

ВПЕРЕДИ ЖДУТ ТРУДНЫЕ ВРЕМЕНА DIFFICULT TIMES AHEAD

Вадим Кравец, ведущий аналитик RPI

В начале февраля 2016 года появилась официальная статистика ЦДУ ТЭК, подтверждающая оценки отраслевых экспертов, еще осенью прошлого года предсказывавших падение объемов добычи в Западной Сибири примерно на 3-4% по итогам 2015 года. Этот тренд затронул практически все добывающие предприятия ВИНК, работающие в этом традиционном регионе нефтедобычи, за исключением не делающей в нем погоду «Башнефти». Даже «Роснефть», руководство которой ранее обещало стабилизировать объемы добычи в ХМАО за счет комплексного применения новых технологий, не смогла сдержать это обещание. Согласно данным ЦДУ ТЭК, ее главный региональный добывающий актив – «Юганскнефтегаз» - снизил производство на 3,3% до 62,4 млн т. Причинами такого резкого снижения объемов добычи является как истощение местных месторождений, так и падение объемов проходки в эксплуатационном бурении в предыдущем, 2014 году.

Vadim Kravets, Senior Analyst, RPI

Early in February 2016, the Central Dispatch Administration of Fuel and Energy Complex (CDAFEC) published official statistical data confirming the estimates of industry experts, who last autumn predicted a 3-4% decline in production in Western Siberia in 2015. This has affected virtually all vertically integrated oil companies in this traditional oil producing region, except for Bashneft that is not a big player anyway. Even Rosneft, whose management had previously promised to stabilise production in Khanty-Mansi Autonomous District through integrated introduction of new technologies, has not been able to keep its promise. According to the CDAFEC, the company's major upstream asset, Yugansneftgaz has cut production by 3.3% to 62.4 million tons. The reasons for such a sharp drop in production include depletion of local deposits and production drilling declined drilled footage in 2014.

The end of 2015 brought some bad news for the oil and

В конце 2015 года появилась информация, которая не сулит нефтегазовой отрасли ничего хорошего по крайней мере в ближайшие три-четыре года. Согласно появившемуся в ноябре-декабре данным, российские нефтегазовые компании перенесли сроки ввода в промышленную эксплуатацию в общей сложности 29 месторождений, в том числе крупных. Отложены сроки ввода: у «Роснефти» - девяти месторождений, «Газпрома» – трех месторождений, «Новатэк» - двух месторождений. В частности, перенесены сроки реализации следующих месторождений:

- Юрубченко-Тохомского – с 2016 на 2018 год («Роснефть», Эвенкия);
- Байкаловского (Банкорский кластер) – с 2019 на 2023 год («Роснефть»);
- Уренгойского и Северо-Юбилейного нефтегазоконденсатных – примерно на 9 лет («Новатэк»).
- Западно-Тамбейского – освоение перенесено на 2023 год («Газпром»)

Очень вероятно, что сроки ввода более мелких месторождений в Эвенкии будут отложены как минимум до 2022-2023 года. Косвенно это предположение подтверждает официальное намерение «Транснефти» перенести сроки ввода в промышленную эксплуатацию магистрального нефтепровода «Куюмба-Тайшет», предназначенного для транспортировки нефти из Эвенкии до системы магистральных нефтепроводов страны.

Если принять во внимание еще и шельф, то картина становится более удручающей. В 2015 году объем поисково-разведочного бурения на нем сократился по сравнению с 2014 годом на 50%, что неизбежно приведет к переносу сроков освоения перспективных шельфовых участков за горизонт 2025 года. В частности, бурение поисково-разведочных скважин «Газпромом» в Карском море отложено на 2018 год, в Баренцевом море – на 2019 год. Начало освоения разведанного Долгинского месторождения на шельфе Баренцева моря перенесено с 2020 на 2030 год.

Совершенно ясно, что перенос сроков освоения новых месторождений неизбежно скажется на российском буровом рынке, и до 2015 года переживавшем далеко не лучшие времена.

Кризис начался в 2014 году

Рынок бурения можно считать ключевым сегментом нефтесервисного рынка в целом. Достаточно назвать, что сегменты эксплуатационного и разведочного бурения составляют в денежном выражении 29,1% от всего объема российского нефтесервисного рынка. Если к этой цифре добавить доли сегментов

газ industry, predicting a life of hardship for the next 3-4 years. According to the figures that appeared in November and December, Russian oil and gas companies delayed completion for a total of 29 fields, including large ones. Rosneft, Gazprom and Novatek delayed completion of nine, three and two fields respectively. Here are some figures:

- Yurubcheno-Tokhomskoye field (Rosneft, Evenkia) – delayed from 2016 until 2018;
- Baikalovskoye, Vankorsky cluster (Rosneft) – delayed from 2019 until 2023;
- Urengoiskoye and Severo-Yubileinoye oil and gas condensate fields (Novatek) – delayed for about 9 years.
- West-Tambeiskoye – development postponed until 2023 (Gazprom)

It is very likely that completion of smaller fields in Evenkia will be delayed until at least 2022 or 2023. The fact that this might be true is indirectly confirmed by the official intention of Transneft to postpone entry into the commercial operation for Kutumba-Taishet main oil pipeline intended for transporting oil from Evenkia to the national pipeline system.

The picture becomes even more gloomy if we take into account offshore fields. In 2015, offshore exploratory drilling declined 50% compared to 2014, which will inevitably delay development of promising offshore sites until after 2025. For example, Gazprom postponed its exploratory drilling projects in the Kara Sea and in the Barents Sea until 2018 and 2019 respectively. Development of the proven Dolginskoye field in the Barents Sea was rescheduled by Gazprom from 2020 to 2030.

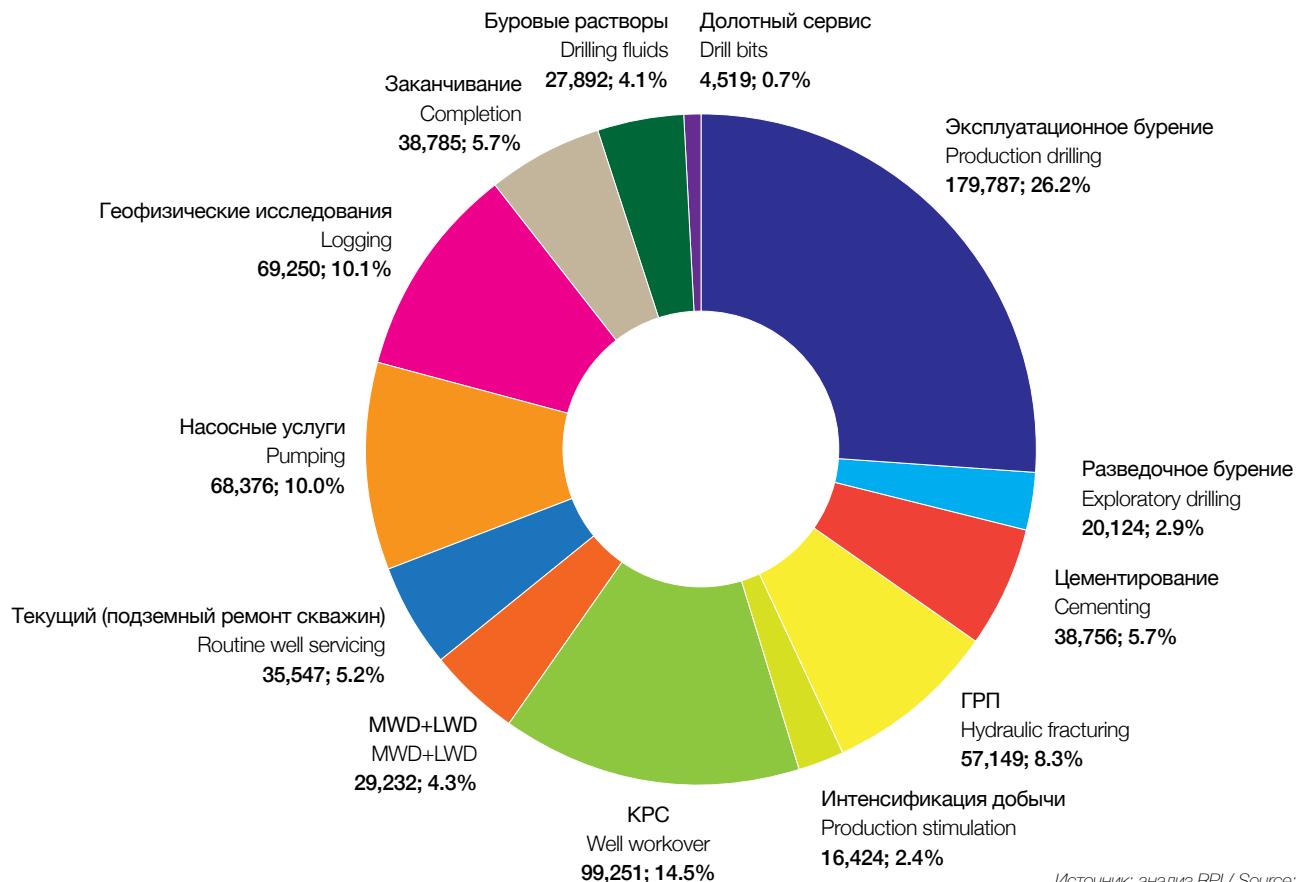
It is quite clear that delays in development of new oilfields will inevitably affect the Russian drilling market, which already faced some serious problems even before 2015.

Crisis Started in 2014

The drilling market can be considered a key segment of the oilfield services market as a whole. Suffice it to say that production and exploratory drilling account for 29.1% of the Russian oilfield services market in value terms. If we add drilling fluids, bit services, MWD/LWD, well completion and well cementing to some extent, the share will rise to 49.6%. Therefore, the slump of nearly half of the oilfield services market will definitely have an impact on the entire oil and gas industry.

Drilling was and is the main driver of the oilfield services market, a factor causing its slump or growth. In recent years, it was drilling that kept the oilfield services market growing.

Since 2005, the booming drilling market, especially production drilling, was driving the oilfield services market as



Источник: анализ RPI / Source: RPI analysis

График 1. Удельные доли отдельных сегментов нефтесервисного рынка России в 2015 году, % от суммарного объема рынка в денежном выражении
 Chart 1. Russian oilfield services market in 2015 (in value terms)

буровых растворов, долотного сервиса, MWD/LWD, заканчивания скважин и отчасти их цементирования, то эта доля возрастет до 49,6%. Поэтому «просадка» без малого половины нефтесервисного рынка ни для кого в нефтегазовой отрасли не пройдет не замеченной.

Сегмент бурения был и остается основным драйвером нефтесервисного рынка, определяющим позитивный или негативный тренд динамики рынка в целом. И в последние годы именно он определял положительную динамику нефтесервисного рынка.

С 2005 года бурно развивающийся рынок бурения, в первую очередь эксплуатационного, определил восходящий тренд на нефтесервисном рынке в целом, так как начиная с 2005 года (за вычетом кризисного 2009 года) и заканчивая 2013 годом объемы бурения в России из года в год возрастили.

До начала экономического кризиса 2008-2009 годов, в течение 2002-2008 годов, суммарный годовой объем эксплуатационного бурения в стране вырос на 75%. Особенno большие годовые темпы увеличения

a whole, because starting from 2005 (except for the crisis year of 2009) drilling in Russia kept growing every year.

Before the economic crisis of 2008-2009, during 2002-2008, the total annual production drilling in Russia grew by 75%. 2006 and 2007 were particularly impressive, with growth rates reaching 25.8% and 19.1% respectively.

The reason for this rapid increase in production drilling was that during 2002-2013 it was the most effective way for Russian oil and gas companies to increase production.

In 2009, in the aftermath of the economic crisis, drilled footage in production drilling fell by 5.8% compared with the previous year. The main cause was that production companies were suspending their investment programs.

As the effects of the economic crisis became less severe, a 18.4% increase in drilling in Russia made up for the decline of 2009. In 2011, drilling throughout Russia increased 8.8% compared to 2010, approaching 18.7 million metres.

общероссийского объема бурения наблюдалась в 2006 и 2007 годах – они были равны соответственно 25,8% и 19,1%.

Причина динамичного увеличения объемов эксплуатационного бурения состояла в том, что в течение 2002-2013 годов для российских нефтегазовых компаний именно оно оставалось одним из наиболее эффективных способов повышения объема нефтедобычи.

В 2009 году из-за негативных последствий экономического кризиса объем проходки уменьшился на 5,8% по сравнению с предыдущим годом. Основной причиной снижения стало урезание инвестиционных программ добывающих компаний.

В 2010 году влияние последствий экономического кризиса снизилось, и возрастание общероссийского объема бурения в 2010 году на 18,4% компенсировало его падение в 2009 году. В 2011 году общий объем бурения в России увеличился на 8,8% по сравнению с 2010 годом и приблизился к отметке в 18,7 млн м.

According to CDAFEC, in 2013 drilling in Russia totalled 21.7 million metres, or 5.6% more than in 2012. Therefore, drilling continued to grow in 2013, just as it did during 2010-2012.

The growth was mainly achieved by increased footage in production drilling, specifically an increase of 5.8% in 2013 compared to the previous year. At the same time, footage in exploratory drilling showed a modest growth of 1.6%.

2014 proved to be a turning point for the Russian drilling market. In 2014, total drilled footage declined 4.1% compared with the previous year. This slump started in the first half of 2014, i.e. even before the sectoral Western sanctions were imposed and before the oil prices fell.

The main cause of the declining drilling was a sharp increase in more efficient horizontal drilling, which allows to achieve flow rates 3-8 times higher compared with conventional directional wells. This allowed companies to drill fewer wells to achieve the same output.

Российский рынок нефтепромыслового сервиса: текущее состояние и перспективы развития до 2020 г.



Отчет состоит из следующих сегментов рынка:

- 1) Рынок бурения скважин
- 2) Рынок долотного сервиса
- 3) Рынок забойных двигателей
- 4) Рынок сервиса буровых растворов
- 5) Рынок сопровождения горизонтального бурения
- 6) Рынок цементирования скважин
- 7) Рынок ГРП
- 8) Рынок колтюбинга
- 9) Рынок геофизических исследований скважин
- 10) Рынок перфорации
- 11) Рынок ТКРС
- 12) Рынок ЗБС
- 13) Рынок сейсморазведки
- 14) Рынок насосного сервиса

Для заказа отчета или за более подробной информацией обращайтесь к ИВАНЦОВОЙ ДАРЬЕ
e-mail: research@rpi-research.com
телефон: +7 (495) 502-5433 / 778-9332
www.rpi-consult.com

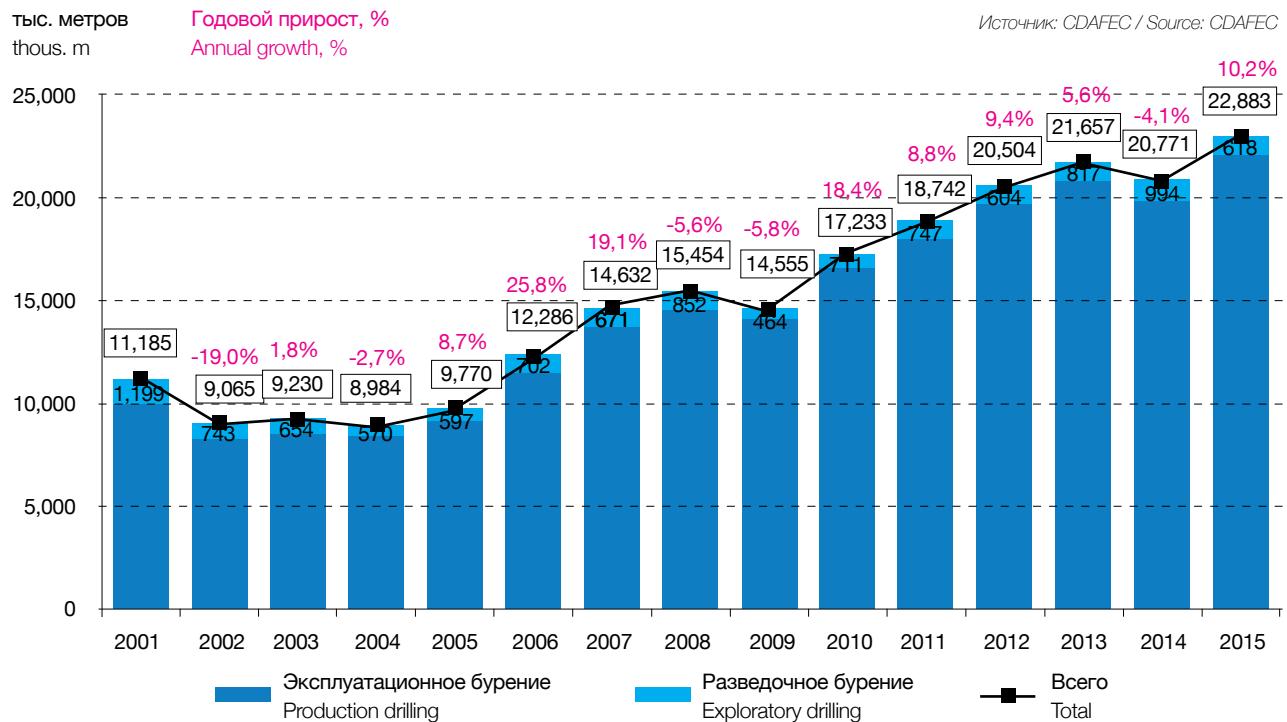


График 2. Эксплуатационное и разведочное бурение в России в 2001-2015 гг., тыс. м

Chart 2. Production and exploratory drilling in Russia in 2001-2015, thous. m

В 2013 году общий объем бурения в России составил, по данным ЦДУ ТЭК, 21,7 млн м, что на 5,6% превышает аналогичный показатель 2012 года. Таким образом, в 2013 году продолжилась тенденция роста рынка бурения, имевшая место в 2010-2012 годах.

Этот рост был обеспечен главным образом увеличением объемов проходки в эксплуатационном бурении – на 5,8% в 2013 году по сравнению с предыдущим годом. В то же время объем проходки в разведочном бурении вырос за год незначительно – на 1,6%.

Следующий, 2014 год, оказался знаковым для развития отечественного бурового рынка. В 2014 году восходящий тренд увеличения суммарной проходки в бурении сменился падением на 4,1% по сравнению с предыдущим годом. Этот процесс начался уже в первой половине 2014 года, то есть еще до введения секторальных западных санкций и падения мировых цен на нефть.

Основным фактором, повлиявшим на падение объемов бурения, стало резкое наращивание объемов проходки в более эффективном горизонтальном бурении, которое позволяет получать дебиты в 3-8 раз большие по сравнению с обычными наклонно-направленными скважинами. Это привело к тому, что

Furthermore, in the second half of 2014, production companies began to reduce investment, mostly because of the falling oil prices and sectoral sanctions in the financial services sector. As a result, oil production in Western Siberia, the biggest oil-producing region, dropped significantly.

Obviously, in 2015 this pushed production companies to increase production drilling sharply, while cutting exploratory drilling which is typical for a period of economic crisis. However, this recovery could be temporary.

The fall in oil prices in 2014-2015 will force oil producers, at least in the short term, to reduce their investment programs, which is exactly what began to happen in the end of 2014. The current oil prices prove this conclusion.

Too Much Oil

In 2014-2015, the world oil market came to a point where supply exceeded demand. As a result, oil reserves in storage hit records. According to the United States Energy Information Administration (EIA), oil reserves in the United States exceeded 500 million barrels as of January 29, 2016, reaching an all-time high for the first time since 1930.

This happened due to intensive offshore field development, including deep water (for example, in the Gulf of Mexico at sea depth up to 3,000 m), as well as the start of shale and hard-to-recover oil extraction. As a

для достижения заданного объема добычи компаниям нужно бурить меньшее число эксплуатационных скважин.

Во второй половине 2014 году к этому фактору добавилось снижение инвестиционной активности добывающих компаний- заказчиков в основном из-за быстрого снижения мировых цен на нефть и введения секторальных санкций в финансовой сфере. Последствия не заставили себя долго ждать. В 2015 году резко упали объемы добычи нефти в наиболее крупном нефтедобывающем регионе – в Западной Сибири.

Очевидно, что именно после этого «звоночка» добывающие компании в 2015 году резко нарастили объемы эксплуатационного бурения, при этом снизив показатели разведочного бурения, что характерно для периода экономического кризиса. Но это оживление может носить временный характер.

Падение мировых цен на нефть в 2014-2015 годах заставит добывающие компании по крайней мере в краткосрочной перспективе сокращать свои инвестиционные программы, что мы и наблюдаем с конца 2014 года. В пользу такого заключения указывает сложившаяся конъюнктура мировых цен на нефть.

Нефти слишком много

В 2014-2015 годах на мировом нефтяном рынке сложилась ситуация, когда предложение нефти превысила спрос. В результаты оказались рекордными запасы нефти в хранилищах. Так, по данным Управления энергетической информации США (EIA), к 29 января 2016 года их объем в США превысил 500 млн баррелей, достигнув максимума с 1930 года.

Эта ситуация была обусловлена как интенсивной разработкой шельфовых месторождений, в том числе глубоководных (например, в Мексиканском заливе при глубине моря до 3 тыс. м), так и введением в разработку сланцевой нефти, а также трудноизвлекаемых запасов. В результате цена на нефть сорта Brent снизилась примерно с \$100-110 за баррель в середине 2014 года до \$28-30 за баррель в отдельные дни в январе 2016 года.

Это падение цен на нефть сделало экономическими нерентабельными компании, занимающиеся добычей сланцевой и трудноизвлекаемой нефти.

Себестоимость добычи сланцевой нефти по разным оценкам находится в промежутке в \$50-60 за

result, the price of Brent crude oil dropped from roughly \$100-110 per barrel in the middle of 2014 to \$28-30 per barrel on some days in January 2016.

With these new prices, producing shale and hard-to-recover oil was no longer economically viable. According to various estimates, shale oil costs \$50-60 per barrel to produce. For Russian Arctic oil projects, this figure stands at \$80 or more. And for Bazhen Formation, it's \$60 per barrel or more.

As a result, shale oil producers, mostly in the United States, began to file for bankruptcy in the second half of 2015. This, however, did not remove excess supply from the global oil market, as OPEC, Russia, Venezuela and other countries refused to cut production to protect their market shares. Another factor was the possible return of Iran on the world market, after the sanctions were lifted early in 2016. Yet, reduced supply of shale oil still means that oil prices may rise as soon as later in 2016. The price, however, will not go above \$50 per barrel in the medium term, because otherwise shale oil projects would again become commercially viable.

So we are now witnessing a mixed direct-inverse relationship on the market, where higher prices make shale oil production possible, which eventually drives the prices down. The meaning of all this is that oil prices are unlikely to return to the level of \$100-110, or in some years \$140, per barrel in the medium term.

What's next?

In this situation, the drilling market probably reached the ceiling above which it can hardly go, especially given the sanctions.

Obviously, sanctions against Russia will have a noticeable effect on the drilling market, especially production drilling. After the end of cooperation with European and US companies, there will be a buffer period of 2-4 years, during which the structure of suppliers of drilling equipment will change little, and the market will continue to work in new conditions.

Until 2017, the sanctions will not have a significant impact on production drilling. If foreign companies, for whatever reason, decide to leave the Russian market in 2017, there might be a noticeable decline in drilled footage in 2018-2019 (5-7%) and gradual recovery up to 2020 (to 19-20 million metres), which will continue beyond the studied time period.

Given the increasing share of horizontal drilling, we expect that production drilling during 2016-2020 will be in the range between 20 and 21.5 million metres. And 2017 may become the biggest year in terms of drilling.

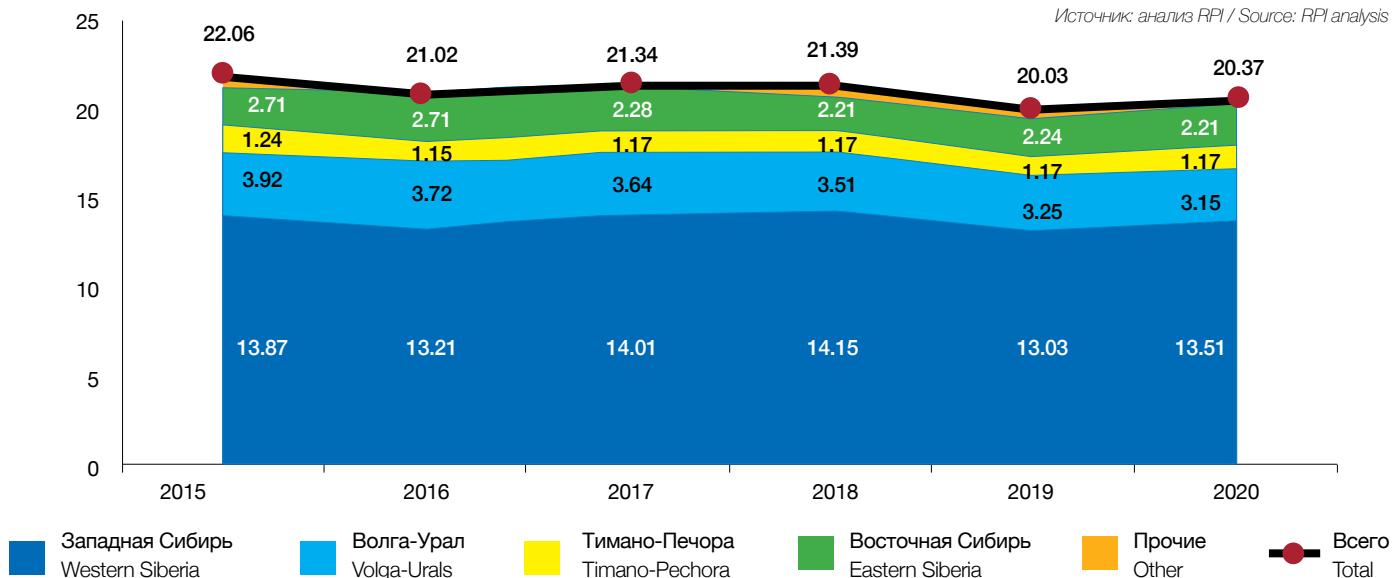


График 3. Прогноз объемов проходки в эксплуатационном бурении в России в 2006-2020 гг., млн. м
Chart 3. Estimated drilled footage in production drilling in Russia in 2006-2020, million metres

баррель. Себестоимость нефти перспективных российских арктических нефтяных проектов оценивается примерно от \$80 за баррель и выше. Этот же показатель для российской баженовской свиты равен от \$60 за баррель и выше.

В результате во второй половине 2015 года начались фиксироваться случаи банкротства компаний, прежде всего в США, занимающихся добычей сланцевой нефти. Тем не менее, это не предотвратило затоваривание мирового рынка нефтью за счет отказа стран-членов ОПЕК, России, Венесуэлы и других от согласованного сокращения добычи из-за опасения возможного снижения их рыночных долей на мировом нефтяном рынке. К этому добавилась перспектива выхода на мировой рынок дополнительных объемов нефти из Ирана, с которого были сняты санкции в начале 2016 года. Тем не менее, снижение предложения сланцевой нефти дает возможность прогнозировать рост цен на нефть уже в течение 2016 года. Однако это повышение натолкнется на барьер в \$50 за баррель, при котором вновь окажутся рентабельными сланцевые проекты – они не дадут возможности увеличиваться цене выше этого уровня в среднесрочной перспективе.

Можно констатировать, что в нефтегазовом мире образовалась классическая ценовая саморегулирующаяся система с «обратной связью», когда в результате повышения цен начинается добыча на сланцевых проектах, заставляющая цены на нефть снижаться. Отсюда следует вывод, что такой ценовой конъюнктуры, когда мировые

In 2018, Russian companies plan to start industrial development of large oil and oil and gas condensate fields in Yamalo-Nenetsky Autonomous District, as well as the first part of the fields in the Yurubcheno-Tokhomskaya zone (Evenkia).

Drilling may decline a little in 2018-2019. Reducing the number of completed wells may be the result of the growing share of horizontal drilling.

Considering the adjusted plans of Russian producers, drilled footage may increase in 2022-2023, when the second part of local deposits will be put into service in Evenkia.

It is possible that continued sanctions against Russia would have a significant impact on the market of hi-tech horizontal drilling as well. The horizontal drilling equipment market is one of the youngest in Russia. It is dominated by foreign companies, with Russian drilling rigs of this type having mostly low or medium power.

Still, rapid growth in horizontal drilled footage may continue up until 2018-2019. Then in 2019-2020, horizontal drilled footage will perhaps reach a plateau.

As for exploratory drilling, this is the first spending item to be cut during the crisis, but it is very hard to predict, as it depends heavily on how deep the economic recession is going to be. Looking back at the crisis of 2009, we can say for sure that the exploratory drilling market will have to face some tough challenges, with drilled footage probably declining by more than 40%.

цены на нефть находились в диапазоне \$100-110 за баррель и даже в отдельные годы достигали отметки в \$140, в среднесрочной перспективе ожидать не приходится.

Куда дальше?

В этой ситуации, вероятно, буровой рынок подошел к «потолку», выше которого он больше существенно не поднимется. Особенно в условиях продолжающихся санкционных ограничений.

Справедливо предположить, что введенные санкции против России окажут заметное влияние на рынок в первую очередь эксплуатационного бурения. При прекращении сотрудничества с европейскими и американскими компаниями начнется некоторый буферный период, который продлится около 2-4 лет, на протяжении которых структура поставщиков бурового оборудования будет изменяться мало, и рынок продолжит стablyно работать в новых условиях.

До 2017 года санкции не будут оказывать заметное влияние на эксплуатационное бурение. Если в 2017 году зарубежные фирмы по тем или иным причинам решат покинуть российский рынок, то за этим может последовать заметное падение объема проходки в 2018-2019 году (на 5-7%) и постепенное восстановление вплоть до 2020 года (до показателя 19-20 млн м), которое продолжится за рассматриваемым временным горизонтом.

С учетом возрастания доли горизонтального бурения, мы ожидаем, что объем эксплуатационного бурения в период 2016-2020 годов будет изменяться в диапазоне 20,0-21,5 млн м. При этом максимум годовых объемов бурения может выпасть примерно на 2017 год. В 2018 году российские компании планируют ввести в промышленную разработку крупные нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения на территории ЯНАО, а также первую часть месторождений в Юрубченко-Тохомской зоне (Эвенкия).

Некоторого снижения годовых объемов в бурении можно ожидать в 2018-2019 годах. Сокращение количества вводимых скважин может явиться следствием возрастания доли горизонтального бурения.

С учетом корректировки планов российских добывающих компаний некоторый рост объемов проходки может произойти в 2022-2023 годах, когда в Эвенкии возможен ввод второй части местных месторождений.

Вероятно, что продолжение санкций против России окажет существенное влияние на рынок и высоко технологичного горизонтального бурения. Рынок оборудования для горизонтального бурения – один из самых молодых в России. Подавляющую часть его занимают зарубежные компании, российские буровые установки данного вида в основном слабо- и среднемощные.

Тем не менее, интенсивный прирост объема проходки в горизонтальном бурении может продолжаться вплоть до 2018-2019 года. После этого в 2019-2020 годах, вероятно, произойдет стабилизация объемов проходки в горизонтальном бурении.

Что касается объемов проходки в разведочном бурении, то этот вид буровых работ в период кризисов подвергается первоочередному секвестрированию, но спрогнозировать его весьма трудно, так как он в сильнейшей степени зависит от глубины кризисных явлений в экономике. Однако по опыту кризиса 2009 года можно утверждать, что рынок разведочного бурения ждет нелегкие времена, когда просадка проходки на 40%, может оказаться не пределом.

За дополнительной информацией об отчетах RPI, пожалуйста, обращайтесь к Иванцовой Дарье: +7 (495) 502 5433 / 778 9332, e-mail: Daria@rpi-inc.ru

www.rpi-consult.com / www.rpi-research.com

For additional information on RPI reports, please contact Daria Ivantsova: +7 (495) 502 5433 / 778 9332, e-mail: Daria@rpi-inc.ru

www.rpi-consult.com / www.rpi-research.com

