

Под диктовку заказчика Customer Diktat Will Only Get Stronger



Вадим Кравец

Vadim Kravets

В 2012 году российский нефтесервисный рынок ознаменовали две тенденции. С одной стороны, стали набирать обороты ранее только обозначавшиеся качественные технологические изменения в предлагаемых услугах и работах: практически повседневной практикой стало горизонтальное бурение и соответствующий комплекс работ по его сопровождению, технически усложнились капитальные ремонты скважин и геофизические исследования. С другой стороны, нефтесервисный рынок окончательно стал рынком заказчика, который почти полностью определяет ценовые ограничения и технологические особенности проведения работ. Это коренным образом отличает нынешнюю рыночную ситуацию от того состояния, в котором нефтесервис находился до начала финансово-экономического кризиса 2008-2009 годов.

По всей видимости, нынешнее состояние нефтесервисного рынка продлится по крайней мере до 2014 года, то есть до начала массового промышленного освоения крупных месторождений Юрубчено-Тохомской зоны в Эвенкии и группы Мессояхских месторождений на севере Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО).

При этом вовсе не факт, что через два-три года ситуация для нефтесервисных компаний станет существенно легче, так как в результате покупки «Роснефтью» ТНК-ВР в конце 2012 года эта

The past year, 2012, was significant for the Russian oilfield services market in light of two trends. On the one hand, the nascent technological breakthrough in service offerings continued full-on: horizontal drilling and related services have become virtually commonplace, while well workover and logging applications have become more sophisticated. On the other hand, the oilfield services market has ultimately become a customer's market, one that almost completely controls pricing limitations and technological nuances of the work. This radically distinguishes the current competitive landscape from the state in which the oilfield service sector found itself before the 2008 and 2009 financial and economic crisis.

In all likelihood, the oilfield services market will continue in its current state until at least 2014, i.e., until the start of large-scale commercial development of major fields in the Yurubcheno-Tokhoma zone in Evenkia and Messoyakha group of fields in northern Yamal-Nenets autonomous district (YNAD) (see "Russian oil production forecast for 2013-2022").

Furthermore, it is not at all guaranteed that in two or three years the oilfield service companies will get a significant break, since the acquisition of TNK-BP by Rosneft in late 2012 allowed the state-owned buyer to influence economic behavior of not only its new subsidiary but, indirectly, the policies of Slavneft and Messoyakhaneftegaz, which after the acquisition of TNK-BP it came to co-own, on a parity basis, with Gazprom Neft.

госкомпания получила возможность влиять на экономическое поведение не только этой новой своей «дочки», но и опосредованно на политику «Славнефти» и ОАО «Мессояханнефтегаз», которыми в результате покупки ТНК-В она стала владеть на паритетных началах вместе с «Газпром нефтью».

Фактически в конце прошлого года сложился мощный альянс: «Роснефть» – бывшая ТНК-ВР – «Славнефть» – «Мессояханнефтегаз», контролирующий разработку крупнейших новых российских месторождений в перспективе до 2022 года вместе со значительной долей всего остального рынка.

Структура рынка уже оформилась

Чтобы понять, в каком направлении при такой расстановке сил будет развиваться рынок, надо обратиться к истории его формирования.

Отечественный нефтесервисный рынок в существующей форме сложился не сразу. Первоначально пулу крупных заказчиков-недропользователей противостояла аморфная масса довольно разнокалиберных компаний-исполнителей.

К 2007 году процесс структурного оформления отечественного рынка в основном закончился, и на нем выделились три группы компаний

- » крупные международные компании - Schlumberger, Baker Hughes, Weatherford, Halliburton;
- » российские нефтесервисные холдинги (например, та же «Интегра» или «Геотек»);
- » мелкие отечественные компании.

Международные компании в подавляющем большинстве случаев имеют в своем составе предприятия, производящие оборудование, подразделения, оказывающие сервисные услуги, а также научно-технические центры. Характерной их особенностью является то, что они оказывают дорогостоящие услуги и практически никогда не торгуют своими ноу-хау, примерно так же, как этот делали западные компании еще во времена Советского Союза.

Российские холдинги обычно работают в среднем ценовом диапазоне, приближаясь по качеству предоставляемых услуг к своим зарубежным конкурентам. В дальнейшем они имеют все шансы для постепенного доведения качества работ до уровня международных нефтесервисных гигантов. Некоторые из них можно считать аффилированными с отечественными ВИНК. Это, например БКЕ «Евразия» (известна своими связями с «ЛУКОЙЛом») или образованный в начале 2013 года холдинг «Башнефть – Сервисные активы» (в настоящее время является дочерним предприятием «Башнефти»).

In effect, a powerful alliance comprised of Rosneft, former TNK-BP, Slavneft and Messoyakhaneftegaz had emerged by the end of 2012, and it is this alliance that will control the development of Russia's largest new fields through 2022 – along with a considerable share of the remaining market.

Market Structure is Already in Place

In order to understand the future direction of the market given this competitive environment, we should take a look at its origins.

The Russian oilfield services market in its current form did not appear overnight. Initially, the pool of major subsoil-user customers was faced off with an amorphous mass of rather disparate provider companies.

By 2007, the structural makeup of the domestic market was largely in place, featuring three distinct categories of companies:

- » Major internationals - Schlumberger, Baker Hughes, Weatherford, and Halliburton
- » Major Russian oilfield service provider holdings (such as Integra or Geotek)
- » Small-size domestic companies

The vast majority of the international companies possess their own equipment manufacturing facilities, service providers and research and engineering centers. Their hallmark has been the provision of expensive services and almost never the sale of their know-how - similar to the way Western companies used to operate back in Soviet times.

The Russian “holdings” typically work in the mid-price range, and the quality of their services is approaching that of their foreign competitors. In the future, they have good chances of eventually catching up with international oilfield service giants in terms of service quality. Some of these companies can be considered affiliates of Russian vertically integrated oil companies (VIOCs). Examples of these include BKE Eurasia (known for its ties to Lukoil) and Bashneft – Service Assets, founded in early 2013 and currently a subsidiary of Bashneft.

Finally, the market is home to a whole lot of small independent companies, which work in the low price range segment. From a technology standpoint, demand for their services will soon be limited to the least economically and technically robust oil companies.

Yet the Market has Grown

It is against this service sector backdrop - and organically with it – that the financial and physical parameters of the Russian oilfield services market have evolved over the past eight to ten years.

The Russian Oilfield Services Market study undertaken by RPI in early 2013 shows that on aggregate the market grew

Наконец на рынке присутствует масса мелких независимых компаний, которые работают в низком ценовом диапазоне. Их услуги в технологическом плане могут в скором времени стать востребованными лишь самыми экономически и технически слабыми заказчиками.

Рынок все-таки вырос

На фоне этой ситуации с сервисными компаниями и взаимозависимо от нее на протяжении последних 8-10 лет изменялись финансовые и физические параметры российского нефтесервисного рынка.

Проведенное компанией RPI в начале 2013 года исследование под названием «Российский рынок нефтепромыслового сервиса» показало, что в течение 2005-2012 годов суммарный объем рынка в денежном выражении, даже несмотря на кризис 2008-2009 годов, постоянно рос.

За семь лет этот показатель увеличился на 122%, с 232,8 млрд рублей в 2005 году до 516,2 млрд рублей в 2012 году. Основными драйверами роста:

- » эксплуатационное бурение;
- » гидроразрыв пластов (ГРП);
- » капитальный ремонт скважин (КРС).

in cash terms from 2005 to 2012 even despite the 2008 and 2009 crisis.

Between 2005 and 2012 the market grew 122 percent from 232.8 billion rubles in 2005 to 516.2 billion rubles in 2012. The primary growth drivers were:

- » Production drilling
- » Hydraulic fracturing
- » Well workovers

To increase oil production, Russian oil companies engaged in extensive drilling campaigns in both new and old fields. For virtually all Russian VIOCs, drilling during this period was the main method of increasing overall hydrocarbons production. Apart from extensive increases in meters drilled, production drilling underwent certain technological improvements (for instance, horizontal drilling became more widely used). This predictably promoted the growth of related oilfield service segments, such as Measuring While Drilling (MWD) and Logging While Drilling (LWD).

The hydraulic fracturing segment grew due to both wider application of this technique in new wells and the desire to use fracturing to boost flow rates in the current declining well stock (i.e., in wells completed before the current calendar year).

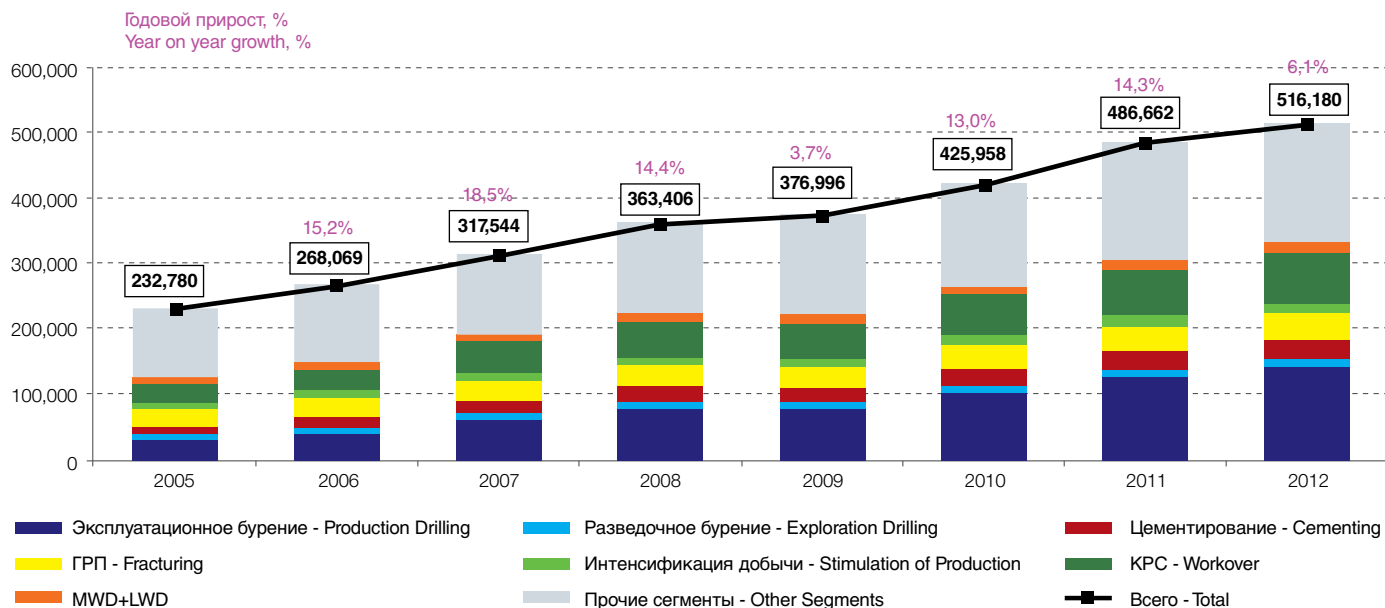


Рисунок 1. Годовые суммарные объемы нефтесервисного рынка России в 2005-2012 годах, млн рублей.

Источник: Анализ RPI

Figure 1. Russia's total annual oilfield services market value in 2005-2012, millions of rubles. Source: RPI analysis

Чтобы прирастить объемы нефтедобычи российские нефтегазовые компании интенсивно бурили скважины как на новых, так и на старых месторождениях. Практически для всех российских ВИНК бурение в этот период времени являлся основным способом увеличения общего объема добычи углеводородов. Помимо экстенсивного

The workover sector grew rapidly as well interventions, especially in the ageing well stock, became increasingly costly and frequent.

Consequently, in 2012 the following operations held the highest shares of the total Russian oilfield services market:

- » Production drilling (28 percent of the total market)



Силовой вертлюг TDS-11SA



Механизм переноса свечи (STV)



Устройство для механизированной подвески и развинчивания труб ST-80C



Блок противовыбросовых превенторов LXT

Оптимизация эффективности ваших буровых работ

Передовые технологии компании NOV помогают улучшить результаты бурения, повысить его безопасность и сократить усталость персонала при работе в суровых природных условиях

Компания National Oilwell Varco в России:

- Московский офис продаж и поддержки
- Московский склад запасных частей
- Местное обслуживание и технический опыт Круглосуточно

Россия, Москва 115054

Павелецкая площадь 2, стр. 2, 21-й этаж

Тел. +7 (495) 775-2540

NOV NATIONAL OILWELL VARCO

увеличения проходки эксплуатационное бурение совершенствовалось технологически (например, более широко стало применяться горизонтальное бурение). Это закономерно вызвало рост смежных нефтесервисных сегментов, например, сегмента телеметрии и каротажа во время бурения (MWD и LWD соответственно – прим.).

Сегмент ГРП увеличивался как в связи со все большим распространением этих операций на новых скважин, так и стремлением поднять за счет ГРП дебиты на переходящем фонде скважин (т.е. на скважинах, пробуренных до наступления текущего календарного года).

Сектор КРС интенсивно рос в связи с тем, что ремонты, особенно на старом фонде скважин, становились все более дорогими и частыми по времени.

in cash terms)

- » Well workover (15 percent)
- » Pump services (10 percent)
- » Well logging (10 percent)
- » Hydraulic fracturing (nine percent)

These segments held commanding heights in absolute money terms in 2012:

- » Production drilling – 142.8 billion rubles
- » Well workover – 77.5 billion rubles
- » Pump services – 53.7 billion rubles
- » Well logging – 53.4 billion rubles
- » Hydraulic fracturing – 44.6 billion rubles

Where we are Now

Moving on to a market assessment in physical terms, we get the following picture. We will note, however, that analysis in this article is limited only to the production drilling, hydraulic fracturing and well workover segments.

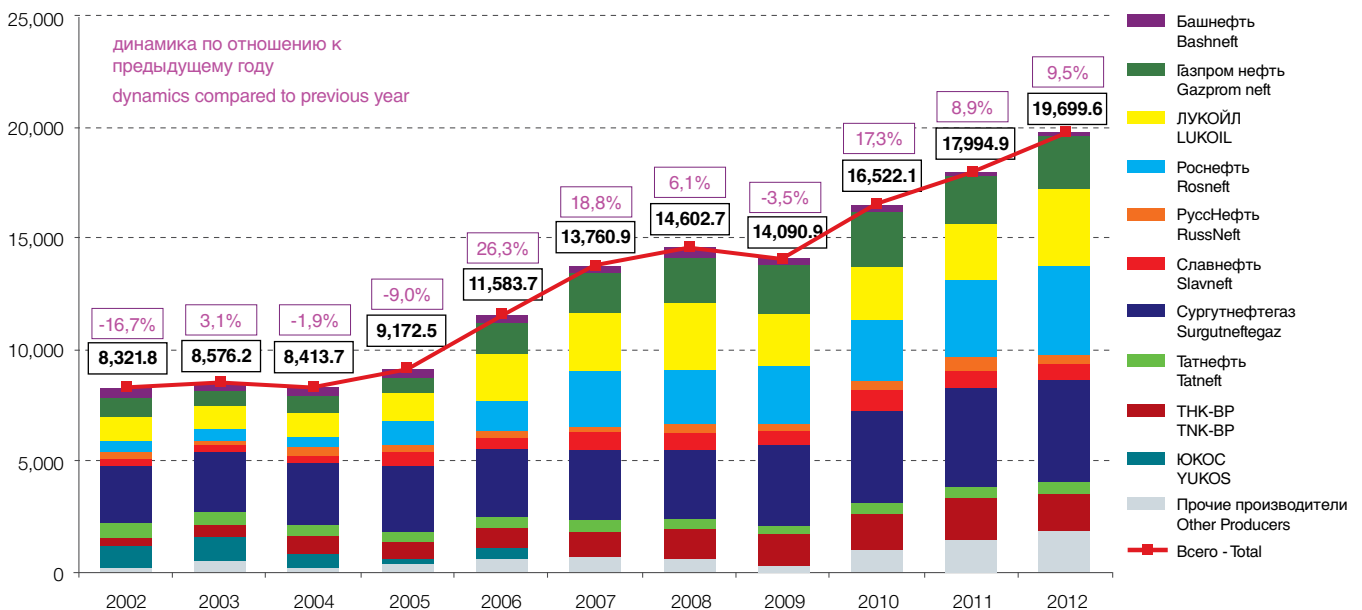


Рисунок 2. Годовые объемы эксплуатационного бурения в российских компаниях в 2002-2012 годах, тыс. м
Источник: ЦДУ ТЭК

Figure 2. Annual production meters drilled by Russian companies in 2002-2012, thousands of meters

Source: Central Dispatch Office of the Fuel and Energy Sector

В результате в 2012 году наибольшими долями в общем объеме нефтесервисного рынка России обладали:

- » эксплуатационное бурение (28% от общего объема рынка в денежном выражении);
- » капитальный ремонт скважин (15%);
- » насосные услуги (10%);
- » геофизические исследования скважин (10%);
- » гидроразрыв пластов (9%).

В абсолютном денежном выражении в 2012 году перечисленные сегменты имели весьма впечатляющие величины:

Between 2002 and 2012, total production meters drilled grew by 137 percent. More specifically, in the post-crisis period, the increase in the nationwide meters drilled in 2010 by 17.3 percent over the previous year fully made up for its decline in 2009. In 2011 total production meters drilled across Russia increased by a further 8.9 percent compared with 2010, closing in on 18 million meters. This trend continued in 2012: production meters drilled grew by 9.5 percent and reached a ten-year high, having come very close to 20 million tons.

In the production drilling sector, horizontal drilling grew particularly fast from 2010 to 2012 – even though earlier,

PBL Система обхода многократной активации



Новейшее в буровых циркуляционных системах многократной активации

PBL® Автозатворная система обхода многократной активации:

- Закачка в зону поглощения всех типов LCM материалов, включая агрессивные и цементные композиции
- Увеличение значений расхода промывочной жидкости для улучшения очистки ствола скважины, что приводит к снижению потерь крутящего момента (при роторном бурении) и, таким образом, увеличивает механическую скорость бурения
- Увеличение скорости потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве в скважинах с большими отходами и горизонтальных стволах, где удаление шлама и очистка ствола проблематичны
- Кислотные и стимулирующие обработки
- Отбор керна

Кроме того, у PBL есть несколько характерных особенностей:

- Инструмент PBL закрывается, когда буровые насосы останавливаются, устраняя эффект сообщения трубного и затрубного пространств, что позволяет, в отличие от аналогичных инструментов, контролировать скважину при НГВП
- Функция «автозатвор» позволяет поднимать бурильные трубы без сифона или спускать трубы на забой без долива
- PBL может быть активирован и дезактивирован многократно (до 10 раз) в течение одного рейса бурового оборудования на забой
- Давление дезактивации PBL может быть задано по выбору оператора

PBL® Инструмент промывки многократной активации:

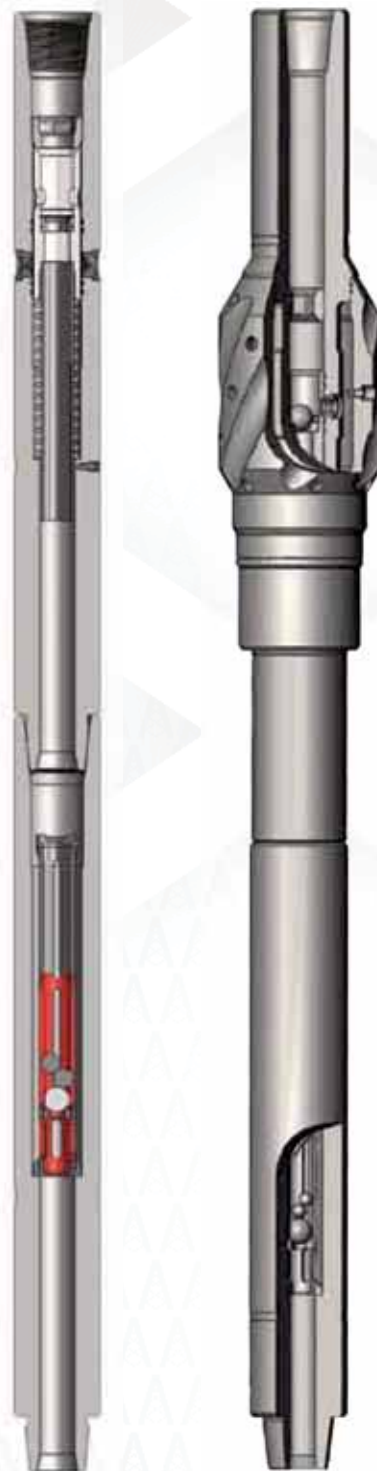
Усиление очищающего эффекта достигается за счет множества промывочных насадок, расположенных по корпусу инструмента

Инструмент промывки многократной активации имеет широкий спектр применения в буровых работах и при заканчивании скважин:

- Очистка блока превенторов, морских стояков, подвесных устройств для хвостовиков без дополнительных рейсов бурильной колонны
- При использовании в качестве элемента КНБК, очистка может быть проведена во время подъема, без вращения бурильного инструмента

Байпасная система многократной активации PBL®

Мультиструйный инструмент PBL®



629800, РФ, ЯНАО, г. Ноябрьск
Промзона, панель 11
Тел./факс (3496) 343042, 343062
Наиль Хуббитдинов
Моб. +7 912 423 8055
E-mail: nkhubbitdinov@mail.ru



PBL – зарегистрированный
товарный знак компании SBO

www.dsi-pbl.com

- » эксплуатационное бурение – 142,8 млрд рублей;
- » капитальный ремонт скважин – 77,5 млрд рублей;
- » насосные услуги – 53,7 млрд рублей;
- » геофизические исследования скважин – 53,4 млрд рублей;
- » гидроразрыв пластов – 44,6 млрд рублей).

Что мы имеем

Если перейти к оценке рынка в физическом выражении (при этом заметим, что анализ в статье ограничивается только сегментами эксплуатационного бурения, ГРП и КРС), то увидим, что в течение 2002-2012 годов объемы проходки в эксплуатационном бурении выросли в общей сложности на 137%. В частности, в послекризисный период возрастание общероссийского объема бурения в 2010 году на 17,3% по сравнению с предыдущим годом полностью компенсировало его падение в 2009 году. В 2011 году общий объем эксплуатационного бурения в России увеличился еще на 8,9% по сравнению с 2010 годом и приблизился к отметке в 18 млн м. В 2012 году эта тенденция продолжилась: объем эксплуатационного бурения возрос на 9,5% и достиг своего максимума за последние десять лет, вплотную приблизившись к уровню в 20 млн м.

В секторе эксплуатационного бурения особенно интенсивно в 2010-2012 годах развивалось горизонтальное бурение. Хотя ранее, в течение всего периода 2000-х годов, бурение горизонтальных скважин в России не было широко распространено, главным образом из-за технологических сложностей – отсутствия совершенной техники для телеметрии и каротажа во время бурения, а также современных буровых растворов. В среднем по ВИНК в этот период времени доля горизонтального бурения держалась в пределах 10-12% от всего эксплуатационного бурения (доля вычислялась как доля горизонтальных скважин от всего числа введенных эксплуатационных скважин - прим.).

После 2009 года наметился новый тренд в развитии горизонтального бурения – большинство российских ВИНК либо уже в 2010-2012 годах резко увеличило долю горизонтального бурения, либо намерено увеличить эту долю в течение нескольких предстоящих лет. В итоге темпы годового роста общероссийского объема горизонтального бурения выросли на 29% в 2010 году и на 25% в 2011 году (по сравнению с предыдущими годами). В 2012 году прирост объемов горизонтального бурения составил 21%.

В последние два-три года в России очень широко применялись ГРП как на новых скважинах (то есть при вводе скважины), так и ГРП на переходящем фонде скважин.

throughout the 2000s, horizontal drilling was not widely used in Russia, primarily due to engineering constraints, such as a lack of sophisticated MWD and LWD equipment and modern drilling fluids. On average across VIOCs, during this period the share of horizontal drilling stayed within 10 to 12 percent of total production drilling. (Note: This share was calculated as a percentage of horizontal wells in the total number of production wells.)

After 2009, a new trend took shape in horizontal drilling – most Russian VIOCs have either already rapidly increased their proportion of horizontal drilling from 2010 to 2012, or intend to do so over the next few years. As a result, total horizontal drilling nationwide grew by 29 percent in 2010 and by 25 percent in 2011 (year on year). Horizontal meters drilled grew a further 21 percent in 2012.

In the past two or three years Russia has seen extensive application of hydraulic fracturing both in new wells (i.e., wells brought on stream) and in the current declining wells.

According to experts' estimates, hydraulic fracturing is currently performed on approximately 70 percent of new wells. This is due to the fact that oil companies have to tap into poor-quality reservoirs. At Surgutneftegaz, this number is even higher, reaching nearly 80 percent of the total new well count. According to industry expert estimates, the percentage of new wells in which hydraulic fracturing is performed will increase even more in the future.

In 2009, due to the economic crisis, the number of hydraulic fracturing jobs declined by 6.2 percent compared with the year before. As the crisis ended in 2009 and 2010, hydraulic fracturing started growing again. In 2012 the number of fracturing jobs on new wells increased 43.6 percent compared with 2009.

In 2007 and 2008, the number of successful fracturing jobs performed by Russian VIOCs on the declining well stock leveled off at around 4,000 jobs per year. (Note: A successful fracturing job is one that results in an increase in a well's flow rate.)

In 2009, due to the economic crisis and decline in investment, the annual number of fracturing jobs on the declining well stock slipped 1.3 percent over the previous year. This trend held true for all Russian VIOCs with the exception of Surgutneftegaz.

In the post-crisis period, in 2010, the annual number of hydraulic fracturing operations grew 5.9 percent compared with 2009. For most companies, this growth can be viewed as compensatory. Nevertheless, in 2010 TNK-BP, the leader in the number of fracturing jobs on the declining well stock, cut the number of its jobs by 15 percent compared with the previous year.

ПРЯМАЯ ЗАЩИТА И УПРОЧНЕНИЕ ДЛЯ СЛОЖНЫХ УСЛОВИЙ РАБОТЫ



2"–8", до 3,000 psi

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ. FlexSteel – единственные гибкие трубопроводы на барабанах, обладающие достаточной прочностью для укладки непосредственно на сложном ландшафте без риска поломки. Благодаря стальному армированию, обеспечивающему непревзойденную прочность и превосходную герметичность, технология прямой защиты и упрочнения FlexSteel – очевидный выбор для работы в условиях, когда поломки и аварии недопустимы.

Узнайте больше на flexsteelpipe.com.



Согласно экспертным оценкам в настоящее время примерно на 70% новых скважин производятся операции ГРП. Это обусловлено тем, что нефтяным компаниям приходится использовать в разработке более бедные углеводородными пласты. Причем у «Сургутнефтегаза» этот показатель еще выше – практически 80% от всей величины новых скважин. В дальнейшем, удельная доля новых скважин, на которых производятся операции ГРП, согласно оценкам отраслевых экспертов, будет еще более возрастать.

В 2009 году в связи с экономическим кризисом количество операций по сравнению с предыдущим годом уменьшилось на 6,2%. В 2009-2010 годах, после окончания кризиса, рост числа операций ГРП возобновился. В 2012 году количество операций ГРП на новых скважинах возросло по сравнению с 2009 годом на 43,6%.

В 2007-2008 годах количество проводимых российскими ВИНК успешных операций ГРП на переходящем фонде скважин стабилизировалось на уровне примерно в 4 тыс. операций в год (успешными ГРП считаются те из них, которые привели к увеличению дебита скважины – прим.).

В 2009 году вследствие экономического кризиса и снижения инвестиций годовое количество ГРП на переходящем фонде скважин по сравнению с предыдущим годом снизилось на 1,3%. Эта тенденция оказалась актуальной для всех российских ВИНК, кроме «Сургутнефтегаза».

В послекризисный период, в 2010 году, годовое число операций ГРП возросло на 5,9% по сравнению с 2009 годом. Для большинства компаний этот рост можно рассматривать как отчасти восстановительный. Однако в 2010 году лидер по количеству производимых операций ГРП на переходящем фонде скважин — ТНК-ВР — уменьшил число операций по сравнению с предыдущим годом на 15%.

Причинами этой тенденции у компании были:

- » снижение удельной эффективности операций;
- » возможность использования альтернативных способов поддержания объемов добычи (горизонтальное бурение, ЗБС, различные методы ПНП).

Несмотря на относительную стабильность объемов проводимых ВИНК операций ГРП их совокупная эффективность в 2004-2008 годах снижалась начиная с 2004 года. Основными причинами общего снижения эффективности ГРП были:

- » интенсивное использование данной технологии в предыдущие годы, что значительно сократило

The reasons for that were:

- » Declined per-unit effectiveness of hydraulic fracturing
- » Opportunities for using alternative production maintenance methods (horizontal drilling, sidetracking, and various enhanced oil recovery techniques).

Despite the relative stability of VIOC's fracturing work scopes, their overall effectiveness declined from 2004 to 2008. The main reasons for this decline were:

- » Intensive application of the technique in previous years, which significantly reduced the number of good candidate wells for hydraulic fracturing
- » Repeated fracturing in the same wells (which typically does not deliver significant increases in flow rates)
- » Limitations of using "heavy" hydraulic fracturing

In 2009 the negative trend in fracturing effectiveness was reversed thanks to a certain improvement in per-well benefits enjoyed by some companies, such as TNK-BP. In 2010 and 2011, the overall nationwide decline in effectiveness continued: during these years this index declined year on year by 8.2 percent and 10 percent, respectively. In 2012 the decline in overall fracturing effectiveness accelerated, dipping to 12.3 percent compared with 2011.

Tatneft succeeded in achieving the highest per-well effectiveness of hydraulic fracturing operations between 2006 and 2009. Since 2006, its target benefits per fracturing job have remained at or above 3,000 tons. For Tatneft, hydraulic fracturing is a key tool for increasing oil production, and the company seeks to maximize its impact.

In 2010 and 2011 the sector faced mixed trends in per-unit benefits, but the variance diminished. At the same time, the average per-unit benefits across Russia continued on a downward trend throughout 2009, 2010 and 2011.

In 2012 a downward trend in per-unit benefits was observed virtually across all VIOCs, except for Gazprom Neft. Consequently, it declined by 16.1 percent nationwide compared with 2011. From 2005 through 2012, the average per-well fracturing effectiveness across Russia dropped 45.0 percent, from 2,724 tons to 1,500 tons per intervention.

The number of workovers across the Russian petroleum sector declined from 2002 to 2004, hitting an all-time low of 29,100 jobs in 2004. On the other hand, immediately before the crisis, between 2005 and 2008, the number of these jobs grew consistently. During this period the total annual number of workovers performed in Russia grew 9.8 percent from 33,000 jobs in 2005 to 35,200 jobs in 2008. This trend was aided by the ageing of the well inventories, which required increasingly frequent interventions.

In 2009 most companies cut the number of their



ТМК — первый
российский производитель
стальных труб
с 13 % хрома

НКТ и обсадные трубы из стали
с содержанием хрома 13% имеют
высокую стойкость к агрессивным
средам и используются, как самый
эффективный способ борьбы
с углекислотной коррозией

13Cr

НА СУШЕ

В МОРЕ

CO₂

ЗАО «Торговый Дом «ТМК»
105062, Россия, Москва,
ул. Покровка, д.40, стр. 2а
тел.: +7 495 775-7600
факс: +7 495 775-7601
www.tmk-group.ru

ТМК-Премиум Сервис
105062, Россия, Москва,
Подсосенский пер., д. 20, стр.1
тел.: +7 495 411-5353
факс: +7 495 411-5363
E-mail: premium@tmk-group.com

- количество скважин «хороших кандидатов» на проведение ГРП;
- » проведение повторных операций ГРП на одних и тех же скважинах (подобные операции не приносят значимого прироста дебита);
 - » ограниченность применения «тяжелых» ГРП.

workover jobs compared with 2008. The exception was Surgutneftegaz and Rosneft, which had to resort to workovers to maintain production rates at their ageing fields. These companies spared no effort to maximize the frequency and scope of their workover operations. As a result, Rosneft in 2009 became an absolute leader in the

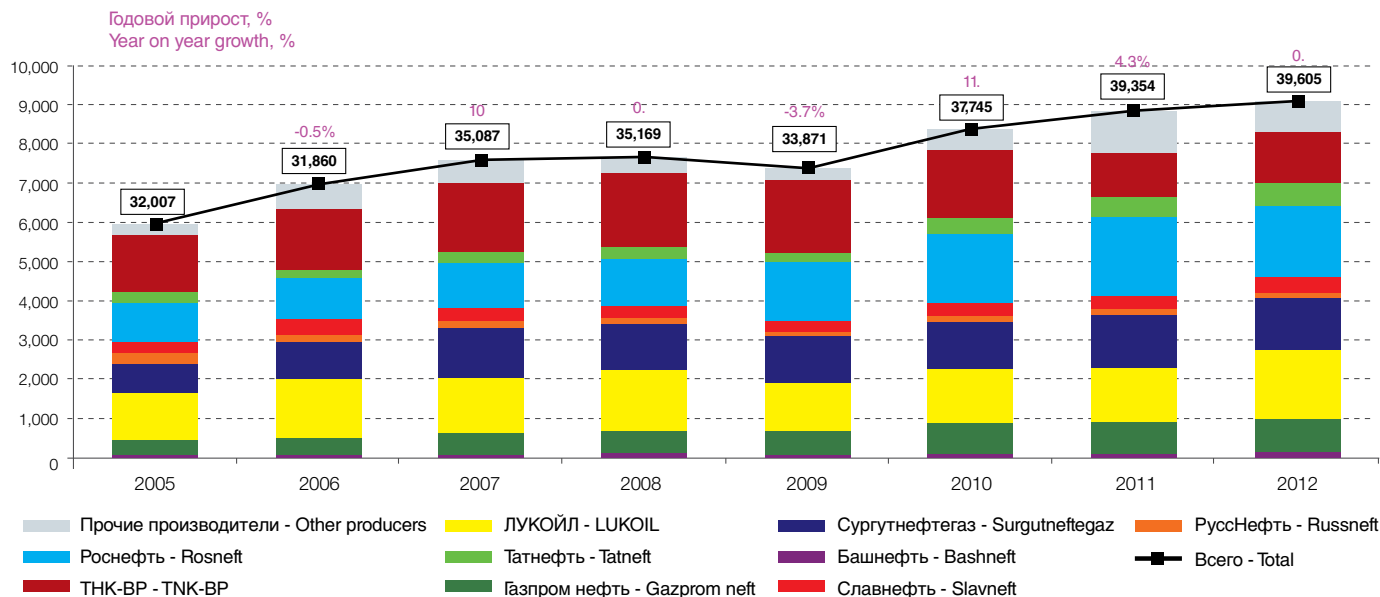


Рисунок 3. Суммарное количество операций ГРП, проведенных российскими компаниями в 2005-2012 годах, операции. Источник: ЦДУ ТЭК, анализ RPI, экспертные оценки

Примечание. На графике изображена сумма операций ГРП на новых скважинах и переходящем фонде

Figure 3. Total number of hydraulic fracturing jobs performed by Russian companies in 2005-2012, ea

Source: Central Dispatch Office of the Fuel and Energy Sector, RPI analysis, expert assessments

Note. The chart depicts the sum of hydraulic fracturing jobs in new wells and in current declining wells

В 2009 году отрицательная динамика эффективности операций сменилась положительной – за счет некоторого увеличения удельной эффективности у отдельных компаний, в частности у ТНК-ВР. В 2010 и в 2011 годах тенденция снижения суммарной общероссийской эффективности продолжилась: в рассматриваемых годах этот показатель уменьшился по сравнению с предыдущим годом соответственно на 8,2% и 10%. В 2012 темпы снижения суммарной эффективности ГРП увеличились – они достигли 12,3% по сравнению с 2011 годом.

Наибольшей удельной эффективности операций ГРП в 2006-2009 годах удалось достичь «Татнефти». С 2006 года расчетная эффективность одной операции ГРП у компании не опускалась ниже 3 тыс. т. Проведение ГРП у «Татнефти» является одним из основных инструментов прироста объемов добычи, поэтому компания старается его максимально эффективно использовать.

В 2010-2011 годах тенденции в изменении удельной эффективности у компаний были разнонаправленными. Однако разброс в показателях

number of completed workover jobs – accounting for 32 percent of all workovers performed by VIOCs. (Surgutneftegaz in 2009 accounted for 17.8 percent of the VIOC jobs).

In 2010 and 2011 the number of completed workovers began rising again virtually across the sector. In part, this growth can be viewed as compensatory. In 2011 the total annual number of workovers performed across Russia grew by 16 percent compared with 2008.

The total number of jobs grew 0.3 percent to 39,600 jobs in 2012 over 2011. But the trends varied across different companies.

The following companies increased their workover scopes relative to 2011:

- » Bashneft (by 1.9 percent)
- » Lukoil (by 18.9 percent)
- » Rosneft (by 4.7 percent)
- » Slavneft (by 4.8 percent)
- » Surgutneftegaz (by 1.6 percent)

The following companies cut the number of workover jobs:

- » Gazprom Neft (by 9.7 percent)

уменьшился. При этом величина средней по России удельной эффективности продолжила свое снижение в 2009, 2010 и 2011 годах.

В 2012 году негативная тенденция снижения удельной эффективности наблюдалась практически у всех ВИНК, за исключением «Газпром нефти». В результате по России в среднем она уменьшилась по сравнению с 2011 годом на 16,1%. А в течение 2005-2012 годов российская средняя удельная эффективность ГРП снизилась на 45,0%, с 2724 т до 1500 т на одну скважинную операцию.

Источник: ЦДУ ТЭК, анализ RPI, экспертные оценки
Примечание. На графике изображена сумма операций ГРП на новых скважинах и переходящем фонде

Число операций КРС в российских нефтегазовых компаниях в 2002-2004 годах сокращалось, достигнув минимального значения в 29,1 тыс. операций в 2004 году. Непосредственно в докризисный период, в 2005-2008 годах, данный показатель напротив стабильно рос. В этот период времени годовое суммарное количество операций, сделанных в

- » RussNeft (by 17.0 percent)
- » Tatneft (by 8.7 percent)
- » TNK-BP (by 14.1 percent)

Between 2002 and 2011, the cost per workover increased in virtually all Russian petroleum companies. As a result, from 2005 through 2011 the average per-job cost nationwide increased by 69 percent from 1.1 million rubles in 2005 to 1.9 million rubles in 2011. The main factors for the rising costs were:

- » Increased complexity of workovers due to the ageing of the well stock
- » Higher service rates, including due to inflation

The greatest increase (in absolute terms) in the cost of this category of services occurred at Surgutneftegaz — the per-job cost across this company grew by over 281 percent to around 4.2 million rubles between 2005 and 2011. The company has been targeting the most sophisticated and advanced applications and does not seem focused on saving.

From 2005 through 2011, Slavneft ranked second in workover costs. In 2011 the average cost of a workover in

Лидер на рынке повышения износостойчивости бурильных колонн и обсадных труб

ARNCO
150XT

- Максимальная защита обсадных труб
- Высокая износостойкость
- Отсутствие растрескивания (как на первом, так и на втором слое)
- Отсутствие сколов и выкрашивания
- Повторное нанесение без удаления предыдущего слоя
- Высокая стойкость к воздействию H₂S

ARNCO
350XT

- Максимальная защита замков бурильных труб
- Снижение коэффициента износа обсадных труб
- Отсутствие растрескивания (как на первом, так и на втором слое)
- Отсутствие сколов и выкрашивания
- Повторное нанесение без удаления предыдущего слоя

ARNCO
WEAR SLEEVE



- Любые виды твердосплавной наплавки Arnco
- Заменяемое изделие
- Монтаж прямо на буровой. Нет необходимости вывозить трубу для повторной наплавки
- Не нужна повторная наплавка
- Идеально подходит для условий высокого содержания абразива и для использования на отдаленных участках

www.hardbanding.com



Износостойкая твердосплавная наплавка, используемая в нефтедобывающей промышленности по всему миру

Продукция следующего поколения, предлагаемая компанией Arnco, за счет использования современных материалов обеспечивает отсутствие растрескивания и снижение коэффициента износа с сохранением высочайшего уровня технических характеристик, необходимых в данной отрасли, что подтверждено сравнительными испытаниями и непосредственно при бурении.

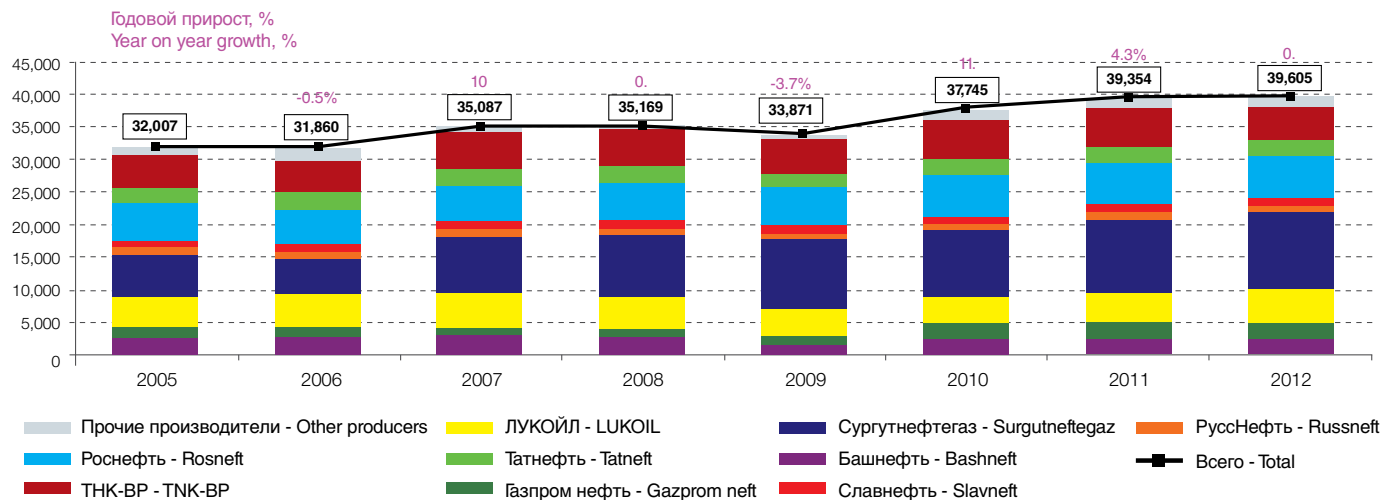


Рисунок 4. Годовые количества операций КРС, сделанных российскими компаниями в 2002-2012 годах, операции
Источник: ЦДУ ТЭК, ОАО «Татнефть»

Примечание. На графике в число прочих компаний включен «ЮКОС», прекративший свою деятельность в 2006 году. Этим объясняется падение числа операций у прочих компаний в 2007 году.

Figure 4. Annual number of workover jobs completed by Russian companies in 2002-2012, ea

Source: Central Dispatch Office of the Fuel and Energy Sector, ОАО Tatneft

Note. . In the chart, “other companies” include Yukos, which ceased operations in 2006. This is the reason for the decline in the number of jobs across the “other companies” in 2007.

России, увеличилось на 9,8%, с 33 тыс. единиц в 2005 году до 35,2 тыс. единиц в 2008 году. Этой тенденции способствовало старение фондов скважин, требовавших все более частых ремонтов.

В 2009 году большинство компаний уменьшили число сделанных операций КРС по сравнению с 2008 годом. Исключение из этого правила составили «Сургутнефтегаз» и «Роснефть», которые были вынуждены делать КРС для поддержания объемов добычи на своих старых месторождениях. Эти компании не экономили на частоте и объемах КРС. В итоге «Роснефть» в 2009 году превратилась в безусловного лидера по числу сделанных операций КРС (32% от общего числа операций по ВИНК). Доля «Сургутнефтегаза» в 2009 году составила 17,8% среди ВИНК.

В 2010-2011 годах практически все российские компании стали наращивать число проведенных операций по КРС. Отчасти этот рост можно рассматривать как компенсационный. В 2011 году годовое число операций КРС, проведенных в целом по России, выросло по сравнению с 2008 годом на 16%.

В 2012 году общее количество операций увеличилось по сравнению с 2011 годом на 0,3%, до 39,6 тыс. единиц. Однако тренды в разных компаниях были разные.

Увеличили количество операций КРС по сравнению с 2011 годом:

» «Башнефть» (на 1,9%);

this company was 2.5 million rubles. Slavneft works mostly in ageing fields, which require increasingly sophisticated workovers.

In 2012 workover costs continued to rise across most of the sector. Surgutneftegaz and Slavneft remained clear leaders in this category (with 4.832 million rubles per job and 2.760 million rubles per job, respectively).

The only exception from this overall trend of rising workover costs in 2012 were the following companies:

- » Gazprom Neft (which saw its workover costs decline by 28.8 percent over 2011)
- » RussNeft (a decline of 25.8 percent)
- » TNK-BP (a decline of 27.3 percent)

At Gazprom Neft and RussNeft, the cost decline resulted from the cumulative benefit of previous years' operations, as the companies had already completed expensive workovers on many of their wells. At TNK-BP, the cost decline was due to the cost-cutting efforts during the pre-sale mobilization of the company.


If we combine the summaries of the financial and physical aspects of the current market described above, the result may at first glance seem quite satisfactory – as long as we do not delve into the details of the service demand and supply equilibrium, which is clearly skewed toward the latter.

Work Conditions to Get Even Tougher

When describing the above situation in the oilfield services



Полный спектр решений в области бурения

Комплекты буровых установок 

Монтаж буровых установок 

Инспекция буровых установок 

Модернизация буровых установок 

Ремонт мачты 

Консультационные услуги 

Комплектование оборудования 



Офис в Хьюстоне

Тел.: +1 832 698 1468

Факс: +1 832 698 2575

sales@triumphrigparts.com

Офис в Москве

Тел.: +7 903 240 0930

Факс: +7 495 972 4094

rigparts@mail.ru

www.Triumphrigandfab.com

www.Triumphrigparts.com



International Rig & Fabrication

- » «ЛУКОЙЛ» (на 18,9%);
- » «Роснефть» (на 4,7%);
- » «Славнефть» (на 4,8%);
- » «Сургутнефтегаз» (на 1,6%).

Снизили количество операций КРС следующие компании:

- » «Газпром нефть» (на 9,7%);
- » «РуссНефть» (на 17,0%);
- » «Татнефть» (на 8,7%);
- » «ТНК-ВР» (на 14,1%).

В период с 2002 по 2011 годы средняя стоимость одного КРС росла практически у всех российских нефтегазовых компаний. Как следствие в течение 2005-2011 годов средняя по России стоимость одной операции КРС выросла на 69% — с 1,1 млн рублей в 2005 году до 1,9 млн рублей в 2011 году. Основными причинами роста стоимости операций стали:

- » технологическое усложнение КРС в связи со старением фондов скважин;
- » увеличение расценок на работы, в том числе в связи с инфляцией.

Максимальное удорожание (в абсолютных величинах) этого вида работ произошло в «Сургутнефтегазе» — за 2005-2011 годы средняя стоимость одного ремонта в компании возросла более чем на 281%, и составила около 4,2 млн рублей. Компания целенаправленно применяет наиболее технологичные и современные виды операций, не ставя во главу угла экономию финансовых средств.

В 2005-2011 годах второе место по стоимости операций КРС занимала «Славнефть». В 2011 году средняя стоимость операции КРС у этой компании составила 2,5 млн рублей. «Славнефть» работает в основном на старых месторождениях, где требуется делать все более сложные ремонты скважин.

В 2012 году в большинстве компаний стоимость операций КРС продолжила расти. Ярко выраженными лидерами в этой сфере остались «Сургутнефтегаз» (4,83 млн рублей за операцию) и «Славнефть» (2,760 млн рублей).

Исключением из общего правила повышения стоимости ремонтов в 2012 году оказались:

- » «Газпром нефть» (снижение стоимости на 28,8% по сравнению с 2011 годом);
- » «РуссНефть» (уменьшение на 25,8%);
- » ТНК-ВР (падение на 27,3%).

В «Газпром нефти» и «РуссНефти» уменьшение стоимости явилось следствием накопленного эффекта предыдущих лет, когда уже были

market, most industry experts define it as quite worrisome, although not without hope for service providers.

More specifically, OOO Bashneft – Service Assets General Director Kamil Zakirov says that “the oilfield services market has not yet fully become a customer’s market – in some segments demand outpaces supply. But in general the work and service price dynamics have stayed below the level of inflation”. And he does not think the situation will get any better going forward. For instance, Rosneft will have to give up TNK-BP’s practice of long-term contracts and will switch back to annual contracts. But the small-company sector will avoid multiple bankruptcies because the overall market is growing.

But other oilfield service companies have a more pessimistic outlook. For instance, Gazprom Burenie believes that the work conditions have become tougher and tougher each year. And 2012 was no exception and continued on the trend observed since around 2010. Last year, drilling service rates nationwide grew by a factor that is two to three times lower than annual inflation. In some regions, such as Novy Urengoi, they even declined. In contrast to foreign counterparts, Russian contractors have to shoulder certain risks, such as geological risks. This is a requirement typically put forward by customers even before bidding begins. Drillers, if they want to bid, have to accept it. If risks are materialized, contractors may incur significant losses, which is particularly detrimental to small companies. And given the shrinking customer base, the conditions will get even tougher over the next few years. In fact, this is already happening. According to Gazprom Burenie, small – and sometimes not very small – companies are leaving regional markets. This process is already observed today, in particular, in the Samara region.

Newsco, a company engaged in drilling engineering support, MWD and LWD services, notes that the cost of oilfield services during the past year remained nearly unchanged, putting companies within this oilfield service segment in a difficult economic situation.

Burintekh believes that Russian oilfield service companies are being rapidly driven from the market by more powerful international competitors. And the domestic providers do not receive any government support, something that feel entitled to. Subsoil users reap considerable profits, while many service providers, especially Russian ones, are pushed to the brink of survival. Moreover, the problem of delayed payments for services has recently deteriorated. It seems as though the more economically vulnerable oilfield service companies “credit” subsoil users, who are far better off financially. Burintekh predicts that if nothing changes in the next two or three years, Russia will be faced with a situation where a small number of subsoil users will be pitted against an equally limited number of big oilfield service provider holdings, including foreign ones. And it is impossible to predict which way the markets will go after that.

произведены дорогостоящие ремонты на множестве скважин. В ТНК-ВР падение стоимости стало следствием экономии затрат на ремонты в период предпродажной подготовки компании.

Если соединить в единое целое описание финансового и физического текущего состояния рынка, то оно кажется на первый взгляд вполне удовлетворительным, если не вдаваться в детали баланса спроса и предложения услуг и работ, явно смещенного в пользу второго фактора.

Условия работы еще более ужесточатся

Оценивая описанную выше ситуацию на нефтесервисном рынке, большинство отраслевых экспертов определяют ее как весьма тревожную, хотя и не безвыходную для сервисных компаний.

Например, генеральный директор ООО «Башнефть-Сервисный активы» Камилль Закиров считает, что «нефтесервисный рынок все-таки еще не окончательно стал рынком заказчика – по некоторым видам деятельности спрос опережает предложение. Хотя в целом динамика цен на работы и услуги держится на уровне ниже инфляции». В дальнейшем, по его оценке, легче не будет. Так, например, «Роснефть» откажется от практики ТНК-ВР долгосрочных контрактов и вернется к контрактам годовым. Но массового банкротства мелких компаний не произойдет, поскольку рынок в целом растет в объемах.

Однако в других нефтесервисных компаниях настроены более пессимистично. Так в «Газпром бурении» заключают, что условия работы все больше усложняются с каждым годом. И 2012 год не стал исключением, а скорее продолжил тенденцию, прослеживаемую примерно с 2010 года. В целом по стране за последний год расценки на буровые работы выросли на величину, в 2-3 раза меньше показателя годовой инфляции. В отдельных регионах, например в районе Нового Уренгоя, они даже уменьшились. Российские подрядчики, в отличие от их зарубежных коллег, вынуждены брать, например, те же геологические риски на себя. Эти условия выдвигаются заказчиками уже на этапе, предваряющем тендеры. Буровики, если хотят принять участие в тендерах, вынуждены их принимать. При наступлении рисков подрядчики могут понести значительные убытки, что особенно опасно для мелких компаний. А при происходящем сжатии круга заказчиков в ближайшие годы условия еще более ужесточатся. Собственно, это уже происходит. С региональных рынков, как проинформировали в «Газпром бурении», уходят мелкие и даже не очень мелкие компании. И этот процесс наблюдается уже в настоящее время, в частности в Самарской области.

Thus, in three to five years, as oil companies increase pressure on their service partners, the Russian oilfield services market may well find itself in a peculiar clinch situation where a small number of subsoil-user customers will defend their turf against a limited pool of powerful oilfield service provider holdings. This may happen after a mass market exodus of small and medium-size companies, which are critical to maintaining a healthy competitive environment. Whether or not this situation will benefit the Russian petroleum industry is a subject of a different discussion.

В компании Newsco, занимающейся инженерным сопровождением бурения, а также телеметрией и каротажом во время бурения, отмечают, что стоимость нефтесервисных работ за прошедший год практически не изменилась, что ставит компании этого сегмента нефтесервисного рынка в сложное экономическое положение.

В «Буринтехе» считают, что в стране идет достаточно интенсивное вытеснение с рынка российских нефтесервисных компаний более сильными международными конкурентами. При этом отечественный производитель не получает вполне естественно ожидаемую государственную поддержку. Недропользователи получают значительные прибыли, тогда как многие сервисники, особенно отечественные, находятся на грани выживания. Кроме того, в последнее время усиливается проблема с задержками платежей. Получается, что более экономически незащищенные нефтесервисные компании кредитуют недропользователей, находящихся в гораздо более выгодном финансовом положении. В «Буринтехе» прогнозируют, что может пройти еще два-три года, и, если ничего не изменится, в России сложится ситуация, когда небольшому числу недропользователей будет противостоять также весьма ограниченный круг крупных нефтесервисных, в том числе международных, холдингов. В каком направлении будет затем изменяться ситуация на рынке – предсказать невозможно.

Таким образом пройдет еще три-пять лет, и в результате усиления давления нефтегазовых компаний на их сервисных партнеров на российском нефтесервисном рынке вполне может сложиться уникальная ситуация клинча, когда небольшой круг заказчиков-недропользователей будет отстаивать свои интересы перед ограниченным пулом мощных нефтесервисных холдингов-исполнителей. Это может произойти после того, как множество мелких и средних компаний, создающих нормальную конкурентную среду, уйдет с рынка. Но пойдет ли такой расклад на пользу отечественной нефтегазовой отрасли – тема отдельного обсуждения.

Прогноз добычи нефти в России на период 2013-2022 годов

В период до 2015 года суммарный объем добычи в стране, скорее всего, будет находиться в диапазоне 518-527 млн т в год (включая добычу на российском шельфе). Основным фактором, сдерживающим дальнейший рост добычи, окажется истощение месторождений в Западной Сибири (прежде всего в ХМАО и ЯНАО). Значительного роста общего объема добычи можно ожидать только в период после 2014-2015 года, когда, согласно объявленным планам компаний, будут вводиться в разработку новые крупные месторождения в ЯНАО, Красноярском крае, в Тимано-Печорской провинции и на шельфе Каспийского моря. Мы считаем, что в этот же период времени могут быть введены в разработку месторождения, расположенные севернее Талаканского месторождения в Якутии, а также вновь открытые месторождения «Роснефти» в Иркутской области – Санарское и им. Н.Лисовского. В 2017-2020 годах вероятен ввод в эксплуатацию крупных Имилорского (ХМАО), им. Шпильмана (ХМАО) и Лодочного (Красноярский край, южнее Ванкорского месторождения) месторождений. В конце 2012 года добычные лицензии на их разработку были выданы соответственно «ЛУКОЙЛу», «Сургутнефтегазу» и ТНК-ВР.

Russian Oil Production Forecast for 2013-2022

By 2015, total domestic oil production is likely to range from 518 million tons per year to 527 million tons per year (including Russian offshore oil production). The principal factor stifling further production growth will be depletion of fields in Western Siberia (primarily in KMAO и YNAD). Any considerable growth in overall production can be expected only after 2014 or 2015, when, according to announced company plans, development of new major fields will begin in YNAD, Krasnoyarsk territory, Timan-Pechora province, and in the Caspian Sea offshore. We believe that around the same time the sector may start developing fields north of the Talakanskoye field in Yakutia and Rosneft's newly discovered Sanarskoye and N. Lisovsky fields in the Irkutsk region. From 2017 through 2020, the sector may be able to bring on stream the large Imilorskoye field (KMAO), Shpilman field (KMAO), and Lodochnoye field (Krasnoyarsk territory, to the south of the Vankorskoye field). At the end of 2012 production licenses for these fields were issued to Lukoil, Surgutneftegaz, and TNK-BP, respectively.

За дополнительной информацией свяжитесь с
Иванцовой Дарьей по
тел: +7 (495) 502 5433 / 778 4597
или по электронной почте: daria@rpi-inc.ru
www.rpi-research.com

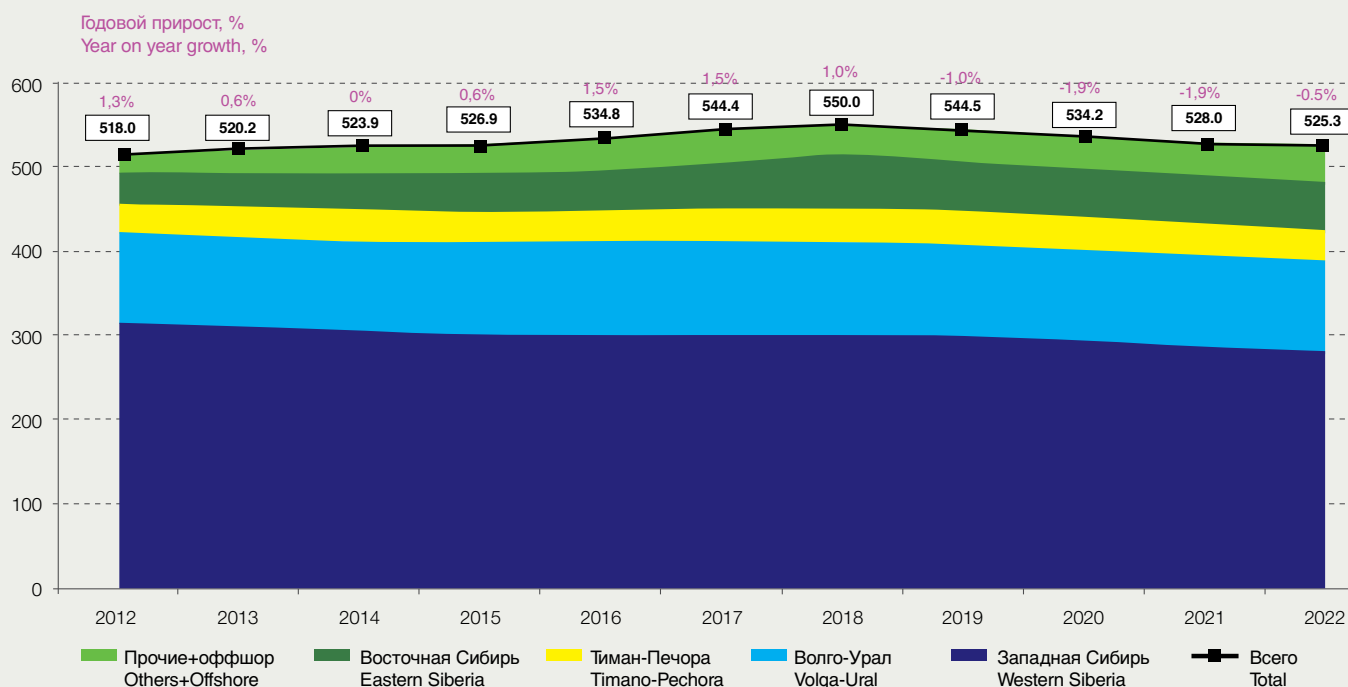


Рисунок 5. Прогноз годовых объемов добычи нефти в России в целом и в ее регионах в 2013-2022 годах, млн т
Источник: анализ RPI

Figure 5. Forecast of annual oil production in Russia as a whole and in its individual regions in 2013-2022, millions of tons
Source: RPI analysis

Прогноз развития нефтесервисного рынка на 2013-2022 годы

При построении прогноза нефтесервисного рынка, подробно изложенного в отчете RPI «Российский рынок нефтепромыслового сервиса», предварительно сформирован прогноз объема добычи нефти в стране на период 2013-2022 годов. Далее составлялись прогнозы эксплуатационного и разведочного бурения, цементирования скважин, операций гидроразрыва пластов, операций на призабойной зоне скважин, оптимизации режимов работы скважин, а также телеметрии и каротажа во время бурения (они в данной статье не приведены – прим.).

Ниже на рисунке 6 приведен график, показывающий возможную динамику проходки в эксплуатационном бурении в 2013-2022 годах. Этот фактор во многом определяет динамику ситуации в смежных сегментах нефтесервисного рынка: сопровождения во время бурения и отчасти цементирования скважин.

С учетом возрастания доли горизонтального бурения, мы ожидаем, что объем эксплуатационного бурения в период 2013-2022 годов возрастет с 19,7 млн м в 2012 году до 20,14 млн м в 2022 году. При этом максимум годовых объемов бурения может выпасть на 2017-2018 годы. Некоторого снижения годовых объемов в бурении можно ожидать в 2014-2016 годах, когда ввод новых месторождений не сможет компенсировать сокращения общего количества вводимых скважин по стране. Сокращение количества вводимых скважин может явиться следствием возрастания доли горизонтального бурения. После 2017-2018 годов вероятен спад годовых объемов бурения, вплоть до величины в 20,1 млн м в 2020 году. В 2021-2022 возможно небольшое увеличение объемов бурения за счет начала разработки новых месторождений в Восточной Сибири и арктических шельфовых месторождений, разбуриваемых с берега.

Oilfield Service Market Forecast for 2013-2022

In forecasting the oilfield service market trends, described in detail in RPI's report, Russian Oilfield Services Market, we initially developed a forecast of domestic oil production from 2013 through 2022. Then we developed forecasts of production and exploration drilling, well cementing, hydraulic fracturing, bottomhole zone treatment, and artificial lift optimization, as well as Measuring While Drilling and Logging While Drilling (not covered by this article).

Figure 6 below presents a chart depicting potential changes in production meters drilled from 2013 through 2022. This factor largely defines the growth dynamics in related oilfield service market segments: drilling support services and, to some extent, well cementing services.

Given the increase in the proportion of horizontal drilling, we expect production meters drilled to grow from 2013 to 2022 from 19.7 million tons in 2012 to 20.14 million tons in 2022. During this period, the highest annual meters drilled may occur in 2017 and 2018. A certain decline in annual meters drilled can be expected from 2014 to 2016, when the addition of new assets will not be enough to offset the decline in the overall number of new wells brought on stream nationwide. Such decline in new well counts may be a result of growing percentages of horizontal drilling. Beyond 2017 or 2018, annual meters drilled are likely to decline to as low as 20.1 million meters in 2020. In 2021 and 2022, meters drilled may slightly increase as development begins in new fields in Eastern Siberia and in offshore Arctic fields drilled from the mainland.

For more information please contact Daria Ivantsova: +7 (495) 502 5433 / 778 4597 or e-mail: Daria@rpi-inc.ru www.rpi-research.com

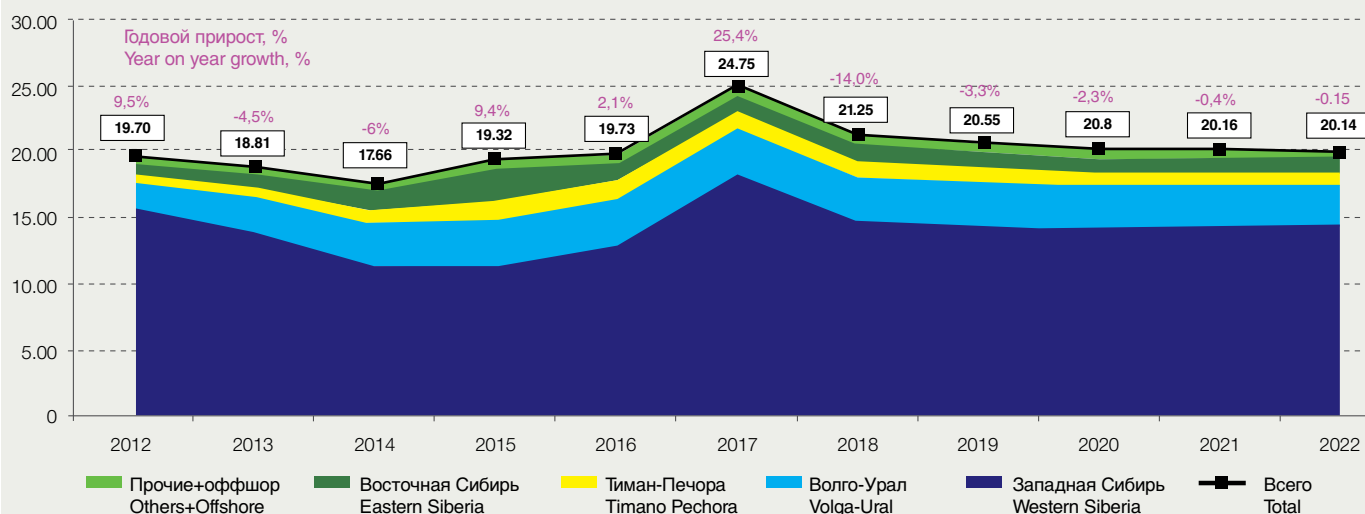


Рисунок 6. Прогноз годовых объемов проходки в эксплуатационном бурении в России в целом и в ее регионах в 2013-2022 годах, млн м. Источник: анализ RPI

Figure 6. Forecast of annual production meters drilled in Russia as a whole and in its individual regions in 2013-2022, millions of meters. Source: RPI analysis