



# География – это судьба

## Инвестиционная привлекательность нефтедобывающей отрасли в регионах РФ

СЕРГЕЙ ТИХОНОВ

«Нефтегазовая Вертикаль»

Знаменитая фраза, приписываемая Наполеону, вынесенная здесь в заголовок, как нельзя лучше подходит в качестве общей характеристики оценки перспектив проектов нефтедобывающих компаний и привлечения в них инвестиций в разных регионах нашей страны. «Черное золото» остается уже не первое десятилетие основным источником доходов от российского экспорта, но при этом его привлекательность для потенциальных инвесторов по-прежнему находится, как принято выражаться, в красной зоне, то есть связана с умеренными, а иногда и повышенными рисками. Причины этого можно найти как общие, характерные для развития отрасли в целом, так и местные, относящиеся к экономическим и историческим особенностям жизни регионов, а также их географическому положению.

На протяжении уже очень долгого времени основным регионом производства нефти в нашей стране является Западная Сибирь. За ней следуют нефтедобывающие районы Европейской части России, Восточная Сибирь и Дальний Восток. В процентном соотношении за 2017 год доли этих регионов от об-

щей суммы добычи составили 57,3% – Западная Сибирь, 29,9% – Европейская часть, 12,8% – Восточная Сибирь и Дальний Восток. В российском экспорте доля нефти и нефтепродуктов в 2017 году превысила 42%. Отрасль считается одной из самых развитых и определяющей для экономики России,

однако, что касается инвестиций, привлекательность разных регионов страны в этом смысле неоднородна. Причем кризис перепроизводства «черного золота» на мировом рынке значительно снизил приток новых вложений в нефтедобывающие проекты, а падение котировок барреля сделало многие из них нерентабельными. В декабре прошлого года министр энергетики РФ Александр Новак сказал, что достигнуть уровня вложений в отрасль 2014 года получится лишь к 2020 году.

**Достигнуть уровня вложений в нефтяную отрасль 2014 года получится лишь к 2020 году**

## ОБЩИЕ ФАКТОРЫ

Несомненно, что самым главным событием прошлого и текущего года стала стабилизация цен на нефть выше \$60/барр в результате действия соглашения ОПЕК+ о сокращении добычи. Положительный эффект от роста цен на нефть сложно переоценить, и фактически все нефтедобывающие регионы ощутили это влияние. Незатронутыми оказались лишь потенциальные проекты на шельфе Арктики, для которых даже нынешняя цена барреля оказалась недостаточной. Еще одним важным положительным, пусть и не таким явным, действием соглашения ОПЕК+ для отечественной нефтяной отрасли стала возможность передышки в решении некоторых насущных проблем, образовавшихся в результате как внутренних экономических процессов, так и изменения внешнеполитической конъюнктуры. Падение добычи в Западной Сибири, изменение системы налогообложения, необходимость создания новых технологий для добычи ТРИЗ, выполнение программы импортозамещения – эти проблемы не стали менее важными, но в результате регулируемого сокращения добычи нефти крайние сроки их решения сдвинулись. Проще говоря, у нефтедобывающих компаний образовалось больше времени для оптимизации своей работы в новых условиях, а у правительства – на принятие взвешенных решений.

Еще одним важнейшим фактором, повлиявшим на отечественную нефтегазовую отрасль и, соответственно, на привлечение в нее инвестиций, стали санкции, примененные к нашей стране со стороны ЕС и США. По мнению заместителя директора аналитического департамента «Альпари» Натальи Мильчаковой, «сам по себе факт санкций повлиял на всю страну: западные технологии стали менее доступны российской нефтяной отрасли. А санкции вместе с кризисом привели к тому, что в 2016–2017 годах, по данным Минэнерго, в России не запустили в экс-

плуатацию ни одного значимого месторождения газа. Однако прямого ущерба от санкций не понес практически никто. Заморожен ряд проектов за Полярным кругом, на шельфе, но низкие цены на нефть в 2014–2016 годах в любом случае заставили бы нефтяников отложить такие проекты. «Газпром нефть» и НОВАТЭК тем не менее свои проекты по разработке сложных месторождений и строительству завода СПГ осуществили, даже несмотря на санкции. А важным последствием санкций для всей России стало изменение налогового климата и замена в ряде регионов НДС на НДД, так что санкции в определенной степени привели даже к благоприятным последствиям для отрасли».

Однако стоит отметить, что у антироссийских санкций есть не только прямое действие – ограничение доступа к технологиям или финансированию, но и косвенное влияние. Как пояснил директор Московского нефтегазового центра ЕУ, Денис Борисов, «известно, что технологические ограничения, введенные рядом иностранных государств в отношении российской нефтяной отрасли, напрямую касаются лишь арктических проектов, глубоководного шельфа и сланцевой нефти. Поэтому в региональном аспекте существенное сокращение инвестиций (по сравнению с первоначальными планами) затронет только Арктику. Однако текущая ситуация осложняется сохраняющейся неопределенностью относительно того, будут ли распространены ограничительные меры (и если да, то в каком объеме) технологического характера на другие активы, что создает дополнительные риски для инвестиций. Также остаются риски ужесточения финансовых запретов, которые могут оказывать влияние на стоимость капитала и соответственно ожидаемую рентабельность инвестиций».

**Важнейшим фактором, повлиявшим на отечественную нефтегазовую отрасль и, соответственно, на привлечение в нее инвестиций, стали санкции**

Определенности для инвесторов не добавляет и метания правительства в налоговой сфере. И если с налогообложением нефтедобычи сейчас есть хоть какая-то конкретика – пилот НДД запускается с 2019 года, а все льготы разом никто отменять не собирается, – то с неразрывно связанной с нефтедобычей областью нефтепереработки пока ничего не ясно. Учитывая, что в 2017 году более 85% всей добытой в России нефти было произведено ВИНК, которым также принадлежат нефтеперерабатывающие заводы и сети АЗС, то предложения, пусть и отклоненные, прекратить дотировать

нефтепереработку и завершить налоговый маневр в текущем году никак не улучшают инвестиционный климат в отрасли (см. «Отраслевая структура добычи нефти по группам компаний»). А если принять во внимание разразившийся прошедшей весной бензиновый кризис, где прозвучали угрозы повысить экспортную пошлину, то можно предположить, что ВИНК в определенной степени почувствовали себя заложниками непростой в целом экономической ситуации в стране. Аналогично этому, хотя может и в меньшей степени, на инвестиции в нефтедобычу влияли долгие переговоры Минэнерго, Минфина и нефтедобывающих компаний по НДД, когда было абсолютно не ясно, в каком виде и для каких месторождений новый налог будет применяться, а также существовала неопределенность с уже существующими льготами на добычу нефти. Теперь, когда вопрос с пилотом НДД в 2019 году вроде бы решен, остается непонятным будущее проектов из регионов, где новая система налогообложения не применяется, и месторождений Западной и Восточной Сибири, которые не подошли для пробного запуска НДД по параметрам.

## ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

Регион уже не одно десятилетие является главной отечественной нефтедобывающей площадкой. В 2017 году здесь добыли 313,5 млн тонн нефти. Основная проблема – это падение добычи «черного золота» с середины первого десятилетия нашего века, в первую очередь в Ханты-Мансийском автономном округе, где сосредоточены крупнейшие, но уже истощенные и обводненные месторождения. Причем в некоторые годы, например в 2016-м, это падение удавалось остановить, но все же добыча постепенно сокращается (см. «Добыча нефти в Западной Сибири, 2013–2017 гг.»). Стоит отметить, что обводнение многих старых месторождений, например в ХМАО, превысило 95%, а экономика добычи на таких участках значительно хуже, поэтому, даже несмотря на рост котировок барреля, их рен-

табельность остается под вопросом, и, естественно, вложения в проекты, включающие в себя подобные участки недр, никак не могут считаться надежными инвестициями. В 2017 году для своих обводненных месторождений четыре крупнейшие нефтяные компании России – «Роснефть», ЛУКОЙЛ, «Газпром нефть» и «Сургутнефтегаз» – пытались получить льготы. Чуть позднее с аналогичной просьбой в Минэнерго обратилась «РуссНефть». Результат известен – льготы (скидка около 25–30% от НДС) были предоставлены для крупнейшего в России Самотлорского месторождения, разрабатываемого «Роснефтью», обводненность которого достигает 97%. Причем остальным компаниям было обещано, что их заявки будут рассмотрены по результатам эксперимента на Самотлоре.

**Ситуация осложняется сохраняющейся неопределенностью относительно того, будут ли распространены ограничительные меры технологического характера на другие активы, что создает дополнительные риски для инвестиций**

Льготы по сей день остаются одним из главных стимулов для вложений средств в нефтедобывающие проекты. Это касается всех регионов России. Для Западной Сибири льготы играют важнейшую роль, поскольку позволяют сохранять рентабельность добычи на истощенных и малых месторождениях, а также трудноизвлекаемой нефти в пластах с низкой проницаемостью и тюменской свиты.

Еще одним положительным фактором для нефтедобывающих западносибирских проектов может

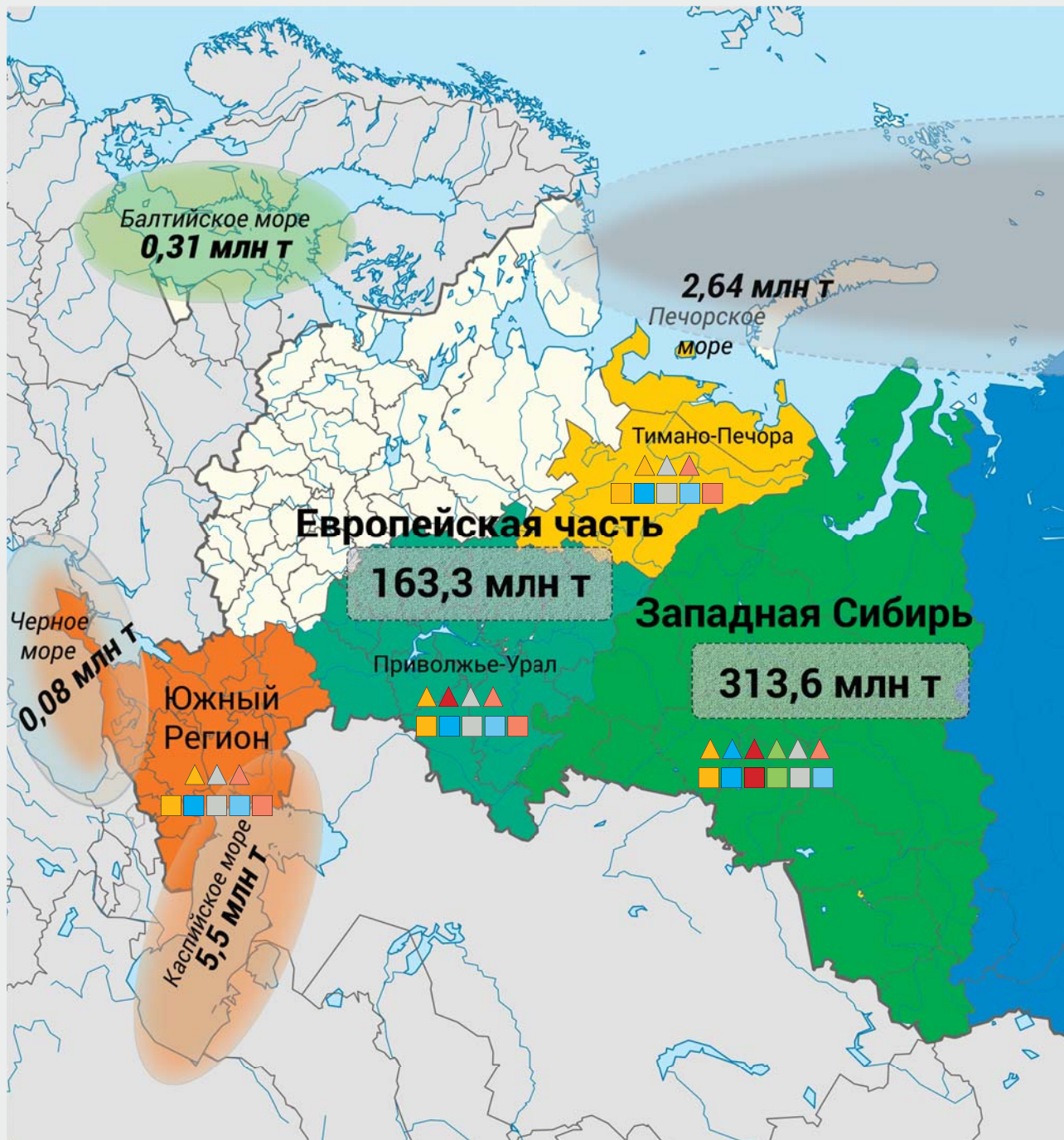
## ОТРАСЛЕВАЯ СТРУКТУРА ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ГРУППАМ КОМПАНИЙ



Источник: Минэнерго РФ

## ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ ФАКТОРЫ

- Санкции ▲
- Падение добычи ▲
- Отсутствие технологий ▲
- Обводненность ▲
- ТРИЗ и нетрадиционные запасы ▲
- Отсутствие инфраструктуры ▲
- Несовершенство налоговой системы ▲





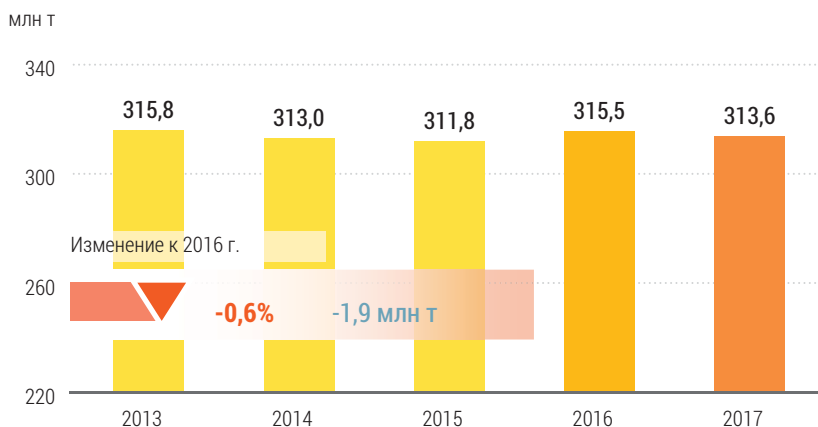
## ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ ФАКТОРЫ

- Рост цен на нефть
- Развитая инфраструктура
- НДД
- Экспорт в Китай
- Льготы
- Новые проекты
- Рост/стабилизация добычи



Источник: Составлено автором

## ДОБЫЧА НЕФТИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, 2013–2017 гг.



Источник: Минэнерго РФ

стать запуск с 2019 года пилота НДД для действующих месторождений региона с выработанностью от 10 до 80% и новых месторождений с выработанностью менее 5% с совокупными запасами не более 50 млн тонн. Последнее может привлечь инвестиции в разработку средних месторождений, на которые до некоторого времени не особо обращали внимание крупнейшие компании, занимаясь освоением «нефтяных морей» региона. Что касается первого, то применение НДД к уже действующим участкам должно увеличить рентабельность добычи на них и, как следствие, сделать их более привлекательными для инвестиций.

**Обводнение многих старых месторождений, например в ХМАО, превысило 95 %, а экономика добычи на таких участках значительно хуже**

Как сказал Денис Борисов, не стоит забывать, что НДД с 2019 года будет применяться в отношении различных групп месторождений, и в каждом случае его результаты будут напрямую зависеть от внешней конъюнктуры (цены, курс), которая влияет на степень привлекательности нового налогового режима по сравнению с существующими условиями. Пока с уверенностью можно говорить, что дополнительный объем инвестиций будет направлен для месторождений третьей группы (браунфилды Западной Сибири и Коми с суммарным объемом 15 млн тонн в год), что позволит увеличить добычу на этих проектах.

Из факторов, позитивно влияющих на привлечение средств в нефтедобывающие проекты

региона, также нужно отметить увеличение российского экспорта нефти в Китай, которое затронуло и Западную Сибирь, пусть и не так серьезно, как Восточную Сибирь и Дальний Восток. Если в целом для нефтяной отрасли нашей страны разворот части западносибирской нефти на Восток некоторыми экспертами оценивается неоднозначно, то для развития нефтедобывающих проектов региона и привлечения в них дополнительных средств это, несомненно, плюс. Хотя бы потому, что Поднебесная закупает нашу нефть по более высокой цене, нежели Европа. Из самого факта экспорта западносибирской нефти в Китай можно увидеть преимущества географического положения региона. Практически равная удаленность региона от рынков сбыта на Востоке и на Западе, а также уже созданная инфраструктура позволяют безболезненно отправлять западносибирскую нефть в обоих направлениях. Причем для стабилизации или даже роста добычи «черного золота» здесь есть ресурсный потенциал, но пока нет инструментов для его раскрытия.

На территории Западной Сибири огромное количество запасов относятся к категории ТРИЗ. В первую очередь, речь идет о знаменитой баженовской свите, богатства которой оцениваются, по самым скромным подсчетам, в несколько десятков миллиардов тонн извлекаемых запасов нефти. Разработка бажена упирается в отсутствие технологий добычи, которых нет ни у нас, ни на Западе. Причем проблему нельзя решить просто предоставлением дополнительных налоговых льгот добывающим компаниям, поскольку для начала требуется создать технологии и их апробировать. Процесс создания инноваций сложен и включает в себя много этапов от идеи до непосредственно производства, и здесь без помощи государства, как в плане финансирования, так и в плане налоговых преферен-

ций для привлечения дополнительных инвестиций, не обойтись. Если в разработке баженовской свиты удастся совершить технический прорыв, привлекательность Западной Сибири для финансовых вложений увеличится в разы.

## ЕВРОПЕЙСКАЯ ЧАСТЬ РОССИИ

Второй по объему добычи нефти регион нашей страны, как правило, делят на три части: Тимано-Печора, Приволжье-Предуралье и Южный регион. С 2012 года добыча нефти в Европейской части России росла, но последние два года стабилизировалась на отметке 163,3 млн тонн (см. «Добыча нефти в Европейской части России, 2013–2017 гг.»). Впрочем, внутри самого региона существуют разнонаправленные тенденции. Снижение добычи на континенте в Тимано-Печоре и в Южном регионе было компенсировано увеличением добычи на шельфе Печорского, Каспийского и Азовского морей. В Приволжье добыча снизилась незначительно (на 0,9%), но в основном в связи с падением производства в Башкирии, которое было большей частью компенсировано увеличением добычи в Татарстане.

**Льготы по сей день остаются одним из главных стимулов для вложений средств в нефтедобывающие проекты**

С точки зрения инвестиционного климата, в Европейской части России присутствуют как общие для всех нефтедобывающих областей факторы, так и свои уникальные особенности каждой из них. Нужно отметить, что антироссийские санкции также оказали здесь отрицательное действие, но все же в меньшей степени, чем на арктическом шельфе или в Западной Сибири. Несомненно, выход ExxonMobile и Eni из проектов по геологоразведке на шельфе Черного моря был крайне неприятен, но совсем не смертелен для наших компаний, продолживших работу уже без участия западных гигантов. Также показателен пример проекта по разработке доманиковых отложений, который наша «Роснефть» первоначально планировала реализовывать с BP, но последняя из-за санкций отказалась от участия в нем. В результате ее место заняла норвежская Statoil, изменив формулировки и переименовав прежде именовавшиеся запасы сланцевой нефти в доманиковые отложения известняковой породы. Впрочем, это не отменяет негативного влияния санкций на инвестиционный климат в регионе. Неопределенность, связанная с поэтапным ужесточением запретов Запада

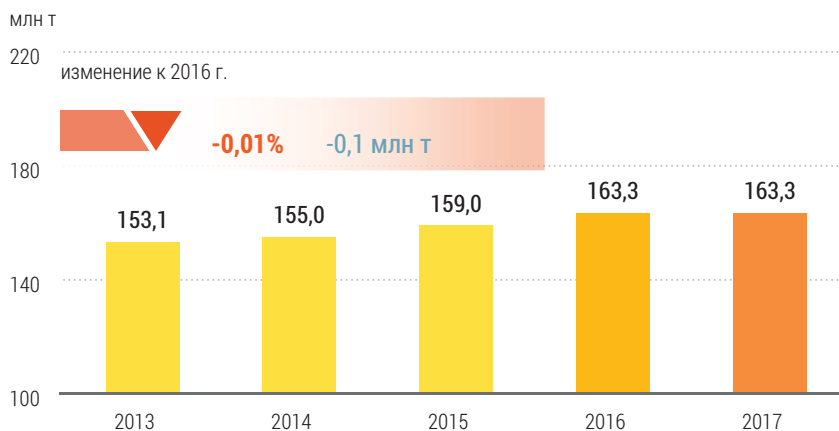
на участие – как техническое, так и финансовое – в российских проектах, делает возможные инвестиции в отечественную нефтедобычу весьма рискованными. Например, в той же Statoil признавались, что в связи с санкциями у них нет уверенности, что начатые в России проекты удастся довести до конца.

**Практически равная удаленность региона от рынков сбыта на Востоке и на Западе, а также уже созданная инфраструктура позволяют безболезненно отправлять западносибирскую нефть в обоих направлениях**

Кроме того, для Тимано-Печоры и особенно для Поволжья и Приуралья инвестиционная привлекательность осложняется качественными характеристиками добываемой там нефти. Здесь производится много сернистой и высокосернистой нефти. И главная проблема сейчас совсем не в ее добыче, а в сложностях переработки. В России пока нет достаточных мощностей для этого, и большую часть такого продукта запускали в трубу «Транснефти», где он смешивался с малосернистой нефтью из других регионов, в результате чего получалась смесь Urals, идущая на экспорт в Европу. Однако в последние годы, в первую очередь, из-за увеличения экспорта в Китай и перенаправления части экспортных потоков из Западной Сибири на Восток, критически повысился уровень серы в Urals, что уже не раз вызывало недовольство европейских потребителей. В качестве решения проблемы предлагается несколько вариантов: выделение специального сернистого экспортного потока, строительство и модернизация НПЗ для переработки высокосернистой нефти, а также создание банка нефти. Но любой из этих путей потребует дополнительных расходов со стороны компаний, добывающих такую нефть, или приведет к выпадению части их доходов. То есть в итоге понизит рентабельность, что соответственно отразится на инвестиционных программах нефтедобывающих проектов в регионе. Избежать развития подобного сценария возможно, но для этого потребуются вмешательство государства и, по-видимому, предоставление дополнительных налоговых преференций.

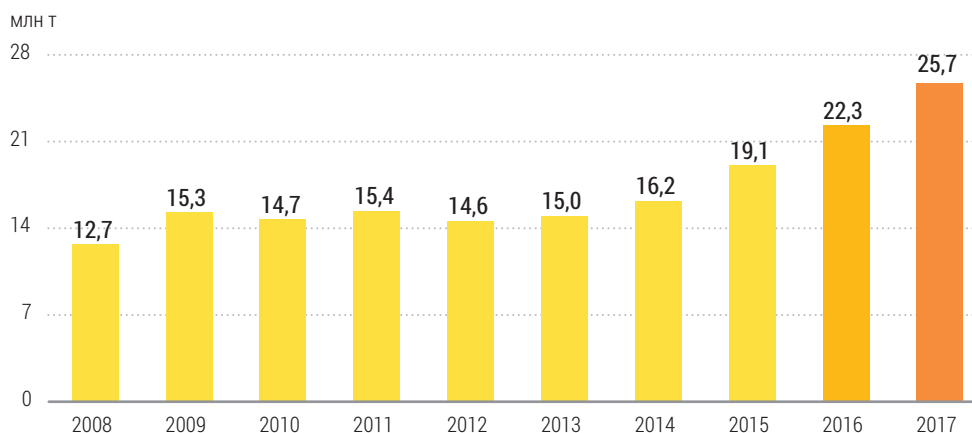
Налоговые льготы предоставляются в Европейской части России и сейчас, но у них есть некоторые особенности. Во-первых, здесь сосредото-

## ДОБЫЧА НЕФТИ В ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ, 2013–2017 гг.



Источник: Минэнерго РФ

## ДОБЫЧА НЕФТИ НА ШЕЛЬФЕ, 2008–2017 гг.



Источник: Минэнерго РФ

ны все действующие шельфовые проекты в РФ, кроме Охотского моря, которые, естественно, попадают в категорию льготлируемых (см. «Добыча нефти на шельфе, 2008–2017 гг.», «Добыча нефти на шельфе по компаниям»). Во-вторых, в Тимано-Печоре и Приволжье находится большая часть эксплуатируемых месторождений высоковязкой нефти, добыча которой также имеет льготы. В-третьих, большинство крупных месторождений Поволжья и Урала уже выработаны, и для них также предоставляются налоговые льготы. И напоследок нужно отметить, что в Татарстане разрабатывается множество небольших месторождений малыми нефтяными компаниями (по данным «АссоНефть» 67 месторождений с объемом запасов в 200 млн тонн разрабатывают 32 компании),

которые получили льготы от региона на период становления. Причем в 2017 году они добыли 7,25 млн тонн нефти из 35,8 млн тонн произведенных в Татарстане, и именно их эффективная работа позволила не допустить падения добычи в республике.

Учитывая разнообразные льготы, присутствие малых компаний и инструментов их поддержки, шельфовые проекты, а также наличие в Европейской части России развитой транспортной инфраструктуры, для потенциальных инвесторов здесь могли бы быть идеальные условия, но санкции, неопределенность с экспортом и переработкой высокосернистой нефти служат тормозом для привлечения средств в нефтедобывающие проекты региона.



## ДОБЫЧА НЕФТИ НА ШЕЛЬФЕ ПО КОМПАНИЯМ

	2017 г.		±% к 2016 г.
На шельфе Охотского моря	17,21	↓	-1,2
«Эксон Нефтегаз Лимитед» («Сахалин-1»)	9,20	↑	+2,5
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» («Сахалин-2»)	5,81	↑	+5,4
ЗАО «РН-Шельф Дальний Восток»	1,40	↓	-38,6
ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз»	0,70	↑	+26,8
ООО «Газпром добыча шельф»	0,11	↓	-9,0
На шельфе Каспийского моря	5,50	↑	+142,6
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»	5,50	↑	+ 142,6
На шельфе Печорского моря	2,64	↑	+22,6
ООО «Газпром нефть шельф»	2,64	↑	+22,6
На шельфе Балтийского моря	0,31	↓	-12,2
ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»	0,31	↓	-12,2
На шельфе Черного моря	0,04	↓	-12,0
КРП «Черноморнефтегаз»	0,04	↓	-12,0
На шельфе Азовского моря	0,04	↑	+299,7
ООО «НК «Приазовнефть»	0,04	↑	+299,7

Источник: Минэнерго РФ

## ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК

И наконец, третий по объемам добычи и самый большой по размерам регион России, в котором в 2017 году было произведено 69,9 млн тонн нефти. На протяжении уже пяти лет этот регион является главным драйвером прироста добычи нефти в нашей стране (см. «Добыча нефти в Восточной Сибири и Дальнем Востоке, 2013–2017 гг.»). Стоит сразу отметить, что пилот НДД предусматривает участие в нем гринфилдов Восточной Сибири с выработанностью менее 5%. Помимо этого, в регионе предусмотрены льготы по экспортной пошлине и для труднодоступных месторождений. Здесь так же, как и в других регионах, есть общие проблемы с санкциями, добычей ТРИЗ, отсутствием некоторых технологий, которые еще усугубляются не до конца созданной инфраструктурой и тяжелыми климатическими условиями. Однако, чтобы не повторяться, стоит остановиться на других моментах, которые в данном случае неразрывно связаны с географическим положением региона.

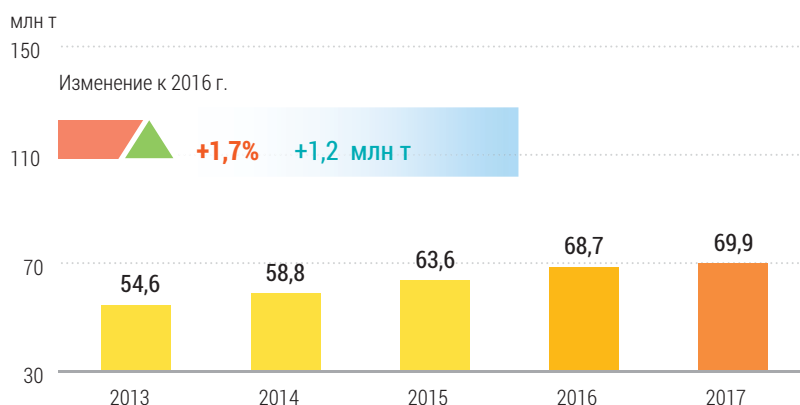
Месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока – главная ресурсная база нашего экс-

порта «черного золота» в Китай. В прошлом году в Поднебесную Россия поставила 59,7 млн тонн нефти, и в перспективе эти объемы продолжат расти. Компания «Транснефть» в ближайшие два года планирует расширить пропускную способность двух веток ВСТО суммарно до 130 млн тонн в год. Причем на руку нефтяникам может сыграть и готовящаяся газовая экспансия «Газпрома» в страны АТР.

### Месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока – главная ресурсная база нашего экспорта «черного золота» в Китай

По словам Натальи Мильчаковой, «Китаю импорт нефти из России обходится дешевле, чем из стран Ближнего Востока, прежде всего потому, что Россия – сосед и с Китаем ее связывают трубопровод ВСТО и отвод от него на Китай (нефтепровод

## ДОБЫЧА НЕФТИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ, 2013–2017 гг.



Источник: Минэнерго РФ

Сковородино – Мохэ). Выигрывают от экспорта нефти в Китай регионы Восточной Сибири и Дальнего Востока. К тому же газопровод «Сила Сибири» пройдет через Якутию, Иркутскую область, Амурскую область и Приморский край. Инвестиции в нефтегазовые проекты могут начать увеличиваться, так как у Китая есть планы существенно наращивать потребление природного газа, в том числе путем замены традиционных поставщиков. Значит, следует ожидать прироста инвестиций в нефтегазовые месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока».

**Развитие здесь нефтедобывающих проектов в большой степени зависит от внешних факторов, в первую очередь, от спроса на нефть в Китае и его выбора в пользу российского экспорта**

Если учитывать, что для поддержания качества Urals малосернистую западносибирскую нефть целесообразней отправлять на Запад, чтобы не терять рынки Старого Света, то потенциал для инвестиций в Восточную Сибирь и Дальний Восток кажется достаточно высоким. Также нужно отметить, что к данному региону большой интерес проявляют китайские и японские компании, которые в меньшей степени обращают внимание на санкционные запреты ЕС и США.

В результате вырисовывается достаточно привлекательная для прироста инвестиций картинка,

которую портит лишь одно – развитие здесь нефтедобывающих проектов в большой степени зависит от внешних факторов, в первую очередь, от спроса на нефть в Китае и его выбора в пользу российского экспорта. Причем, как уже неоднократно отмечалось в публикациях на эту тему, конкуренция на китайском рынке нефти будет только расти и помимо России и Ближнего Востока за поставки нефти в Поднебесную уже готовы побороться США. У нас есть несомненные географические преимущества перед конкурентами, но вполне возможно допустить, что наращивание объемов экспорта будет связано с большими сложностями и уже не такими благоприятными для отечественных компаний условиями поставок.

### РИСКИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Подводя итоги можно констатировать, что все три укрупненных нефтедобывающих региона находятся в приблизительно равных условиях в смысле привлечения инвестиций, несмотря на действие в каждом из них ряда уникальных факторов, связанных чаще всего с географическим положением и геологией. Чуть более предпочтительным выглядит потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока, но, как уже было сказано, такое впечатление создается в связи с надеждами на рост экспорта в Китай, а не какими-то исключительными внутренними условиями.

Главным внутренним российским инструментом повышения инвестиционной привлекательности стали льготы. Это касается всех без исключения регионов. Причем пилотный запуск НДД мало что изменит в создавшемся положении, поскольку охватывает слишком малую часть нефтедобычи в стране, но возможно ука-

жет новый более эффективный путь налогообложения отрасли. К льготам же отношение совсем не однозначное.

**Если переход на НДД будет носить ограниченный характер, то рассмотрение вопросов по дополнительному стимулированию вовлечения в разработку «сложных» запасов является целесообразным**

Например, Наталья Мильчакова считает, что «скорее всего, льготы потребуются всем молодым месторождениям, находящимся в сложных условиях. В первую очередь, речь идет о месторождениях Западной Сибири, Коми, Восточной Сибири и молодых месторождениях легкой нефти, в том числе залегающей на шельфе. Что касается налоговых льгот для истощенных месторождений, здесь стоит задуматься: зачем предоставлять льготы месторождениям, где нефть скоро будет вычерпана? Это создает только дополнительную нагрузку на бюджет, а эффект для экономики минимален. В принципе, новый закон об НДД достаточно оптимально распределяет налоговые льготы между разными группами месторождений, кроме того, у одной группы есть еще и льготы по экспортной пошлине, поэтому во введении дополнительных налоговых льгот для нефтяной отрасли нет необходимости».

С этим не согласен Денис Борисов. «По моим оценкам, на сегодняшний день доля «льготной» добычи в России составляет порядка 30%, что является следствием особенностей действующей налоговой системы (привязка ключевых налогов к выручке и как следствие необходимость выравнивания неоднородности затрат по проектам через горно-геологические характеристики). Как следствие, если переход на НДД будет носить ограниченный характер, то рассмотрение вопросов по дополнительному стимулированию вовлечения в разработку «сложных» запасов (в т. ч. посредством новых льгот, например, для применения современных МУНов) является целесообразным», – говорит он.

Применение НДД для ряда месторождений в 2019 году, несомненно, позитивный сигнал для инвесторов, но, с другой стороны, его точечное, ограниченное введение лишь еще больше увеличивает неопределенность в сфере налогообложения отрасли. Относительно будущего нового налога

пока ничего не ясно. «Что касается переноса НДД на другие регионы, то это требует детального анализа и правильного подбора параметров, дабы одна из ключевых целей (рост КИН по стране) была достигнута», – считает Денис Борисов.

Также нужно сказать, что серьезным плюсом для повышения инвестиционной привлекательности стало бы стимулирование развития малых и независимых нефтедобывающих компаний. Это подтверждает успешный опыт Татарстана и Иркутской нефтяной компании, ставшей уже чем-то вроде выставочного экспоната, подтверждающего существование успешного независимого сегмента в нефтедобыче. Гигантские проекты требуют гигантских инвестиций, которые по карману только крупнейшим игрокам на рынке. Учитывая происходящие процессы в отечественной нефтяной отрасли, истощение традиционных месторождений и при этом наращивание добычи, ВИНК еще предстоит серьезно заниматься освоением шельфа, добычей сланцевой нефти и разработкой ТРИЗ. Но в России уже сейчас остается громадный фонд малых месторождений, который не интересен крупнейшим нефтедобывающим компаниям. Парадокс в том, что на разработку малых месторождений, менее 5 млн тонн, существуют льготы, которые устроили бы ВИНК, но они недостаточны для малых и средних нефтедобывающих компаний, которым могло бы быть выгодно разрабатывать эти небольшие участки.

**Серьезным плюсом для повышения инвестиционной привлекательности стало бы стимулирование развития малых и независимых нефтедобывающих компаний**

Если отбросить внешние факторы, не обязательно негативные, – антироссийские санкции, колебания курса нефти и потенциал экспорта в Китай, – главной проблемой инвестиционной привлекательности отечественных нефтедобывающих регионов является неопределенность в области налогообложения. За последние 10 лет государством слишком часто менялись правила игры. И даже сейчас, когда вроде бы есть некоторая конкретика по срокам налогового маневра и введения пилота НДД, в будущем налогообложения отрасли существует слишком много «неизвестных». А для инвестиций невозможность четкого планирования затрат и доходов приравнивается к повышенному риску. ❗