

Год коренного перелома Russian Drilling Market: A Paradigm Shift



Вадим Кравец

2014 год станет, по всей видимости, знаковым для российского бурового рынка. Впервые за несколько лет на нем наметились две кардинально новые тенденции: падение объемов суммарной проходки по сравнению с предыдущим годом вместо роста, наблюдавшегося на протяжении последних пяти лет, и увеличение сегмента несвободного рынка, на котором исключительную роль играют или собственные подразделения добывающих компаний, или экзотивные по отношению к ВИНК подрядчики.

Падение объемов проходки и логически связанное с ним уменьшение в недалеком будущем объемов нефтедобычи заметили во многих российских ВИНК. Например, в конце октября 2014 года на II Национальном нефтегазовом форуме об этом заявил вице-президент «ЛУКОЙЛа» Леонид Федун. По его словам, столь неоптимистичный прогноз связан с несколькими факторами. Продуктивность бурения в России резко падает, приходится бурить все больше новых скважин. «Для поддержания текущего уровня добычи мы должны будем бурить не 20 млн погонных метров, как сейчас, а 30 млн. Это приведет к увеличению ввода с 6 до 9 тыс. скважин ежегодно. Такие объемы потребуют увеличения количества буровых бригад примерно на 60%. А с

Vadim Kravets

In all likelihood, the year 2014 will go down on record as a turning point for the Russian drilling market. New trends have been seen on this market for the first time in several years, i.e. a decline in the scope of total drilling instead of growth that was recorded over the last five years, and an increase in the closed segment of the market where E&P companies with their own drilling units or captive contractors run by VIOCs play an exclusive role.

Many Russian vertically integrated oil companies (VIOCs) have reported that the scope of drilling and, hence, volumes of oil production can be expected to decline in the near future. For example, LUKOIL Vice-President Leonid Fedun made a statement to this effect during the Second National Oil and Gas Forum at the end of October 2014. In his opinion, such an uninspiring forecast is attributable to a number of factors. Drilling productivity in Russia is falling sharply, while an increasingly large number of new wells will need to be drilled. "In order to maintain the current level of output, we will have to drill not 20 million linear kilometers, as is the case now, but 30 million. This makes it necessary to boost the number of wells completed from 6,000 to 9,000 per year and to increase the number of drilling crews by around 60%. Such numbers look quite dubious given that Western contractors are winding down their operations in Russia", Fedun pointed out.

учетом того, что западные подрядчики сворачивают работу на территории России, такие действия весьма сомнительны», - пояснил Леонид Федун.

Это должно было случиться

По данным ЦДУ ТЭК, в первом полугодии 2014 года падение суммарной проходки в эксплуатационном и разведочном бурении в России по сравнению с 2013 годом составило 7%. При этом проходка в горизонтальном бурении, наоборот, увеличилась по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года на 63%. Эта, на первый взгляд, странность, заключающаяся в разнонаправленной динамике эксплуатационного и горизонтального бурения (горизонтальное бурение мы рассматриваем как один из видов эксплуатационного бурения – прим.) на самом деле есть первое проявление новой закономерности, которая, согласно результатам анализа RPI, будет проявляться на российском буровом рынке, по крайней мере, в течение предстоящих двух-трех лет. Она логически вытекает из истории внедрения и распространения горизонтального бурения в России

Бурение горизонтальных скважин (ГС) в настоящее время является хорошо известным методом интенсификации добычи углеводородов. В России первая ГС была пробурена еще в 1947 году на Краснокаменском месторождении в Башкортостане. Тем не менее, в силу технической сложности горизонтального бурения, у нас в стране оно практически не применялось до начала 90-х годов. В то же время, по состоянию на конец 2011 года, в мире насчитывалось порядка 35 тыс. ГС. В США, в частности, уже в 2010 году доля ГС в общем количестве пробуренных эксплуатационных скважин достигла 42%.

Общеизвестными преимуществами горизонтального бурения являются:

- » увеличение рентабельности капитальных вложений вследствие повышения уровня добычи нефти;
- » повышенная экологическая безопасность добычи (позволяет вывести бурение из природоохранных зон);
- » возможность ввода новых, ранее не разрабатывавшихся пластов в эксплуатацию.

Весь период 2000-х годов в России бурение ГС не пользовалось популярностью главным образом из-за технологических сложностей. В среднем по ВИНК, доля горизонтального бурения держалась в пределах 10-12% от всего эксплуатационного бурения. Исключениями из этой закономерности были следующие компании:

- » «Сургутнефтегаз»;
- » «Славнефть».

Inevitable

According to data from the Central Dispatching Department of the Fuel and Energy Complex (CDU TEK), the decline in Russia's total exploration and production drilling reached 7 percent during the first half of 2014 as compared to the same period of 2013. Conversely, horizontal drilling has increased by 63 percent. At first glance, this figure appears to be a statistical aberration that reveals a broad disparity in the performance of production and horizontal drilling (we treat horizontal drilling as a type of production drilling – Note), but it is actually the initial manifestation of a new trend, which, according to the results of RPI's analysis, can be expected to prevail on the Russian drilling market for at least the next two or three years. It is a logical occurrence in the history of the implementation and distribution of horizontal drilling in Russia.

Drilling of horizontal wells is currently a well-known method used to improve hydrocarbon recovery. Russia's first horizontal well was drilled in 1947 at the Krasnokamenskoye field in Bashkortostan. However, horizontal welling was hardly practiced in Russia up until the beginning of the 1990s due to the complexity of this technique. By comparison, there were 35,000 horizontal wells worldwide as of the end of 2011. Specifically, the share of horizontal wells in the total number of production wells drilled had reached 42 percent in the United States by 2010.

Horizontal drilling offers a number of well-known advantages, including the following:

- » Higher return on capital investments due to an increase in the oil recovery rate
- » Higher environmental security in the production process, making it possible to perform drilling without entering protected environmental areas
- » The ability to bring on stream new earlier untapped formations

Horizontal drilling failed to gain popularity in Russia throughout the 2000's mainly due to technological difficulties. As for the average at VIOCs, the proportion of horizontal drilling remained within the range of 10-12 percent of all production drilling. The only exceptions to the rule were the following companies:

- » Surgutneftegaz
- » Slavneft

Back around the beginning of the 2000's, Surgutneftegaz raised its share of its horizontal drilling to 24 percent. The bulk of horizontal wells (over 1,000 as of 2010) were drilled at the Fedorovskoye field. However, during the second half of the 2000's, the share of horizontal drilling dropped to 15 percent at this company due to technological difficulties related to this operation.

«Сургутнефтегаз» еще в начале 2000-х годов довел долю горизонтального бурения до 24%. Основная масса ГС (более 1 тыс. по состоянию на 2010 год) была пробурена на Федоровском месторождении. Тем не менее, во второй половине 2000-х годов доля горизонтального бурения в этой компании вследствие технологической сложности данной операции снизилась до 15%.

«Славнефть» в 2010 году довела долю горизонтального бурения на своих старых месторождениях в Западной Сибири примерно до 29%. В компании считают этот вид бурения эффективным способом интенсификации добычи.

В 2009-2011 годах наметился новый тренд в развитии горизонтального бурения: большинство российских ВИНК либо резко увеличили долю горизонтального бурения, либо планировали увеличить эту долю в течение нескольких предстоящих лет.

Причинами смены ориентиров у компаний послужили следующие стимулирующие факторы:

- » высокая экономическая эффективность горизонтального бурения, позволяющая сократить число добывающих скважин при увеличении дебита;
- » планируемый ввод новых месторождений в течение 2011-2015 годов, где во многих случаях оказывается выгодным сразу бурить ГС;
- » совершенствование технологий горизонтального бурения и капитального ремонта скважин;
- » истощение старых месторождений, где требуется вводить в эксплуатацию все новые пласты и повышать дебит вновь пробуренных скважин;
- » необходимость вводить в эксплуатацию трудноизвлекаемые запасы (высоковязкие нефти), а также разрабатывать шельфовые месторождения.

Во второй половине 2000-х годов весьма интенсивно совершенствовались и стали широко известны новые технологии в бурении – методы MWD и LWD (MWD/LWD – соответственно телеметрия и каротаж во время бурения – прим.), буровой инструмент (долота, в частности), буровые растворы, буровые станки с верхним приводом. Развивались методы КРС, в частности, методы РИР, которые могли бы применяться на горизонтальных участках скважин. Все эти факторы дополнительно инициировали бурение ГС. Причем результаты применения новой технологии очень скоро стали очевидными.

По оценке специалистов «Роснефти», применение горизонтального бурения на новом Ванкорском месторождении (из 137 пробуренных в 2008-2010 годах добывающих скважин более 90% – горизонтальные – прим.) позволило в 3-4

Slavneft lifted the share of horizontal drilling at its brownfields to about 29 percent in Western Siberia in 2010. The company regards this type of drilling as an effective production stimulation technique.

A new trend in horizontal drilling arose in 2009-2011. Most Russian VIOCs either dramatically scaled up their share of horizontal drilling or planned to increase its proportion within the next few years.

Companies opted to change their approach to drilling for the following reasons:

- » High economic efficiency of horizontal drilling, enabling companies to reduce the number of producing wells while raising the flow rate
- » Targets for commissioning new fields from 2011 through 2015, where in many cases it makes sense to immediately drill a horizontal well
- » Improvements in horizontal drilling and well workover techniques
- » Depletion of aging fields where new formations require more and more new completions and the flow rate of wells drilled need to be raised
- » The need to commission tight reserves (high viscosity oil), and develop offshore fields

During the second half of the 2000's, new drilling technologies – MWD and LWD methods (measurements while drilling and logging while drilling – Note), were greatly enhanced and gained widespread popularity, along with drilling tools (bits in particular), drilling fluids, and top drive drilling rigs. Workover methods were also enhanced, including squeeze cementing that could be used in horizontal well sections. All of these factors encouraged additional use of horizontal drilling. And before long the new technology yielded notable results.

According to an estimate by Rosneft experts, the use of horizontal drilling at the new Vankor field (of the 137 wells drilled there over 90 percent were horizontal wells in 2008-2010 – Note) made it possible to reduce the number of producing wells by 3-4-fold. At its East Siberian greenfields, Surgutneftegaz switched completely to horizontal drilling of producing wells.

According to the estimates of industry experts, Russia's average flow rates in horizontal wells is 3-5 times higher than in directional wells that could be drilled in the same place. In certain cases, the flow rates at horizontal wells exceed those in directional wells by 10-12 times.

Horizontal drilling in the development of offshore fields allowed oil companies to abandon the use of offshore platforms, replacing them with onshore drilling facilities. This trend was seen in the Sakhalin-1 project, where over a 9 km section of a horizontal well was drilled from onshore.



Нетрадиционная нефть в России

Май 2014,
Москва

2-ая Технологическая Конференция “Нетрадиционная нефть в России”



- Самое крупное в России собрание специалистов по разработке нетрадиционных месторождений
- Более 170 делегатов

- Более 80 участвующих делегатов от нефтяных компаний
- Круглые столы по технологиям бурения и ГРП

*Ведущее российское мероприятие,
посвященное решению сложных
технологических задач добычи
трудноизвлекаемой и сланцевой нефти*

www.uorc.net

паза сократить число добывающих скважин. «Сургутнефтегаз» в Восточной Сибири на новых месторождениях вообще перешел только на горизонтальное бурение добывающих скважин.

Согласно оценкам отраслевых экспертов, в среднем по России дебиты ГС в 3-5 раз выше расчетных дебитов наклонно-направленных скважин, которые могли быть пробурены на том же месте. В отдельных случаях дебит ГС превышает дебит наклонно-направленных скважин в 10-12 раз.

Горизонтальное бурение при разработке шельфовых месторождений позволяло отказаться от применения морских буровых платформ, замещая их бурением с берега. Это, например, характерно для проекта «Сахалин-1», где с берега бурились ГС с горизонтальным участком в 9 км и даже более.

Одновременное наложение перечисленных обстоятельств примерно в один и тот же временной период, в 2008-2011 годах, привело к резкому повышению интереса компаний к применению горизонтального бурения, который не только сохранился, но и усилился в 2012-2014 годах. В результате в 2013 году рост годового объема проходки в горизонтальном бурении по сравнению с предыдущим годом составил 60%, проходка в январе-июне 2014 года была больше аналогичного показателя за 2013 год на 62%.

Согласно данным ЦДУ ТЭК, в 2009-2013 годах рост проходки в горизонтальном бурении сопровождался увеличением проходки в суммарном бурении, и только в нынешнем году эта закономерность последних четырех лет нарушилась. Произошло это вследствие того, что эффект от ввода горизонтальных скважин стал настолько большим, что для получения заданного объема дополнительной добычи нефти стало требоваться все меньшее количество эксплуатационных добывающих скважин. В итоге, в первой половине 2014 года, наконец, произошел перелом, и рост проходки в горизонтальном бурении стал сопровождаться падением суммарной проходки в целом. Согласно прогнозу RPI, увеличение суммарной проходки можно ожидать не ранее 2016-2017 годов, на которые запланировано одновременное промышленное освоение крупных месторождений в Большехетской впадине и Юрубчено-Тохомской зоне. После этого, в 2018-2020 годах, нисходящий тренд в объемах бурения, вероятно, возобновится снова. И пока не просматривается причин, которые могли бы его переломить, так как перспективных крупных добычных проектов с большими объемами буровых работ в России в настоящее время не предвидится.

The nearly simultaneous occurrence of these events during 2008-2011 translated into sharply higher interest in horizontal drilling on the part of oil companies, and this interest has not only been maintained, but also increased from 2012 through 2014. As a result, the annual scope of horizontal drilling in 2013 surged 60 percent compared to the previous year, while drilling in January-June 2014 exceeded the scope for the same period in 2013 by 62 percent.

According to CDU TEK data, the rise in horizontal drilling volumes from 2009 through 2013 was accompanied by an increase in total drilling, and that four-year trend was broken only this year. This happened as the effect from completion of horizontal wells was so pronounced that an increasingly smaller number of producing wells was needed to achieve the targets set for incremental oil output. Finally, the tipping point occurred during the first half of 2014 when the increase in horizontal drilling was accompanied by a decrease in the scope of nationwide drilling. According to RPI's estimate, an increase in total drilling can be expected no earlier than 2016-2017, as this is the period when simultaneous development is scheduled for large fields in the Bolshekhetskaya depression and Yurubcheno-Tomkhomskaya zone. After that, the downward trend in drilling volumes will likely resume in 2018-2020.

So far nobody has suggested any possible ways or means to halt this trend, since no large upstream projects with a big scope of drilling in Russia are currently in sight.

Horizontal Drilling: The Main Target of Sanctions

Western sanctions are the only factor that could curtail growth of horizontal drilling in the medium terms, i.e. after 2018. That would mean, of course, that the sanctions would not be lifted until that time.

The EU, US and Canada have introduced sectoral restrictions against Russia, including its oil industry, in two stages. The first stage targeted equipment supplies. It was imposed at the end of July – early August 2014. The second stage was executed in September. This round of sanctions targeted not only equipment deliveries, but also the provision of services, the exchange of information with Russian partners, and the participation of Western companies in the most technologically advanced upstream projects.

The main goals pursued by the sanctions included slowing down the expansion of horizontal drilling, including offshore projects. The list of equipment banned by the US from import into Russia included, specifically, drilling rigs, parts for horizontal drilling, and logging facilities.

In mid-September, the US introduced the second stage of sanctions. This stage banned Western companies from



MIOGE

13-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ



23–26
ИЮНЯ 2015
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



RPGC

12-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

23–25
ИЮНЯ 2015
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР

**ГЛАВНЫЕ
СОБЫТИЯ ГОДА
ДЛЯ ГЛАВНОЙ
ОТРАСЛИ РОССИИ**



www.mioge.ru
www.mioge.com



ITE МОСКВА
+7 (495) 935 7350
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
og@ite-events.com



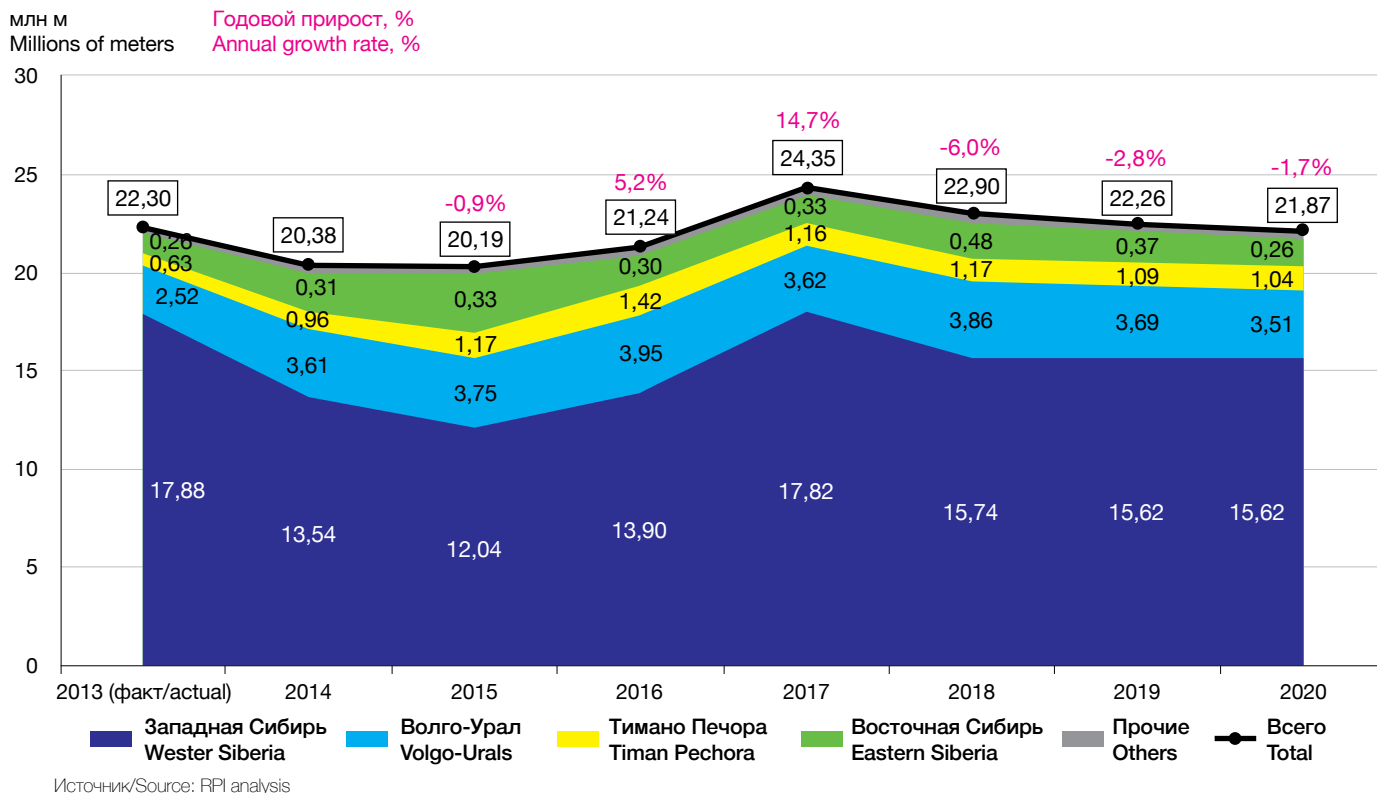


График 1: Прогноз суммарной проходки в эксплуатационном и разведочном бурении в России на 2014-2020 годы, млн м

Figure 1: Nationwide exploration and production drilling forecast in Russia from 2014 through 2020, million meters

«Горизонталка» – главная цель санкций

Единственным фактором, который в среднесрочной перспективе, то есть после 2018 года, может сдерживать рост объемов горизонтального бурения, являются западные санкции. Естественно, если их до этого времени не отменяют.

Секторальные ограничения, в том числе в отношении нефтегазовой отрасли, ЕС, США и Канада вводили в две стадии. Первая стадия касалась поставок оборудования. Она была введена в конце июля – в начале августа 2014 года. Вторая стадия введена в сентябре 2014 года. Она распространяла действие санкций не только на поставки оборудования, но и на предоставление услуг, обмен информацией с российскими партнерами, а также на участие западных компаний в наиболее технологичных добычных проектах.

Среди основных целей санкций стало сдерживание развития горизонтального бурения, в том числе в рамках шельфовых проектов. Список запрещенного США к ввозу в Россию оборудования включает, в частности, буровые установки, детали для горизонтального бурения, оборудование для каротажа.

continuing operations under joint Arctic, deepwater and shale projects, i.e. exploration and production projects carried out with Rosneft, Gazprom, Gazprom Neft, LUKOIL and Surgutneftegaz. The new sanctions not only limited exports of oil industry products to Russia, but also prohibited the exchange of technologies and services in this area.

At present, many projects operated by Rosneft and Gazprom Neft together with such companies as ExxonMobil, Royal Dutch Shell, Eni Spa and Statoil ASA, have been placed on hold.

RPI experts have analyzed the potential impact of the sanctions on the performance of many segments of the oilfield services market, including horizontal drilling. This analysis revealed that horizontal drilling volumes could show steady growth under these conditions until 2017, totaling 7.4-7.5 million meters per year. Then in 2018 the scope of horizontal drilling would decline by nearly 18 percent for two reasons: drilling in the Bolshekhetskaya depression and Yurubcheno-Tomkhomskaya zone will have peaked, and there will be increased difficulties in obtaining Western spare parts for previously purchased equipment. Nonetheless, we forecast renewed growth in the scope of horizontal drilling after 2019, which should reach 6.3 million meters in 2020.

В середине сентября 2014 года США ввели вторую стадию санкций. Эта стадия предусматривает запрет западным компаниям продолжать совместную работу в рамках совместных арктических, сланцевых и глубоководных проектов по разведке и добыче совместно с «Роснефтью», «Газпромом», «Газпромнефтью», «ЛУКОЙЛом», и «Сургутнефтегазом». Новые санкции не только ограничили экспорт в РФ продукции для нефтяной отрасли, но и ввели запрет на обмен технологиями и услугами в данной сфере.

В настоящее время многие проекты, над которыми работали «Роснефть» и «Газпромнефть» совместно с такими западными компаниями, как ExxonMobil, Royal Dutch Shell, Eni SpA и Statoil ASA, приостановлены.

Специалисты RPI проанализировали потенциальное влияние наложенных санкций на динамику многих сегментов нефтесервисного рынка, в том числе на горизонтальное бурение. Проведенный анализ показал, что непрерывный рост годовых объемов проходки в горизонтальном бурении может продолжаться в этих условиях до 2017 года, вплоть до уровня в 7,4-7,5 млн м в год. Затем, в 2018 году, может последовать спад примерно на 18%, обусловленный двумя обстоятельствами: прохождением пика бурения в Большехетской впадине и Юрубчено-Тохомской зоне, а также нарастанием проблем в обеспечении уже закупленной техники запасными частями. Тем не менее после 2019 года мы прогнозируем восстановительный рост проходки в горизонтальном бурении примерно до уровня в 6,3 млн м в 2020 году.

Собирание активов

Вторая тенденция развития российского бурового рынка, проявляющаяся в увеличении доли несвободного сегмента бурового рынка, обозначилась прошедшей весной. В данном случае под несвободным (закрытым) рынком мы понимаем буровой рынок, на котором подрядчиками выступают либо подразделения самих ВИНК, например, у «Сургутнефтегаза» и «Татнефти», либо кэптивные компании, у которых почти весь объем заказов приходится на какую-то определенную ВИНК.

Первой ласточкой роста несвободного рынка была покупка «Роснефтью» 100% акций «Оренбургской буровой компании» (ОБК), описанная в отчете RPI «Нефтесервисные компании России: новые возможности и вызовы в свете текущих геополитических реалий».

В то время руководство этой ВИНК официально заявляло о планах по интеграции ОБК в структуру холдинга в предстоящие несколько месяцев, чтобы

Asset Aggregation

The second trend in the development of the Russian drilling market that arose in conjunction with an increased share of the closed segment of the drilling market became apparent last spring. In this case, the closed market is understood as the drilling market in which contractors are either units of VIOCs themselves, as in the case of Surgutneftegaz and Tatneft, or captive companies where a certain VIOC accounts for virtually all orders.

The first harbinger of growth in the closed market was Rosneft's purchase of a 100 percent interest in Orenburg Drilling Company (ODC), an event discussed in RPI's report Russian Oilfield Services Companies: New Opportunities and Challenges in Light of the Current Geopolitical Environment.

At that time, the management of this VIOC officially announced its plans to integrate ODC into the holding's structure over the next few months so that the bulk of the company's operations consisted of Rosneft orders. For this purpose, ODC's drilling rigs were to be relocated to Western Siberia during the second half of 2014, to the district of Nefteyugansk, and to the Samara region.

In spring 2014, the idea of purchasing drilling rigs stood in stark contrast with reports swirling in the media several years in a row that RN-Burenie could be put up for sale. However, the further train of events showed that the accretion of drilling assets was a new trend being pursued by the country's leading oil producer.

At the end of July 2014, Weatherford sold to Rosneft all of its Russian subsidiaries that engage in drilling, well servicing and workovers. These included:

- » Nizhnevartovskburneft
- » Nizhnevartovsk Well Repair Company 1
- » Orenburgburneft

The companies were acquired by Weatherford from TNK-BP in 2009 and only five years later they ended up being sold again. At the end of July 2014 their further fate was still unclear. However, the veil of secrecy was to be lifted before long – around the end of August.

At that time, Rosneft agreed to purchase a 30 percent stake in North Atlantic Drilling for about \$925 million. The company was to pay for the deal by contributing 150 drilling rigs and making a cash payment. A month earlier in July, Rosneft and North Atlantic entered into long-term agreements under which six of North Atlantic's offshore drilling rigs were to be used on the Russian shelf until 2022.

According to the results of RPI's analysis, this meant that Rosneft assigned virtually all of its operable onshore drilling rigs to North Atlantic Drilling, including RN-Burenie, the

основной объем работ компании производился по заказам «Роснефти». С этой целью буровые установки ОБК во второй половине 2014 года планировалось передислоцировать в Западную Сибирь, в район Нефтеюганска и Нижневартовска, а также в Самарскую область.

Весной 2014 года идея покупки буровых установок резко контрастировала с муссировавшимися в СМИ несколько лет подряд слухами о возможной продаже «РН-Бурения». Однако последовавшие за этим события показали, что именно собирание буровых активов стало новой тенденцией для ведущей добывающей компании страны.

В конце июля 2014 года Weatherford продал «Роснефти» все свои российские дочерние предприятия, занимающиеся бурением и ТКРС. В их число вошли, в частности:

- » ЗАО «Нижневартовскбурнефть»;
- » ООО «Нижневартовское предприятие по ремонту скважин-1»;
- » ООО «Оренбургбурнефть».

Эти предприятия были приобретены Weatherford у ТНК-BP в 2009 году и всего через пять лет оказались вторично проданными. В конце июля 2014 года их дальнейшая судьба была еще не ясна. Однако завеса секретности развеялась совсем скоро – примерно в конце августа.

В это время «Роснефть» договорилась о покупке 30% акций буровой компании North Atlantic Drilling примерно за \$925 млн. Эту сделку она должна была оплатить 150 буровыми установками и деньгами. А чуть ранее, в июле 2014 года, «Роснефть» и North Atlantic заключили долгосрочные соглашения, в соответствии с которыми предполагалось использование шести морских буровых установок North Atlantic на российском шельфе на период до 2022 года.

Согласно результатам анализа RPI, это означало передачу North Atlantic Drilling практически всех работоспособных наземных буровых установок, принадлежащих буровым дочерним предприятиям «Роснефти», в том числе «РН-Бурению», бывшим буровым активам Weatherford и «Оренбургской буровой компании». Согласно условиям сделки, «Роснефть» обязана заключить пятилетние контракты на использование буровой техники North Atlantic.

«Роснефть» в итоге могла потенциально добиться двух целей: решить проблему с обеспечением ее морскими буровыми установками, которые способны вести разведочное бурение на корпоративных арктических шельфовых лицензионных участках, а также попутно занять крупного кэптивного бурового

former drilling assets of Weatherford and Orenburg Drilling Company. Under the terms of the deal, Rosneft was required to sign five-year contracts for the use of North Atlantic's drilling facilities.

As a result, Rosneft pursued two goals: to solve the problem of securing offshore drilling rigs that would be capable of performing exploration drilling at its Arctic offshore license blocks, while also taking control of a major captive drilling contractor that could handle its most lucrative drilling order for many years to come.

However, as it turned out, these ambitious plans had to be revisited in light of Western sanctions. At the end of September 2014, the media reported that North Atlantic's drilling rigs would not be operated in the Russian Arctic due to the sanctions imposed against the country. The first offshore well Universitetskaya-1 turned out to be the last, after which North Atlantic's drilling rig discontinued Arctic operations, but not before a major new oil field, Pobeda, was discovered.

In autumn 2014, news broke that the sale of Slavneft's drilling assets, which was planned a year ago, would not take place and these assets would remain with the parent holding, performing a large scope of work for it.

Three years ago, Slavneft ran four companies that specialized in exploration and production drilling:

- » Megionskoye Department of Drilling Work (Megion UBR)
- » Ob Geologiya
- » Megiongeologiya
- » Baikit Oil and Gas Exploration Expedition (BNGRE)

Throughout 2012 and early 2013, Slavneft held talks with a new potential buyer – RU-Energy Group. However, the deal fell through due to the bankruptcy of potential buyer, and plans to sell off these assets were abandoned. Thus, Slavneft's refusal to offload its drilling units fits with a trend that is consistent with the industry as a whole.

As a result of the above-mentioned deals, both those that were executed and those that fell through, up to 45 percent of the nationwide scope of drilling in Russia was carried out on the closed market during the second half of 2014.

Targin Could be Next in Line

The events outlined above are not the only ones that in one way or another are associated with a further increase in the share of the closed drilling market.

The CEO of AFK Sistema, an integrated service conglomerate controlling Bashneft, was placed under house arrest in September 2014 in connection with criminal charges that the Bashkortostan-based company had been illicitly privatized.

подрядчика, обеспеченного на годы вперед ее наиболее выгодными буровыми заказами.

Однако судьба и западные санкции внесли в эти стройные планы свои коррективы. В конце сентября 2014 года стало известно, что в связи с санкциями морские буровые установки North Atlantic в российской Арктике работать не будут. Первая шельфовая скважина «Университетская-1» оказалась и последней, после которой буровая установка North Atlantic прекратила свою работу в Арктике, открыв при этом новое крупное нефтяное месторождение «Победа».

Осенью 2014 года стало известно, что планировавшаяся годом ранее продажа буровых активов «Славнефти» также не состоялась, и они остались в составе материнского холдинга, выполняя для него значительный объем работ.

Еще три года назад в составе «Славнефти» находилось четыре предприятия, специализирующихся на эксплуатационном и разведочном бурении:

- » ООО «Мегионское управление буровых работ» (Мегионское УБР);
- » ООО «Обь геология»;
- » ООО «Мегионгеология»;
- » ООО «Байкитская нефтегазоразведочная экспедиция» («БНГРЭ»).

На протяжении всего 2012-го и начала 2013 года «Славнефть» вела переговоры с новым потенциальным покупателем - «РУ-Энерджи Групп». Однако в связи с банкротством потенциального покупателя сделка не состоялась, и планов по отчуждению этих активов пока нет. Получается, что отмена продажи буровых предприятий «Славнефти» оказалась в тренде, характерном для отрасли в целом.

В результате перечисленных сделок, как совершенных, так и не состоявшихся, уже во второй половине 2014 года на несвободном буровом рынке производилось до 45% от всего объема буровых работ в России.

Следующим будет «Таргин»?

Этим не исчерпываются все события, так или иначе связанные с дальнейшим увеличением доли несвободного бурового рынка.

В сентябре 2014 года был арестован и помещен под домашний арест глава АФК «Система» Владимир Евтушенков в рамках уголовного дела о незаконной приватизации ОАО «Башнефть».

«Система» в настоящее время является наиболее крупным акционером данной ВИНК и, одновременно

AFK Sistema is currently the largest shareholder of this VIOC and also the owner of oilfield services holding Bashneft-Service Assets, which, in turn, was renamed Targin last year. As noted in RPI's report Russian Oilfield Services Companies: New Opportunities and Challenges in Light of the Current Geopolitical Environment, Bashneft-Service Assets was formed in 2010 on the basis of 11 former oilfield services companies of Bashneft. These companies were initially assigned to a new legal entity, and then spun off from the VIOC. In autumn 2013, AFK Sistema became the sole owner of Bashneft-Service Assets.

If, in the course of the criminal case, it is proven that Bashneft was privatized in violation of the law and should be returned to the state, then there is a high degree of probability that not Bashneft in its current state, but all of its assets that were part of the VIOC at the time of its privatization would have to be returned to the state. Under this logic, Targin oilfield services holding would also be given back to the state. And if this is the case, the share of the closed drilling market could approach the 50 percent mark within the next few years.

For more information please contact Ms. Daria Ivantsova:
Telephone: (+7 495) 502-5433 / 778-9332;
E-mail: Daria@rpi-inc.ru

с этим, владельцем нефтесервиного холдинга «Таргин». «Таргин» - это, в свою очередь, не что иное, как переименованное прошедшим летом ООО «Башнефть-Сервисные Активы». Как указывается в отчете RPI «Нефтесервисные компании России: новые возможности и вызовы в свете текущих геополитических реалий», компания «Башнефть-Сервисные Активы» была сформирована в 2010 году на базе 11 бывших нефтесервисных предприятий «Башнефти». Эти предприятия были сначала переданы в новое юридическое лицо, а затем выведены из состава ВИНК. Осенью 2013 года единственным акционером ООО «Башнефть-Сервисные Активы» стала АФК «Система».

Если в рамках уголовного дела будет доказано, что «Башнефть» была приватизирована с нарушением законодательства и должна быть возвращена государству, то речь с большой степенью вероятности может пойти о возврате не нынешней «Башнефти», а всех ее активов, которые находились в структуре ВИНК на момент приватизации. По этой логике должен быть возвращен государству и нефтесервисный холдинг «Таргин». При таком раскладе доля несвободного бурового рынка в ближайшие годы может вплотную приблизиться к отметке в 50%.

За дополнительной информацией просьба обращаться к Иванцовой Дарье: Телефон: (+7 495) 502-5433 / 778-9332;
E-mail: Daria@rpi-inc.ru