

# ПЕРСПЕКТИВЫ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ: ЖИЗНЬ ПОД САНКЦИЯМИ



## АВТОРЫ



**Татьяна Митрова**

*Директор, Центра исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО (SEneC)*



**Екатерина Грушевенко**

*Старший аналитик по нефтегазовому сектору, Центра исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО (SEneC)*



**Артем Малов**

*Старший аналитик по нефтегазовому сектору, Центра исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО (SEneC)*

Авторы благодарят за ценную помощь в сборе и анализе данных, за верификацию логики исследования и рецензирование текста, за консультативную поддержку следующих экспертов:

- Сергея Вакуленко (*Руководитель департамента стратегии и инноваций Газпром нефть*)
- Валерия Нестерова (*Аналитик «Сбербанк КИБ»*)
- Дмитрия Грушевенко (*Научный сотрудник ИНЭИ РАН*)

## СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ: ЭФФЕКТ «СЛОЖНОГО ПРОЦЕНТА» .....	4
САНКЦИИ ПРОТИВ РОССИИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА НЕФТЯНУЮ ОТРАСЛЬ .....	6
Секторальные санкции США, введенные в 2014 г. ....	6
Секторальные санкции ЕС, введенные в 2014 г. ....	7
Санкции США, введенные в 2017 г. ....	9
РЕАКЦИЯ РОССИЙСКОЙ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ НА САНКЦИИ .....	12
Реакция нефтедобывающих компаний на санкции .....	12
<i>Ввод новых традиционных месторождений</i> .....	14
<i>Интенсификация добычи на действующих традиционных нефтяных месторождениях</i> .....	15
<i>Развитие шельфовых проектов</i> .....	16
<i>Добыча баженовской нефти</i> .....	19
<i>Влияние санкций на глобализацию бизнеса российских компаний</i> .....	21
<i>Изменение институциональной структуры нефтяной отрасли под влиянием санкций</i> .....	22
Влияние санкций на рынок нефтесервисных услуг .....	26
Реакция российских регуляторов на санкции .....	27
СЦЕНАРНЫЙ ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ .....	31
Состояние ресурсной базы .....	31
Сценарные предпосылки .....	34
Сценарный прогноз российской нефтедобычи .....	34
Влияние на поступления бюджета .....	38
РЕКОМЕНДАЦИИ .....	40
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	41

## РЕЗЮМЕ: ЭФФЕКТ «СЛОЖНОГО ПРОЦЕНТА»

Принятие летом 2017 г. новых санкций в отношении российской нефтяной отрасли в сочетании с объективным ухудшением качества российских запасов ставит вопрос о перспективах добычи нефти в России и об устойчивости бюджетных поступлений от отрасли в долгосрочном периоде.

В данный момент можно говорить о том, что российские нефтяные компании полностью адаптировались к новым условиям и санкционному режиму. Добыча нефти в России в последние пять лет росла, несмотря на относительно низкую ценовую конъюнктуру и введенные США и ЕС секторальные санкции. Крупные инвестиции прошлых лет, многочисленные налоговые льготы, а также девальвация рубля позволили не только избежать сокращения добычи, но и обеспечили ее рекордный рост. Однако, дальнейшие перспективы российской нефтедобычи не столь однозначны.

Анализ всего комплекса санкций 2014-2017 гг. показывает их высокую кондициональность: важной особенностью этих документов стали очень размытые формулировки, создающие, в принципе, большую вариативность трактовок и применения в зависимости от обстоятельств и степени геополитической конфронтации. В рамках уже принятых санкций возможен как «Базовый сценарий» (сохранение статус-кво), так и сценарий «Усиление санкций», включающий как более жесткую интерпретацию действующих санкций и их активное применение к конкретным проектам, так и введение дополнительных санкций.

Проведенный по компаниям и по месторождениям анализ доступности технологий и инвестиций, а также моделирование добычи показали, что на горизонте до 2020 г., несмотря на все ограничения, у России есть потенциал для дальнейшего увеличения объемов производства за счет уже подготовленных месторождений. Этот краткосрочный потенциал роста, однако, может быть ограничен договоренностями с ОПЕК.

В среднесрочном периоде до 2025 г., даже в случае жесткого ограничения доступа к технологиям и низкой цене на нефть, объемы добычи пострадают не катастрофически: разница между «Базовым сценарием» и сценарием «Усиление санкций» составляет 30 млн т к 2025 г. (около 5%). При этом главной причиной спада добычи в этот период может стать не столько отсутствие доступа к западным технологиям для реализации новых проектов, сколько отсутствие технологических возможностей по интенсификации добычи на действующих месторождениях.

В долгосрочной перспективе после 2025 г. поддержание объемов добычи нефти в России становится все более сложной задачей – в первую очередь в связи с ростом трудноизвлекаемых запасов и

ухудшением качественных характеристик нефти. В принципе, оно могло бы быть обеспечено за счет:

- углубленной разработки действующих традиционных нефтяных месторождений с применением методов интенсификации добычи (ГРП, в том числе и многостадийный ГРП (МГРП), третичные МУН и т.д.);
- разработки нетрадиционных запасов нефти на суше;
- разработки морских месторождений (в том числе на арктическом шельфе).

Однако, у российских компаний практически нет своих технологий и оборудования для освоения нетрадиционных и морских запасов, а введенные санкции жестко ограничивают возможности доступа к зарубежным технологиям. При этом меры по импортозамещению этих технологий, принятые еще в 2014 г., пока не показали значительных результатов.

Наиболее критическая технология для поддержания объемов российской нефтедобычи — это ГРП. Она способна обеспечить как поддержание добычи на действующих месторождениях, а применение МГРП ее рост на перспективных нетрадиционных месторождениях. Представляется, что в сложившихся условиях именно разработка собственных технологий ГРП и МГРП, выпуск ГРП и МГРП флотов внутри страны и подготовка персонала должны стать технологическим приоритетом для компаний отрасли и регуляторов.

Санкции в последние десятилетия широко применяются в отношении многих стран и везде действуют с накапливающимся эффектом, по принципу «сложного процента». Для России эффект от санкций также будет усиливаться с течением времени: уже к 2030 г., по нашим оценкам, разрыв между «Базовым сценарием» и сценарием «Усиление санкций» может увеличиться до 55 млн т (10% от текущей добычи). Далее эта разница будет нарастать ускоренными темпами: чем дольше рассматриваемый период, тем сильнее потенциальное технологическое отставание, дефицит финансирования и негативный эффект от санкций.

Обманчиво низкий немедленный эффект санкций может вводить в заблуждение. Невзирая на отсутствие быстрых негативных последствий, санкции, тем не менее, требуют активных действий по поддержке и развитию собственных технологий в нефтедобыче. Инвестиционный цикл в данной сфере занимает минимум 5-7 лет, и для того, чтобы удержать российскую нефтедобычу от быстрого падения после 2025 г., инвестировать в наиболее важные технологии необходимо сегодня.

## САНКЦИИ ПРОТИВ РОССИИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА НЕФТЯНУЮ ОТРАСЛЬ

В июле 2014 г. США и Европейский Союз впервые ввели секторальные санкции, которые коснулись финансового и энергетического сектора, а также поставок технологий и оборудования для добычи нефти на арктическом шельфе, глубоководных месторождениях и в сланцевых проектах.

Вскоре, в сентябре 2014 г., была инициирована вторая стадия санкций, которая уже распространялась не только на поставки оборудования, но и на предоставление услуг, обмен информацией с российскими партнерами, а также на участие западных компаний в наиболее технологичных нефтедобывающих проектах.

### Секторальные санкции США, введенные в 2014 г.

Первые санкции США были введены Приказом №13662 [1] подписанным Бараком Обамой в марте 2014 г. Позднее, в дополнение к данному приказу, 16 июля 2014 г. были выпущены две директивы, ограничивающие доступ к финансовым рынкам российских компаний, а также лиц, имеющих более 50% долей участия в этих компаниях. Данные ограничения регулируются Директивой 1 для финансового сектора и Директивой 2 для энергетического сектора [2], принятыми Управлением по контролю за иностранными активами (OFAC) 16 июля 2014 г. В дальнейшем, 12 сентября 2014 г., была выпущена новая редакция Директив 1 и 2, а также две новые Директивы с номерами 3 и 4.

- Директива 1 запрещает участие в операциях по предоставлению долгового и акционерного капитала сроком погашения более 30 дней для лиц и компаний, указанных в идентификационном списке секторальных санкций [3].
- Директива 2 запрещает участие в операциях на предоставление долгового и акционерного капитала сроком погашения более 90 дней [4] для лиц и компаний, указанных в идентификационном списке секторальных санкций [5]. Данной директивой США существенно ограничили доступ к рынку капитала своей страны компаниям ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Новатэк», ПАО «Транснефть» и ПАО «Газпром нефть», а также их дочерним структурам. Данная мера не распространялась на ПАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Сургутнефтегаз». Тем не менее, эти две крупнейшие частные нефтегазовые компании России также столкнулись с проблемой ухудшения условий привлечения финансового капитала.
- Директива 3 сфокусирована на оборонной отрасли, поэтому в данном исследовании не рассматривается.
- Директива 4 носит более узконаправленный характер и концентрируется на технологических аспектах добывающего сектора нефтяной промышленности. Она запрещает поставлять,

экспортировать или реэкспортировать напрямую или косвенно товары и услуги (кроме финансовых) или технологии, которые могут быть использованы для добычи нефти на морских глубоководных месторождениях, в проектах арктического шельфа, а также в проектах разработки сланцевых пластов крупнейшими нефтегазовыми компаниями России [6]. В число этих компаний вошли ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», а также их дочерние структуры. Прочие компании не попали в этот список.

Помимо директив, технологические санкции регулируются Правилами экспортного контроля (EAR) Бюро промышленности и безопасности (BIS), секция 746.5: в них были включены «Российские секторальные санкции» [7]. Санкции распространяются на экспорт, реэкспорт или передачу товаров и технологий, которые могут напрямую или косвенно быть использованы на морских месторождениях глубиной более 152 м, в арктических проектах, а также в проектах разработки сланцевых формаций, или когда невозможно определить, будет ли товарная позиция применена на данных проектах.

Бюро промышленности и безопасности также ввело возможность запрета на выдачу лицензии на экспорт, реэкспорт или передачу данных товарных позиций, указанных в приложении 2 к части 746 Правил экспортного контроля [8]. В список запрещенной продукции попали буровые установки, оборудование для проведения горизонтального бурения, морские платформы для работы в арктических широтах, программное обеспечение для осуществления операций по гидравлическому разрыву пласта (ГРП), дистанционно управляемое подводное оборудование, насосы высокого давления, бурильные трубы и обсадные колонны, оборудование для очистки природного газа и ряд других агрегатов.

## Секторальные санкции ЕС, введенные в 2014 г.

Как и США, ЕС наложил ограничения на финансовые сделки с определенными российскими юридическими лицами, работающими в нефтяной, финансовой и оборонной промышленности. Хотя эти ограничения не являются абсолютным запретом на отношения с такими субъектами, они налагают существенные ограничения на операции с переводными ценными бумагами (transferable securities) и краткосрочными ценными бумагами. Переводные ценные бумаги включают акции компаний, другие ценные бумаги, эквивалентные акциям компаний, товариществ или других организаций, облигации или другие формы секьюритизированного долга, такие как депозитарные расписки. Кроме того, туда относятся и любые ценные бумаги, дающие право на приобретение или продажу любого такого инструмента. Краткосрочные ценные бумаги включают казначейские векселя, депозитные сертификаты и коммерческие бумаги.

Первые ограничения, направленные на финансовые институты, были введены правилами:

- Council regulation (EU) No 833/2014 [9], принятое в июле 2014 г. Был введён запрет на сделки с переводными ценными бумагами и краткосрочными ценными бумагами со сроком погашения до 90 дней.
- Council regulation (EU) No 960/2014 [10], принятое в сентябре 2014 г. — сроки погашения были снижены до 30 дней. Также был введён запрет на предоставление новых кредитов или займов, срок погашения которых превышает 30 дней, любому из субъектов, на которых распространяются ограничения.

В результате крупнейшие нефтегазовые компании России были существенно ограничены в возможности привлечения долгосрочного финансирования одновременно на двух самых развитых финансовых рынках мира — США и ЕС. Кроме того, косвенным результатом введенных санкций стало снижение кредитных рейтингов российских нефтегазовых компаний крупнейшими рейтинговыми агентствами Standard & Poor`s, Moody`s и Fitch, что привело к ухудшению условий кредитования и на азиатских рынках, которые также ориентируются на эти рейтинги. В целом данная мера означает рост стоимости капитала для российского нефтяного сектора. Более того, существует вероятность возникновения проблем даже при обычных трейдинговых операциях.

Санкции ЕС, затрагивающие нефтедобывающие технологии, во многом схожи с американскими и включают в себя близкий перечень оборудования, которое запрещено для экспорта или продажи с момента публикации правил Council regulation (EU) No 833/2014 [11] от 31 июля 2014 г. Запрет касается поставок оборудования для глубоководных, арктических и сланцевых нефтедобывающих проектов. Эти ограничения распространяются на любое оборудование, независимо от того, произведено ли оно в ЕС, было ли оно поставлено физическому или юридическому лицу. Предварительное разрешение требуется для осуществления любого из этих видов деятельности, и оно может быть не предоставлено в случае, если компетентный орган имеет разумные основания предполагать, что эти технологии предназначены для использования в проектах описанного выше типа. Ограничения также применяются в случае предоставления технической помощи, посреднических услуг или финансирования и финансовой помощи в отношении этих технологий.

Позднее, 8 сентября 2014 г., эти правила были расширены: Council regulation (EU) No 960/2014 [12] ввело полный запрет на предоставление услуг, включая бурение, испытания скважин, а также поставку специализированных плавучих судов для проектов вышеуказанных типов в России, без возможности подать заявку на получение предварительного разрешения. Однако, данные ограничения затрагивают только контракты, заключенные после 12 сентября 2014 г. В этой редакции ограничительные меры ЕС оказались более мягкими, чем американские: запрет на поставки технологического оборудования коснулся только следующих

компаний: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть» и ПАО «Транснефть». ЕС, в отличие от США, полностью оградил от санкционных мер российские газовые компании — ПАО «Газпром» и ПАО «Новатэк».

Последняя редакция правил была принята 4 декабря 2014 г. в Council regulation (EU) No 1290/2014 [13], которое устанавливает ограничения для проектов по добыче и разведке нефти, в том числе на континентальном шельфе или в особой экономической зоне Российской Федерации, если:

- разведка и добыча нефти ведутся на глубине моря более 150м;
- разведка и добыча нефти ведутся на арктическом шельфе (точный перевод из документа: «к северу от полярного круга»);
- есть потенциал для добычи нефти из сланцевых пород с применением метода ГРП, исключая разведку и добычу из традиционных нефтяных пластов методом бурения через сланцевые породы.

## Санкции США, введенные в 2017 г.

В начале августа 2017 г. президент США Дональд Трамп подписал Акт «О противостоянии врагам Америки с помощью санкций» [14], ужесточающий режим ограничений в отношении нескольких стран, в том числе России. Изначально это был билль о наложении санкций на Иран, но затем к нему добавили Россию и Северную Корею. Данный акт, помимо секторальных санкций, также включает в себя санкции за кибер-угрозы выборам США, санкции для оборонного сектора, а также за нарушение прав человека.

Важной особенностью данного документа стали очень размытые формулировки, дающие, в принципе, президенту США право введения санкций в зависимости от национальных интересов США. В целом содержание секторальных санкций осталось прежним, но есть ряд серьезных дополнений в Директивы 2 и 4 от 12 сентября 2014 г.:

- В новой редакции Директивы 2, вступившей в силу 28 ноября 2017 г. [15], запрещается участие граждан США во всех операциях по предоставлению финансирования и других сделок по новым долговым обязательствам со сроком погашения более чем 60 дней в отношении лиц и компаний, определенных Директивой 2. Таким образом, в Директиве 2 были сокращены сроки по долговым обязательствам.
- В Директиве 4 от 12 сентября 2017 г. запрещается предоставление, вывоз или реэкспорт товаров, услуг (за исключением финансовых услуг) или технологий которые прямо или косвенно могут быть использованы для разведки или добычи для новых глубоководных, арктических шельфовых или сланцевых проектов: (1) которые могут производить нефть, а

также (2) в которых участвуют лица, указанные в директиве, или доли в собственности таких лиц составляют не менее 33%.

Нужно отметить, что на Директиву 2 распространяется правило, определяющее долю участия лица или компании как 50%, а для Директивы 4 данным Актом участие в доли собственности было снижено до 33%. Именно этим показателем были обеспокоены американские нефтяные компании, так как оно могло ограничить их участие не только в российских проектах, но и в совместных международных проектах.

Также данным Актом были созданы возможности для введения дополнительных санкций в отношении нефтяных и газовых экспортных трубопроводов: «Президент может наложить санкции — в координации с союзниками США — на любое лицо, которое продает оборудование, технологии и услуги на сумму более 1 миллиона долларов единоразово, связанные со строительством, модернизацией и поддержкой российских экспортных трубопроводов, или совершает соответствующие инвестиции на сумму 5 млн долл. в течение одного года» [16].

ЕС, в частности, Германия, возражал против этого положения, так как США и Европа договорились ранее, что санкции не будут нацелены на текущие поставки нефти из России или на российский газовый сектор (невзирая на оппозицию США по отношению к газопроводу Nord Stream 2). Хотя данные ограничения в основном обсуждаются применительно к строительству экспортных трубопроводов, нужно отметить, что теоретически они могут распространяться и на обслуживание всех трубопроводных проектов.

Анализ всего комплекса санкций 2014-2017 гг. (Таблица 1) показывает их высокую кондициональность: важной особенностью этих документов, особенно принятых в 2017 г., стали очень размытые формулировки, создающие, в принципе, большую вариативность трактовки и применения в зависимости от обстоятельств и степени геополитической конфронтации.

Ярким примером размытости формулировок служит технология ГРП. Для добычи сланцевой нефти применяется технология МГРП, которая несмотря на свою схожесть с ГРП является отдельной технологией. И по сути технология ГРП не должна попасть под санкции. Однако, в американских документах говорится, что именно технология ГРП (не МГРП) запрещена в случае ее применения для добычи сланцевой нефти. При этом там отмечается, что сделки с таким оборудованием подлежат контролю со стороны регуляторов, и если технология по усмотрению регулятора теоретически может быть применена для добычи сланцевой нефти, то поставка такого оборудования подлежит запрету. Более того запрещена поставка программного обеспечения для осуществления ГРП.

Формулировки в документах ЕС более точные, и в них говорится именно об оборудовании для добычи сланцевой нефти, однако, так

же есть оговорка о том, что конечное решение принимают регуляторы.

В рамках уже принятых санкций возможен как «Базовый сценарий» (сохранение статус-кво), так и сценарий «Усиление санкций», включающий как более жесткую интерпретацию действующих санкций и их активное применение к конкретным проектам, так и введение дополнительных санкций. Стоит отметить, что уже в Базовом сценарии мы рассматриваем трудности с доступом к технологии ГРП.

**Табл. 1. Санкции США и ЕС 2014-2017 гг., влияющие на нефтяную отрасль России**

	<b>США 2014</b>	<b>ЕС 2014</b>	<b>США 2017</b>
<b>Санкции финансовые</b>	Предоставление долгового и акционерного капитала сроком погашения более <b>90 дней</b> .	Предоставление долгового и акционерного капитала сроком погашения более <b>30 дней</b> .	Предоставление долгового и акционерного капитала сроком погашения более <b>60 дней</b> .
<b>Субъекты финансовых санкций</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Роснефть.</li> <li>Новатэк.</li> <li>Транснефть.</li> <li>Газпром нефть.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Роснефть</li> <li>Газпром нефть</li> <li>Транснефть</li> <li>Их дочерние компании с контрольным пакетом акций (более 50%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Роснефть</li> <li>Новатэк.</li> <li>Транснефть.</li> <li>Газпром нефть</li> </ul>
<b>Санкции технологические</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Поставка оборудования для добычи нефти на шельфе глубиной более 152 м, на арктическом шельфе, сланцевой нефти.</li> <li>Буровые установки, оборудование для горизонтального бурения, морские платформы для работы в арктических широтах, ПО для ГРП, дистанционно управляемое подводное оборудование, насосы высокого давления, бурильные трубы и обсадные колонны и прочее оборудование.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Поставка оборудования для разведки и добычи нефти на шельфе глубиной более 150 м, на арктическом шельфе, и если добыча нефти происходит из сланцевых пород путем ГРП, однако это не относится к разведке и добыче нефти через сланцевые пласты.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Поставка товаров или технологий для поддержки разведки или добычи для новых глубоководных, арктических шельфовых или сланцевых проектов, которые могут производить нефть.</li> <li>Возможность введения санкций на продажу оборудования, технологий и услуг, а также инвестиции в экспортные трубопроводы</li> </ul>
<b>Субъекты технологических санкций</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Роснефть</li> <li>Лукойл</li> <li>Газпром</li> <li>Сургутнефтегаз</li> <li>Их дочерние компании с контрольным пакетом акций (более 50%) в России.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Роснефть</li> <li>Газпром нефть</li> <li>Транснефть</li> <li>Физические лица или компании с более чем 50% долей участия в компаниях, упомянутых в санкционном перечне.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Роснефть</li> <li>Лукойл</li> <li>Газпром</li> <li>Сургутнефтегаз</li> <li>Их дочерние компании с контрольным пакетом акций свыше 33% во всем мире.</li> <li>Любое лицо, продающее оборудование, технологии и услуги для трубопроводных проектов на сумму более 1 млн долл. единовременно или совершившее соответствующие инвестиции на сумму 5 млн долл. в течение одного года.</li> </ul>

Источник: Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО

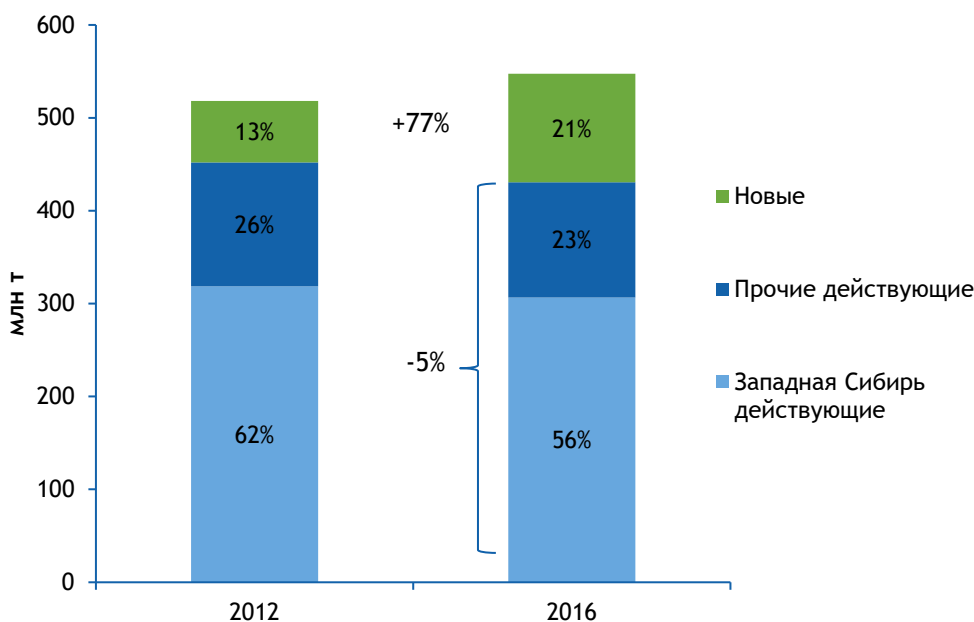
## РЕАКЦИЯ РОССИЙСКОЙ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ НА САНКЦИИ

В целом в 2014-2017 гг. российская нефтяная отрасль продемонстрировала высокую устойчивость как к введенному санкционному режиму, так и к снижению нефтяных цен. Крупные инвестиции прошлых лет, многочисленные налоговые льготы, а также девальвация рубля позволили не только избежать сокращения добычи, но и обеспечили ее рекордный рост.

### Реакция нефтедобывающих компаний на санкции

Несмотря на все неблагоприятные обстоятельства, добыча нефти в России за пять лет (с 2012 по 2016 гг.) выросла на 6% — с 518 млн т до 548 млн т (Рис. 1). При этом весь прирост был обеспечен за счет ввода новых месторождений: добыча на них увеличилась на 77% (50 млн т), что позволило с лихвой компенсировать пятипроцентное (на 20 млн т) падение добычи на действующих месторождениях.

Рис. 1. Добыча нефти в России на действующих и новых месторождениях



Источники: Минэнерго России, Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО

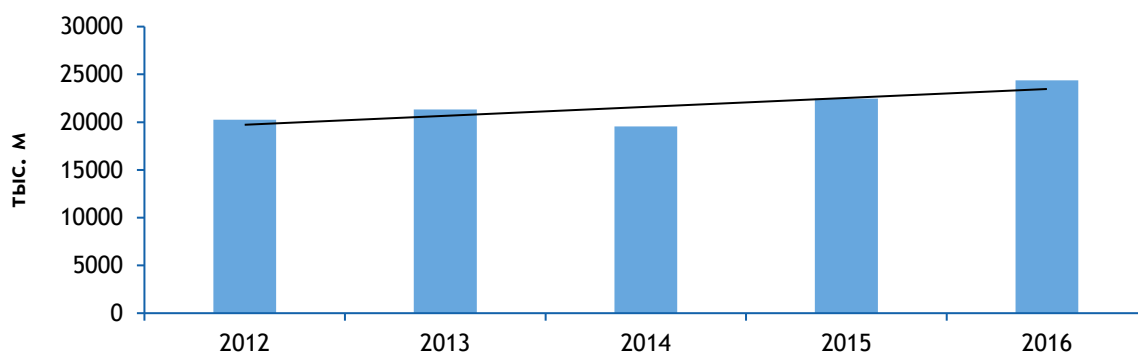
Однако, динамика производства на крупнейших действующих месторождениях говорит о том, что они вошли в фазу падающей добычи (Таблица 2), и даже рост проходки в бурении на 22% за последние пять лет (Рис. 2) не в состоянии компенсировать это падение.

Табл. 2. Динамика падения добычи на 15 крупнейших действующих месторождениях России

Млн т	2012	2013	2014	2015	2016	Среднегодовое снижение добычи	Снижение добычи за 5 лет
Приобское	37,5	38,1	37,2	36,0	36,0	-2%	-4%
Самотлорское	23,5	22,0	21,8	21,0	20,0	-2%	-15%
Ванкорское	18,3	21,4	21,0	22,0	21,7	0%	18%
Ромашкинское	15,2	15,2	15,2	15,5	15,9	0%	4%
Малобалькское	11,6	11,6	11,3	9,5	9,0	-2%	-22%
Федоровское	8,4	8,2	8,3	8,4	8,6	0%	2%
Красноленинское	7,9	7,5	7,3	7,2	7,1	-2%	-10%
Верхнечонское	6,9	6,5	8,2	8,6	8,7	0%	26%
Тевлинско-Рускинское	6,7	6,6	6,2	5,4	5,1	-2%	-24%
ЦБ Талаканского НГКМ	6,1	6,0	5,5	5,3	5,4	-2%	-13%
Ватьеганское	5,9	5,7	5,4	4,9	4,6	-2%	-22%
Повховское	5,9	5,7	5,4	5,0	4,7	-2%	-19%
Мамонтовское	5,6	4,8	4,8	4,7	4,6	-2%	-17%
Северо-Лабатьюганское	5,3	5,6	5,9	6,1	5,8	0%	10%
Лянторское	4,5	4,3	4,2	4,2	4,2	-2%	-7%
Прочие	307,9	303,8	301,1	298,4	296,7	-3%	-4%

Источник: Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО, данные компаний

Рис. 2. Проходка в эксплуатационном бурении



Источник: Минэнерго

Падение добычи на действующих месторождениях вынуждает производителей искать источники ее замещения. В принципе, поддержание текущих объемов добычи нефти могло бы быть обеспечено за счет следующих источников:

- разработка новых традиционных месторождений;
- углубленная разработка действующих традиционных нефтяных месторождений с применением методов интенсификации добычи;
- разработка морских месторождений (в том числе на арктическом шельфе);
- разработка нетрадиционных запасов нефти на суше.

Рассмотрим подробнее каждый из этих вариантов в условиях санкций.

### *Ввод новых традиционных месторождений*

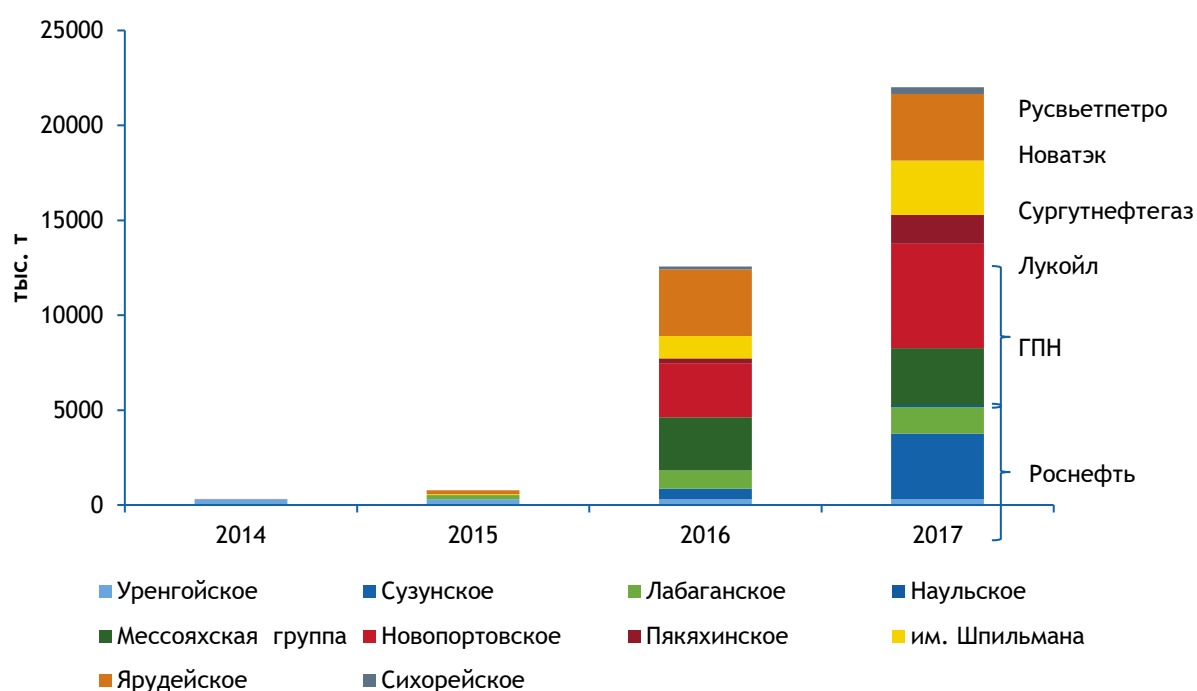
Пока компании в основном были сосредоточены на наиболее очевидной опции, не требующей использования подсанкционных технологий, — на вводе новых месторождений традиционной нефти на суше. И эта стратегия оказалась весьма успешной, обеспечив впечатляющий рост добычи.

Ввод более десятка новых месторождений (среди них можно выделить Мессояхскую группу месторождений, Новопортовское, Пякяхинское, Сузунское, Ярудейское и месторождение им. Шпильмана — Рис. 3) в период 2014-2017 гг. — результат инвестиций, которые были сделаны еще в период высоких нефтяных цен и отсутствия санкционных ограничений до 2014 г. Все эти проекты к 2017 г. обеспечили дополнительный объем добычи, превышающий 25 млн т, причем две трети от этого объема пришлось на компании ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром нефть».

Несколько дополнительных факторов поддержали экономику этих проектов, дав толчок росту добычи:

- Девальвация рубля, что в условиях доминирования рублевых затрат заметно снизило долларовые затраты на добычу и, соответственно, повысило конкурентоспособность российской нефти на внешних рынках;
- Особенности российской налоговой системы, которая при падении цен в первую очередь сокращает доходы бюджета, а не компаний;
- Многочисленные налоговые льготы для новых месторождений (в первую очередь, в Восточной Сибири), принятые в 2013 г.

Рис. 3. Введенные традиционные проекты на суше за период 2014-2017 гг.



Источник: Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО

### Интенсификация добычи на действующих традиционных нефтяных месторождениях

Невзирая на большой потенциал, третичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пласта мало использовались в России в последние годы в силу следующих причин:

- Высокая стоимость применения МУН в России из-за отсутствия налоговых льгот;
- Ориентация налоговой системы прежде всего на налогообложение высокодебитных месторождений. К этой категории относятся месторождения, вошедшие в фазу падающей добычи, например, в Западной Сибири. Большая часть прибыли с этих месторождений выплачивается в виде налогов, и компании не могут направить денежный поток на инвестиции в третичные МУН;
- Система адресных налоговых льгот в отрасли направлена на предоставление преференций по НДС и экспортной пошлине только для новых проектов.

Введение санкций в сочетании с падением цен на нефть сделало это направление развития еще менее привлекательным для большинства российских нефтяных компаний. С 2014 г. проекты по применению МУН практически не вводились, за редкими исключениями, например:

- «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) — совместное предприятие ПАО «Газпром нефть» и Shell — запустило

установку смешения компонентов АСП (инновационную технологию, способную существенно повысить нефтеотдачу на выработанных месторождениях Западной Сибири [17]);

- АО «Зарубежнефть» стало осуществлять термогазовое воздействие и закачку ионно-модифицированной воды на Висовом месторождении [18].
- АО «РИТЭК» на своих проектах применяет методы термогазового воздействия и водогазового воздействия (применяются сейчас для низкопроницаемых коллекторов), также компания применяет собственные разработки для повышения нефтеотдачи на обводненных месторождениях.
- ПАО «ЛУОКОЙЛ» успешно применила технологию МГРП TTS на Имилорско-Источном, Тевлинско-Русскинском, Поточном и Северо-Покачевском месторождениях. Суть технологии в создании искусственного коллектора, для повышения нефтеотдачи пласта. Испытания позволили увеличить дебиты скважин более чем на 30% [19].

Однако, эти примеры, к сожалению, скорее исключения, а не серьезная отраслевая тенденция.

### Развитие шельфовых проектов

По состоянию на 2016 г. добыча нефти на шельфе в России составила 22,3 млн т [20]. Почти половина добычи осуществляется на шельфе Сахалинской области, в дальнейшем основной прирост предполагается за счет арктического шельфа и акватории Каспийского моря. При этом значительная часть новых шельфовых проектов планировалась либо в кооперации с международными нефтяными компаниями, либо с активным использованием зарубежных технологий.

В настоящее время на российском арктическом шельфе добыча ведется на Приразломном месторождении, оператором которого выступает ООО «Газпром нефть шельф». Несмотря на то, что ООО «Газпром нефть шельф» не привлекало иностранных партнеров для разработки этого месторождения, в проекте участвовало множество иностранных подрядчиков и поставщиков. Для бурения скважин на Приразломном месторождении привлекались иностранные сервисные компании: Baker Hughes, Halliburton и Schlumberger. В проекте разработки также участвовали Aker Solutions, National Oilwell Varco, Cameron, FMC Technologies. Иностранное участие было предусмотрено на этапах составления серийных проектов и инжиниринга. Буровую вышку на платформе Приразломная поставила и смонтировала американская компания Indrill International. Роль иностранных подрядчиков в обслуживании систем, которые эксплуатируются на платформе «Приразломная», а также в оказании сервисных услуг, сопровождающих бурение, составляет порядка 50% от общего объема работ [20].

Введение санкций серьезно подорвало развитие шельфовых проектов, главным образом, арктических, большинство из которых

ориентировалось на участие зарубежных партнеров, и под давлением санкций было заморожено (Таблица 3). Причина проста — отсутствие российских технологий и оборудования. Однако, на объемы текущей добычи это пока практически не повлияло, так как в любом случае запуск этих месторождений был намечен на период после 2020 г.

Наибольший удар нанесли санкции по будущим шельфовым проектам ПАО «НК «Роснефть». Был остановлен совместный с ExxonMobil проект в Карском море — это случилось уже после того, как была пробурена поисковая скважина «Университетская-1». В рамках этого проекта ПАО «НК «Роснефть» также заключило соглашение с норвежской North Atlantic Drilling Ltd. по бурению на шельфе, предусматривавшее долгосрочную эксплуатацию шести морских буровых установок на период до 2022 г. Ключевая договоренность — долгосрочная аренда платформы West Alpha. Но в ноябре 2014 г. North Atlantic Drilling Limited сообщила, что из-за санкций отложила выполнение сделки.

Совместный проект ПАО «НК «Роснефть» и ExxonMobil по разработке Туапсинского прогиба в Черном море постигла такая же судьба. На этом участке была проведена сейсморазведка, были оценены извлекаемые ресурсы. Но этот проект попал под санкции как глубоководный, поэтому работы, где предусматривалось участие ExxonMobil, были приостановлены.

Пожалуй, наиболее яркий пример влияния на среднесрочные объемы производства наблюдался в случае Южно-Киринского месторождения, которое было отнесено к санкционному списку вследствие специального разъяснения американского казначейства летом 2015 г. В результате участие в разработке проекта компании Shell стало крайне затруднительным, и ввод месторождения был перенесен на 2023 г.

Вообще, стоит отметить, что введение санкций во многих случаях привело к серьезным убыткам для западных компаний и создало препятствия для их планов по расширению сотрудничества с Россией. Например, компания Exxon понесла убытки более чем в 1 млрд. долл. в 2015 г. [22]. Более того, позиции европейских и американских компаний в России могут серьезно потеснить другие партнеры: в последний год все активнее ведутся переговоры с азиатскими, ближневосточными и латиноамериканскими компаниями, которые хотя и не располагают такими уникальными технологиями, как мейджеры, но, тем не менее, по многим типовым позициям уже могут их заменить.

Табл. 3. Совместные шельфовые проекты с иностранными компаниями, пострадавшие от санкций

Проект	Участники	Описание	Текущий статус
Скважина Университетская-1 (Карское море) и Туапсинское месторождение в Черном море	СП между ПАО «НК «Роснефть» 51% и Exxon 49%	Exxon и ПАО «НК «Роснефть» сформировали альянс в 2011 г. для разработки потенциально огромных, но в значительной степени неиспользованных ресурсов на российском арктическом шельфе и в Черном море. В сентябре 2014 г. ExxonMobil и «Роснефть» совершили крупное открытие огромных запасов нефти и природного газа после завершения бурения на скважине в Карском море. Однако, соблюдая второй раунд санкций, принятых за несколько дней до открытия, ExxonMobil приостановила проект и вышла из российских совместных предприятий под санкциями, списав 1 млрд долл.	Заморожен
Проекты: Восточно-Приновоземельский- 1, 2, 3; Северо-Карский, Усть-Оленекский, Усть-Ленский, Анисинско-Новосибирский, Северо-Врангелевский- 1, 2, 3; Южно-Чукотский, Туапсинский Прогиб	СП между ПАО «НК «Роснефть» 67% и Exxon 33%	Компания Exxon согласно санкционным предписаниям выходит из описанных проектов по геологоразведочным работам	ПАО «НК «Роснефть» заявила, что будет продолжать развивать проекты самостоятельно
Два блока в Баренцевом море и в Вал-Шатском месторождении в Черном море	СП между ПАО «НК «Роснефть» 67% и ENI 33%	В 2012 г. Роснефть и ENI подписали соглашение о совместной разработке морских месторождений в Баренцевом и Черном морях.	Заморожен

Источник: Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО

В феврале 2015 г. ПАО «НК «Роснефть» направило в Роснедра список лицензионных участков на шельфе с просьбой отложить их разработку на 1,5-2 года. Этот список, в частности, включает 12 проектов в Охотском, Баренцевом, Печорском, Восточно-Сибирском морях. ПАО «НК «Роснефть» попросило отсрочку из-за заморозки участия иностранных компаний в совместных проектах.

Очевидно, что ведение санкций на поставки оборудования и сооружение морских платформ для развития офшорных проектов может стать очень серьезным ограничением для этого сегмента нефтедобычи. В перспективе, наладив сотрудничество с азиатскими компаниями, которые являются одними из мировых лидеров в сооружении морских платформ, Россия может получить необходимый опыт для самостоятельного сооружения верхней части платформы и системной интеграции оборудования в единый комплекс (морскую платформу). На данный момент в России над этой проблемой активно работает компания «Проектные технологии» и ряд других. При должной степени концентрации усилий Россия может решить эту проблему и начать самостоятельно строить морские буровые платформы примерно через 7-10 лет.

Также стоит отметить значительные успехи в морском судостроении. Наиболее примечательным является проект судостроительного комплекса «Звезда» на Дальнем Востоке. Проект включает в себя строительство танкеров ледового класса совместно с Голландской компанией Damen, строительство буровых платформ совместно с сингапурской компанией Keppel, и бурового оборудования совместно с американской GE [23].

### Добыча баженовской нефти

С введением санкций у российских компаний возникли трудности и с реализацией совместных проектов по разработке сланцевой нефти. Из-за санкций практически все проекты были приостановлены, кроме Салымского проекта, разработкой которого ПАО «Газпром нефть» и Shell в рамках СП «Салым Петролеум Девелопмент» занимаются с 2003 г. (Таблица 4). Однако, аналогично шельфовым проектам, на текущие уровни российской добычи это практически не повлияло: в любом случае компании планировали достичь значимых объемов добычи на этих месторождениях только после 2020-2025 гг.

**Табл. 4. Совместные проекты добычи нетрадиционной нефти с иностранными компаниями, которые пострадали от санкций**

Проект	Участники	Описание	Текущий статус
Баженовская и ачимовская свиты в Западной Сибири	СП «Тризнефть Пилот САРЛ» между ПАО «НК «Роснефть» 51% и ExxonMobil 49%	ПАО «НК «Роснефть» и ExxonMobil подписали соглашение об опытной разработке. Компании планировали вести совместную работу по оценке возможностей коммерческой добычи трудноизвлекаемых запасов нефти баженовской и ачимовской свит в Западной Сибири. ExxonMobil обязалась вложить в проект 300 млн. долл.	Отложен
Разработка доманиковых отложений в Оренбургской области	СП между ПАО «НК «Роснефть» 51% и ВР 49%	Планировалось, что ВР оплатит часть исторических затрат «Роснефти» по работам на доманиковых отложениях, а также предоставит финансирование на условиях «керри» в размере до \$300 млн. Пилотная программа работ будет осуществляться в два этапа	Отложен
Разработка баженовской свиты в ХМАО	СП между ПАО «ЛУКОЙЛ» и Total	Компании планировали совместную разведку на трех сланцевых нефтяных блоках: Восточно-Ковенском, Ташинском и Ляминском в Ханты-Мансийском районе, затраты оценивались в 120-150 млн долларов.	Total передала свою долю в проекте ПАО «ЛУКОЙЛ»
Разработка баженовской свиты в ХМАО	СП «Ханты-Мансийский нефтегазовый союз» между Shell 50% и ПАО «Газпром нефть» 50%	СП получило право на геологическое изучение участков Юильский-4, Юильский-5 и Южно-Лунгорский-1 в ХМАО.	Shell остановила работы по проекту

Источники: Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО

Анализ деятельности нефтяных компаний показывает, что, несмотря на все проблемы, компании (ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть» и ПАО «Русснефть») предпринимают ряд шагов для того, чтобы нивелировать эту ситуацию и обеспечить в будущем прирост добычи за счет разработки нефти сланцевых проектов. На баженовской свите по состоянию на 2017 г накопленная добыча нефти составила более чем 10 млн т [24].

В России добычу нефти на баженовской свите начало ПАО «Сургутнефтегаз» в 2005 году. Сейчас на месторождениях в ХМАО пробурено более 1000 поисково-разведочных скважин на этой формации. Сейчас компания добывает нефть на 10 месторождениях, до 2018 года их число планируется увеличить до 13 [25].

Эксперименты по добыче сланцевой нефти проводит и дочерняя компания ПАО «Лукойл» — АО «РИТЭК». В качестве базовой технологии для разработки залежей баженовской свиты компания использует метод термогазового воздействия, представляющий собой управляемый процесс закачки воздуха и воды в пласт.

ПАО «НК «Роснефть» и Statoil (Норвегия) готовятся к разработке доманиковых отложений нефти в Самарской области, несмотря на санкции США. Вместо сланцев, по информации Reuters, эти запасы были отнесены к известнякам, на разработку которых не действует запрет США [26].

ПАО «Газпром нефть» активно работает над снижением зависимости от зарубежных технологий. Сейчас компания применяет системный подход в освоении баженовской свиты. В рамках реализации национального проекта (Пальяновский полигон) по изучению баженовской свиты планируется разработать российские технологии строительства горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), оптимизированные для горно-геологических условий баженовской свиты, а также способы вовлечения в разработку запасов легкой нефти из пород сланцевой формации за счет термохимических методов воздействия [27]. На полигоне компания проведет НИОКР в рамках нацпроекта по изучению Бажена (до 2021 г.) и осуществит промышленное внедрение технологий и их тиражирование на внутренний и внешний рынки (2022-2025 гг.).

В настоящий момент ведутся научно-исследовательские работы в направлении создания и развития технологий ГРП. Например, сегодня работает консорциум под руководством Минэнерго и Минпромторга с участием различных компаний — в первую очередь ПАО «Газпром нефть», МФТИ и «Сколтеха» для создания российского симулятора ГРП — «Кибер ГРП». В случае успешного внедрения всех созданных технологий, согласно утвержденной в ПАО «Газпром нефть» стратегии развития ресурсной базы по нетрадиционным источникам углеводородов, целевой уровень добычи компании из залежей баженовской свиты к 2025 г. может составить около 2,5 млн тонн в год [28], а всего за период 2017-2027 гг. планируется добыча 7,5 млн т нефти [27].

ПАО «РуссНефть» продолжает испытания Бажена и в 2017 г. показала уникальный результат, получив дебит на уровне 100 тонн в сутки на Средне-Шапшинском месторождении. Компания разработала инновационную технологию — «гибридный» гидроразрыв пласта с использованием технологии slickwater. Итогом геолого-технических работ стало значительное увеличение ресурсной базы холдинга — на более чем 50 млн. тонн нефтяного сырья (запасы относятся к категории нетрадиционных и залегают на глубине до 3 тыс. метров) [29]. На текущий год в планах компании пробурить 16 новых скважин на трех площадках [30].

Однако, невзирая на все эти усилия, в целом ограничение поставок оборудования для ГРП и МГРП может существенно усложнить разработку месторождений с падающей добычей в Западной Сибири и стать серьезной проблемой при разработке сланцевых проектов. Мировыми лидерами по производству этого оборудования являются компании Shlumberger, Halliburton, Baker Hughes. Россия производит собственное оборудование для ГРП, однако, на сегодняшний день оно не может конкурировать с иностранными образцами. По состоянию на 2013 г. на отечественном оборудовании было произведено 5 ГРП из 9000 ГРП всего по стране. И, более того, с момента введения первых санкций в 2014 г. ситуация с российским оборудованием для ГРП не изменилась. В России насчитывается порядка 80 ГРП флотов, из которых только 3% — это отечественный флот. То есть за 3 года с момента введения санкций, в России не было произведено ни одного ГРП флота, а тот флот, который есть, устаревает и требует замены. Добыча нефти с применением методов ГРП составляет примерно 10% [31] от общей добычи, это значит, что в 2016 г. из почти 550 млн т нефти 50-55 млн т было извлечено непосредственно благодаря ГРП.

Если разработка сланцевых проектов, например, баженовской свиты, является делом среднесрочной и долгосрочной перспективы и потому менее критична, то нехватка оборудования на месторождениях с падающей добычей в Западной Сибири может привести к серьезным проблемам для нефтяных компаний уже сегодня.

### *Влияние санкций на глобализацию бизнеса российских компаний*

В период до 2017 г. ряд российских нефтяных компаний заявлял о намерениях международной экспансии и глобализации своего бизнеса. Однако, введение санкций создает слишком много препятствий для этих планов, и теперь нефтяные компании больше фокусируются на повышении эффективности и развитии своих ключевых активов в России, чем на попытках международного расширения.

- Глобальное развитие всегда было важной частью стратегии ПАО «ЛУКОЙЛ». Сегодня компания — лидер по количеству активов за рубежом среди российских нефтяных компаний. Предприятия группы работают в 35 странах на 4 континентах. Однако, на добычу за рубежом приходится лишь 13% [31] от общей добычи компании и не вполне понятно, удастся ли

компании в перспективе реализовать свои планы по расширению зарубежной деятельности.

- В соответствии со своей стратегией развития в 2017 г., АО «Зарубежнефть» должно войти в стадию, называемую «новый рост», что предполагает существенное расширение деятельности компании по вхождению в новые проекты за рубежом. Сейчас из-за падения добычи нефти на основном зарубежном активе компании во Вьетнаме, компания смотрит в сторону Ближнего Востока, в частности на Иран. АО «Зарубежнефть» и Национальная иранская нефтяная компания планируют совместно разрабатывать месторождения «Абан» и «Западный Пейдар» в Иране и намерены подписать контракт в первом квартале 2018 г. [33]. Не очевидно, удастся ли компании выйти на другие рынки помимо подсанкционного Ирана.
- ПАО «НК «Роснефть» участвует в международных добычных проектах: канадском проекте по добыче трудноизвлекаемой нефти и проекте во Вьетнаме [34], также у компании 4 проекта по добыче нефти в Венесуэле. Компания также участвует в проектах в Курдистане, проект Зохран в Египте, в Норвегии, планируются проекты в Иране. Однако, эти проекты пока находятся либо в стадии геолого-разведочных работ, либо лишь планируются.

Санкции в отношении действующих проектов российских компаний за рубежом не должны серьезно сказаться на их текущих показателях, поскольку их присутствие в этом сегменте не так велико. Однако, перспективы дальнейшего долгосрочного развития и глобализации могут быть серьезно ограничены.

Помимо добычи существуют и другие сегменты зарубежного бизнеса: переработка, АЗС, трейдинг, — они из-за финансовых ограничений и короткого кредитного плеча в долгосрочном периоде также явно будут испытывать проблемы с дальнейшим развитием и расширением.

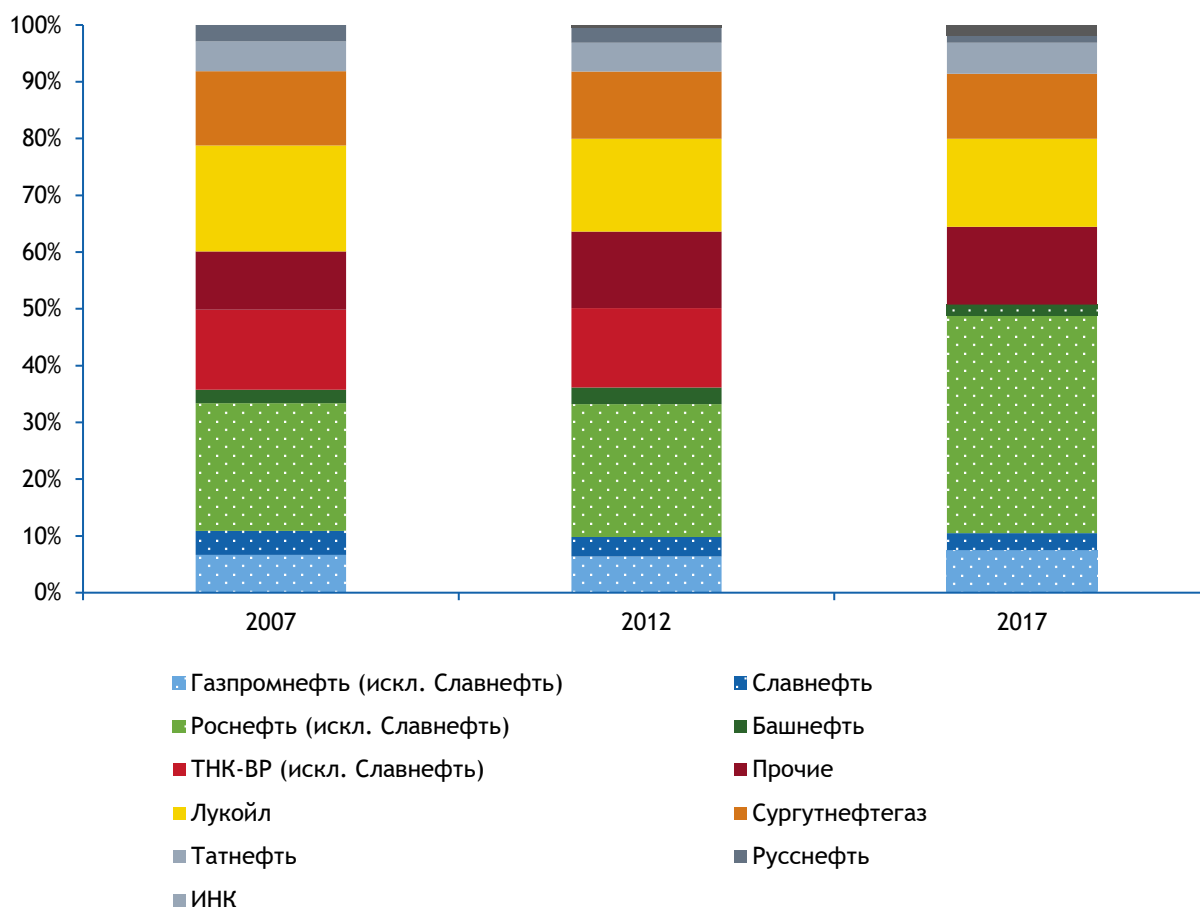
### *Изменение институциональной структуры нефтяной отрасли под влиянием санкций*

Важным изменением в российской нефтяной отрасли в последние годы стала ее растущая концентрация. Сложно сказать, насколько этот процесс является результатом санкций и снижения цен (далеко не всегда *post hoc ergo propter hoc*), однако, можно предположить, что, хотя бы отчасти проводимая государством поддержка (или, по крайней мере, не препятствование) концентрации и увеличения роли госкомпаний в отрасли является своеобразным ответом на крайне неблагоприятные внешние обстоятельства.

К 2017 г. структура добычи нефти в России характеризуется преобладанием государственных компаний, при этом 38% добычи приходится на долю компании ПАО «НК «Роснефть» (Рис. 4). По оценкам Центра исследований в области энергетики бизнес-школы

СКОЛКОВО, после возврата компании ПАО «Башнефть» в государственную собственность, доля компаний с преимущественным государственным участием (более 50%) в российской нефтедобыче достигла 48% (по сравнению с 33% в 2012 г.).

**Рис. 4. Структура добычи нефти по компаниям (штриховка означает наличие у государства контрольного пакета акций в компании)**



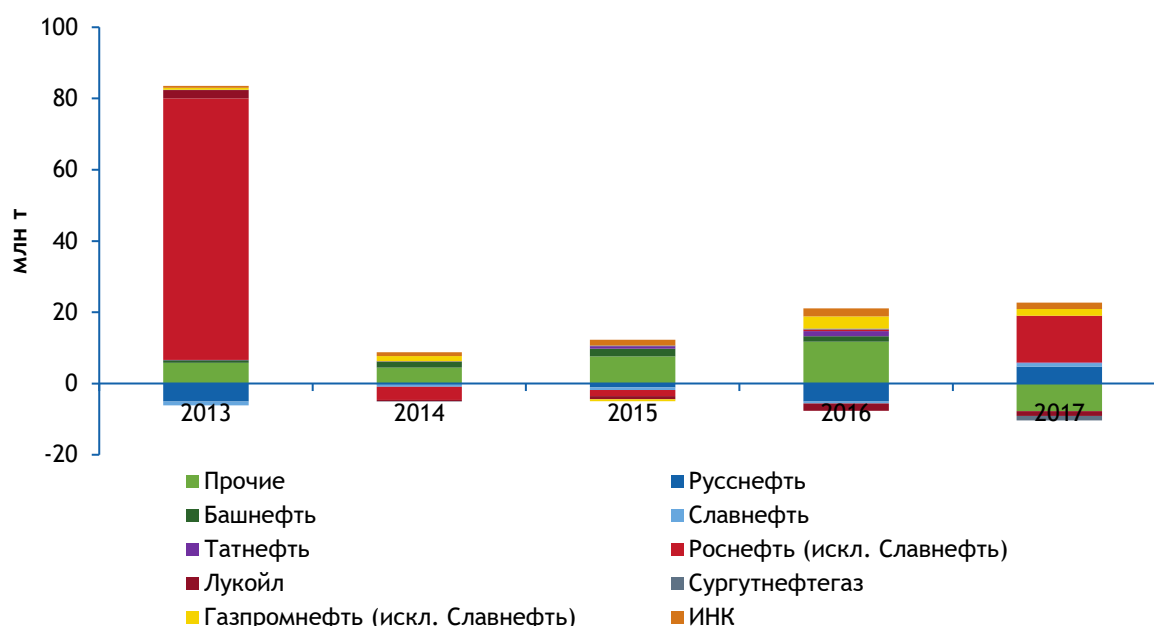
Источник: составлено Центром исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО

При этом, что парадоксально, анализ добычи нефти по крупнейшим компаниям показывает, что за период 2013-2017 гг. у многих из них добыча падала (Рис. 5), например, в ПАО «Русснефть», ПАО «Славнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ». Среди крупных российских компаний наибольший рост добычи продемонстрировала компания ПАО «Газпром нефть» — 5 млн т за период 2012-2017 гг.

В компании ПАО «НК «Роснефть» добыча выросла в 2013 г. в результате приобретения ОАО «ТНК-ВР», однако, после этой покупки она начала снижаться и лишь в 2016 г. стабилизировалась. Основной прирост добычи был реализован за счет зрелых месторождений Западной Сибири. Компания успешно провела сдерживание естественных темпов падения добычи на них за счет наращивания эксплуатационного бурения. Кроме того, на этих объектах проводятся работы по увеличению объема геолого-технических мероприятий. «РН-

Юганскнефтегаз» показал положительный тренд по добыче, годовой объем добычи жидких углеводородов вырос на 2 %, до 63,7 млн т за 2016г [35]. Отметим также положительную динамику добычи на Уватской группе месторождений и в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Кроме того, в 2016 г. произведен ввод добывающих мощностей на Восточно-Мессояхском месторождении, осуществлено проведение комплексного технологического опробования объектов добычи, подготовки и транспорта нефти Сузунского месторождения, а также реализован проект ранней сдачи нефти с Юрубчено-Тохомского месторождения для заполнения магистрального нефтепровода «Куюмба-Тайшет».

**Рис. 5. Изменение добычи нефти по крупнейшим компаниям в России (по сравнению с предыдущим годом)**



Источник: Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО по данным ЦДУ ТЭК

Ввод новых месторождений, а также интенсификация добычи также оказали влияние на показатели и 2017 г., однако, столь значительный рост все же был следствием приобретения нового актива — компании ПАО «Башнефть». При этом за первые 10 месяцев 2017 г. добыча ПАО «НК «Роснефть», включая ПАО «Башнефть», снизилась на 0,3% по сравнению с первыми 10 месяцами 2016 г.

Основной рост добычи в 2013-2017 гг. показали прочие компании. Так их совокупный рост добычи нефти в небольших добывающих компаниях составил 35 млн т в 2017 г. по сравнению с 2012 г. При этом за пять лет их доля в общероссийской добыче выросла с 14% до 17%. При этом под данным «Ассонефть» добыча независимых нефтяных компаний (ННК) за период 2015-2017гг. выросла всего на 3 млн т. Стоит отметить важность более интенсивного расширения ниши ННК там, где они оказываются наиболее эффективны. По следующим причинам:

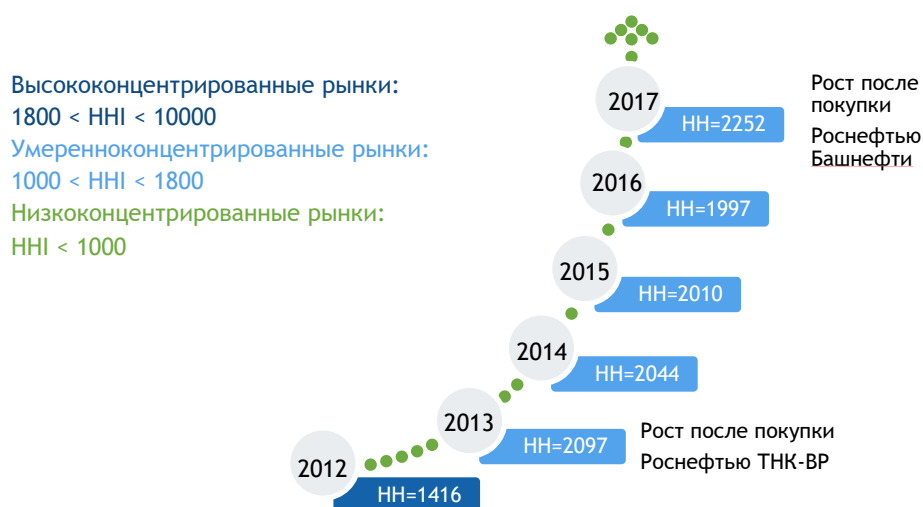
- Крупные нефтяные ВИНКи, как правило, больше заинтересованы в реализации масштабных высокорентабельных

проектов, небольшие же и менее доходные проекты оказываются вне поля их зрения. Это формирует потенциал для расширения работы ННК;

- Высокая выработанность крупных месторождений нефти и наступление фазы падающей добычи — ННК показывают хорошие результаты при углубленной разработке действующих месторождений;
- Новые месторождения меньше по размеру и имеют более сложные горно-геологическими условия разработки, а ННК обычно хорошо приспособлены для разработки именно мелких месторождений;
- Запасы традиционной нефти на крупных месторождениях истощаются, и появляется необходимость вовлекать в разработку ТРИЗ, а ННК могут быть более эффективны при разработке трудноизвлекаемых запасов.

Однако, в целом, несмотря на рост добычи ННК, уровень монополизации отрасли, определяемый с помощью индекса Херфиндаля-Хиршмана<sup>1</sup> в последние годы значительно вырос (Рис. 6).

**Рис. 6. Индекс Херфиндаля-Хиршмана для сектора нефтедобычи в России**



Источник: Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО

Для оценки уровня концентрации нефтедобывающей отрасли использовался Высоко монополизированной считается отрасль, в которой индекс Херфиндаля-Хиршмана превышает 1800. Расчеты

<sup>1</sup> При расчете индекса Херфиндаля-Хиршмана (НН) используют данные об удельном весе продукции предприятия в отрасли. Предполагается, что чем больше удельный вес продукции предприятия в отрасли, тем больше потенциальные возможности для возникновения монополии. При расчете индекса все предприятия ранжируются по удельному весу от наибольшего до наименьшего:  $I_{\text{НН}} = S_1^2 + S_2^2 + \dots + S_n^2$

**НН** — индекс Херфиндаля — Хиршмана;

**S<sub>1</sub>** — удельный вес самого крупного предприятия;

**S<sub>2</sub>** — удельный вес следующего по величине предприятия;

**S<sub>n</sub>** — удельный вес наименьшего предприятия.

Если в отрасли функционирует лишь одно предприятие, то  $S_1 = 100\%$ , а  $I_{\text{НН}} = 10\,000$ . Если в отрасли 100 одинаковых предприятий, то  $S = 1\%$ , а  $I_{\text{НН}} = 100$ .

показывают, что уже после сделки по покупке компании ОАО «ТНК-ВР» нефтедобывающая отрасль в России приобрела высокомонополизированный характер, который в последующем только усиливался.

## Влияние санкций на рынок нефтесервисных услуг

Санкции заметно повлияли и на российский рынок нефтесервисных услуг, на котором в 2015 г. доля крупнейших западных сервисных компаний составляла 24% [21]. На первый взгляд, четверть рынка — это не так много, но если посмотреть на структуру рынка, то становится очевидно, что зарубежные сервисные компании практически монополизировали наиболее его критические сегменты. Так в сфере интенсификации добычи, главным образом ГРП, около 90% рынка приходится на компании — нерезиденты. На рынке геофизики, где под удар попадет программное обеспечение для интерпретации сейсмических данных, на долю нерезидентов приходится около 50%. Рынок горизонтального бурения также сильно зависит от зарубежного оборудования, где самым сильным игроком российского происхождения является компания Eurasia Drilling Company с долей рынка примерно 25% [21].

Таким образом, видно, что чем более высокотехнологичным является сервис, тем выше доля зарубежных компаний. Российские нефтесервисные компании выполняют в основном наиболее простые работы. Более того, велика проблема износа основных фондов, в частности, парка бурового оборудования. Средний возраст 60% бурового оборудования оценивается более чем в 20 лет (при нормативном сроке службы в 25 лет) [36]. Основная доля буровых установок — импортные. Запчасти и техническое обслуживание также производятся западными компаниями.

Реакцией на введение санкцией в 2014–2017 гг. стал рост количества сделок по слиянию и поглощению компаний нефтесервиса. А компании с государственным участием, оказавшиеся под санкциями, начали активно увеличивать внутреннюю экспертизу, в том числе — приобретая сервисные компании. Так в июле 2014 г. ПАО «НК «Роснефть» увеличила свои активы за счет приобретения восьми компаний в составе группы Weatherford, занимающихся бурением и ремонтом скважин в России и Венесуэле. Такое приобретение позволит ПАО «НК «Роснефть» создать сильный внутренний сервис, способный обслуживать объемы материнской компании. Также компания ПАО «НК «Роснефть» приобрела компанию «Трайкан Велл Сервис», что позволило ей усилить внутренний сервис в области оказания услуг по гидроразрыву пласта и строительству скважин.

В качестве еще одного изменения стоит отметить, что в результате действия санкций российский рынок нефтесервисных услуг стал более открытым для азиатских компаний. Примером такого сотрудничества является строительство судоверфи «Звезда», в ходе которого будут использованы технологии и оборудование предприятий из Китая, а также освоение шельфа Охотского моря, к которому — на стадии поискового бурения —

ПАО «НК «Роснефть» удалось привлечь китайскую платформу компании «China Offshore Ltd.» В Пекине ПАО «НК «Роснефть» подписало также меморандум о стратегическом сотрудничестве в области нефтесервисных услуг с одним из лидеров этого рынка — компанией «Shandong Kerui Petroleum Equipment» [37]. А китайская Kerui Group выиграла тендер на поставку нефтесервисного оборудования для ПАО «НК «Роснефть» на сумму около 60 млн долл. Контракт включает поставку специализированных грузовиков и оборудования для ГРП [38]. В 2015 г. китайская компания Jereh, поставляющая нефтесервисное оборудование, подписала с ПАО «Роснефть» контракт на оказание сервисных услуг, в том числе на проведение ГРП [39].

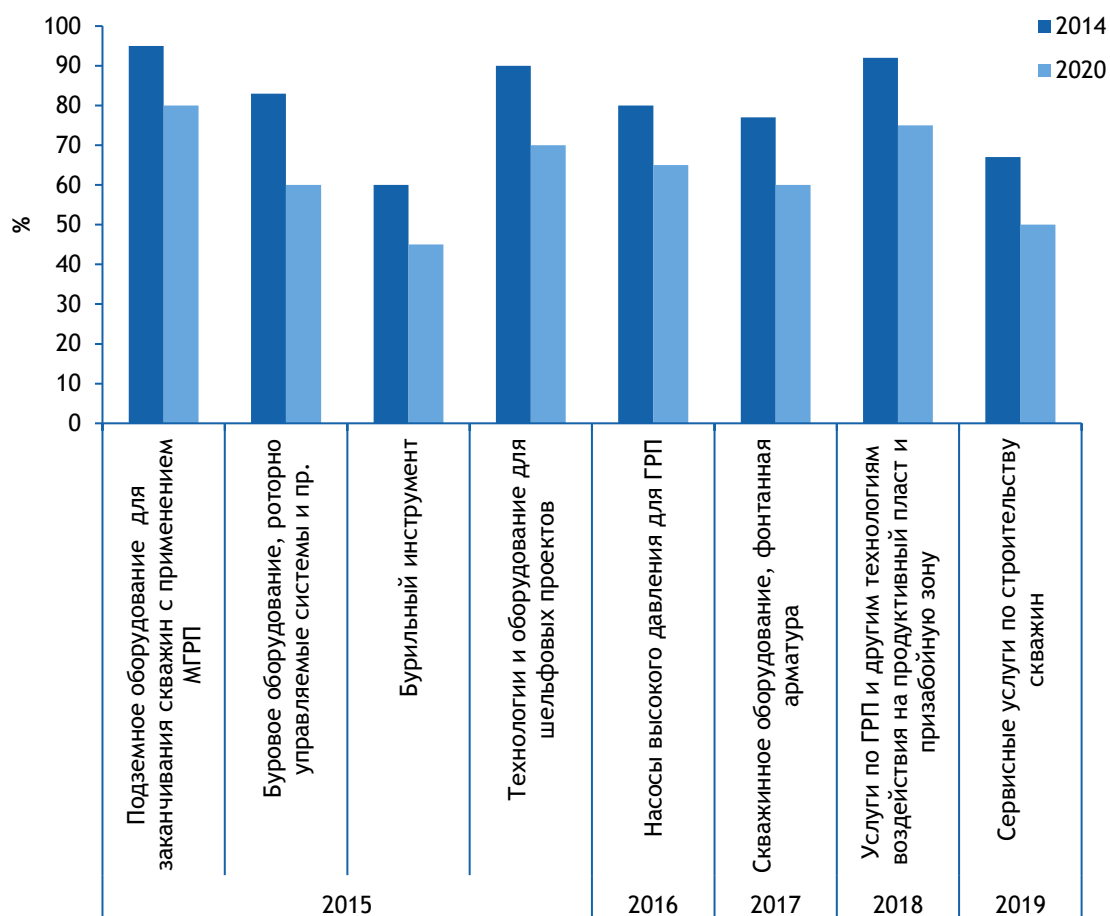
Большая работа по наращиванию собственных компетенций, поиску возможностей импортозамещения и новых зарубежных партнеров в АТР ведется практически всеми российскими компаниями. Однако, пока еще сложно в полной мере оценить успешность этих действий — судя по всему, сектор ждёт новые сделки, новые инвестиции и появление новых партнеров. Период турбулентности и поиска приемлемых организационных и технических решений, приспособления к «серой санкционной зоне» займет еще какие-то время.

## Реакция российских регуляторов на санкции

Еще в 2014 г., после введения первого пакета санкций, правительство начало активно разрабатывать меры по увеличению импортозамещения в нефтегазовой отрасли. В 2014 г. Минпромторг создал Фонд развития промышленности, ориентированный именно на проекты по импортозамещению. В начале 2015 г. Минэнерго и Минпромторг представили «Планы по импортозамещению в ТЭК», которые были нацелены на значительное снижение зависимости от импорта к 2020 г. (Рис. 7).

В августе 2015 г. была образована Правительственная комиссия по импортозамещению. А в рамках исполнения решений этой Комиссии в марте 2016 г. были утверждены «Методические рекомендации по подготовке региональных планов по импортозамещению» (в дополнение к отраслевыми планам). Также в августе 2016 г. были утверждены «Методические рекомендации по подготовке корпоративных планов импортозамещения госкомпаниями и организациями, реализующими инвестиционные проекты», включенные в реестр инвестиционных проектов в соответствии с решением Правительственной комиссии.

**Рис. 7. Планы по импортозамещению в нефтегазовой отрасли (по оси X даты обозначают старт программы, синий цвет — ситуация в 2014 г., голубой — целевой показатель)**



*Источник: Планы мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России*

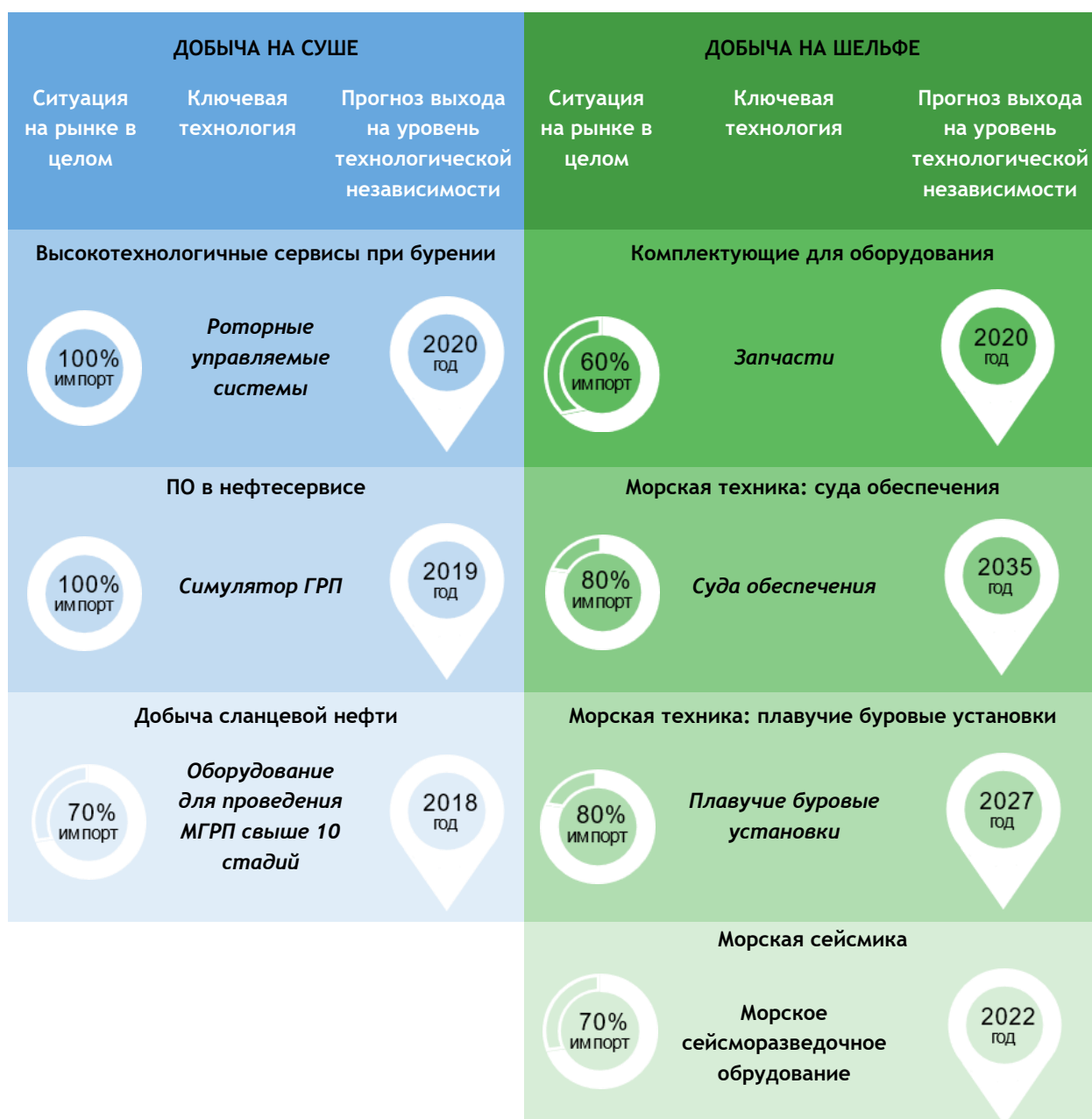
По состоянию на 2014 г. в наибольшей уязвимости от санкций находилось оборудование для шельфовых проектов, а также оборудование для увеличения нефтеотдачи пластов, в том числе и ГРП (до 90%). При этом обе технологии являются критическими для нефтедобывающей отрасли России. Первая — это залог успешного функционирования нефтяной промышленности в будущем, а вторая — это гарантия возможности поддержания добычи на текущих месторождениях в среднесрочном периоде, а также разработки сланцевых формаций.

ГРП стал неотъемлемой частью процесса разработки нефтяных месторождений. Он проводится на 50-80 % добывающих скважин. Вклад ГРП в достижение конечного значения КИН на новых нефтегазовых месторождениях достигает 80% [40]. Более того, практически весь флот ГРП, действующий в России, имеет возраст более 10 лет [41], то есть его придется заменять в достаточно короткие сроки.

В области добычи нефти на глубоководном шельфе ситуация обстоит чуть лучше, однако, она усложняется тем, что большая

часть перспективных ресурсов находится в арктической зоне, а из более чем 700 буровых платформ в мире лишь 13 обладают ледовым классом [42]. Аналогичная ситуация и с судами, приспособленными для работы в арктических широтах.

**Рис. 8. Ситуация с импортным оборудованием для работ на суше и на шельфе, а также оценка перспектив его импортозамещения**



Источник: Стратегическая замена, Основные направления программы импортозамещения в нефтяной отрасли, Сибирская нефть, № 130, апрель 2016

В 2015 г. Минэнерго представило потребность в новом оборудовании и материалах:

- Флоты ГРП — 15 шт./год;
- Насосы высокого давления — 48 шт./год;

- Роторно-управляемые системы — 150 шт./год;
- Буровые установки для бурения на шельфе — 30 шт. до 2030 г.

Однако, по итогам 2015 и 2016 гг. не были представлены результаты мониторинга исполнения программы импортозамещения. Согласно открытым данным, в период с 2015 г. по август 2017 г. не было произведено ни одного флота ГРП. Роторно-управляемые системы, согласно данным сайта НТЦ ПАО «Газпром нефть» [42], на конец 2016 г. находились в стадии испытания. О промышленной эксплуатации буровых установок для бурения на шельфе российского производства также не упоминается.

Таким образом, пока анализ хода реализации программы по импортозамещению в нефтедобывающей отрасли России показывает явно неудовлетворительные результаты. Большая часть шельфовых проектов, а также значительная часть проектов по разработке нефти баженновской свиты заморожены из-за запрета на поставку оборудования и высокой доли западных нефтесервисных компаний в этих сферах.

После введения второго пакета санкций в 2017 г. Министерство природных ресурсов и экологии направило в правительство законопроект, согласно которому будут внесены изменения в лицензионные соглашения на пользование недрами, которые уже были выданы нефтегазовым компаниям. Поправки планируется ввести в статью 12 закона «О недрах» до конца 2017 г. [44]. Согласно действующей редакции закона, существуют факторы, которые могут повлиять на изменения условий лицензии. В ст. 12 закона «О недрах»: «Значительное изменение объема потребления произведенной продукции по обстоятельствам, независящим от пользователя недр, сроки ввода в эксплуатацию объектов, определенные лицензионным соглашением, могут быть пересмотрены органами, выдавшими лицензию на пользование участками недр, на основании обращения пользователя недр». В целом, данные поправки указывают на тот факт, что санкционный режим в отношении России расценивается на уровне правительства как долгосрочный, а у нефтяных компаний будет законное основание для пересмотра сроков ввода проектов.

## СЦЕНАРНЫЙ ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ

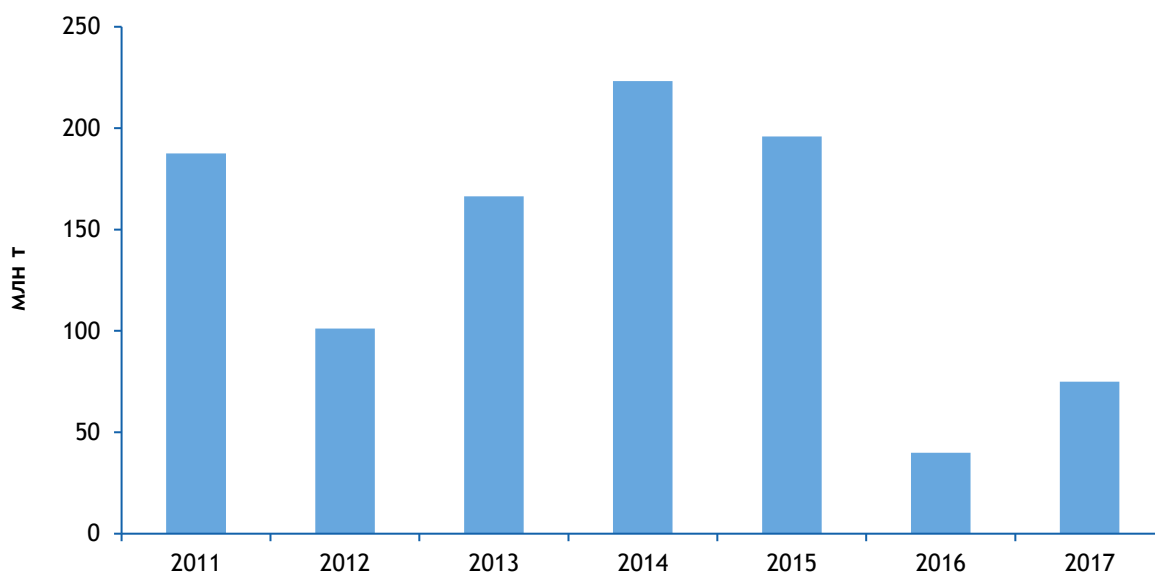
### Состояние ресурсной базы

В последние годы доля высококачественных запасов нефти в России неуклонно снижается: на это указывает и состав разведанных запасов по категориям АВС1: из 18 млрд т уже две трети (12 млрд т) классифицируются как трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ). По оценкам МПР: «Обеспеченность добычи разведанными запасами разрабатываемых месторождений составляет 35-36 лет, однако, обеспеченность добычи без учета ТРИЗ нефти составляет не более 20 лет. При нынешнем состоянии минерально-сырьевой базы, без вовлечения в отработку ТРИЗ нефти, удержать достигнутый уровень добычи в период после 2020 г. будет практически невозможно, поэтому нефть относится к числу недостаточно обеспеченных запасами полезных ископаемых» [44]. «Степень выработанности разведанных запасов достигает 55%, степень разведанности начальных суммарных ресурсов — 46%» [44].

В последние годы запасы нефти в России стабильно растут, но основной прирост идет не за счет открытия новых месторождений, а за счет доразведки обрабатываемых объектов и внедрения современных технологий добычи, что позволяет существенно увеличить коэффициент извлечения нефти. При этом, несмотря на простой прирост запасов, их качество существенно снижается. Сократились размеры новых открываемых месторождений: если раньше крупное месторождение с запасами в 50 млн т считалось весьма распространенным открытием, то сегодня нефтяные компании рады открытиям мелких месторождений в 3 млн т. Так, по данным Минприроды, если в 2005 г. на балансе ведомства было 2107 нефтяных месторождений, то к 2015 г. их количество выросло на 40% при росте запасов на 7,6%. Большинство новых месторождений находится далеко от инфраструктуры, поэтому рентабельность их добычи, особенно при небольших запасах, может быть отрицательной. И, наконец, качество нефти на новых месторождениях хуже по химическому составу, по показателю содержания серы и плотности. Снижение качества ресурсной базы — это серьезный вызов для нефтегазового сектора России наравне с санкциями ЕС и США.

Постановка на баланс новых запасов требует дополнительных инвестиций, что при текущей ценовой конъюнктуре становится затруднительным. Так, в 2016 г. отрасль продемонстрировала самый низкий дополнительный прирост запасов относительно добычи за последние 6 лет — менее 50 млн т, в 2017 г. он увеличился до 72 млн т, но эти показатели все равно меньше показателей, наблюдавшихся в период до 2016 г. (Рис.9).

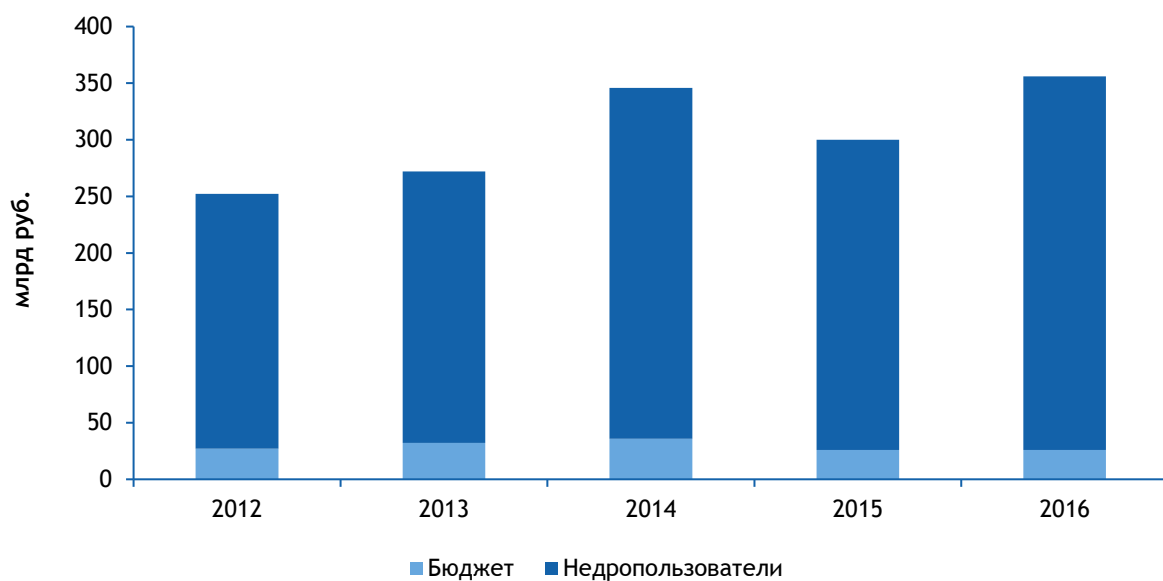
**Рис. 9. Ежегодный прирост запасов нефти относительно добычи нефти в этом же году**



Источник: Минприроды, ЦДУ ТЭК (за 2017 г.)

Столь низкий прирост можно объяснить тем, что в 2015 г. значительно снизились инвестиции в ГРП (**Ошибка! Неверная ссылка закладки.. 10**), а также тем, что в нераспределенном фонде осталось всего 6% запасов категории АВС1+С2. Эргинское месторождение — последнее крупное месторождение нефти в нераспределенном фонде — было продано на аукционе в июле 2017 г.

**Рис. 10. Инвестиции в ГРП в России**

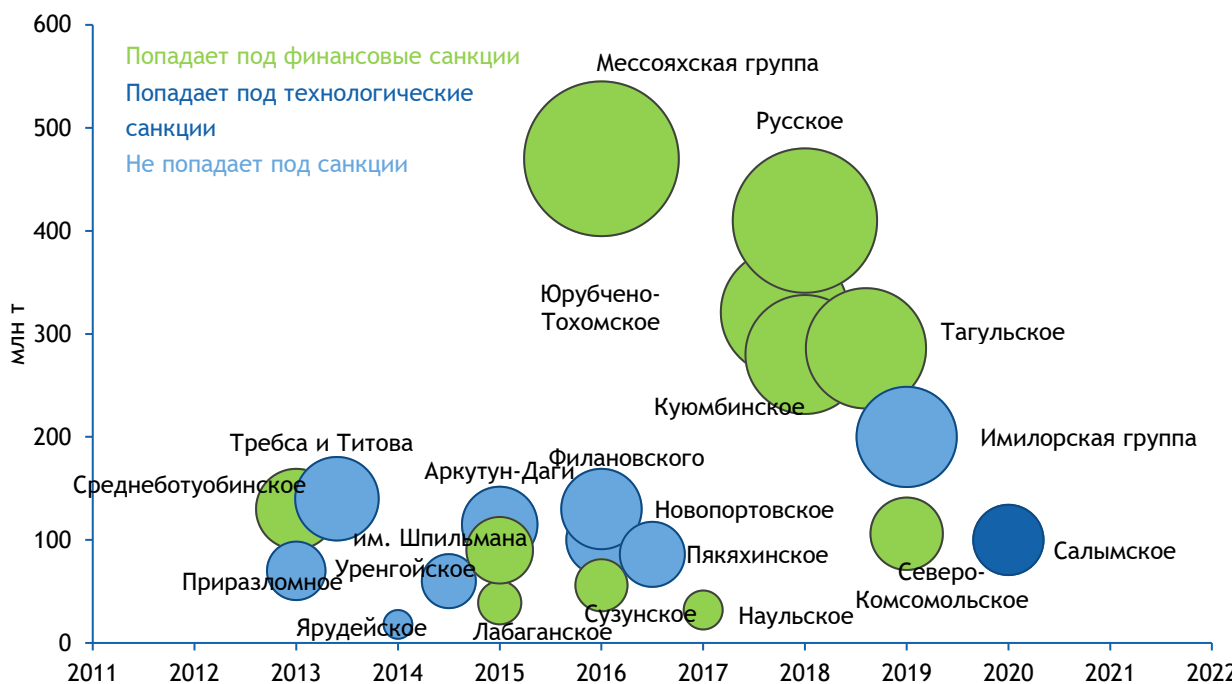


Источник: Минприроды, Материалы к выступлению на заседании Государственной Думы Федерального собрания Российской Федерации 21 января 2015 г. в рамках «правительственного часа»

На сегодняшний день в России можно выделить более 20 крупных новых нефтегазоконденсатных проектов, среди них одно уникальное месторождение — Русское, с запасами высоковязкой нефти более чем 400 млн т. Остальные месторождения можно отнести к крупным.

Важно отметить, что все крупные месторождения и группы месторождений с запасами более чем в 200 млн т — Мессояхская группа, Русское, Юрубчено — Тохомское, Куюмбинское и Тагульское — попадают под финансовые санкции. Под влияние финансовых санкций попали и менее крупные проекты, такие как Среднеботуобинское месторождение, Лабаганское, Уренгойское, месторождение им. Шпильмана, Сузунское, Наульское и Северо-Комсомольское (Рис. 11). И, учитывая, что в эксплуатацию по состоянию на август 2017 г. введены Мессояхская группа, Уренгойское месторождение, Среднеботуобинское и Лабаганское, из-за финансовых санкций и низкой цены нефти ввод других месторождений может быть перенесен. Также под технологические санкции попали Салымские проекты по добыче нефти на баженовской свите.

**Рис. 11. Запасы и вводы крупнейших новых месторождений с учетом санкций**



Источник: Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО

Не стоит забывать, что на сроки ввода проектов влияют не только санкции, но и участие России в соглашении «ОПЕК+» по сокращению добычи. Вероятное продление сделки может оказать влияние на сроки ввода и интенсивность разработки проектов.

## Сценарные предпосылки

Для целей данной работы было сформировано два сценария: «Базовый сценарий» и сценарий «Усиление санкций».

«**Базовый сценарий**» предусматривает, что:

- Цена нефти до 2025 г. находится в диапазоне 50-60 долл./барр.;
- Дальнейшего усиления санкций не происходит. При этом, в рамках текущих санкционных документов ухудшается доступ к технологии ГРП;
- Новые проекты, планируемые к вводу до 2025 г., вводятся согласно планам компаний;

**Сценарий «Усиление санкций»** предусматривает следующее:

- Цена нефти до 2025 г. колеблется вокруг 40 долл./барр.;
- Ужесточаются финансовые санкции (запрет на операции с долгами на 30 дней со стороны всех стран);
- Вводится запрет на поставку оборудования и сервиса, для всех проектов в России;
- Ограничивается работа в России иностранных сервисных компаний;
- Новые проекты, планируемые к вводу до 2025 г. и попадающие под санкции, отменяются.

При этом для целей расчетов в обоих сценариях предполагается, что российские компании не разрабатывают собственные технологии, способные заместить зарубежные аналоги. Это позволяет увидеть «чистые» результаты такого стресс-теста, однако, очевидно, что в реальности именно развитие собственных технологий и экспертизы должно стать основным способом смягчения негативных последствий санкций.

## Сценарный прогноз российской нефтедобычи

Прогноз добычи нефти в России был посчитан на базе экономико-математической оптимизационной модели мирового нефтяного и нефтепродуктового рынка, разработанной в ИНЭИ РАН World Oil Model (WOM)<sup>2</sup>. Будущие объемы добычи задаются, исходя из

---

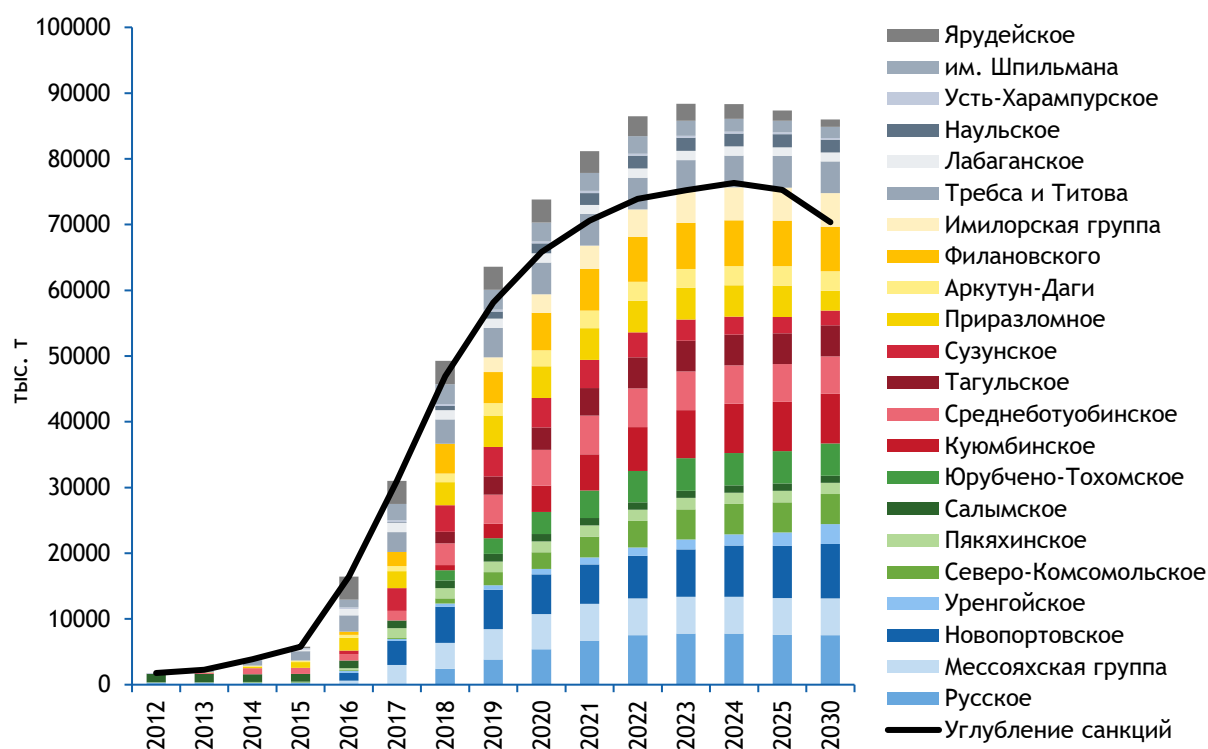
<sup>2</sup> Модель прогнозирования долгосрочного развития рынка жидких видов топлива. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015662377. Позволяет решать задачи, направленные на формирование прогнозов развития нефтяной промышленности во взаимосвязке с другими топливно-энергетическими ресурсами. Целевой функцией модели является удовлетворение заданного для прогнозного периода спроса на нефтепродукты за счет имеющихся добычных, перерабатывающих и транспортных мощностей с минимальными полными затратами по всей цепочке, с учетом стоимости альтернативных источников энергии. В качестве данных используется База Данных ИНЭИ РАН «Мировые месторождения нефти» (Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015621825), включающая в себя

заявленных компаниями-операторами темпов отбора нефти, или исходя из вынесенных за пределы модели расчетов методом линеаризации кривой Хабберта. На базе модельного комплекса существует возможность расчета цены безубыточности (breakeven price) нефти. При этом модель также позволяет искусственно задать ценовое ограничение.

Результаты расчетов показывают, что в «Базовом сценарии» добыча на крупнейших новых месторождениях до 2025 г. достигнет пика в примерно 90 млн т (Рис. 12). В сценарии «Усиление санкций» добыча на крупнейших новых проектах также будет стабильно расти, однако, ее уровень достигнет лишь 75 млн т. Таким образом, разница по добыче на этих проектах между двумя сценариями составит 15 млн т нефти в 2025 г. и в 2030 г.

Столь небольшая разница между сценариями объясняется тем, что основная часть вводимых в ближайшие годы проектов уже профинансирована и может эффективно работать при цене нефти в 40 долл./барр. Большая часть новых месторождений относится к льготной категории: часть месторождений освобождена от уплаты НДС, а другая часть — от уплаты экспортной пошлины. При этом при низких ценах на нефть и ослабленном курсе рубля нефтяные компании получают ренту за девальвацию: продавая нефть на экспорт в валюте и неся издержки на добычу в рублях, компании сокращают свои затраты из-за курсов валюты.

**Рис. 12. Прогноз добычи нефти и газового конденсата на крупнейших новых месторождениях в Базовом сценарии и в сценарии «Усиление санкций» на период до 2030 г.**



данные по издержкам и профилям добычи для крупных нефтяных месторождений, перспективных проектов, а также регионов добычи.

Источник: Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО по данным ИНЭИ РАН

В долгосрочном периоде до 2030 г. суммарная добыча нефти на действующих и новых месторождениях демонстрирует падение (Рис. 13).

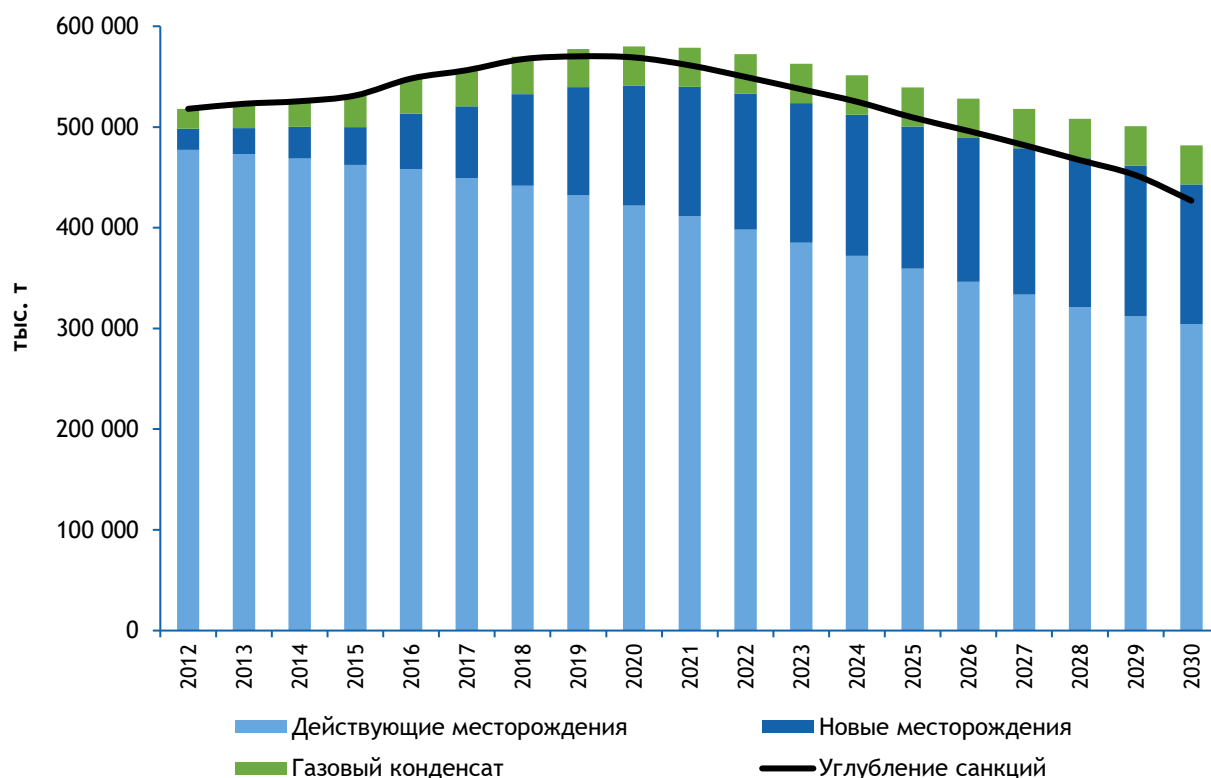
В «Базовом сценарии» добыча ожидается в 2020 г. на уровне 580 млн т, но, стоит отметить, что эти объемы добычи могут быть ограничены потребностями рынка — как внутреннего, так и внешнего. Вполне вероятно, что у России будут незадействованные добывающие мощности. К 2025 г. добыча нефти в «Базовом сценарии» снизится до уровня в 540 млн т.

В сценарии «Усиление санкций» добыча нефти достигает пика уже к 2019 г. из-за отмены крупных проектов, и к 2025 г. она составит 505 млн т.

Разница в добыче между сценариями к 2025 г. в 35 млн т, достигается не только за счет отмены ряда новых проектов, но и за счет более быстрого падения добычи на действующих месторождениях.

К 2030 г. эти процессы усугубляются: в «Базовом сценарии» добыча снижается до 480 млн т, а в «Усилении санкций» — до 425 млн т. Таким образом, в 2030 г. разница в добыче между сценариями достигает 55 млн т.

Рис. 13. Сценарный прогноз добычи нефти и газового конденсата в России на период до 2030 г.



*Источник: Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО*

Важно отметить, что объемы добычи, попавшие под санкции, на баженовской свите и на шельфе (включая глубоководный и арктический) невелики. Так в «Базовом сценарии» доля шельфовых месторождений в суммарной российской добыче фактически не меняется: в 2016 г. она составляла 4% (22 млн т [45]), и к 2030 г. она вырастет до 8,2% (40 млн т). В сценарии «Усиление санкций» добыча на шельфе растет до 5% (25 млн т). Доля нефти с баженовской свиты в «Базовом сценарии» растет с 1% (примерно 6 млн т [45]) до 4% (19 млн т) к 2030 г., а в сценарии «Усиления санкций» — до 16 млн т. В любом случае, основное влияние санкций — это сокращение добычи на традиционных месторождениях.

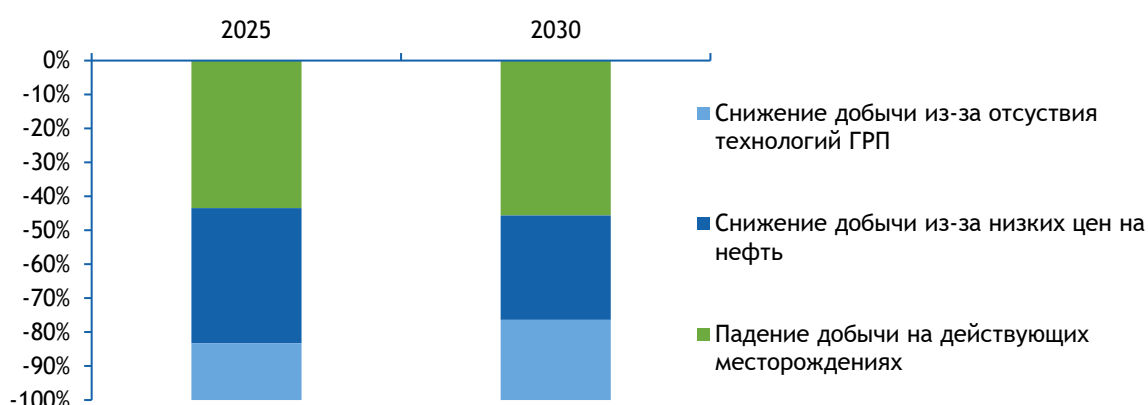
## Влияние на поступления бюджета

На Рисунке 14 показана структура выпадающей добычи нефти в 2025 г. в сценарии «Усиление санкций» по сравнению с «Базовым сценарием». Основные факторы снижения добычи распределяются следующим образом:

- 45% от 30 млн т выпадающей добычи приходится на ускорение падения добычи на действующих месторождениях.
- 40% от выпадающей добычи связаны с тем, что из-за низкой ценовой конъюнктуры ряд новых проектов приходится переносить за пределы прогнозного горизонта — 2025-2030 гг.
- 15% от выпадения добычи приходится на снижение добычи из-за ужесточения запрета в отношении применения зарубежных технологий ГРП.

К 2030 г. ситуация несколько меняется: доля выпадающей добычи от ускорения падения на действующих месторождениях доходит до 45%, при этом до 25% увеличивается доля, обусловленная ужесточением запрета в отношении применения зарубежных технологий ГРП.

**Рис. 14. Структура выпадения добычи нефти в 2025 и 2030 гг. в сценарии «Усиление санкций» по сравнению с Базовым сценарием**



Источник: Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО

Выпадающие доходы бюджета вследствие сокращения добычи под влиянием санкций и связанного с этим снижения поступлений по экспортной пошлине и НДС в 2025 г. по расчетам Энергетического центра бизнес-школы СКОЛКОВО будут невелики — порядка 150 млрд руб. (это эквивалентно 4% от суммарных поступлений от экспортной пошлины и НДС в 2016 г.). К 2030 г. эти выпадающие доходы возрастут до 270 млрд руб. (уже 10%), но все равно их влияние будет заметно ниже, чем влияние ценовой конъюнктуры, изменение которой в 2014 г. привело к падению поступлений на 34% в 2106 г. по сравнению с 2014 г.

**Рис. 15. Снижение бюджетных поступлений от НДС и экспортной пошлины на нефть в сценарии «Усиление санкций» по сравнению с «Базовым сценарием»**



Источники: Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО, Казначейство России

## РЕКОМЕНДАЦИИ

Перед российской нефтяной отраслью стоит достаточно трудная задача по оптимальному выбору вектора развития в новых условиях. С одной стороны, действующие месторождения истощаются по естественным причинам, а большинство новых проектов либо удалено от мест потребления нефти, либо классифицируется уже как ТРИЗ. С другой стороны, введенные санкции будут оказывать все нарастающее давление на сектор, и если не удастся развить собственные технологии и экспертизу, то падение нефтедобычи может стать весьма чувствительным.

Как уже упоминалось, существует несколько вариантов поддержания объемов нефтедобычи, помимо разработки новых традиционных месторождений:

- углубленная разработка действующих традиционных нефтяных месторождений с применением методов интенсификации добычи;
- разработка нетрадиционных запасов нефти на суше;
- разработка морских месторождений (в том числе, на арктическом шельфе).

Наш анализ показывает, что с технологической точки зрения наиболее критической технологией для поддержания российской нефтедобычи является гидроразрыв пласта. Данная технология способна обеспечить поддержание добычи как на действующих, так и на перспективных месторождениях (как нетрадиционных — сланцевых, так и на трудноизвлекаемых месторождениях (МРГП), не классифицируемых как сланцевые). Более того, разработка и производство собственных ГРП флотов позволит снизить фактическую монополию зарубежных сервисных компаний в этом сегменте.

Выполнение данной задачи требует комплексного подхода, как со стороны регуляторов, так и со стороны компаний. Так регуляторы должны обеспечить прозрачные и преференциальные режимы для данного сегмента. К примеру, снижение налоговых ставок для производства или импорта комплектующих для ГРП флота. Нефтяные компании и сервисные компании, вероятно, в кооперации с международными и российскими образовательными центрами должны подготовить собственных специалистов, которые будут способны управлять данным оборудованием. В перспективе обучение также должно производиться в России. Отдельное внимание должно быть уделено производству жидкостей для проведения ГРП, производству роторных управляемых систем, а также разработке программного обеспечения.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Executive Order 13662 of March 20, 2014 (доступно по ссылке [https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/ukraine\\_eo3.pdf](https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/ukraine_eo3.pdf))
2. Directives 1 and 2 (доступно по ссылке [https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo\\_13662\\_directives.pdf](https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo_13662_directives.pdf))
3. DIRECTIVE 1 (AS AMENDED) UNDER EXECUTIVE ORDER 13662 (доступно по ссылке [https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo13662\\_directive1.pdf](https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo13662_directive1.pdf))
4. DIRECTIVE 2 (AS AMENDED) UNDER EXECUTIVE ORDER 13662 (доступно по ссылке [https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo13662\\_directive2.pdf](https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo13662_directive2.pdf))
5. Sectoral Sanctions Identifications List (доступно по ссылке <https://www.treasury.gov/ofac/downloads/ssi/ssilist.pdf>)
6. Directive 4 under order 13662 [https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo13662\\_directive4.pdf](https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo13662_directive4.pdf)
7. EAR Embargoes and Other Special Controls (доступно по ссылке <https://www.bis.doc.gov/index.php/forms-documents/regulations-docs/federal-register-notices/federal-register-2014/1063-746-1/file>)
8. Supplement No. 2 to Part 746 Russian Industry Sector Sanction List (доступно по ссылке <https://www.bis.doc.gov/index.php/forms-documents/regulations-docs/federal-register-notices/federal-register-2014/1063-746-1/file>.)
9. Council regulation (EU) No 833/2014 of 31 July 2014. (доступно по ссылке <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:32014R0833>)
10. Council regulation (EU) No 960/2014 of 8 September 2014. (доступно по ссылке <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32014R0960>)
11. Council regulation (EU) No 833/2014 of 31 July 2014. (доступно по ссылке <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:32014R0833>)
12. Council regulation (EU) No 960/2014 of 8 September 2014. (доступно по ссылке <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32014R0960>)
13. Council regulation (EU) No 1290/2014 (доступно по ссылке [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L\\_.2014.349.01.0020.01.ENG](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2014.349.01.0020.01.ENG))
14. H.R.3364 – Countering America's Adversaries Through Sanctions Act (доступно по ссылке <https://www.congress.gov/bill/115th-congress/house-bill/3364/text#toc-H3420FDCB95BC4483B63B45D6E38E3C66>)
15. DIRECTIVE 2 (AS AMENDED ON SEPTEMBER 29, 2017) UNDER EXECUTIVE ORDER 13662 (доступно по ссылке [https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo13662\\_directive2\\_20170929.pdf](https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo13662_directive2_20170929.pdf))

16. H.R.3364 — Countering America's Adversaries Through Sanctions Act (доступно по ссылке <https://www.congress.gov/bill/115th-congress/house-bill/3364/text#toc-H3420FDCB95BC4483B63B45D6E38E3C66>)
17. Максимальная отдача «Салым Петролеум Девелопмент» отработывает прогрессивную технологию нефтедобычи, Сибирская нефть, № 130, апрель 2016 (доступно по ссылке <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/554/1113026/>)
18. АО «Зарубежнефть», 2015 г. (доступно по ссылке [http://www.nestro.ru/media/filer\\_public/55/92/5592eefa-ob4c-49d8-b686-e45a8693ebf8/zn\\_brochure\\_2015\\_rus\\_2610.pdf](http://www.nestro.ru/media/filer_public/55/92/5592eefa-ob4c-49d8-b686-e45a8693ebf8/zn_brochure_2015_rus_2610.pdf))
19. ПАО «ЛУКОЙЛ» «Пресс-релиз 03.03.2017 ЛУКОЙЛ внедряет новые технологии при заканчивании скважин для проведения многостадийного грпна месторождениях в югре» (доступно по ссылке <http://www.lukoil.com/api/presscenter/exportpressrelease?id=92129>)
20. Официальный сайт Минэнерго (доступно по ссылке <https://minenergo.gov.ru/node/7687>)
21. Фонд национальной энергетической безопасности, Российский Нефтегаз Под Санкциями: Основные Угрозы Для Отрасли, март 2015г (доступно по ссылке <http://newgaztech.ru/upload/files/publications/2bf324464446f6a4cf32b9a37487888e.pdf>)
22. Oilprice.com, “Exxon Has Lost Over \$1 Billion From Russian Sanctions”, 16.10.2016. (доступно по ссылке <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Exxon-Has-Lost-Over-1-Billion-From-Russian-Sanctions.html>)
23. Ведомости, «Судоверфь «Звезда» нашла иностранных партнеров и заказчиков», 01.09.2016 (доступно по ссылке <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/09/02/655381-sudoverf-zvezda>)
24. Коммерсант.ru, «Россия приступает к самым богатым залежам сланцевой нефти в мире», 20.06.2017, (доступно по ссылке <https://www.kommersant.ru/doc/3329777>)
25. Oil&Gas Journal Russia, Пошли в свиту, Июнь/июль 2014 (доступно по ссылке <http://ogjru.com/uploads/i>)
26. РБК, Роснефть и Statoil нашли способ обойти санкции США в России, 02.08.2017 (доступно по ссылке <https://www.rbc.ru/business/02/08/2017/5981e54a9a794782e7e379a8>)
27. Neftegaz.RU, Газпром нефть до 2020 г пробурит 38 скважин для разработки баженовской свиты. И не только. 11.08.2017 (доступно по ссылке <http://neftgaz.ru/news/view/163756-Gazprom-neft-do-2020-g-proburit-38-skvazhin-dlya-razrabotki-bazhenovskoy-svity.-I-ne-tolko>)
28. Официальный сайт ПАО «Газпром нефть», Проект «Газпром Нефти» По Изучению Баженовской Свиты Получил Статус Национального. 17.05.2017 (доступно по ссылке <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/1119467/>)
29. КалининградToday, Инновационные технологии добычи сланцевой нефти позволили «РуссНефти» Гуцериева получить уникальные дебиты, 07.08.2017 (доступно по ссылке <http://kaliningradtoday.ru/kaliningrad/07142318/>)

30. Neftegaz.RU, «Русснефть» получила приток из баженовских отложений, 07.08.2017 (доступно по ссылке <http://neftegas.info/news/russneft-poluchila-pritok-nefti-i/>)
31. Д. Крянев, С. Жданов. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения. «Нефтегазовая Вертикаль», #5/2011.
32. Официальный сайт ПАО «Лукойл» (доступно по ссылке <http://www.lukoil.ru/Business/Upstream/DevelopmentAndProduction>)
33. Стратегический отчет «Результаты деятельности компании АО «Зарубежнефть» 2016 год» (доступно по ссылке [http://www.nestro.ru/media/filer\\_public/b9/7b/b97b55af-ffd4-4668-8187-5fd59e259c91/zarubezhneft\\_2016\\_rus\\_.pdf](http://www.nestro.ru/media/filer_public/b9/7b/b97b55af-ffd4-4668-8187-5fd59e259c91/zarubezhneft_2016_rus_.pdf))
34. Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть» (доступно по ссылке <https://www.rosneft.ru/business/Upstream/ProductionAndDevelopment/>)
35. Цикл работ «Нефтегазовый комплекс России. Часть 1. Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние», Центр экономики недропользования и развития нефтегазового комплекса ИНГГ СО РАН
36. Deloitte, Состояние и перспективы развития нефтесервисного рынка России 2015г., (доступно по ссылке <https://www2.deloitte.com/ru/ru/pages/energy-and-resources/articles/oil-service-market-in-Russia-2015.html#>)
37. Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть», Нефтегазовый двигатель евразийской интеграции, (доступно по ссылке [https://www.rosneft.ru/press/news\\_about/item/183361/](https://www.rosneft.ru/press/news_about/item/183361/))
38. Neftegaz.RU, Kerui Group поставит Роснефти нефтесервисное оборудование для проекта в Нягани 04.07.2017 (доступно по ссылке <http://neftegas.ru/news/view/162634-Kerui-Group-postavit-Rosnefti-nefteservisnoe-oborudovanie-dlya-proekta-v-Nyagani>)
39. НАНС, Китайская Jereh намерена открыть в России производство нефтегазового оборудования, 19.11.2015 (доступно по ссылке <https://nangs.org/news/industry/kitajskaya-jereh-namerena-otkryt-v-rossii-proizvodstvo-neftegazovogo-oborudovaniya-3789>)
40. Техническое задание на технологическое направление в рамках Постановления Правительства РФ №1312. «Разработка и серийное производство высокопроизводительного комплекса для большеобъемных и многостадийных гидроразрывов нефтяных и газовых пластов, в том числе при разработке трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов».
41. Стратегическая замена, Основные направления программы импортозамещения в нефтяной отрасли, Сибирская нефть, № 130, апрель 2016 (доступно по ссылке <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/554/1113021/>)
42. ЖУРНАЛ «ПРОНЕФТЬ», Первые результаты испытаний роторно-управляемых систем российского производства, 28.12.2016 (доступно по ссылке <http://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/776/13452/>)

43. РБК, Минприроды признало санкции основанием для изменения лицензий, 21.08.2017, (доступно по ссылке <http://www.rbc.ru/business/21/08/2017/599a9fc99a79475710f3e2fa?from=mai>)
44. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года (проект, версия 12 сентября 2016 года) (доступно по ссылке <http://www.rosnedra.gov.ru/article/8743.html>)
45. Oil&Gas Journal Russia, Удержать Салым, Интервью с начальником управления геологии и разработки Salym Petroleum Development Яковом Волокитиным