



Вадим Кравец, ведущий аналитик RPI Research&Consulting

Vadim Kravets, Lead Analyst at RPI Research&Consulting

Отчет RPI: Таймыр поддержит буровиков

RPI Report: Taymyr will Support the Drillers

В начале февраля нынешнего года на встрече Президента Российской Федерации с главой «Роснефти» был дан старт реализации крупнейшего за последние десятилетия добычного проекта – освоению запасов углеводородов полуострова Таймыр в синергии с месторождениями Ванкорского кластера. Планируемый объем добычи в этом проекте – около 26 млн и нефти в год с возможностью достижения уровня в 50 млн т. Вместе с другими крупными и средними месторождениями Таймыро-Ванкорский проект позволит предотвратить существенное падение годового объема добычи нефти и конденсата в России в период до 2030 года, а, возможно, и нарастить этот объем в пределах 10-15% от нынешнего ее уровня.

В прошедшем году, вопреки прогнозам пессимистов, годовой объем добычи нефти и конденсата в России не только не уменьшился, но и возрос. Согласно официальным данным, этот показатель увеличился по сравнению с предыдущим годом почти на 1%, до 561 млн т (см. [диаграмму 1](#)).

In early February this year, at a meeting between the President of the Russian Federation and the Head of Rosneft, the implementation of the largest production project in decades was launched - the development of hydrocarbon reserves of the Taymyr Peninsula in synergy with the fields of the Vankor cluster. The planned production volume of this project is about 26 million tons of oil per year with an opportunity to reach 50 million tons. Together with other large and medium-sized fields the Taymyr-Vankor project will prevent a significant drop in annual production of oil and condensate in Russia in the period up to 2030, and possibly increase this volume by 10-15% compared to current levels.

Last year, contrary to pessimistic forecasts, the annual production of oil and condensate in Russia not only did not decrease, but in fact it showed an increase. According to official data, production increased by almost 1% as compared to the previous year, up 561 million tons (see [Fig. 1](#)).

The positive trend has prevailed despite adverse factors such as the continued depletion of mature conventional

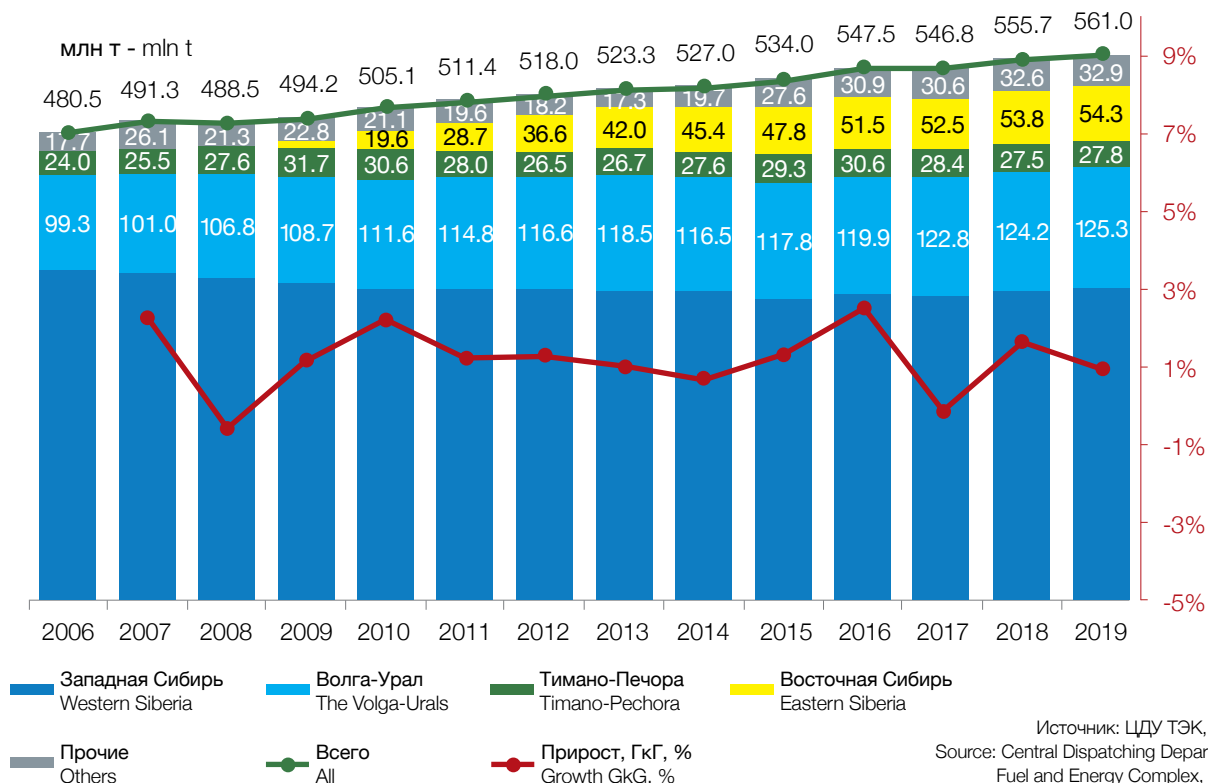


Диаграмма 1: Динамика годовых объемов добычи нефти и газового конденсата в России в 2006-2019 гг. в разрезе регионов нефтедобычи, млн т

Diagram 1: Evolution of annual production of oil and gas condensate in Russia in 2006-2019 by regions of oil production, mln t

Положительная тенденция возобладала несмотря на такие неблагоприятные факторы, как продолжающееся истощение старых месторождений в традиционных районах российской нефтедобычи и искусственное сдерживание добычи в результате действия соглашения ОПЕК+ об ограничении этого показателя, взятое на себя Российской Федерацией.

Тенденция истощения старых месторождений в обозримом будущем продолжится. Нейтрализовать ее можно лишь частично: путем наращивания объемов бурения на них, строительством боковых стволов и внедрением все более технологически совершенных методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи. Все это имело место в последние годы.

Несколько сложнее обстоит дело соглашением ОПЕК+. Оно, с одной стороны, ограничивает объем добычи, но, с другой стороны, прекращение его действия может привести к падению цен на нефть, и, следовательно, к падению выручки российских нефтяных компаний.

В начале декабря прошлого года страны – участницы соглашения об ограничении добычи нефти согласовали

fields and the production cut as a result of the OPEC+ agreement.

The production decline in depleted mature fields will continue for the foreseeable future. It can only be partially neutralized: by increasing development drilling volumes at these fields, drilling sidetracks and introducing more and more technologically advanced oil recovery enhancement and production intensification methods. All this has been performed in recent years.

The situation is a bit more complicated with the OPEC+ agreement. On the one hand, it limits production, but on the other hand, its termination may lead to a drop in oil prices and, consequently, to a drop in revenues for Russian oil companies.

In early December last year, the countries that are participants of the oil production limitation agreement agreed on new production cut levels, which are valid in the first quarter of 2020. OPEC and non-OPEC producers committed to reduce their average daily production by another 503 thousand barrels per day (bpd) above the current levels.

The production cut level of Russia increased by 70 thousand bpd since January to 298 thousand bpd and

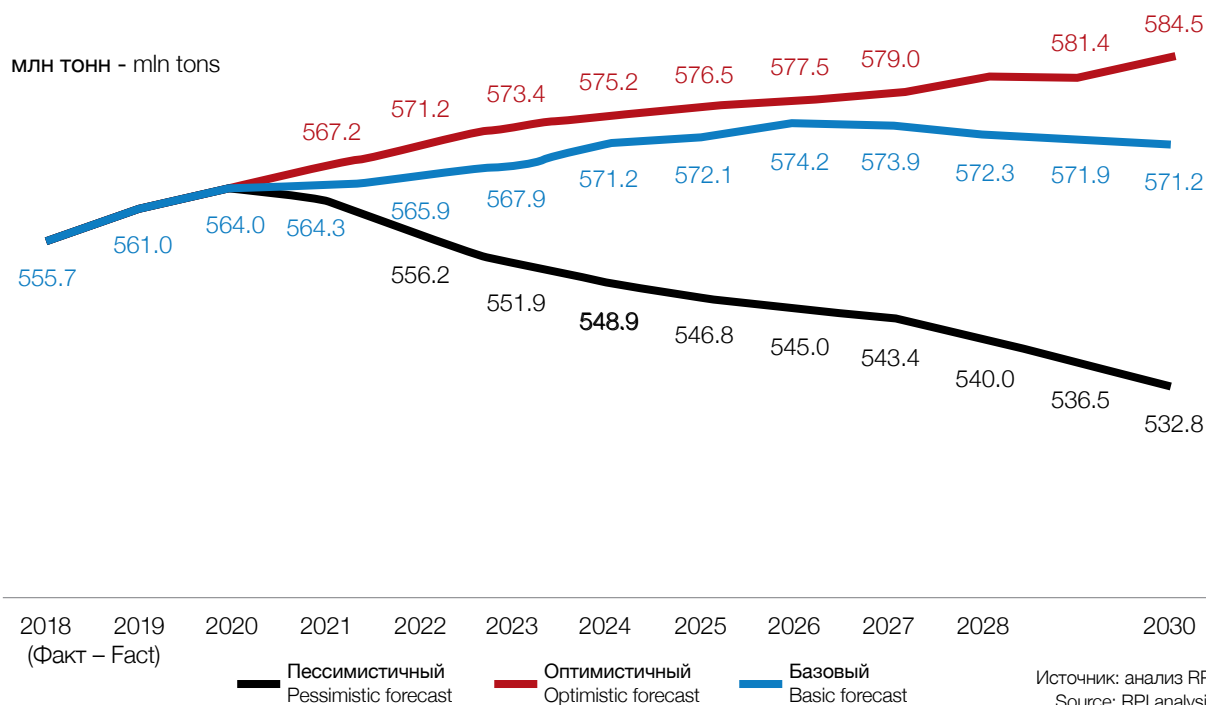


Диаграмма 2: Прогноз динамики годовых объемов добычи нефти и газового конденсата в России в 2020-2030 гг. по трем сценариям, млн т

Diagram 2: Forecast of evolution of annual oil and gas condensate production in Russia in 2020-2030 according to three scenarios, mln t

новые квоты, которые действуют в первом квартале 2020 года. Производители из ОПЕК и не-ОПЕК обязались сократить среднесуточную добычу еще на 503 тыс. барр. сверх действующих квот.

Квота России с января выросла на 70 тыс. барр. в сутки, и составила 298 тыс. барр. в сутки, причем при ее расчете с 1 января 2020 года не учитывается газовый конденсат. По состоянию на середину февраля 2020 года стало известно, что Технический комитет ОПЕК+ рекомендовал рассмотреть вопрос о продлении текущей квоты по сокращению добычи нефти до конца 2020 года. В то же время Россия еще не приняла решение о продлении своего участия в соглашении ОПЕК+. Этот выпуск ушел в печать как раз в момент расторжения соглашения ОПЕК+, поскольку Россия и Саудовская Аравия не смогли договориться о продлении соглашения. Саудовская Аравия наращивала добычу до максимума, чтобы увеличить свою долю на рынке во время пандемии COVID-19. На сегодняшний день цена за баррель упала до 30 долларов за баррель.

Таким образом, вопрос, какой будет динамика добычи в будущем, остается до конца не ясным.

Новые месторождения могут поддержать добычу

Как показывает проведенный нами анализ, динамика

does not include gas condensate from 1 January 2020. As of mid-February 2020, it was announced that the OPEC+ Technical Committee recommended that consideration be given to extending the current oil production cut level until the end of 2020. At the same time, Russia has not yet decided to extend its participation in the OPEC+ agreement. As this issue went to print the OPEC+ agreement collapsed as Saudi Arabia and Russia failed to agree an extension. Saudi Arabia ramped up to maximum production to flood the market and gain share during the Covid-19 pandemic. To date this has collapsed prices to 30USD a barrel.

Thus, the question of what will be the trend of production in the future remains unclear.

New Fields Can Support Production

As our analysis shows, the evolution of Russia's production in the coming years will be determined to a large extent by the development of new onshore fields, including hard-to-recover reserves, as well as production in the Russian shelf.

When predicting investments in fields that include well drilling, RPI identified three scenarios for the Russian oil industry: pessimistic, basic and optimistic (see Figure 2).

The pessimistic scenario assumes that the sanctions imposed on the oil and gas industry will be extended and even toughened. Foreign companies, including

добычи России в предстоящие годы во многом определится тем, как будет развиваться ситуация с разработкой новых материковых месторождений, в том числе с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), а также с добычей на российском шельфе.

При прогнозировании инвестиций в месторождения, включающих строительство скважин, в рамках исследования, результаты которого легли в основу этой статьи, в компании RPI выделили три сценария развития российской нефтедобывающей отрасли: пессимистичный, базовый и оптимистичный (см. [диаграмму 2](#)).

В пессимистичном сценарии предполагается, что санкции, наложенные на нефтегазовую отрасль, не только не снимаются, но и ужесточаются. С нефтесервисного рынка уходят иностранные компании, включая международных мейджоров, а также прекращают работу китайские компании. Процесс импортозамещения оборудования не заканчивается успешно.

В базовом сценарии считается, что санкции остаются

international majors, are leaving the oilfield services market, as well as Chinese companies. Equipment import substitution projects are not successful.

The basic scenario assumes that sanctions are maintained at the current level. Foreign companies strengthen their positions in the market, implementation of projects on import substitution of equipment is within the announced deadlines.

The optimistic scenario assumes that sanctions will be eased in about three-five years, the import substitution process will accelerate, and the global demand for oil will increase significantly.

Figure 3 shows the basic forecast of drilling volumes for four groups of fields, which are brought into commercial development in different periods of time:

- old fields (commissioned before 2014);
- new fields (commissioned and to be commissioned in 2014-2030);
- hard-to-recover reserves;
- offshore fields.

This chart shows that new fields together can provide

WELLTEC® ANNULAR BARRIER

ЭФФЕКТИВНОЕ ИСКЛЮЧЕНИЕ МКД НА ВСЕМ ЦИКЛЕ ЖИЗНИ СКВАЖИНЫ

WELLTEC СДЕЛАНО В РОССИИ – ИСПЫТАНО В РОССИИ

Предотвращение МКД в обсаженных стволах по классу V0* стандарта ISO 14310

Предотвращение МКД в открытых стволах с цементированием по классу V3* стандарта ISO 14310

Предотвращение МКД в необсаженных стволах без цементирования по классу V3* стандарта ISO 14310

Для заказа нашей продукции обращайтесь к: Айдару Габдуллину
E-mail: agabdullin@welltec.com
Телефон: +7 968 560 86 32
Более подробную информацию читайте на нашем сайте www.welltec.com/ru

Welltec®

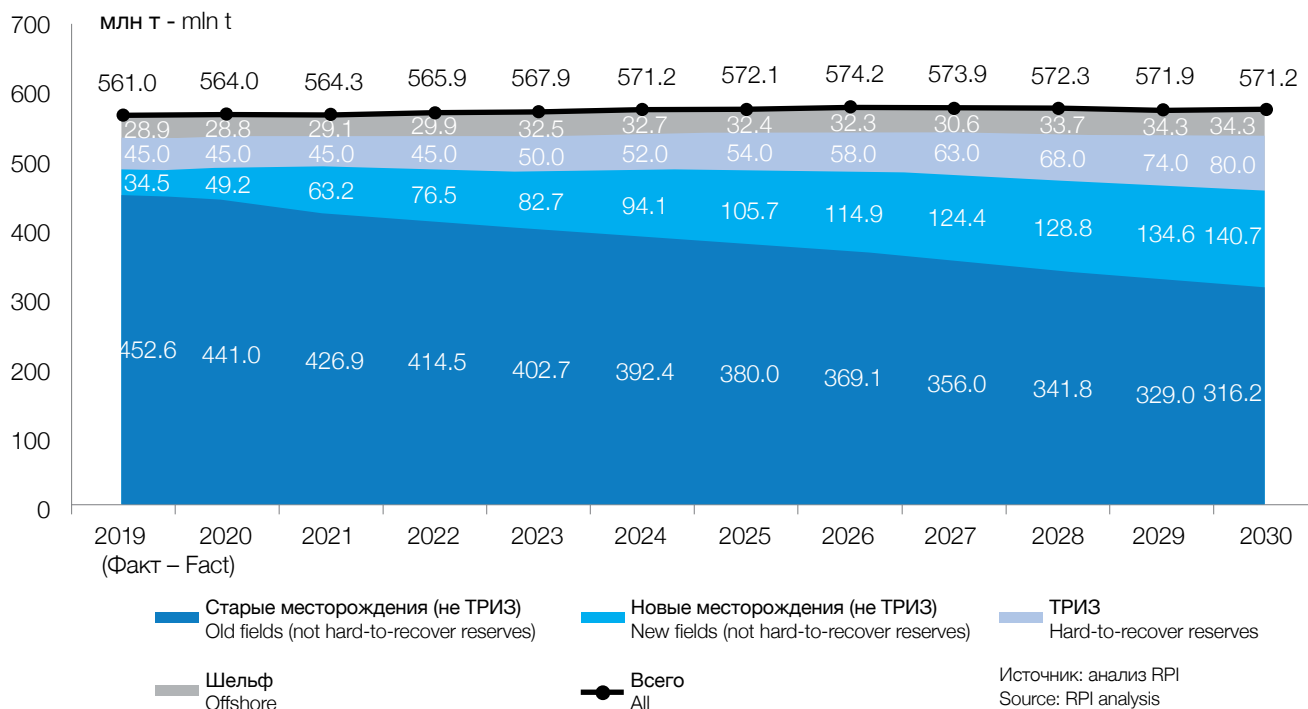


Диаграмма 3: Прогноз динамики годовых объемов добычи нефти и газового конденсата в России в 2020-2030 гг. в разрезе типов месторождений, млн т

Diagram 3: Forecast of evolution of annual volumes of oil and gas condensate production in Russia in 2020-2030 by types of fields, mln t

на нынешнем уровне, иностранные компании остаются на рынке, реализация проектов по импортозамещению оборудования укладывается в заявленные сроки.

В оптимистичном сценарии санкции примерно через три года-пять лет смягчаются, процесс импортозамещения ускоряется, при этом мировой спрос на нефть существенно вырастает.

На **диаграмме 3** показан базовый прогноз объемов бурения в разрезе четырех групп месторождений, вводимых в промышленную разработку в разные периоды времени:

- старых (введенных до 2014 года);
- новых (вводимых в 2014-2030 годах);
- трудноизвлекаемых запасов;
- шельфовых месторождений.

На этой диаграмме видно, что новые месторождения в своей совокупности могут обеспечить годовой объем добычи порядка 141 млн т в год к 2030 году. Даже при резком торможении работ по реализации шельфовых добычных проектов (из-за низких мировых цен на нефть и санкционных ограничений) после 2026 года произойдет сдерживание падения объема российской нефтедобычи, что позволит удерживать ее примерно на уровне 571 млн т в год в 2030 году.

about 141 million tons per year by 2030. Even if there is a sharp slowdown in the implementation of offshore production projects (due to low world oil prices and sanctions restrictions), after 2026 the decline in Russian oil production will be contained, which will keep it at approximately 571 million tons per year in 2030.

In practice, the introduction of new fields is not always smooth. Thus, during 2014-2019, two factors had the greatest impact on the rate of commissioning of new fields:

- evolution of world oil prices;
- OPEC+ agreement on production cuts, that was signed by Russia and first entered into force in early 2017.

Russia's participation in the OPEC+ agreement combined with low oil prices as compared to 2014 caused a slowdown in the rate of commissioning of new fields. For example, the commissioning of Rosneft's Russkoe field was postponed from 2017 to the fourth quarter of 2018, while the planned commissioning of the Taas-Yuryakhskoye, Kuyumbinskoye and Tagulskoye fields was also postponed from 2016 to the fourth quarter of 2018.

The two factors mentioned above also had a strong impact on the pace of development of the Russian offshore fields, primarily the Arctic fields - in some cases,



We take energy forward

We're committed to making energy safer, cleaner, and more efficient for people and the planet. By combining industry-leading technologies and services with operations in over 120 countries, we're collaborating with customers to transform the future of energy—everywhere.

bakerhughes.com

Baker Hughes 

На практике введение новых месторождений происходит не всегда гладко. Так в течение 2014-2019 гг. на темпы ввода новых месторождений наибольшее влияние оказывали два фактора:

- динамика мировых цен на нефть;
- соглашение о сдерживании объемов добычи ОПЕК+, подписанное Россией и впервые вступившее в силу в начале 2017 года.

Участие России в соглашении ОПЕК+ в сочетании с низкими ценами на нефть по сравнению с 2014 годом стало причиной замедления темпов ввода в эксплуатацию новых месторождений. Например, ввод Русского месторождения «Роснефти» был перенесен с 2017 года на четвертый квартал 2018 года, а планировавшийся с 2016 года ввод Таас-Юряхского, Куюмбинского и Тагульского месторождений произошел также лишь в четвертом квартале 2018 года.

offshore operations at some license areas were placed on hold or postponed for several years.

In recent years, the above-mentioned factors that affect the rate of commissioning of new fields have been supplemented by the third factor- the depletion of old fields in conventional Russian oil production regions. On the contrary, in some cases it stimulated companies to accelerate the rate of fields commissioning. This has happened, for example, to the Imilorskoye field of LUKOIL and is currently happening with the commissioning of the Erginskoye field by Rosneft.

However, despite all the difficulties encountered during developing new onshore fields, Russian oil and gas companies do not freeze the development. The companies adjust investment programs to focus on strategically important locations.

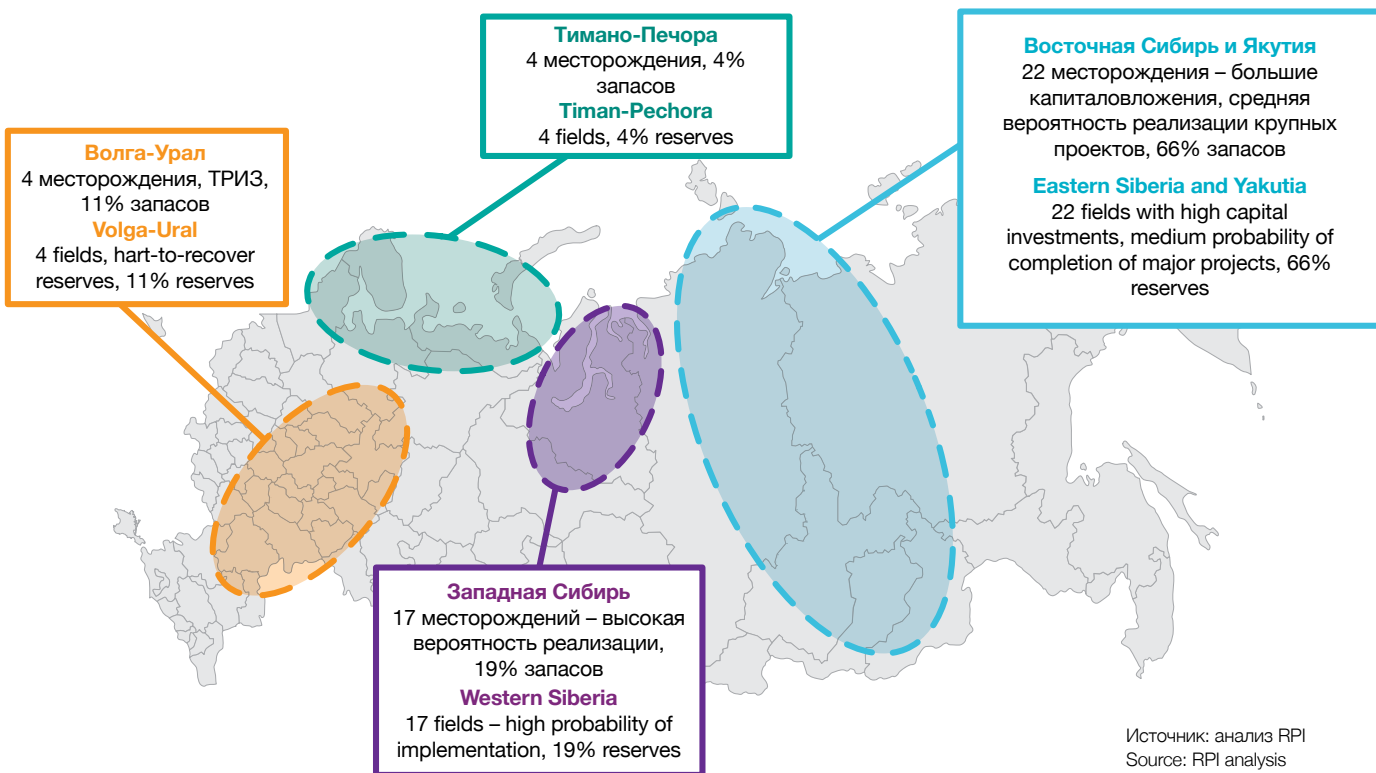


Диаграмма 1: Карта-схема расположения новых крупных и средних месторождений Российской Федерации
Примечание. На карте показан процент запасов от общей суммы запасов крупных и средних месторождений.

Diagram 1: Map-scheme of location of new large and medium-sized fields in the Russian Federation
Note. The map shows the percentage of reserves in the total reserves of large and medium-sized fields

Два упомянутых выше фактора также сильно повлияли и на темпы освоения российских морских, прежде всего арктических месторождений – в некоторых случаях планы работ на шельфе на ряде лицензионных участков были заморожены, или перенесены на несколько лет вперед.

Geography of New Fields

The analysis shows the following geography of the new large and medium-sized onshore fields that could be brought into commercial development between now and 2030 (see figure 4):

- Eastern Siberia and Yakutia - 22 fields with high capital investments;

ECKEL®

9 7/8 HS-40 | HS-55

БЕЗОТКАЗНЫЙ, НАДЕЖНЫЙ И
ПРОВЕРЕННЫЙ

Максимальный крутящий момент:
HS-40 - 54233 Нм (40000 футо-фунтов)
HS-55 - 74570 Нм (55000 футо-фунтов)



Клиновой привод
стоппера Tri-Grip®



Для обеспечения быстрого, высокомоментного и надежного соединения труб нами созданы две модели ключей 9 7/8 HS-40 и 9 7/8 HS-55, которые в сочетании с малыми габаритами позволяют работать на небольших рабочих площадках установок малой грузоподъемности. Наша вертикально открывающаяся дверца **SPACE SAVER®** с гидравлическим приводом позволяет работать с ключом в рабочих зонах значительно меньших размеров и заметно снижает трудоемкие операции. Встроенная система блокировки замка дверцы снижает случайные повреждения или ненадежное закрытие.

Имея более чем 60-летний опыт в проектировании, испытании и производстве гидравлических ключей для нефтегазовой отрасли промышленности, мы прежде всего обращаем внимание на совершенствование трубных соединений. Убедитесь в том, что вы используете оборудование, обеспечивающее самое надежное соединение.

Узнайте больше посетив сайт:

www.eckel.com/SPACESAVER



**Вертикально открывающаяся дверца
с гидроприводом SPACE SAVER®**

Заявленная на патент вертикально открывающаяся дверца с гидроприводом срабатывает в течение 2-х секунд, позволяет работать с ключом в значительно ограниченном пространстве буровой площадки.

ECKEL®
Гидравлические ключи

**ПРЕВОСХОДНЫЕ
РЕШЕНИЯ**
ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫЕ ГИДРОКЛЮЧИ



СЕТКО – Эксклюзивный
Представитель в России.
Россия, 105005, Москва,
Посланников пер., д. 5, стр. 1.
Тел.: +7 495 232-10-02
caralina.ru | oil-gas@coralina.ru

В течение последних лет к вышеперечисленным факторам, влияющим на динамику ввода новых месторождений, добавился третий – истощение старых месторождений в традиционных российских регионах нефтедобычи. Он, наоборот, стимулировал компании в ряде случаев ускорить темпы введения месторождений в эксплуатацию. Так произошло, например, с Имилорским месторождением «ЛУКОЙЛа», так происходит в настоящее время с введением в разработку Эргинского месторождения «Роснефти».

Однако при всех трудностях, возникающих при разработке новых материковых месторождений, российские нефтегазовые компании не замораживают их разработку, а корректируют свои инвестиционные программы с тем, чтобы сфокусироваться на стратегически важных объектах.

География новых месторождений

Анализ показывает следующий географический расклад по новым крупным и средним материковым месторождениям, которые могут быть введены в промышленную разработку в период до 2030 года (см. [диаграмму 4](#)):

- Восточная Сибирь и Якутия – 22 месторождения с высокими капиталовложениями;
- Западная Сибирь – 17 месторождений;
- Волга–Урал – 4 месторождения;
- Тимано-Печора – 4 месторождения.

Наибольшее количество месторождений находится в Восточной Сибири, прежде всего в Эвенкии и на полуострове Таймыр (проект «Восток ойл»). Они требуют значительных капитальных вложений, а часть месторождений в Эвенкии еще не доразведаны.

Высокая вероятность реализации проектов по освоению – у месторождений, находящихся в южной части полуострова Ямал. Они расположены компактно, не требуют значительных затрат на строительство транспортной инфраструктуры. Все они включены в мегапроект «Ямал» Группы Газпром.

У новых месторождений есть специфические особенности. Их запасы на 42% относятся к ТРИЗ. В это число в частности входят крупные Великое месторождение в Волга-Урале и месторождения, входящие в Пайяхский проект. Нефть Великого месторождения имеет большую вязкость, а часть запасов месторождений, входящих в Пайяхский проект, имеют низкопроницаемые коллекторы.

- Western Siberia: 17 fields;
- Volga-Ural - 4 fields;
- Timano-Pechora - 4 fields.

The largest number of fields is in Eastern Siberia, primarily in Evenkia and the Taymyr Peninsula (East-Oil project). These fields require significant capital investments and some fields in Evenkia have not yet been explored.

Fields in the southern part of the Yamal Peninsula have a high probability of development projects. These fields are compactly located and do not require significant construction costs for transport infrastructure. All of these fields are included in Gazprom Group's Yamal megaproject.

The new fields have specific features. Reserves of these fields are 42% hard-to-recover reserves, particularly the large Velikoye field in the Volga-Urals and the fields included in the Payakh project. The oil from the Velikoye field is highly viscous and some of the fields in the Payakh project have low permeability reservoirs.

Calculations based on open data from the producing companies show that in 2020-2026 mainly 4-6 fields will be put into commercial operation annually, with a subsequent decrease of this figure to one or two fields per year in 2027-2030.

In total, capital investments in the development of these fields will exceed 4.3 trillion rubles, and more than half of this amount of investments will be spent on well construction.

According to RPI forecasts, the largest capital investments in field development will be made by (see [Fig. 5](#)):

- Neftegazholding (34%);
- Rosneft (19%);
- Oil and Gas company «AFB» (13%).

In total, these companies will account for 66% of all capital investments in the development of large and medium-sized oil and gas fields in Russia. At the same time, most of the investments of Rosneft and Neftegazholding will be made as part of the joint project «Vostok Oil».

A large share of Neftegazholding is due to the implementation of the Piakh project on the Taymyr Peninsula, where the company's current estimate of total recoverable reserves reaches 1.2 billion tons of oil. In addition to the Vostok Oil fields, a significant share of Rosneft is determined by its cost projects in Evenkia and Irkutsk regions.

Расчеты, основанные на открытой информации добывающих компаний показывают, что в 2020-2026 гг. ежегодно будет вводиться в промышленную эксплуатацию в основном 4-6 месторождений, с последующим снижением этого показателя в 2027-2030 гг. до одного-двух объектов в год.

В сумме капитальные вложения в разработку этих месторождений превысят 4,3 трлн рублей, причем более половины от этого объема инвестиций придется на строительство скважин.

Наибольшие капитальные вложения в разработку месторождений, согласно прогнозам RPI, произведут (см. диаграмму 5):

- «Нефтегазхолдинг» (34%);
- «Роснефть» (19%);
- НГК «АФБ» (13%).

В общей сложности на перечисленные компании придется 66% всех капитальных вложений в разработку крупных и средних нефтегазовых месторождений России. При этом инвестиции «Роснефти» и «Нефтегазхолдинга» в большой степени

The presence of oil and gas company «AFB» in the top three is explained by the development of its large field Velikoye in the Astrakhan region. The recoverable reserves of this field are classified as hard-to-recover reserves. The company may be sold to vertically integrated company, which has more financial resources than the current license holder. The previous two attempts to sell AFB, first to LUKOIL and then to Gazprom Neft, were unsuccessful.

In the regional perspective, about 72% of capital investments in the development of large and medium-sized fields will be made in Eastern Siberia, where projects are planned for the Taymyr Peninsula, Evenkia, and Irkutsk Oblast.

The total share of the other three regions - Western Siberia, the Volga-Urals and Timan-Pechora - will not exceed 28%, as there are very few large and medium fields left to be commissioned there (except for the Yamal Peninsula).

Well construction accounts for up to 50% of the total capital expenditures. As a result, the distribution of companies' shares in total well construction investments is qualitatively similar to the companies' shares in total capital



Знание Качество Инновации

Супервайзинг бурения и ТКРС

Повышение квалификации

Обучение и экспертиза

Цифровизация

+7(499)940-0-140

+7(499)940-40-50

info@gasoilcenter.ru

www.gasoilcenter.ru

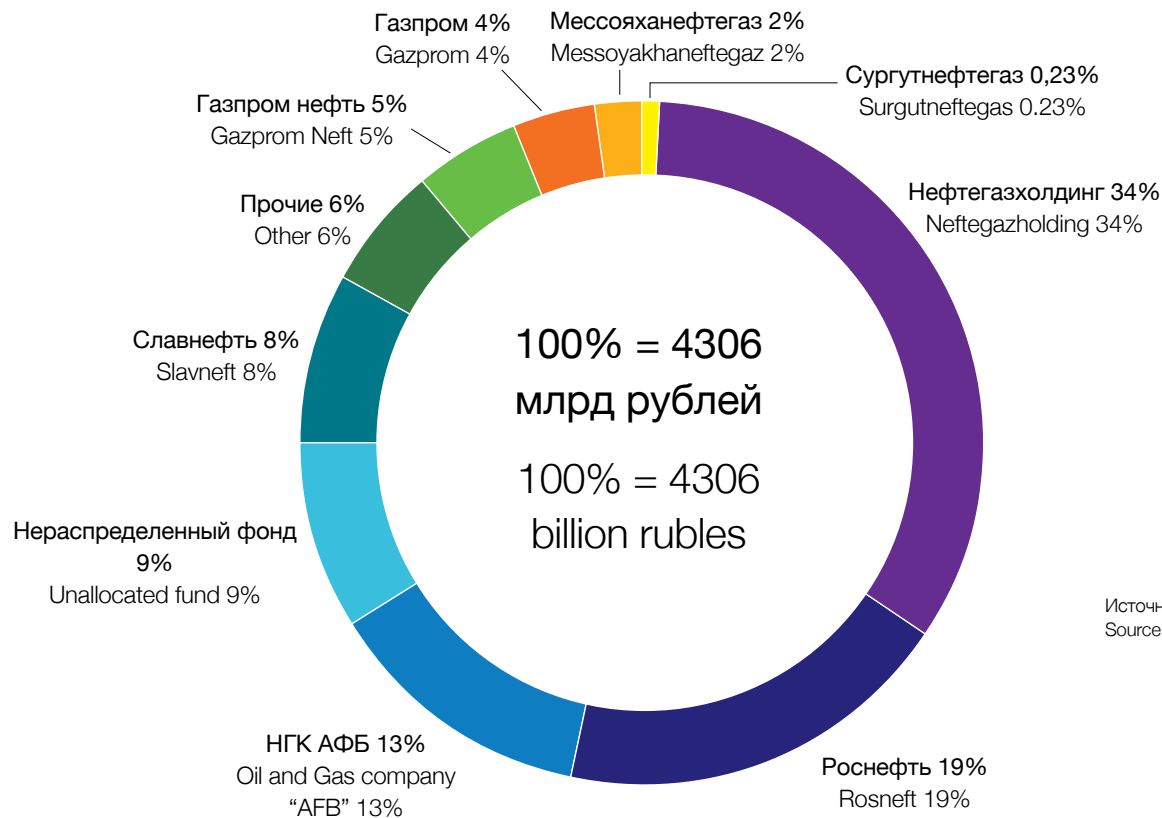


Диаграмма 5: Доли отдельных компаний в общей сумме капитальных вложений в разработку новых крупных и средних месторождений России в 2020-2030 гг., %

Diagram 5: The share of individual companies in total capital investments in the development of new large and medium-sized fields in Russia in 2020-2030, %

будут производиться в рамках их совместного проекта «Восток Ойл».

Большая доля «Нефтегазхолдинга» обусловлена реализацией Пайяхского проекта на полуострове Таймыр, где современная оценка суммарных извлекаемых запасов компании достигает до 1,2 млрд т нефти. Значительная доля «Роснефти» определяется, помимо месторождений «Восток Ойла», ее затратными проектами в Эвенкии и Иркутской области.

Присутствие в тройке лидеров НГК «АФБ» объясняется разработкой ее крупного месторождения Великое в Астраханской области. Извлекаемые запасы этого месторождения относятся к ТРИЗам. Возможно компания будет продана какой-то из ВИНК, которая располагает большими финансовыми ресурсами, чем нынешний держатель лицензии. Две предыдущие попытки продать НГК «АФБ» сначала ЛУКОЙЛу, а затем «Газпром нефти» были неудачными.

В региональном разрезе около 72% капитальных вложений в разработку крупных и средних

investments. The three leaders are as follows:

- Neftegazholding - 32%;
- Rosneft - 18%;
- Oil and Gas company «AFB» - 15%.

Eastern Siberia, primarily Evenkia, the Taymyr Peninsula and the Irkutsk Region, will account for about 69% of the total well construction capital investment. The reason is the same - the Payakh project, the Evenkia and Irkutsk region fields (see Figure 6).

Project of The Century

Vostok Oil project is the largest and most strategically important among all new fields. It is named after the management company Vostok Oil LLC, which was established in 2019 by renaming OVIT LLC.

This company will manage: the Payakhskoye oilfield (Neftegazholding), the Vankorskoye, Suzunskoye, Tagulskoye and Lodochnoye fields already under development (all these fields belong to the Vankor cluster) and not yet commissioned Rosneft fields located in the Taymyr Peninsula. A joint venture between Rosneft and BP «Ermak Neftegaz» may be added to this list. Rosneft's

месторождений придется на Восточную Сибирь, где планируются к реализации проекты на полуострове Таймыр, в Эвенкии и в Иркутской области.

Суммарная доля трех остальных регионов – Западной Сибири, Волга-Урала и Тимано-Печоры – не выйдет за пределы 28%, так как там (за исключением полуострова Ямал) осталось очень мало не введенных крупных и средних месторождений.

В общей сумме капитальных вложений доля их главной статьи расходов – строительства скважин, достигает 50%. В результате распределение долей компаний в суммарные вложения в строительство скважин качественно повторяет их доли в суммарных капитальных вложениях. Тройка лидеров выглядит следующим образом:

- «Нефтегазхолдинг» – 32%;
- «Роснефть» – 18%;
- НГК «АФБ» – 15%.

На Восточную Сибирь, прежде всего на Эвенкию, полуостров Таймыр и Иркутскую область, придется около 69% от всей суммы капитальных вложений в строительство скважин. Причина та же – Пайяхский проект, месторождения Эвенкии и Иркутской области (см. [диаграмму 6](#)).

Проект века

Наиболее крупным и стратегически важным среди всех новых месторождений является проект «Восток Ойл». Он назван так по имени управляющей компании ООО «Восток Ойл», которая в 2019 году была образована путем переименования ООО «ОВИТ».

Под управление этой компании войдут: Пайяхское месторождение «Нефтегазхолдинга», уже разрабатываемые Ванкорское, Сузунское, Тагульское и Лодочное месторождения (все относятся к Ванкорскому кластеру – прим.) и еще не введенные месторождения «Роснефти», расположенные на полуострове Таймыр. Возможно, к этому списку добавится совместное предприятие «Роснефти» и ВР «Ермак Нефтегаз». Согласно оценкам главы

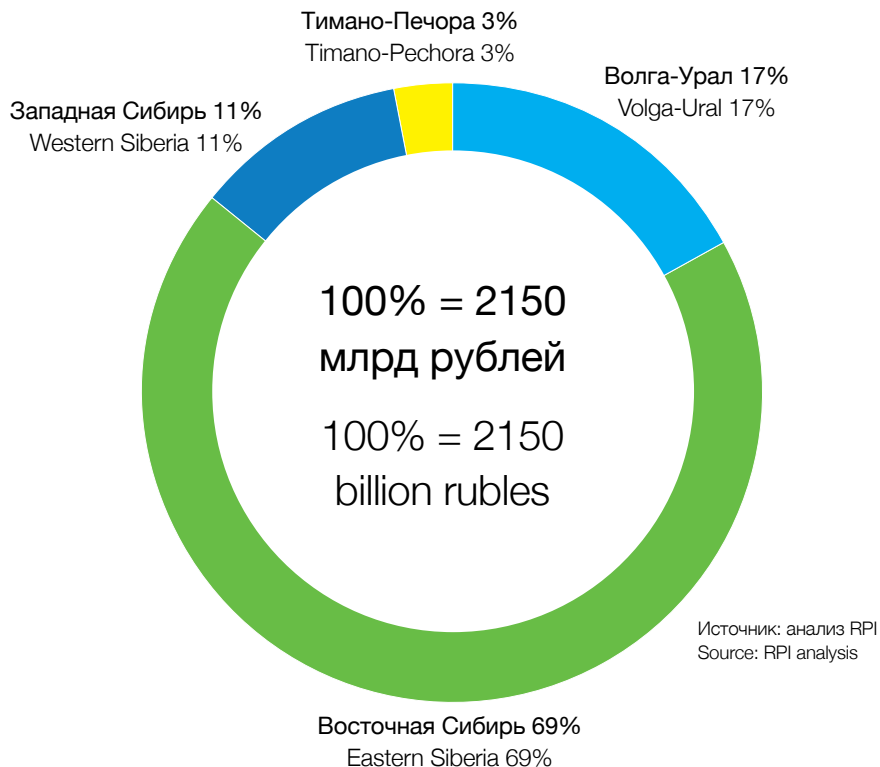


Диаграмма 6: Капитальные вложения в строительство скважин в разрезе регионов в 2020-2030 гг., млрд рублей

Diagram 6: Capital investments in well construction by regions in 2020-2030, billion rubles

head Igor Sechin estimates that the total oil reserves of the Vostok Oil project may reach 5 billion tons.

The full implementation of the project, which will last beyond 2030, will require investments of about 10 trillion rubles, with investments of at least 2.2 trillion rubles until 2030. The launch date of the first fields in the project is 2024.

It is planned to attract foreign investors in the project - companies from India and Southeast Asia. The share of these companies in the project is expected to be within 20%.

Back in the autumn of 2019, Eduard Khudainatov, the head of Neftegazholding, appealed to the Russian government to provide the Payah project with tax benefits for the payment of Mineral Extraction Tax, exemption from land tax and estate tax, which are estimated at 250 billion rubles per year. As of mid-February this year, no government response had been received.

The full implementation of the project requires the construction of about 6 thousand wells with capital investments of at least 5 trillion rubles. As RPI analysis showed, approximately 2,000 of these wells will be drilled in the Payyakhskoye oil field and the North Payyakhskoye

«Роснефти» Игоря Сечина, суммарные запасы нефти в рамках проекта «Восток Ойл» могут достигать 5 млрд т нефти.

Для полной реализации проекта, которая продлится за горизонтом 2030 года, потребуются инвестиции в размере порядка 10 трлн рублей, причем в период до 2030 года будут произведены вложения в объеме не менее 2,2 трлн рублей. Срок начала ввода первых месторождений в проекте - 2024 год.

В проект планируется привлечь иностранных инвесторов – компании из Индии и Юго-Восточной Азии. Предположительно их доля в проекте будет находиться в пределах 20%. Еще осенью 2019 года глава «Нефтегазхолдинга» Эдуард Худайнатов обратился в Правительство России с просьбой обеспечить Пайяхский проект налоговыми льготами по оплате НДС, освобождением от уплаты земельного налога и налога на имущество, которые оцениваются в 250 млрд рублей в год. По состоянию на середину февраля текущего года правительственный ответ так и не получен.

Для полной реализации проекта требуется построить примерно 6 тыс. скважин при капитальных вложениях в их строительство не менее 5 трлн рублей. Как показал анализ RPI, из этого количества скважин примерно 2 тыс. пробурят на Пайяхском нефтяном месторождении и Северо-Пайяхском лицензионном участке в период 2024-2030 гг. Если исходить из технологических аналогий – месторождений Ванкорского кластера, вошедших в проект «Восток Ойл», около 90% добывающих скважин будут горизонтальными или многозабойными. Их строительство станет в растущих масштабах сопровождаться операциями многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) с числом стадий, превышающим 10 единиц.

Кроме того, в рамках проекта «Восток Ойл» планируется создать:

- 15 промысловых городков;
- два аэродрома;
- морской терминал с объемом перевалки до 100 млн т в год;
- проложить около 800 километров магистральных трубопроводов и примерно 7 тыс. километров внутрипромысловых трубопроводов;
- построить 3,5 тыс. километров электрических сетей и средства электрогенерации мощностью в 2 тыс. мегаватт.

license area in the period 2024-2030. Technology wise, about 90% of the producing wells at the fields of the Vankor cluster included in the «Vostok Oil» project will be horizontal or multilaterals. Construction of these wells will be accompanied by an increasing number of multistage hydraulic fracturing operations with the number of stages exceeding 10.

In addition, in terms of Vostok Oil project it is planned to construct:

- 15 industrial camps;
- two airfields;
- an offshore terminal with a transshipment volume of up to 100 million tons per year;
- 800 kilometers of main pipelines and about 7,000 kilometers of infield pipelines;
- 3,500 kilometers of electricity networks and 2,000 megawatts of power generation facilities.

Crude oil is expected to be transported by tankers along the Northern Sea Route both eastward and westward.

Technological Trends

New drilling technologies will be widely used at new fields, including the Vostok Oil mega-project.

One of the main technological trends will be a continued growth of the average length of horizontal well sections. This indicator increased back in 2010-2019. In 2010, when Russia started a dynamic growth of horizontal drilling volumes, the average horizontal section length was approximately 300m. During 2010-2018, this parameter reached 850m for onshore wells. Currently, it reaches 1000m in Evenkia wells. According to industry experts, in the next five to seven years, the average length of horizontal sections in onshore wells will reach about 1300m. By 2030, it may increase to 1700m.

The second trend, which continued in 2019, was the increasing use of multistage fracturing in horizontal well construction. The feature of multistage operations is a constant increase in the technological complexity, which is reflected, first of all, in the number of stages performed. Last year, the weighted average number of fracturing stages was approximately six. At the same time, the average number of fracturing stages in horizontal wells and sidetrack operations differed: about seven stages per operation - in horizontal wells, and about three stages - in sidetracks. There were some cases of 20 stages of multistage hydraulic fracturing performed. For example, such operations were carried out one time by Rosneft and Gazprom Neft. In 2020-2030 perspective, multistage hydraulic fracturing with 18-20 stages will be a standard

Нефть предполагается вывозить танкерами по Северному морскому пути как в восточном, так и в западном направлении.

Технологические тренды

На новых месторождениях, включая мегапроект «Восток Ойл», будут широко применяться новые технологии бурения.

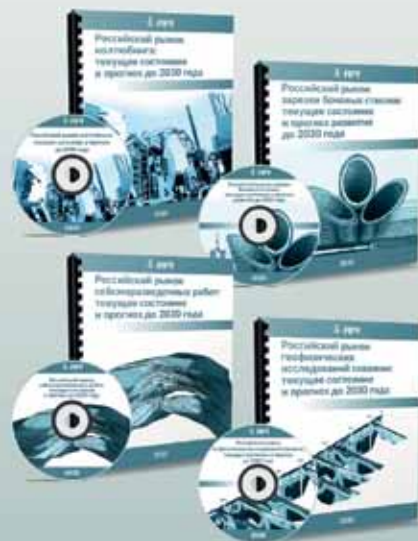
Одной из основных технологических тенденций станет продолжение роста средней длины горизонтальных участков скважин. Этот показатель увеличивался еще в 2010-2019 гг. В 2010 году, когда в России начался динамичный рост объемов горизонтального бурения, средняя величина горизонтальных секций была равна примерно 300 м. В течение 2010-2018 гг. для материковых скважин данный параметр достиг 850 м. В настоящее время на скважинах, например, в Эвенкии, он достигает 1000 м. Согласно оценкам отраслевых экспертов, в ближайшие пять-семь лет средняя длина материковых горизонтальных секций достигнет примерно 1300 м. К 2030 году она может возрасти до 1700 м.

operation for development of shale oil deposits and sediments of the Bazhenov formation.

It can be predicted with a high degree of probability that development of new fields will reveal already relevant managerial challenges and trends on the drilling market, namely:

- gradual transition from the general contracting model of project implementation to separate services and invoice calculations at daily rates;
- the dominating role of the price component in the contractor selection and order placement by operators;
- price dumping by individual contractors as a guarantee of victory (and a way to survive) in the competitive struggle;
- increased competition among drilling/ well intervention service contractors;
- reduced investment for upgrading contractors' own drilling rigs, threatening to create a shortage of rigs;
- attraction of cheaper personnel from the former Soviet republics by contractors and, as a result, a decrease in the quality of work performed due to the low level of qualification of the specialists involved;
- other negative consequences of attracting cheaper

RPI предлагает Вашему вниманию серию детальных аналитических продуктов, посвященных отдельным сегментам нефтесервисного рынка



В 2020 году в эту серию входят следующие отчеты:

- Рынок бурения нефтяных скважин
- Рынок гидроразрыва пласта
- Рынок зарезки боковых стволов
- Рынок капитального ремонта скважин
- Рынок колтюбинга
- Рынок услуг по сопровождению наклонно-направленного и горизонтального бурения
- Рынок геофизических исследований скважин
- Рынок сейсморазведочных работ

Для заказа отчета или за более подробной информацией обращайтесь к **ИВАНЦОВОЙ ДАРЬЕ**

e-mail: Daria@rpi-inc.ru
 телефон: +7 (495) 502-5433 / +7 (495) 778-9332
www.rpi-consult.ru

Второй тенденцией, продолжившейся в 2019 году, было все большее применение многостадийного ГРП при строительстве горизонтальных скважин. Особенностью операций МГРП является постоянное повышение их технологической сложности, выражаемой, в первую очередь, в количестве проводимых стадий. В прошлом году средневзвешенное количество стадий операций МГРП составило примерно шесть единиц. При этом среднее количество стадий при операциях на горизонтальных скважинах и боковых горизонтальных стволах отличались: на горизонтальных скважинах в среднем проводилось около семи стадий за операцию, на боковых горизонтальных стволах – примерно три стадии. Отмечены отдельные случаи выполнения 20-стадийных МГРП. Например, такие операции единично были проведены компаниями «Роснефть» и «Газпром нефть». В перспективе 2020-2030 гг. МГРП с 18-20 стадиями станут характерными для разработки залежей сланцевой нефти и отложений Баженовской свиты.

Можно с большой степенью вероятности прогнозировать, что при освоении новых месторождений проявятся уже актуальные управленческие вызовы и тенденции на рынке бурения, а именно:

- постепенный переход от генподрядной модели реализации проектов к раздельному сервису и расчетам по суточным ставкам;
- доминирующая роль ценовой составляющей при выборе операторами подрядчика и размещении заказов;
- ценовой демпинг со стороны отдельных подрядчиков как залог победы (и способ выживания) в конкурентной борьбе;
- обострение конкуренции среди подрядчиков по бурению/буровым сервисам;
- сокращение подрядчиками инвестиций в обновление собственных буровых парков, грозящее появлением дефицита станков;
- привлечение подрядчиками более дешевых кадров из бывших советских республик, и, как следствие, снижение качества выполняемых работ в силу низкого уровня квалификации привлекаемых специалистов;
- иные отрицательные последствия привлечения дешевой рабочей силы из-за рубежа: дисбаланс на рынке труда, снижение зарплат, рост производственного травматизма;
- крупный разрыв между показателями скорости и мобильности российских компаний в процессе (де)монтажа и транспортировки буровых установок,

personnel from abroad: imbalance in the labor market, decrease in wages, increase in occupational injuries;

- large gap between the speed and mobility indicators of Russian companies in the process of rigging-down and transportation of drilling rigs, and similar indicators of leading industry companies in the international market;
- transition to modular drilling rigs, as the most effective way to reduce the time required to rig down and transport drilling rigs.

All the above-mentioned technological trends and challenges will be especially strong in the development of new fields and should be taken into account by oilfield service contractors when entering new promising drilling markets.

The analytical report «Russian Oil Production Forecast 2030: Evolution, Infrastructure, Investments, Technologies» is issued by RPI. For questions related to the article and report, please contact: +7(495) 5025433, +7(495)7789332, e-mail: research@rpi-research.com. www.rpi-consult.ru

и аналогичными показателями ведущих отраслевых компаний на международном рынке;

- переход на блочно-модульные буровые установки, как наиболее эффективный способ сокращения сроков (де)монтажа и транспортировки буровых установок.

Все перечисленные выше технологические тенденции и вызовы будут с особой силой проявляться при освоении новых месторождений, и должны учитываться нефтесервисными подрядчиками при их выходе на новые перспективные рынки бурения.

Аналитический отчет «Прогноз добычи нефти в РФ до 2030 года: динамика, инфраструктура, инвестиции, технологии» выпущен компанией RPI. По вопросам, связанным со статьей и отчетом, обращайтесь по телефонам: +7(495) 5025433, +7 (495)7789332, e-mail: research@rpi-research.com. www.rpi-consult.ru

