГН, на 01.01.14»). В отличие от сегмента УЭЦН в секторе УШГН сервис пока развит слабо.

УЭВН и УШВН: Выводы

Процесс формирования рынка УВН, на мой взгляд, не наблюдается из-за отсутствия крупных заказов нефтяных компаний, которые самим приходится организовывать ремонт на собственных базах, но из-за малого фонда скважин, из-за сложности технологии ремонта винтового насоса после его подъема они становятся практически «одноразовыми».

На мой взгляд, нефтяники еще не ощутили плюсы данного вида эксплуатации, с учетом расчета совокупных затрат на приобретение, ремонт, обслуживание в сравнении с другими способами добычи нефти.

Я думаю, нужны пробные проекты на 50–100 скважин, но при этом завод-поставщик должен организовать ремонт винтовых насосов в регионах.

Распределение собственного и внешнего сервиса УЭЦН



При этом надо отметить, что ни один из заводов-производителей ШГН, штанг, НКТ не занимается сервисом ШГН, за исключением «Римеры», имеющей в своем составе «Ижнефтемаш» (производитель ШГН) и Ноябрьскую центральную трубную базу.

Поставку нового оборудования (привода СК, ШГН, штанг, НКТ) и сервисное обслуживание УШГН (входной контроль, ремонт насосов, штанг, НКТ, обслуживание приводов и т.д.) не предлагает ни один из заводов-производителей.

По сервисным компаниям достоверной информации по обслуживаемому фонду нет, наиболее крупные компании — «ТМС Групп», «Башнефть — Сервисные Активы», однако их основные производственные базы расположены в Урало-Поволжском регионе. Также частичный сервис (ремонт, доставка) осуществляют сервисные подразделения компаний «ЭЛКАМ-нефтемаш», «РИМЕРА-Сервис-Нижневартовск» (около 300 скв.), СПО «АЛНАС» и другие.

Но, повторюсь, ни в одном из этих случаев говорить о предоставлении услуг в комплексе пока не приходится. К примеру, «РИМЕРА-Сервис-Нижневартовск» осуществляет только завод и ремонт ШГН и штанг, но не занимается обслуживанием наземного оборудования и НКТ.

Вместе с тем, стоит отметить, что, несмотря на отсутствие комплексного сервиса в сегменте УШГН, удельные затраты на сервис скважин, оборудованных штанговыми насосами, значи-

тельно ниже, а МРП, напротив, значительно выше, чем в сегменте УЭЦН.

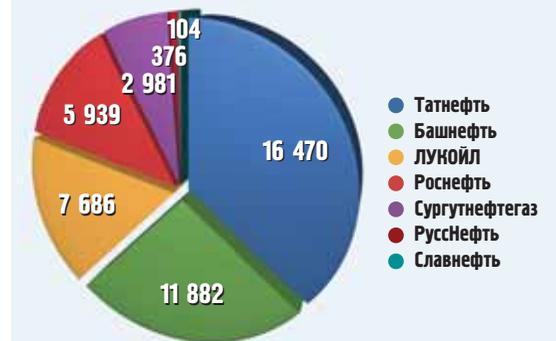
Есть данные по некоторым нефтедобывающим предприятиям, согласно которым общие удельные расходы, включающие в себя также операционные и инвестиционные затраты на обслуживание одной скважины, оборудованной УЭЦН, выше затрат на одну скважину, оборудованную ШГН, в 2,5–2,8 раза.

Сервис УЭВН и УШВН

Что касается рынка сервиса винтовых насосов, то он на данный момент практически отсутствует. Компаний, готовых предложить нефтяникам комплекс обслуживания, включающий поставку, входной контроль и ремонт этого оборудования, в России пока нет. Сегодня фонд скважин, оснащенных винтовыми насосными системами, насчитывает не более 2 тыс.

Динамика прироста фонда составляет 100–150 скважин ежегодно, и пока основной вид услуг в данном сегменте — поставка и продажа нового оборудования, которым оснащаются скважины. Винтовые насосы с наземным приводом предлагают своим заказчикам такие компании, как Netzsch, Baker Hughes, Weatherford, российские «Канарос», Завод им. Гаджиева, «ЭЛКАМ-нефтемаш», «ВНИИБТ-Буровой инструмент» и др.; с подземным приводом — «Борец», «Группа ГМС», Netzsch, Baker Hughes и др.

Фонд скважин, дающих продукцию, оборудованных ШГН, на 01.01.14, скв.



В заключение хочу сказать следующее. Для того, чтобы обеспечить постоянный рост объема добычи нефти в России, достиг финансовых показателей,

В будущем появятся сервисные компании, предлагающие комплексное обслуживание УШГН по системе «сутко-услуга» или «сутко-прокат»

заложенных в бизнес-стратегиях нефтяных компаний, необходимо менять подходы к фор-

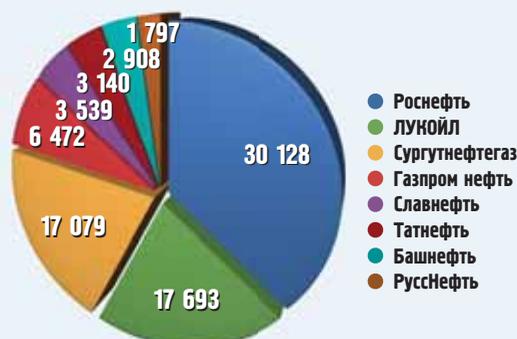
Рынок сервиса винтовых насосов, а ими оснащены до 2 тыс. скважин, отсутствует — нет крупных заказов

мированию и функционированию сервисного рынка мехдобычи нефти.

Для полноценного развития рынка мехдобычи нефти необходимо выполнить три условия: определить минимальную стоимость «сутко-услуг», заключать договоры на три года, обеспечить оплату услуг не более чем через 30 суток

Предлагаю продолжить дискуссию на страницах «Вертикали» и сформулировать конкретные предложения по развитию рынка нефтесервисных услуг.

Фонд скважин, дающих продукцию, оборудованных УЭЦН, на 01.01.14, скв.



ДИСКУССИИ:

Вопрос («ТМС групп»): Раньше мы играли в тендеры ежегодно, и была проблема в том, что можно было проиграть, и тогда не было возможности дальнейшего развития сервиса. На сегодняшний день, заключив трехлетний контракт, мы попадаем в кабалу к таким крупным компаниям, как ЛУКОЙЛ. Договор нам навязан. И система по индексации цен на будущий год просто замораживается в связи с «макроэкономической ситуацией внутри компаний». Они устанавливают расценки увеличения на процент, который не обговорен в условиях тендера.

Так, при заключении контракта с «ЛУКОЙЛ-Пермью» в тендерном предложении трехлетнего контракта была заложена индексация в размере 4,5–5,5% ежегодно. По факту она составила 2% с трактовкой, связанной с экономической ситуацией в самой компании.

Поэтому заключение таких трехлетних контрактов на сегодняшний день уже является не прогрессивным, а регрессивным. Компании, в частности сервисные, вынуждены снижать свои издержки. В то же время это оказывает влияние как на количество, так и на качество самих услуг.

Такой же яркий пример — компании «Удмуртнефть», «Роснефть», РИТЭК. В них аналогичные ситуации. Это, иными словами, не частный случай.

В принципе, сама структура сервисных услуг, особенно связанных с ШГН или с наземным оборудованием, с подземным оборудованием, характеризуется большими транспортными затратами. То есть, передвижение. А это содержание баз, содержание людей.

Р.К.: И это притом, что вы владеете значительной долей рынка по ШГН, самой крупной, скажем так. Даже вы не можете себе позволить небольшие индексы дефлятора, их применение. Что ж, это еще один из примеров, когда все заботы переключаются на сервисников.

Н.Пекарников (Экспертный совет): Проблема была и остается, а пути ее решения, к сожалению, так и не проясняются. Есть и еще одна далеко спрятанная проблема, она связана с систематическим предъявлением нефтяными компаниями штрафных санкций сервисникам.

Надо сказать, что сервисные предприятия изначально небогаты. Там нет жирка, чтобы соревноваться в перетягивании каната. А число нарушений, мол, довольно большое, и ошибка стоит очень дорого из-за недоработки гарантийного срока или отказа по вине сервисной компании... Эти величины очень значительные, вплоть до разорительных.

Нам бы всем хотелось услышать, есть ли какие-либо прецеденты в этой области в отношении отстаивания своих прав. Дело в том, что тенденция по усилению диктата заказчика по отношению к сервисным компаниям нарастает. Нефтяные компании находят какие-то новые требования и предъявляют их для исполнения в виде предписаний, технических требований.

В целом, картина получается довольно прискорбной. Очень сложно стало работать в сервисной компании. Не получается ожидаемого и необходимого партнерства, о котором мечтают сервисные компании, когда совместные решения и совместные цели заинтересовывают обе стороны. В этом главное достоинство системы «сутко-проката», роль которого увеличивается. Тем не менее, проблемы, связанные с взаимоотношениями между нефтяными компаниями и сервисными, остаются весьма и весьма острыми.

И, пожалуй, самое плачевное в этом то, что не хватает средств для развития, прогресса. Увы, посещая сервисные компании, мне приходится наблюдать, что ремонтные технологии во многом даже деградируют. Если раньше во многих сервисных компаниях, ремонтных предприятиях был некий прогресс — увеличение количества ремонтных технологий из года в год — и они совершенствовались, то сейчас идет обратный процесс.

Количество ремонтных технологий сокращается. Капитальный ремонт ПЭД — это уже вообще единичное явление. Всего несколько предприятий Западной Сибири владеют этой технологией. Колоссальное количество оборудования, ожидающего ремонта, лежит на всех сервисных предприятиях и базах. Это, кстати, результат ужесточения диктата заказчика и сокращения качества сервисных услуг...

А.Гайнетдинов («Башнефть — Сервисные Активы»): У нас те же проблемы, только они кратны тем, о которых только что говорилось, поскольку мы только в конце 2013 года перешли на внешний сервис. Среди членов Экспертного совета есть также нефтяные компании. Они, наверное, тоже понимают, что наступают на те же самые грабли, вынуждая сервисных предприятия не только снижать цены предоставления услуг, но и решать несвойственные для них задачи. Заказчик все больше и больше требует неспецифических знаний и умений или действий от сервисных предприятий...

С.Слепченко («Новомет»): Рустам Сагарярович сказал о возможности государственного регулирования, вмешательства в эту сферу, в эту область. Основной игрок, основной заказчик — это «Роснефть», государственная компания. Подход к подрядчику абсолютно рыночный. Тендер — постоянное давление, снижение цены, и так далее. В таком ключе государственное вмешательство, если честно, уже не нужно. Тогда каким может быть государственное вмешательство?

Р.К.: На мой взгляд, речь идет о ряде мер, которые государство могло бы предпринять в данном виде услуг. Иногда в дискуссиях приводят примеры Норвегии, Китая, когда государство просто поддерживает своих производителей через некие налоговые льготы и таможенные пошлины и устанавливает каким-то образом правила игры. Мы об этом долго говорим, но государство, получается, не обращает на это внимание. На конференциях выше рангом, на совещаниях подкомитетов Думы, и так далее частенько обсуждаются вот такие вопросы, но движения нет.

А как бы оно регулировало? Теми механизмами и инструментами, которые имеются. Почему мы говорим о том, что проблема внедрения новых видов технологий и оборудования стоит очень остро? Потому что НИОКР из прибыли компаний идет. А кто будет тратить средства? Это одна из причин. Поэтому у нас мало новинок, скажем так. Поэтому по каким-то направлениям мы отстаем от западных сервисных компаний.

С.С.: А Экспертный совет об этом не задумывался?

Р.К.: Мы можем, конечно, вписать это в протокол нашей конференции. Можем подать или подготовить обращение или письмо в какие-то органы. Но здесь-то основное, понимаете, — хотя бы сейчас пообщаться, пообсуждать, выслушать предложения. Может быть, правильно вы говорите, предложить какие-то конкретные пункты. Как пример, насколько я знаю, недавно проходило одно из мероприятий касательно бурения скважин в России. Был составлен протокол или обращение из 20 пунктов. В нем довольно подробно перечислили, какими мерами можно было бы навести порядок в области бурения скважин, поставки оборудования для бурения.

Поэтому давайте подумаем, как сформулировать их. Может быть, уже пришла пора их сформулировать, по крайней мере, изложить на страницах журнала. Организовать еще раз дискуссию на эту тему, опрос. Нужно обсуждать, нужно предлагать какие-то вещи, согласен.

М.Гинзбург (РИТЭК-ИТЦ): Вопрос налоговых льгот для предприятий, использующих, в частности, энергоэффективную технику, затрагивался. И в журнале «Нефтегазовая Вертикаль» за прошлый год была такая статья. В настоящее время готовится полный обзор с предложениями по превращению этого фантома налоговых льгот, который озвучен в законах Российской Федерации и в двух постановлениях Правительства (№308 и 637). Как сделать их работающими. Мы предварительно договорились, что этот материал будет вывешен на сайте Экспертного совета и опубликован в журнале «Нефтегазовая Вертикаль». Я приглашаю всех специалистов высказать свое мнение и дать предложения.

Н.Пекарников: Коллеги, буквально одна реплика. Один из шагов, где Экспертный совет может явиться инициатором, это срок оплаты услуг. На сегодняшний день практика — 60 дней. Представляете, какие нужно иметь оборотные средства, каким образом их нужно накопить за счет кредитов или собственной деятельности, чтобы получить деньги спустя 60 дней после оказания сервисных услуг? Это же скрытое кредитование получается, понимаете? Изначально условия ставятся заказчиком таким образом: если хочешь со мной работать, имей в виду, что я буду платить только спустя 60 дней.

О каком качестве и о каком прогрессе может идти речь? Предприятие, впервые входящее на рынок, выигравшее, постаравшееся показать высокое качество своих услуг, прорекламировать себя. Вышло. А теперь где ему взять денег, чтобы 60 дней работать бесплатно? А потом, ведь оно само себя должно обеспечить материалами. И поставщики тоже сразу же ничего не предоставляют, тоже требуют предоплаты. У нас вот такая система.

Кстати, зарубежная практика говорит совершенно об обратном. Там, наоборот, стараются поддержать производителя, поддержать сервисную компанию, заплатить ей, а потом уже получить от нее услуги. Или хотя бы рассчитывать сразу же, как только такая услуга будет оказана. И это нормально. Вот даже хотя бы здесь немножко смягчить отношение к сервисным компаниям, и уже ситуация улучшится...

Р.Аухадеев («Татнефть»): Вопрос к докладчику. Вы показали динамику основных показателей сервисного рынка. Рынок подразумевает рубль. И хотелось бы в динамике увидеть, как компании предлагают свои услуги на единицу продукции, то есть на одну установку ЭЦН, ШГН или винтовой насос. Тогда наверняка можно было бы оценить ту или иную компанию, как она себя позиционирует в рамках сервиса...

Р.К.: Вы знаете, пробовали получить такую информацию. Ссылаясь на закрытость, конфиденциальность, ее практически никто не предоставляет... Можно найти неофициальным путем, но она не может служить основой для анализа. Давайте подумаем, каким образом это можно сделать.

Вопрос («Борец»): Хотелось бы еще заострить такой вопрос. Видна яркая тенденция, что постепенно заказчик уходит в прокат. Прокат — это у нас длинные инвестиционные деньги и, соответственно, более высокие риски для подрядчика, для сервисных компаний, которые являются также и производителями.

Но заказчик постоянно продолжает высылать завышенные производственные программы, в денежном выражении идет превышение на 15–20% фактических суток. И мы получаемся в неконкурентоспособных условиях. График ввода скважин, который обычно указывается в этих программах, не соответствует действительности. Ввод по программе — за год, а по факту — в лучшем случае за два. Оборудование, получается, идет за свой счет, а возврат денег занимает минимум три года. Вот эта стратегия развития сервисного бизнеса в итоге может привести к очень плачевной ситуации.

Р.К.: Согласен, важное замечание. Речь идет о некорректных данных, предоставляемых производственными программами, которые участвуют в расчете «сутко-услуг» или «сутко-проката».

Н.Чинкова («Газпром нефть»): Комментарий — длинные инвестиционные деньги, какие-то вложения, которые производит сервисная компания, — это все понятно. Длинные инвестиции мы подтверждаем долгосрочными контактами, где четко прописаны объемы каждый год и прописана стоимость контракта. Мы так работаем.

Далее, почему мы все забыли про лизинг? Почему мы забыли про ускоренную амортизацию? Почему мы забыли про отсрочку платежа? Это большая плюс. Ни одна компания, которая занимается сервисом проката, инвестиции не вкладывает полностью свои. Все работают через лизинг. Хотелось бы, чтобы это звучало и не забывалось...