



ОНД НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗ ПОД САНКЦИЯМИ: ОСНОВНЫЕ УГРОЗЫ ДЛЯ ОТРАСЛИ

ЭКСПЕРТНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД



МОСКВА
Март 2015 г.

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗ ПОД САНКЦИЯМИ: ОСНОВНЫЕ УГРОЗЫ ДЛЯ ОТРАСЛИ

Март 2015 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ. САНКЦИИ – ЭТО НАДОЛГО?.....	3
Примененные против РФ санкции.....	5
Введенные США и Канадой секторальные санкции.....	5
Введенные Европейским Союзом секторальные санкции.....	11
ОГРАНИЧЕНИЕ ДОСТУПА К РЫНКАМ КАПИТАЛА: ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ.....	18
Долговая нагрузка «Роснефти».....	20
Долговая нагрузка «НОВАТЭК».....	22
Долговая нагрузка «Газпром нефти».....	24
Долговая нагрузка «ЛУКОЙЛа».....	26
Долговая нагрузка «Газпрома».....	27
Долговая нагрузка «Транснефти».....	29
«Сургутнефтегаз» как уникальный случай для российского нефтегаза.....	30
КЕЙС «ЯМАЛ СПГ»: ОСТАНОВЯТ ЛИ САНКЦИИ ОДИН ИЗ САМЫХ АМБИЦИОЗНЫХ РОССИЙСКИХ ПРОЕКТОВ?.....	33
Финансовые санкции против проекта.....	33
Госфинансирование «Ямала СПГ».....	37
Технологические санкции против проекта.....	38
ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ ПОСЛЕ САНКЦИЙ.....	41
ПРОЕКТЫ ПО ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ. КООПЕРАЦИЯ С НЕРЕЗИДЕНТАМИ НА СУШЕ. ПРОБЛЕМЫ ИМПОРТОЗАМЩЕНИЯ В ОТРАСЛИ И СУДЬБА СЕРВИСНОГО БИЗНЕСА.....	58
ЕСТЬ ЛИ ЖИЗНЬ ПОСЛЕ САНКЦИЙ?.....	71



ВВЕДЕНИЕ. САНКЦИИ – ЭТО НАДОЛГО?

В 2015 году нефтегазовая промышленность оказалась в новых для себя реалиях. Откладывая многие годы решение целого ряда болезненных вопросов, она столкнулась с ситуацией, когда переносить их и дальше невозможно – это может привести к обвальному падению добычи нефти. Но теперь реализовать много раз озвученные планы будет на порядок сложнее. И прежде всего по причине введенных в 2014 году санкций. Сформулированы серьезные ограничения на доступ российских нефтяных компаний к кредитным ресурсам. Запрещено партнерство с Россией по новым шельфовым проектам и в области добычи трудноизвлекаемой нефти. Западные концерны тут же заняли по большей части выжидательную позицию. Санкции имеют и другое измерение. Осложнение экономической ситуации из-за экономического противостояния с Западом тут же поставило вопрос о том, как закрывать бюджетные дыры – и взоры финансовых ведомств опять обратились к нефтегазу как наиболее простому источнику денег для казны. В итоге 2015 год отрасль встретила с так называемым маневром, который стал еще одной конфискацией средств из бюджетов нефтегазового комплекса. Да и падение цен на нефть также можно рассматривать как часть санкционной политики.

Таким образом, **санкции сформировали новую реальность для российского нефтегаза. При этом быстро сняты не будут.** Перемирие в Донбассе по итогам минских переговоров не должно вводить в заблуждение.

Действительно, «здесь и сейчас» остановлена эскалация военно-политического конфликта с потенциальным прямым вовлечением в него военных машин НАТО и РФ. Однако на фундаментальные уступки Россия не идет ни по Донбассу (не соглашаясь отдать контроль Киеву над официальной границей РФ и Украины), ни тем более по Крыму или по вопросу сохранения режима Владимира Путина. Поэтому и США не собираются отказываться от жесткого курса. Говоря метафорически, за отводом военной техники в Донбассе не следует «отвод оружия санкций».

Обещания новых санкций не прерываются ни на неделю. Уже после подписания минских договоренностей о возможности новых санкций заявили А. Меркель, госсекретарь США Дж. Керри и глава Европейского совета, польский экс-премьер Дональд Туск. Премьер Финляндии Александр Стубб заявил, что «Евросоюз может заморозить отношения с Россией, если согласованное в Минске перемирие на Украине провалится». Выглядело это заявление скорее как способ для самой Финляндии избавиться от имиджа противника ужесточения санкций.

В самом начале марта 2015 года Б. Обама продлил на год антироссийские санкции, введенные в марте 2014 года в связи с Крымом. Эти санкции первой волны имели не экономический, а сугубо персональный характер, затронув ряд высокопоставленных политиков, чиновников и бизнесменов РФ. В частности, в черном списке Вашингтона



тогда оказались глава администрации президента Сергей Иванов, его заместитель Алексей Громов, спикер Госдумы Сергей Нарышкин, лидер «Справедливой России» Сергей Миронов, ряд сенаторов и депутатов Госдумы. Из бизнесменов и менеджеров под удар попали братья Ротенберги, Юрий Ковальчук, Геннадий Тимченко, Владимир Якунин. Но персональный характер санкций (то есть их «мягкость») не должен вводить в заблуждение. Это все равно продление санкций, это явный знак о готовности США продолжать давление на Москву.

Тем более что еще через несколько дней через американские СМИ было сообщено об уровне уже вполне экономических потерь конкретных банков, принадлежащих лицам, попавшим в первый санкционный список. По информации WSJ, на американском счету банка «Россия» заблокировано 572 млн долл., сообщили в министерстве США. Эта сумма составляет 10% от всех активов, согласно данным 2013 года. Также блокировке подверглись счета СМП-банка, на которых находилось около 65 млн долл. Заморожены и PayPal-аккаунты этих банков.

В этом смысле весьма зловеще смотрится слух, опубликованный Bloomberg в конце февраля 2015 года: речь шла о потенциальной готовности властей США блокировать, замораживать или арестовывать корреспондентские счета уже крупных российских банков с активной работой на международном уровне. Тот же Сбербанк имеет серьезные позиции, например, в странах Восточной Европы.

Европейцы хоть и не поддерживают подобной настрой, однако вынуждены подчиняться воле США. Да, поиск путей к нормализации отношений с Россией продолжается. Однако говорить о возможности снятия европейских санкций также очень и очень рано.

Можно сформулировать **основные спровоцированные санкциями проблемы**: ограничение доступа к кредитным ресурсам и долговая нагрузка российских компаний; вопрос об источнике инвестиций в ситуации падения цен на нефть; зависимость от импортного оборудования и технологий; необходимость запуска новых проектов (прежде всего в области добычи трудноизвлекаемой и шельфовой нефти, а также производства СПГ) в ситуации серьезных затруднений в области партнерства с иностранными компаниями.



ПРИМЕНЕННЫЕ ПРОТИВ РФ САНКЦИИ

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗ ПОД САНКЦИЯМИ:
ОСНОВНЫЕ УГРОЗЫ ДЛЯ ОТРАСЛИ

Введенные США и Канадой секторальные санкции

Американские санкции развивались по нарастающей. Первые секторальные санкции против РФ были введены США в июле 2014 года. Однако имеет смысл сразу анализировать сентябрьский пакет, детализирующий режим санкций в отношении российского бизнеса.

12 сентября 2014 года был принят ужесточенный пакет секторальных санкций против России (**Указ № 13662** в редакции от 12.09.14 г.¹). Управление по Контролю за Иностранскими Активами Казначейства США Treasury's Office of Foreign Assets Control («ОФАС») ввело 4 ограничивающие взаимодействие с российскими контрагентами директивы, касающиеся разных секторов.

Директива №1 касается банковского сектора и запрещает финансирование в любом виде (в том числе реструктуризацию долга, покупку облигаций новых выпусков, размещение ценных бумаг на американском фондовом рынке) сроком *более 30 дней*. Данная директива затрагивает следующие организации (в том числе, дочерние структуры):

- «Банк Москвы»;
- Внешэкономбанк;
- ВТБ;
- Газпромбанк;
- Сбербанк;
- Россельхозбанк.

Директива № 2 касается ограничений финансирования нефтяного сектора. Запрет налагается на предоставление кредитов, покупку облигаций, размещение ценных бумаг на американском фондовом рынке сроком *более 90 дней* следующих компаний (в том числе, дочерних структур):

- «Транснефть»;
- «НОВАТЭК»;
- «Газпром нефть»;
- «Роснефть».

Директива № 3 касается оборонно-промышленного комплекса и запрещает предоставление кредитов или покупку облигаций новых выпусков сроком обращения *более 30 дней* структур «Ростеха» (включая некоторые дочерние предприятия). Основная часть оборонно-промышленных компаний, попавших под санкции, была внесена в указ от 16 июля.

1

Executive Order 13662 of March 20, 2014



Директива № 4 касается технологических ограничений для нефтяного сектора РФ. Согласно указу, американским компаниям запрещен экспорт в любом виде (реэкспорт; прямой или косвенный экспорт) товаров и услуг (за исключением финансовых – см. Директиву № 2), технологий для разведки и добычи на глубоководных проектах, для разработки шельфов арктических морей, а также сланцевых проектов следующим компаниям:

- «Газпром нефть»;
- «Газпром»;
- «ЛУКОЙЛ»;
- «Роснефть»;
- «Сургутнефтегаз».

При этом любая попытка уклонения или избегания данных директив американскими компаниями строго запрещается без соответствующего «особого разрешения» или специально выданной лицензии.

Директива № 1 от 12 сентября ужесточена по сравнению с аналогом от 16 июля 2014 г.: ограничение на финансирование банковского сектора сократилось с 90 до 30 дней. Список корпораций пополнился: в июле под секторальные санкции попали «Роснефть», «НОВАТЭК», Газпромбанк и ВЭБ, а также предприятия оборонного комплекса («Алмаз-Антей», «Ижмаш», «Калашников», НПО «Базальт», «Уралвагонзавод», КБ приборостроения, НПО Машиностроения, КРЭТ, «Созвездие»). 29 июля под Директиву №2 попали «Банк Москвы», ВТБ и Россельхозбанк. Также 29 июля под санкции попала «Объединенная судостроительная корпорация».

Директива № 2 по формулировке существенных изменений не претерпела (90 дней). Ограничение финансирования состоит из запрета на предоставление *нового долга (debt) и капитала (equity)*. Термин *debt* включает в себя: облигации, кредиты, гарантии по кредитам, пролонгирование долга, казначейские и коммерческие облигации и пр. Понятие *equity* включает в себя выпуск акций, депозитарных расписок или «любой другой документ, подтверждающий права собственности»². Однако некоторые операции с производными финансовыми инструментами, связанные с новыми выпусками акций или облигаций компаний из санкционного списка, разрешены специальной лицензией General License 1A. Тем не менее, список таких операций также очень узок и требует дополнительного согласования.

Множество вопросов вызвала именно Директива № 4, поскольку формулировка не содержит четких критериев по запретам на экспорт технологий. Совместно с Министерством торговли США от 6 августа 2014 г. были выработаны параметры ограничения на экспорт технологий и услуг, включая:

- бурение;
- геофизику;
- геологию;
- логистические услуги;
- услуги по управлению проектами;
- моделирование и картографию.

Кроме того, на 14 дней выдавалась Генеральная лицензия № 2 (General License 2), которая позволяла завершить операционную деятельность, соглашения по которым

2 <http://www.treasury.gov/resource-center/faqs/Sanctions/Pages/answers2.aspx#sectoral>



были заключены до 12 сентября, в срок до 26 сентября 2014 г. В частности, крайне настоятельно такая рекомендация была дана компании ExxonMobil, осуществлявшей совместную с «Роснефтью» разработку структуры «Университетская-1» на арктическом шельфе.

Министерство энергетики США дает более полное понимание того, насколько серьезны введенные ограничения. Например, глубоководные проекты (deepwater) имеют ограничение в 500 футов (около 152 м.). Для классификации проектов deepwater и ultra-deepwater (сверхглубоководные проекты - например, Мексиканский залив) обычно используются значения в 750 м. и 1500 м. глубины соответственно³.

Кроме того, запрет на прямой или косвенный экспорт вводится не только в случаях, когда экспортер знает о целевом использовании данных технологий (развитие шельфового, сланцевого и глубоководного потенциала РФ), но и в случае, если установить достоверно данный факт не представляется возможным (т.е. если заказчик «не может самостоятельно определить, будет ли элемент использоваться в таких проектах на территории РФ⁴»).

- Список элементов включает (но не ограничивается им) следующее оборудование:
- буровые установки;
- запасные части для горизонтального бурения;
- оборудование для заканчивания скважин;
- оборудование для глубоководных работ;
- оборудование для морских работ (без отсылки к deepwater);
- судовое оборудование, способное работать в арктических условиях;
- обсадные и бурильные трубы;
- запчасти для внутрискваженных работ;
- ПО для гидроразрыва пласта;
- насосы высокого давления;
- оборудование для сейсмических работ;
- дистанционно управляемое оборудование
- компрессоры;
- расширители;
- клапаны и стояки.

Кроме того, получение исключительной лицензии на поставку по указанным в документе законодательным требованиям практически невозможно.

Интересна позиция по поводу интерпретации сейсмических данных американскими компаниями для российских НК. В документе Министерства Торговли указано, что анализ сейсмических и других типов данных не подпадает под термин «технологии», поскольку «не относятся к области разработки, производства или использования указанных товаров или программного обеспечения». Кроме того, интерпретация как таковая не относится к конкретным сведениям, необходимым для эксплуатации, установки, технического обслуживания, ремонта, капитального ремонта, реконструкции или других технологий управления. Однако полученный результат будет являться товаром для российских НК, поэтому «в настоящее время контролируется». Судя по всему, здесь

3 Glossary: EIA, EPA, IEA, ASPO, Schlumberger Oilfield Glossary;

4 Federal Register/Vol. 79, No. 151/Wednesday, August 6, 2014/Rules and Regulations 45677



речь идет именно об услуге по интерпретации данных, а не о предоставлении ПО. С другой стороны, документ отсылает к «некоторым исключениям» по лицензированным ПО для управления месторождениями нефти и газа. Параграф 746.5, который должен прояснить данную позицию, разъясняет лишь факт «ручного управления» указанным сегментом: так, Бюро промышленности и безопасности (Bureau of Industry and Security (BIS) - ведомство Министерства торговли США) может налагать дополнительный запрет на поставку лицензионного ПО «в индивидуальном порядке»⁵. Также BIS в свободном порядке может получать данные сейсморазведки российских НК, что юридически является коммерческой тайной.

На разработку чисто газовых месторождений Директива № 4 не распространяется. Однако, если вместе с получением газа есть вероятность добычи нефти, то проект попадает под санкции.

Трактовка запрета на разработку сланцевых месторождений также требует пояснения. Нетрадиционные углеводороды – широкое понятие, включающее в себя углеводороды с различными типами малопроницаемых нефтенасыщенных коллекторов. Unconventional oil (нетрадиционная нефть) включает в себя как сланцевую нефть, так и глубоководные проекты. Сланцевые коллекторы - коллекторы с материнскими породами (shale oil), а малонепроницаемые нефтенасыщенные песчаные коллекторы часто являются естественным продолжением многих ныне разрабатываемых в России месторождений (tight sand oil/ tar sands). Более того, tight oil легче добыть в краткосрочной перспективе с учетом уже существующих технологий. К тому же, битумные залежи широко распространены в РФ (Баженовская Свита). Разделить два типа нефти (tight & shale oil) крайне непросто, а иногда tight oil и shale oil используются в качестве синонимов. Однако не вся tight oil является shale oil: shale oil добывается именно из сланцевых коллекторов, а tight oil может не затрагивать сланцевые породы. Похожее разъяснение дается американцами: сланцевыми признаются проекты, если добыча нефти происходит непосредственно из сланцевых пород. Если при разработке месторождения не затрагивают сланцевые пласты, а, например, проходят через них, такой проект не относится к категории shale oil.

Понятие «**арктические проекты**» включает в себя два критерия:

1. бурение проводится за пределами суши;
2. географическое местоположение - за Полярным кругом.

При этом арктическими не признаются проекты, включающие горизонтальное бурение с суши, но продолжающиеся под водой в районах, пересекающие Полярный круг.

К США, что вполне естественно, присоединились соседи из Канады. Это объясняется и традиционной зависимостью Канады от США, и большой украинской общиной в Канаде.

Санкции, введенные Канадой в целом максимально приближены к американским и европейским. Так, Положение № SOR/2014-184 от 24 июля 2014 г. предполагает наложение санкций на компании *оборонной промышленности, банковского и нефтяного секторов*.

Положение от 24 июля 2014 года включает в санкционные списки конкретные российские компании. В «первый список» попали компании оборонно–промышленного сектора.

Компаниям из списка запрещено оказывать финансовую помощь, юридические консультации, производить товары для вышеуказанных юридических лиц и пр..

5 Federal Register/Vol. 79, No. 151/Wednesday, August 6, 2014/Rules and Regulations 45677, § 746.5



В список подсанкционных банковских организаций («**Второй список**») были включены Внешэкономбанк и Газпромбанк. Данным компаниям запрещено предоставлять займы, кредиты, покупать облигации или долговые обязательства сроком обращения *более 90 дней*. Также запрещено приобретать акции или другие ценные бумаги, дающие право на долю собственности вышеуказанных банков.

В списке подсанкционных компаний энергетического сектора («**Третий список**»), согласно Положению от 24 июля, значится лишь «НОВАТЭК». Компании запрещено предоставлять кредиты, займы, покупать облигации или долговые обязательства сроком обращения *более 90 дней*. Запрет на «вхождение в капитал» к компании не относится.

6 августа **Положением № SOR/2014-195 «Второй список»** дополнили следующие банки:

- ВТБ;
- «Банк Москвы»;
- Россельхозбанк.

В «*Третий список*» от 6 августа изменений внесено не было.

Положение № SOR/2014-204 от 16 сентября дополнило «*Второй список*» Сбербанком. Кроме того, изменены ограничения по срокам финансирования: от 16 сентября компаниям из этого списка запрещено предоставлять займы, кредиты, покупать облигации или долговые обязательства сроком обращения *более 30 дней*.

«*Третий список*» остался без изменений: «НОВАТЭК» запрещено привлекать долговые средства сроком обращения *более 90 дней*.

Положение № SOR/2014-316 от 19 декабря во многом носит разъяснительный характер. Так, были специализированы финансовые ограничения на 30 и 90 дней для банковского и энергетических секторов. Запрет распространяется на облигации и займы; предоставление кредитов, кредитных гарантий, аккредитивов, банковских чеков, банковских акцептов; краткосрочные дисконтные облигации, казначейские векселя, коммерческие бумаги и другие аналогичные инструменты.

Однако новшества касались введения четких критериев ограничения на экспорт технологий и услуг для нефтегазового сектора РФ. В частности, запрет распространяется на шельфовые проекты, если разработка месторождения проводится на глубине более 500 м.; на разработку и добычу нефти в Арктике; на разработку сланцевых месторождений.

Кроме того, опубликован *список товаров, запрещенных к экспорту*, включающий 19 наименований, среди которых мобильные буровые установки; запчасти для буровых установок; погруженные и полупогруженные буровые платформы; запчасти для гидравлического бурения и самоходного бурового оборудования; запчасти для подъема, перемещения, погрузки/ разгрузки; определенные виды насосов; трубы для нефти и газопроводов (определенного диаметра, сплава, технологии изготовления) и т.д.

Самое последнее **Положение № SOR/2015-39** от 18 февраля 2015 г. затрагивает 17 организаций. «*Третий список*» дополнила компания «Роснефть».



Запрет и разрешения американским компаниям после введения секторальных санкций против РФ

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗ ПОД САНКЦИЯМИ:
ОСНОВНЫЕ УГРОЗЫ ДЛЯ ОТРАСЛИ

МОЖНО:	НЕЛЬЗЯ:
<p>Покупать и продавать существующие акции, ADR/GDR и облигации компаний из "секторального" списка</p>	<p>Инвестировать в новые выпуски облигаций компаний из "секторального" списка, предоставлять им новые кредиты сроком более 90 дней. Рефинансировать существующие долги компаний, если это подразумевает продление кредита более чем на 90 дней</p>
<p>GDR «Роснефти», НОВАТЭКа и ВТБ есть в портфелях многих американских фондов, включая Oppenheimer, Vanguard, Dreyfus, Market Vectors Russia ETF, T. Rowe, Fidelity, Lazard, Bernstein. Евробонды компаний есть в портфелях американских облигационных фондов: например, PIMCO Emerging Markets Corporate Bond Fund (представляет крупнейшего игрока на рынке облигаций PIMCO) владеет евробондами НОВАТЭКа и ВЭБа.</p>	<p>У ГПБ около \$9 млрд долга приходится на еврооблигации и синдицированные кредиты в долларах США. В последний раз ГПБ разместил евробонды в конце июня, но в евро - на 1 млрд евро. Публичный долг ВЭБа в долларах составляет примерно \$8 млрд. НОВАТЭК в мае заявлял, что не планирует выходить на внешний рынок заимствований, кроме привлечения кредита для «Ямал СПГ». У группы ВТБ на начало июля 2014г. находились в обращении долговые инструменты на сумму, эквивалентную \$20,55 млрд.</p>
<p>Инвестировать в будущие выпуски акций «Роснефти» и НОВАТЭКа, участвовать в организации таких размещений</p>	<p>Инвестировать в новые акции ВЭБа, Газпромбанка, ВТБ, Банка Москвы, Россельхозбанка (если таковые будут выпущены)</p>
<p>Если «Роснефть» или НОВАТЭК захотят привлечь новый капитал путем допэмиссии акций, американские инвесторы смогут в этом участвовать, американские инвестбанки смогут организовывать такие сделки.</p>	<p>ВЭБ имеет статус государственной корпорации и на 100% принадлежит Российской Федерации. Россельхозбанк также на 100% принадлежит РФ. Газпромбанк, согласно уставу, может размещать дополнительные акции по закрытой или открытой подписке, в последний раз проводил допэмиссию в 2012г. среди существующих акционеров.</p>
<p>Предоставлять финансирование компаниям из "секторального" списка сроком не более 90 дней</p>	<p>Оказывать любые услуги, связанные с выпуском новых долговых обязательств ВЭБом, ГПБ, «Роснефтью» и НОВАТЭКом, включая организацию размещений</p>
<p>У «Роснефти» и НОВАТЭКа есть трейдинговые подразделения, а торговлю энергоносителями почти всегда обслуживают сделки по торговому финансированию (trade finance). Часть таких сделок совершается на срок менее 90 дней, поэтому на них санкции не повлияют. Однако более длинные сделки trade finance будут для американских банков запрещены. На международном межбанковском рынке долларова ликвидность предоставляется на короткие сроки (вплоть до суток), и этот сегмент для ВТБ и Газпромбанка не закрыт.</p>	<p>Ранее в число организаторов выпусков еврооблигаций этих компаний регулярно входили американские Citigroup, JP Morgan, Goldman Sachs, Bank of America, Morgan Stanley.</p>
<p>Поддерживать корреспондентские счета с ВЭБом, ВТБ, Газпромбанком предоставлять им расчетно-клиринговые услуги</p>	

Март 2015 г.



<p>Внешэкономбанк в отчетности по МСФО не раскрывает корреспондентские отношения с американскими банками, но на 31 марта 2014г. остатки ВЭБа на корсчетах в банках «прочих стран» (не России) составляли 86,2 млрд рублей (\$2,5 млрд). На 1 июня 2014г. банки-нерезиденты держали в Газпромбанке 3,6 млрд рублей, ГПБ держал в банках-нерезидентах 186,8 млрд рублей.</p>	
<p>Торговать деривативами на акции и облигации (фьючерсы, опционы, кредитно-дефолтные свопы CDS) компаний из "секторального" списка независимо от даты выпуска бумаг, лежащих в основе производного инструмента</p>	
<p>На Московской бирже торгуются фьючерсы и опционы на акции «Роснефти», фьючерсы на акции НОВАТЭКа</p>	
<p>Продолжать коммерческое сотрудничество с российскими компаниями, не предполагающее предоставления им нового финансирования</p>	
<p>Американская ExxonMobil не обязана разрывать стратегическое партнерство с «Роснефтью» по освоению арктического шельфа. Платежные системы Visa и Mastercard могут продолжать работать с банками. "ВТБ Капитал" не обязан закрывать офис в Нью-Йорке.</p>	

Источник: Управление по контролю за иностранными активами Минфина США (OFAC), РБК

Введенные Европейским Союзом секторальные санкции

30 июля 2014 года ЕС ввел первые секторальные санкции, распространяющиеся в том числе на Крым и Севастополь (**Положение № 825/2014**). Под удар попали *транспортная инфраструктура, телекоммуникация и энергетика*. Европейским компаниям запрещено оказывать следующие виды услуг для данных секторов экономики:

- ✓ «брокерские услуги» - сделки по покупке/продаже финансовых инструментов, оказанию финансовых услуг;
- ✓ техническая помощь - любая техническая поддержка, связанная с ремонтом, развитием, обслуживанием, а также монтаж, развитие и техническое обслуживание. Консультационные услуги в технической сфере также запрещены (передача рабочих знаний и навыков);
- ✓ финансовая помощь в виде займов, кредитов;



- ✓ приобретение акций или иных долевых ценных бумаг (паи) предприятий Крыма и Севастополя;
- ✓ создание СП;
- ✓ Для отраслей, связанных с эксплуатацией и переработкой нефтяных, газовых, и минеральных ресурсов, запрещается:
- ✓ предоставление займов и кредитов;
- ✓ приобретение или расширение долевого участия в компаниях (приобретение акций, паев), связанных с вышеуказанной деятельностью;
- ✓ создание СП.

Под *эксплуатацией* понимается разведка, добыча, обогащение и управление нефтяными, газовыми и минеральными ресурсами, а также предоставление связанных с ними геологических услуг, но не включает текущее обслуживание в целях обеспечения безопасности существующих проектов. Под *переработкой* понимается обработка и подготовка продуктов к продаже. *Перечень «минеральных ресурсов»* включает в себя около 200 наименований, среди которых значатся руды, битум, смолы, газы, металлы и пр. Список *оборудования и технологий*, запрещенных к поставке, включает 33 наименования, среди которых трубы для нефте- и газопроводов, бурильные и обсадные трубы, поршневые насосы, долота различных видов, мобильные буровые платформы, погруженные буровые платформы и пр.

31 июля ЕС ввел новые санкции против экономики РФ. **Положение № 833/2014** запрещает покупку или продажу, производных ценных бумаг и инструментов денежного рынка со сроком погашения *более 90 дней*, выпущенных после 1 августа 2014:

пятью крупнейшими государственными банками и банками развития:

- Сбербанк
- ВТБ
- Газпромбанк
- Внешэкономбанк
- Россельхозбанк

- ✓ дочерними структурами вышеуказанных банков *за пределами ЕС*⁶.

Запрет распространяется на следующие виды *ценных бумаг*:

акции, депозитарные расписки и прочие бумаги, эквивалентные указанным;

облигации и другие формы секьюритизированных долговых обязательств;

любые другие ценные бумаги (в том числе производные финансовые инструменты), которые дают право на приобретение или продажу вышеуказанных финансовых инструментов;

инструменты денежного рынка, такие как казначейские векселя, депозитные сертификаты и коммерческие бумаги (исключая средства платежа).

Деятельность, релевантная сделкам с указанными финансовыми инструментами (брокерская деятельность), также запрещена.

6 Дочерние предприятия, находящиеся в зоне ЕС не подпадают под данное ограничение;



Пакет мер, направленный на ограничение нефтегазовой отрасли от 31 июля, включает в себя *запрет на продажу, поставку, экспорт или реэкспорт оборудования для нефтегазового сектора*, независимо от страны происхождения (даже если страна-производитель не входит в ЕС, реэкспорт запрещен), если данное оборудование применяется для глубоководных проектов, разработки месторождений арктического шельфа, сланцевых месторождений. Список запрещенных товаров включает в себя 30 наименований, среди которых:

- различные виды труб для трубопроводов (в зависимости от диаметра, материала, технологии изготовления);
- бурильные трубы;
- обсадные трубы;
- различные виды долот (для скальных пород, грунта и т.д.);
- определенные типы насосов;
- мобильные буровые вышки;
- плавающие и полупогруженные буровые платформы.

Кроме того, налагается запрет на деятельность по техническому обслуживанию и поддержке, а также оказанию финансовой помощи для проектов, связанных с освоением арктического шельфа, сланцевых и глубоководных месторождений.

Запрет не распространяется на сделки, заключенные до 1 августа 2014 г.

Положение № 833/2014 также *запрещает экспорт товаров двойного назначения* и связанных с ними техническую, финансовую и другую деятельность (в том числе, если товар не был произведен в ЕС). Экспортеры обязаны получать специальное разрешение от компетентных органов, однако в выдаче такого разрешения может быть отказано, если комиссия имеет разумные основания полагать, что конечным пользователем таких товаров может быть военная организация (товар может использоваться в военных целях). Запрет не распространяется на следки, заключенные до 1 августа 2014 г.

12 сентября 2014 года в официальном журнале ЕС был опубликован так называемый «третий пакет» санкций против РФ. **Согласно Положению № 960/2014** и Решению № 2014/659 от 8 сентября 2014 г. (полный пакет опубликован в журнале от 12 сентября), ограничения коснулись финансирования банковского сектора (ужесточение Положения от 31 июля для пяти банков: Сбербанк, ВТБ, Газпромбанк, Внешэкономбанк, Россельхозбанк), трех предприятий оборонной отрасли («Уралвагонзавод», «Оборонпром», «Объединённая авиастроительная корпорация») и трех компаний энергетического сектора («Роснефть», «Транснефть», «Газпром нефть»). Кроме того, был расширен объем экспортного контроля, в том числе путем установления запрета на поставку определенного вида техники и услуг, необходимых для глубоководных и сланцевых проектов, разработки месторождений арктических морей.

Положение от 8 сентября запрещает покупку или продажу, производных ценных бумаг и инструментов денежного рынка со сроком погашения более 30 дней, выпущенных после 12 сентября 2014:

- ✓ пятью крупнейшими государственными банками и банками развития:
 - Сбербанк
 - ВТБ
 - Газпромбанк
 - Внешэкономбанк



- Россельхозбанк

✓ дочерними структурами вышеуказанных банков *за пределами ЕС*⁷;

Запрет распространяется на следующие виды *ценных бумаг*:

- ✓ акции, депозитарные расписки и прочие бумаги, эквивалентные указанным;
- ✓ облигации и другие формы секьюритизированных долговых обязательств;
- ✓ любые другие ценные бумаги (в том числе – производные финансовые инструменты), которые дают право на приобретение или продажу вышеуказанных финансовых инструментов;
- ✓ инструменты денежного рынка, такие как казначейские векселя, депозитные сертификаты и коммерческие бумаги (исключая средства платежа).
- ✓ Деятельность, релевантная сделкам с указанными финансовыми инструментами (брокерская деятельность), также запрещена.
- ✓ Дополнительно налагается запрет на предоставление кредитов как «части какой-либо договоренности⁸» на срок более 30 дней для указанных финансовых институтов после 12 сентября 2014 года за исключением:
- ✓ целевых займов и кредитов для обеспечения финансирования незапрещенных к импорту или экспорту товаров нефинансовых услуг между ЕС и РФ;
- ✓ кредитов, имеющих своей целью обеспечение чрезвычайного финансирования (обеспечение дополнительной ликвидности, фондирования и т.д.) дочерних структур (с долей владения более 50%) вышеуказанных подсанкционных банков на территории ЕС.

Положение № 833/2014 также налагает ограничение финансирования – запрет на покупку или продажу, производных ценных бумаг и инструментов денежного рынка со сроком погашения более 30 дней, выпущенных после 12 сентября 2014:

- ✓ трех предприятий оборонной промышленности:
 - «Уралвагонзавод»
 - «Оборонпром»
 - «Объединённая авиастроительная корпорация»
- ✓ трех контролируемых государством российских нефтяных компаний:
 - «Роснефть»
 - «Транснефть»
 - «Газпромнефть»
- ✓ дочерних структур вышеуказанных предприятий, созданных за пределами ЕС
- ✓ лиц, действующих от имени или по поручению этих компаний или их дочерних структур, созданных за пределами ЕС.

Положение от 8 сентября также вводит ряд дополнительных *ограничений на поставку оборудования и технологий*, а также оказание (прямое или косвенное) следующих

⁷ Дочерние предприятия, находящиеся в зоне ЕС не подпадают под данное ограничение;
⁸ Council Regulation (EU) no 960/2014 of 8 September 2014 ; I 271/3; 12.9.2014 ; Article 5 (3)



сопутствующих услуг, конечной целью которых является разработка глубоководных, сланцевых и арктических проектов:

- бурение;
- испытание скважин;
- каротаж и заканчивание скважин;
- поставка специализированных плавсредств (суда, танкеры).

Исключение для оказания сопутствующих услуг может быть выдано в связи с необходимостью срочной профилактики или ликвидации чрезвычайных ситуаций (например, если «событие может иметь серьезные и значительное воздействие на здоровье человека и безопасности или окружающей среды»⁹).

Также были введены более жесткие формулировки в отношении запрета на поставку товаров двойного назначения:

- a) был расширен список компаний оборонного сектора, что запрещает оказание технической, финансовой и пр. поддержки девяти российским компаниям;
- b) запрет не распространяется на товары двойного назначения для авиации и космической промышленности, а также, если конечной целью является гражданское использование продукта или обслуживание и безопасность существующих ядерных возможностей в рамках ЕС.

Кроме того, положение добавляет в список запрещенных операций финансового характера, связанных с эмбарго на поставку оружия, «страхование и вторичное страхование»¹⁰.

В отличие от Казначейства США, ЕС не дал сразу более конкретных пояснений в отношении терминологии сланцевых, глубоководных и арктических проектов. Пояснения к введенным ограничениям появились в **Положении № 1290/2014** от 4 декабря 2014 г. (опубликовано в Официальном журнале ЕС от 5 декабря). Запрет касается проектов, если:

- разведка и добыча нефти в водах проходит на глубине более 150 м.;
- разведка и добыча проходит в акватории севернее Полярного круга;
- разведка и добыча нефти происходит из сланцевых пород путем ГРП, однако это не относится к разведке и добыче нефти через сланцевые пласты.

Также данное Постановление от 4 декабря *удаляет термин «соглашение»* из пункта об ограничениях на договоры и соглашения, заключенные после 1 августа 2014 года. С практической точки зрения, такая трактовка может ослабить влияние санкций на деятельность, зарегистрированную до 1 августа, но из которой вытекают необходимые дополнительные обязательства для исполнения заключенных ранее контрактов¹¹.

Говоря о введенных санкциях, нужно особо подчеркнуть, что угрозу представляют даже не столько принятые решения, сколько возможность судебного преследования любой западной компании, инвестирующей в российский нефтегаз. Это связано с прецедентным англо-саксонским правом и возможностью расширенно трактовать введенные санкции. Например, и в санкционном списке ЕС, в санкционном

9 Council Regulation (EU) No 960/2014 of 8 September 2014; L 271/3; 12.9.2014 ; Article 3a;
10 Council Regulation (EU) No 960/2014 of 8 September 2014; L 271/3; 12.9.2014 ; Article 4 (1)(b);
11 Council Regulation (EU) No 833/2014 of 31 July 2014; L 229/1; 31.07.2014; ; Article 3 (5) (с поправками)



списке США есть прямые запреты на сотрудничество в области добычи сланцевой нефти. Это вроде бы ставит под вопрос реализацию в партнерстве с нерезидентами проектов по разработке Баженовской свиты – самого крупного месторождения сланцевой нефти в мире.

Однако, до сих пор идут споры, стоит ли считать Баженовскую свиту аналогом сланцевых месторождений в США. Например, есть точка зрения, что на Бажене из-за глины совершенно не применим метод гидроразрыва пласта, который является ключевым для сланцевых проектов. Ряд отечественных геологов предлагает не считать Бажен сланцевым месторождением.

Да и в западной классификации Бажен ближе к понятию tight sand oil. А на нее формально санкции не распространяются. Однако надо иметь ввиду специфику англо-саксонского права. Оно построено на прецеденте. Это означает, что если какая-то американская компания решит войти в проект по разработке Бажена, государственные регуляторы все равно могут наложить на нее штрафные санкции. И компания легко может проиграть суд, потому что санкционные ограничения сознательно прописаны несколько размыто. А затем этот прецедент будет распространен и на другие компании.

Для европейских компаний ситуация еще более сложная. Потому что, с одной стороны, они имеют свой, европейский санкционный список. И правовая система в континентальной Европе иная. А, с другой, почти у всех крупных европейских компаний есть американские акционеры (или же они ведут деятельность на территории США). А, значит, они могут попасть и под американские санкции. Достаточно вспомнить штраф в \$8,9 млрд, который власти США наложили на французский банк BNP Paribas SA за нарушение американских санкций в отношении Ирана и Судана.

Не удивительно, что крупные западные компании предпочли заморозить все перспективные проекты по добыче трудноизвлекаемой и шельфовой нефти. Они действуют по принципу «от греха подальше». Яркий пример – решение компании ExxonMobil выйти из всех российских проектов кроме уже запущенного «Сахалина-1». Самым перспективным считались совместные проекты с «Роснефтью» в Карском море. Причем разведывательное бурение СП Exxon и «Роснефти» по разработке структуры «Университетская-1» проводило на глубине 300 футов. А санкционные документы ограничивают проекты только глубиной более 500 футов. Но в сентябре 2014 года правительство США настоятельно рекомендовало Exxon выйти из российских шельфовых проектов в Карском и Черном морях. И Exxon немедленно прислушалась к мнению регулятора. И если в случае с Карским морем можно объяснить это решение тем, что проект попадает в категорию арктических, к которым также применены санкции, то уж черноморские проекты к ним точно не относятся. Но компания предпочла перестраховаться.

Собственно, также поступают и практически крупные мейджоры. Даже если они и не выходят из проектов, то они заморозили все гринфилды, даже если бумаги по ним были подписаны до введения санкций. Последний яркий кейс – мартовское заявление норвежской Statoil. Она отметила, что получила некоторые разрешения от властей Норвегии, позволяющие продолжить участие в совместных проектах с «Роснефтью» на шельфе. Однако для их финансирования и дальнейшего развития нужны новые разрешения. То есть развивать проекты можно, но финансировать их нельзя.

Таким образом, возникает парадоксальная ситуация: европейские регуляторы вроде бы не запрещают компаниям развивать проекты в РФ, но разрешений на дальнейшие инвестиции не дают. Получается ленинская формулировка: «по форме верно, а по сути издевательство». В случае с санкциями дьявол оказался не в деталях, а в самом



факте запуска этого механизма. Фактически парализовавшего западные инвестиции в российские гринфилды.

Нефтяные и газовые компании РФ, попавшие под санкции

Компания	Санкции		
	США	ЕС	Канада
«Газпром»	Red	Yellow	Yellow
«Газпром нефть»	Red	Red	Green
«ЛУКОЙЛ»	Red	Yellow	Yellow
«НОВАТЭК»	Red	Green	Red
«Роснефть»	Red	Red	Red
«Сургутнефтегаз»	Red	Green	Green
«Транснефть»	Red	Red	Yellow

Инфраструктурные компании и подрядчики, попавшие под санкции

Компания	Санкции		
	США	ЕС	Канада
«Объединенная судостроительная корпорация»	Red	Yellow	Red
«Стройгазмонтаж»	Red	Green	Red
«Стройтрансгаз»	Red	Yellow	Red
«Трансойл»	Red	Green	Green

Источник: ФНЭБ на основе санкционных Положений



ОГРАНИЧЕНИЕ ДОСТУПА К РЫНКАМ КАПИТАЛА: ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗ ПОД САНКЦИЯМИ:
ОСНОВНЫЕ УГРОЗЫ ДЛЯ ОТРАСЛИ

Таким образом, мы видим, что в списке санкций основное место занимают финансовые и технологические ограничения. Иными словами, запрет на доступ к западным деньгам и западным технологиям. Если говорить о санкциях финансовых, то прежде всего надо понять, как выглядит ситуация с долгом для российских компаний и как они намерены его выплачивать в условиях, когда перекредитоваться на Западе становится все сложнее и сложнее.

За 2014 г. показатель долговой нагрузки «чистый долг / LTM EBITDA¹²» вырос в среднем по отрасли на 52%. Динамика показывает, что наибольшая нагрузка в рублевом выражении остается у компании «Роснефть», что связано с выплатой бридж - кредитов, выданных на покупку ТНК-ВР.



12

Здесь и далее LTM EBITDA означает показатель EBITDA за предыдущие 12 месяцев



* Прогнозные показатели «чистый долг/ LTM EBITDA» за 2014 г.

** Расчет показателя «чистый долг/ LTM EBITDA» произведен в рублях - кроме компании «ЛУКОЙЛ» (отчетность в долл. США)

Источник: данные компаний, расчеты ФНЭБ

Пик произведенных выплат пришелся на декабрь 2014 г. – февраль 2015 г., основная часть была связана с кредитами «Роснефти». Выпуск 21 транша рублевых облигаций позволил «Роснефти» успешно реструктуризировать портфель своих обязательств.

От девальвации рубля произошла переоценка долговых обязательств, номинированных в иностранной валюте. Данный фактор привел к резкому увеличению показателя «чистый долг /LTM EBITDA» у «Газпром нефти». Также мы прогнозируем увеличение уровня долговой нагрузки «Газпрома», поскольку 85% обязательств номинированы в долларах и евро. Прогнозируемый уровень чуть выше среднего по отрасли, однако «Газпрому» предстоит решить вопросы строительства инфраструктурных проектов («Сила Сибири», «Алтай», «Турецкий поток») в условиях снижения общей выручки от экспорта газа в ЕС.

Сбалансированная кредитная политика «Транснефти» позволяет ей комфортно чувствовать себя в условиях санкционных ограничений. Несмотря на то, что прогнозируемый показатель нагрузки довольно высок, компании в ближайшие два года предстоит выплатить лишь 25% от общей долговой нагрузки. Для сравнения, в 2013 г. доля краткосрочных заимствований составляла 18% от общего долга.

Ниже среднего значения по отрасли находится долговая нагрузка «ЛУКОЙЛа» - около 0,6. А «Сургутнефтегаз» - единственная российская нефтегазовая компания, вообще не имеющая долгов (показатель отрицателен).

Средний показатель «чистый долг/LTM EBITDA» по отрасли увеличился до уровня кризисного 2009 года. Однако в целом долговая нагрузка отрасли находится на достаточно комфортном уровне. Но некоторым эмитентам стоит пересмотреть портфель кредитных обязательств в связи с девальвацией рубля («Газпром нефть», «Роснефть») и геополитических факторов («Газпром»).



Долговая нагрузка «Роснефти»

В презентации НК «Роснефть» по итогам 2014 г. говорится о сокращении показателя долговой нагрузки в терминах «чистый долг / LTM EBITDA» до 1,5 в долларовом выражении. Чистый долг по итогам 2014 г. уменьшился на 24%. Кроме того, в декабре 2014 г. и феврале 2015 г. осуществлено окончательное погашение бридж-кредитов на покупку ТНК-ВР в общей сумме около 14,0 млрд долл. (877 млрд руб.), без учета начисленных процентов.



Источник: Презентация ОАО «НК «Роснефть»; Отчетность по МСФО за 12 мес. 2014 г.; расчеты ФНЭБ

Основная часть валютных выплат приходилась на февраль – март 2015 г. В планах руководства компании сократить показатель «чистый долг / EBITDA» до 1,3.



Источник: Презентация ОАО «НК «Роснефть»; Отчетность по МСФО за 12 мес. 2014 г.; расчеты ФНЭБ

Однако необходимо отметить, что в рублевом выражении динамика долга выглядит несколько иначе.



Источник: Консолидированная финансовая отчетность ОАО «НК «Роснефть» 31 декабря 2014 г. с аудиторским заключением независимого аудитора; расчеты ФНЭБ

За 2014 г. рублевый долг вырос на 31%, основной прирост приходится на промежуток с 30 сентября 2014 г. по 31 декабря 2014 г. (прирост чистого долга составил 39%)¹³. Кроме того, показатель долговой нагрузки в рублевом выражении увеличился до рекордных 2,3.



* Чистый долг рассчитан как «Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства» плюс «Долгосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства» минус «Денежные средства и их эквиваленты», а также прочие оборотные финансовые активы. Для анализа структуры краткосрочных и долгосрочных обязательств был использован показатель общей долговой нагрузки

Источник: Консолидированная финансовая отчетность ОАО «НК «Роснефть» 31 декабря 2014 г. с аудиторским заключением независимого аудитора; расчеты ФНЭБ

13 Анализ руководством Компании финансового состояния и результатов деятельности компании ОАО «Роснефть» за 3 месяца, завершившихся 31 декабря 2014 г. и 30 сентября 2014 г., и за 12 мес., завершившихся 31 декабря 2014 г., 2013 и 2012 годов. Стр. 52.



Девальвация рубля позитивно сказалась на сокращении долга компании, а основной пик погашения после февральских выплат приходится на период после 2020 года.



Источник: данные компании; расчеты ФНЭБ

После попадания в санкционный список ЕС и США за период с 10 декабря по 25 января Роснефть выпустила 21 транш рублевых облигаций, с погашениями в 2020, 2021 и 2024 году. Данные бумаги запрещено приобретать резидентам Америки, ЕС и Канады, поэтому ориентированы облигации на внутрироссийский рынок.

Таким образом, сокращение долговой нагрузки в валюте было вызвано прежде всего девальвацией рубля. Пик выплат по задолженности, который пришелся на 4 кв. 2014 г. и 1 кв. 2015 г., пройден успешно. Увеличение чистого рублевого долга до рекордных 2,467 трлн. руб. не выглядит критичным, поскольку основная часть валютного долга была погашена в декабре 2014 г. и феврале 2015 г., а большая часть задолженности по состоянию на март 2015 г. приходится на 2029 г.. 800 млрд. рублевого займа (21 транш облигаций, попавших под санкции) необходимо погасить компании в 2020, 2021 и 2024 годах.

Долговая нагрузка «НОВАТЭК»

У «НОВАТЭК» достаточно комфортный уровень долговой нагрузки: показатель «чистый долг / LTM EBITDA» в рублевом выражении находится на уровне 1,4, несмотря на то, что за последний год показатель подрос на 43%.



*Чистый долг рассчитан как «Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства» плюс «Долгосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства» минус «Денежные средства и их эквиваленты», а также прочие оборотные финансовые активы. Для анализа структуры краткосрочных и долгосрочных обязательств был использован показатель общей долговой нагрузки

Источник: Novatek Fourth Quarter and Full Year 2014 Operational and Financial Results, Conference Call Presentation; Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations of OAO NOVATEK, 31 December 2014; расчеты ФНЭБ

В отчетности компании данный показатель составляет 1,26, поскольку в расчет «чистого долга» были взяты только долгосрочные обязательства, которые составляют на 31 декабря 2014 г. 204,7 млрд. руб.¹⁴.



Источник: Novatek Fourth Quarter and Full Year 2014 Operational and Financial Results, Conference Call Presentation; Bloomberg Terminal; расчеты ФНЭБ

За 2015 г. «НОВАТЭКу», помимо уже погашенных в январе 1,619 млрд. руб., нужно выплатить еще 39,3 млрд. руб. по синдицированным кредитам, краткосрочным кредитам от неконтролирующих акционеров и рублевым облигациям (погашение в октябре 2015 г. - 20 млрд. руб.). Основная доля задолженности к погашению у компании приходится на период после 2019 года.

14 Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations of OAO NOVATEK, 31 December 2014, p. 44.



Для финансирования проекта «Ямал – СПГ» правительство выделит 150 млрд. руб. из ФНБ для ОАО «Ямал - СПГ», где «НОКАТЭКу» принадлежит 60%. С учетом выпуска 2 траншей облигаций по 75 млрд. руб. для проекта максимально соотношение «чистый долг/LTM EBITDA» к концу года может достигнуть у компании показателя 2.

В целом, компания имеет достаточно комфортный уровень долговой нагрузки. Кроме того, у «НОВАТЭК» до 90% затрат – в рублях, но около 50% выручки – в валюте.

Долговая нагрузка «Газпром нефти»

Годовая финансовая отчетность «Газпром нефти» удивила резким ростом показателя «чистый долг/LTM EBITDA» на 140% - до 1,44.



*Чистый долг рассчитан как «Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства» плюс «Долгосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства» минус «Денежные средства и их эквиваленты», а также прочие оборотные финансовые активы

Источник: FY 2014 IFRS Financial and operating results, Gazpromneft; расчеты ФНЭБ

В первую очередь, связано это с переоценкой валютных (прежде всего долларовых) обязательств, поскольку долг в отчетности отражается в рублевом выражении.



Источник: FY 2014 IFRS Financial and operating results, Gazpromneft

Тем не менее, такой резкий подъем долговой нагрузки не является шоком для инвесторов и не угрожает стабильности компании. Во-первых, «Газпром нефть» получает выручку в валюте, во-вторых, большая часть долга относится к долгосрочному, пик выплат общего долга приходится на 2019 и 2022 гг.- 138,2 млрд. и 125,5 млрд. соответственно.



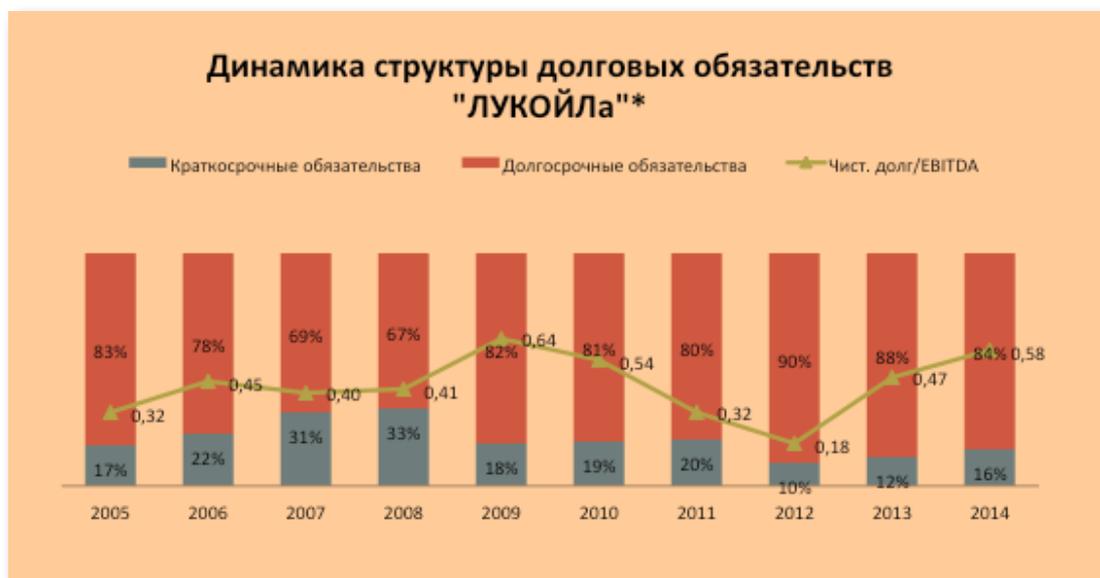
Источник: данные компании; расчеты ФНЭБ



Кроме того, показатель долговой нагрузки остается ниже 1,5. Диверсифицированный портфель кредитов поможет компании оставаться финансово привлекательной, несмотря на отсутствие возможности реструктуризации краткосрочных обязательств, портфель которых в 2014 г. сократился до минимальной за 10 лет доли в общей структуре (11%).

Долговая нагрузка «ЛУКОЙЛа»

Долговая нагрузка «ЛУКОЙЛ» за год существенно не изменилась и составляет около 0,58X, что является одним из самых низких показателей по отрасли.



*Чистый долг рассчитан как «Долгосрочная задолженность по кредитам и займам» плюс «Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности»;

Источник: Консолидированная финансовая отчетность ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2014 и 2013 гг., подготовленная в соответствии с ОПБУ США; Анализ руководством Компании финансового состояния и результатов деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» на 31 декабря 2014 г.; расчеты ФНЭБ

Компания публикует финансовые показатели в валютном выражении (долл. США), поэтому показатель долговой нагрузки не существенно изменился. Пики выплат по долгосрочным займам и кредитам приходятся на 2017 и 2023 соответственно.



Источник: данные компании; расчеты ФНЭБ

В 2015 году компании предстоит погасить бумаги на 1,6 млрд. долл., но у «ЛУКОЙЛа» хороший запас ликвидности, поэтому проблем с обслуживанием долга из-за санкций не возникнет.

Долговая нагрузка «Газпрома»

Долговая нагрузка «Газпрома» на конец 2013 г. находилась на уровне 0,5X, что является комфортным показателем.



*Чистый долг рассчитан как краткосрочные займы и текущая часть обязательств по долгосрочным займам, краткосрочные векселя к уплате, долгосрочные займы, долгосрочные векселя к уплате за вычетом денежных средств и их эквивалентов, а также денежных средств и их эквивалентов с ограничением к использованию в соответствии с условиями некоторых займов и других договорных обязательств

Источник: Анализ и оценка руководством финансового положения и финансовых результатов деятельности ОАО «Газпром», 30 сентября 2014 г.; Gazprom Investor Day Presentation, Feb. 2015, Hong Kong; расчеты ФНЭБ



Однако, по итогам 2014 г. (годовая отчетность на дату написания доклада не представлена), показатель может вырасти, по нашим прогнозам, до 1,1. Связно это с тем, что основная часть кредитных средств приходится на займы в иностранной валюте.



Источник: Анализ и оценка руководством финансового положения и финансовых результатов деятельности ОАО «Газпром», 30 сентября 2014 г.; Gazprom Investor Day Presentation, Feb. 2015, Hong Kong

Кроме того, судя по отчету за 9 мес. 2014 г., годовые итоги могут оказаться худшими за последние 10 лет. Чистый долг увеличился до 1,265 трлн. руб. по состоянию на 30 сентября 2014 г. Общая задолженность «Газпрома» может достигать около 3 трлн. рублей (некорректированная отчетность).



Источник: Bloomberg Terminal; данные компании; расчеты ФНЭБ

Кроме того, до 2020 года монополии необходимо выплатить около 1,7 трлн. руб. Из которых более 500 млрд. руб. выплат придется на ближайшие два года. Данный факт может негативно отразиться на устойчивости компании в условиях падения экспорта газа в Европу и введенных США и ЕС санкций. Однако этот долг все же не выглядит непосильной ношей для «Газпрома». В его пользу играет девальвация рубля, которая будет компенсировать падение цен на газ в Европе. Ведь это позволит серьезно экономить за закупках труб и оборудования (доля импорта в закупках «Газпрома» не превышает 7%). Значит, например, проект «Сила Сибири», который вместе с вводом в строй Чайядинского месторождения оценивался в 55 млрд долларов, вполне может подешеветь минимум на 50%.



Долговая нагрузка «Транснефти»

По состоянию на конец 2013 г. показатель «чистый долг/LTM EBITDA» был у компании на уровне 1,3. Это является достаточно высоким показателем в среднем для отрасли.



*Чистый долг рассчитан как «Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства» плюс «Долгосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства» минус «Денежные средства и их эквиваленты», а также прочие оборотные финансовые активы

Источник: Bloomberg Terminal; Консолидированная промежуточная сокращенная финансовая отчетность (неаудированная) ОАО «Транснефть» за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 года; расчеты ФНЭБ

Краткосрочные обязательства составляли 17% от общего долга. По итогам 2014 г. вероятно небольшое увеличение долговой нагрузки до 1,5. Показатель «чистый долг / EBITDA» за 9 мес. 2014 г. составил около 1,4X. Мы ожидаем небольшое увеличение данного показателя, поскольку 21 октября компания выпустила облигации на 15 млрд. руб. с погашением в 2024 г., которые попадают под санкции США и ЕС.

Общий долг по состоянию на начало марта 2015 г. составляет около 843 млрд. руб. (за 9 мес. 2014 г. показатель составил 602,5 млрд. руб.).



Источник: Bloomberg Terminal; данные компании; расчеты ФНЭБ

Увеличение общего долга также не грозит ухудшению финансовой стабильности компании, поскольку большую долю в кредитном портфеле занимают долгосрочные обязательства (2029 г.). До 2020 г. компании необходимо суммарно погасить около 200 млрд. руб. Для сравнения, только в течение 2014 г. «Транснефти» необходимо было погасить краткосрочную задолженность на 100 млрд. руб.

«Сургутнефтегаз» как уникальный случай для российского нефтегаза

«Сургутнефтегаз» - единственная российская компания нефтегазового сектора, которая не только отличается отсутствием долгового портфеля, но и имеет внушительный запас долларовой ликвидности (более 30 млрд. долл.).



*Чистый долг рассчитан как «Краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства» плюс «Долгосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства» минус «Денежные средства и их эквиваленты», а также прочие оборотные финансовые активы

Источник: данные компании; расчеты ФНЭБ



«Сургутнефтегаз» всегда придерживался абсолютно иной стратегии и никогда не слушал западных консультантов, традиционно предлагавших расширять бизнес за счет роста долговой нагрузки и выводить из компании активы, которые считались непрофильными. Да, «Сургутнефтегаз» не проводил агрессивных покупок, он фактически остался в традиционной для себя зоне добычи (за исключением Талакана), однако он не испытывает сегодня ни проблем с долгами, ни трудностей с зависимостью от иностранных компаний – например, в сегменте сервисных услуг. Правда, вряд ли другие ВИНКи теперь могут взять его стратегию на вооружение – каждая из них сделала свой выбор много лет назад и давно уже прошла точку невозврата.

Таким образом, **если анализировать общую для отрасли ситуацию с долгом, то она выглядит сложной, но не критической.** Трудности конца 2014 – начала 2015 годов удалось преодолеть. Отдельный вопрос – какой ценой.

Так, в начале февраля глава ЦБ Э. Набиуллина в интервью Forbes хотя и в корректной форме, но вполне открыто возложила на «Роснефть» часть ответственности за декабрьскую валютную панику. По словам Набиуллиной, «сделка по «Роснефти» была непрозрачная, она была непонятна рынку, и она была дополнительным фактором волатильности на рынке». Имеется в виду, что рублевые облигации «Роснефти» были выкуплены госбанками по заниженной ставке, но зато эти облигации тут же были использованы как залог в ЦБ для получения банками рублевой массы, вышедшей на валютный рынок. Набиуллина тем самым считает, что даже если сама «Роснефть» не пошла с рублями на рынок покупать доллары, то сам факт непрозрачной сделки заставил рынок поверить, что сейчас все крупные госкомпании получают рубли и успеют купить валюту до шоковой девальвации – это и спровоцировало панику. «Роснефть», правда, решительно отрицает использование облигационного займа для скупки долларов. Но очевидно, что крупные компании могут рассчитывать на поддержку государства.

Мы видим новый серьезный пик выплат в конце 20-х годов, связанный с займами «Роснефти» и «Транснефти». Однако прогнозировать развитие на столько длительный срок довольно проблематично. Тем более что и введенные против нас санкции явно рассчитаны на демонтаж нынешней политической системы за несколько ближайших лет. Запад не будет вести игру в долгую, надеясь скорее на блицкриг.

Возникает интересная коллизия. «Политика анаконды» предполагает постепенное усиление давления и расчет на то, что в среднесрочной перспективе противник не выдержит растущего прессинга. Но если российская экономика выдержит ближайший год, тогда создавать ей новые проблемы будет сложнее. Если удастся выплатить кредиты – дальше этой проблемы вообще не будет, так как новых кредитов на Западе получить не удастся из-за санкций. Понятно, что возникает проблема инвестиций — если не удастся рефинансировать займы, то тогда на их выплаты пойдут деньги, запланированные на капитальные расходы по новым проектам. Но тут Путин пока надеется обойтись резервами: золотовалютными и Фондом национального благосостояния.

Кроме того, есть надежда на азиатских инвесторов. Речь может идти не только о замах, но и о продаже им долей в российских компаниях и проектах. Если компании продержатся ближайшие несколько лет, то объем долговой нагрузки серьезно упадет, а запасы нефти и газа останутся. Если в этой ситуации отрасль по политическим причинам не будет интересна Западу, она объективно начнет быть интересной для китайцев и индийцев.



Таким образом, **главная проблема, связанная с финансами - это не выплата имеющегося долга, а необходимость экономить на инвестициях.** Рассчитывать на новые займы не приходится. Особенно если учесть снижение кредитных рейтингов российских нефтегазовых компаний западными агентствами. В условиях падения цен на нефть объем выручки сократится. Правда, в пользу отрасли играет девальвация рубля: прибыль отрасль получает в основном в валюте, а расходы несет в рублях. Если удастся более решительно применять политику импортозамещения, это может дать значимый финансовый результат. Особенно если учесть стремительное обесценение рубля в 2014 году.



Источник: Центральный Банк РФ

Пока инвестиционный голод будет частично покрываться за счет государственных резервов. Правда, государственные фонды доступны пока только для избранных. Так, в конце 2014 года правительство одобрило выделение господомощи «Ямалу СПГ». В начале февраля совет директоров «Ямала СПГ» одобрил размещение двух выпусков ценных бумаг по 2,3 млрд долл. каждый. Они были зарегистрированы ЦБ 5 февраля под номерами 4-01-10428-А и 4-02-10428-А соответственно. Каждый выпуск включает по 2,3 миллиона ценных бумаг номиналом 1 тыс. долл. А 19 февраля Минфин России подписал с ОАО «Ямал СПГ» соглашение о покупке облигаций на сумму 74,99 млрд руб. (1,207 млрд долл.). Средства на покупку были выделены из ФНБ.

Облигации дают право держателю на получение купонного дохода по ставке, определяемой как наибольшее значение из двух процентных ставок «шестимесячный LIBOR в долларах плюс 3%, но не более 5%» и «инфляция в США плюс 1%, но не менее 1%». Погашение облигаций предусмотрено частями с 2022 по 2030 год.

Второй транш облигаций «НОВАТЭКа» на аналогичную сумму Минфин должен будет выкупить до конца 2015 года. Однако это будет сделано при условии, если другие участники проекта предоставят финансирование со своей стороны. Такое условие было поставлено для всех проектов, запросивших помощь из ФНБ. Не надо также забывать, что государство берет на себя финансирование значительной части инфраструктуры проекта.



КЕЙС «ЯМАЛ СПГ»: ОСТАНОВЯТ ЛИ САНКЦИИ ОДИН ИЗ САМЫХ АМБИЦИОЗНЫХ РОССИЙСКИХ ПРОЕКТОВ?

Наиболее комплексному влиянию санкций подвергся, пожалуй, проект «Ямал СПГ». По нему прошли все виды санкций – и персональные против его акционеров, и секторальные, причем связанные как с ограничением доступа к технологиям, так и с барьерами на пути на рынок капитала. Кроме того, в проекте есть западный акционер – компания Total. Наконец, он давно уже находится в стадии реализации. Естественно, что если он будет «потоплен», мощный психологический удар будет нанесен по всей отрасли. Поэтому государство самым активным образом принимает участие в его спасении. Тем более что Г. Тимченко входит в ближайшее окружение В. Путина, и крах «Ямал СПГ» означал бы эффективность антипутинской игры Запада.

Акционер «НОВАТЭКа» Г. Тимченко пострадал от первой волны санкций со стороны США. Уже 20 марта 2014 США внесли его в санкционный список. Имущество и счета Тимченко в США подлежали заморозке, а сам он больше не может посещать территорию страны. Тогда же под американские санкции попал банк «Россия», в котором Тимченко владеет 9,06% акций.

В дальнейшем США и Евросоюз ужесточали антироссийские санкции. Это выразилось в расширении списка персон и компаний, по отношению к которым вводятся ограничения.

Так, 16 июля США начали вводить так называемые секторальные санкции. Ограничения коснулись, прежде всего, нефтегазовой промышленности. Санкции закрыли «НОВАТЭКу» доступ на финансовые рынки США. Американским юридическим и частным лицам запрещалось выдавать «НОВАТЭКу» кредиты на срок более 90 дней. Так как санкции предусматривали распространение ограничений и на «дочерни» компании «НОВАТЭКа», то проект «Ямал СПГ» оказался в зоне риска.

В целом угрозы для реализации «Ямала СПГ» от введения санкций можно разделить на две составные части. Первую можно назвать финансовой, так как она предполагает ограничение доступа проекта к рынкам капитала. Вторая – технологическая. Она касается ограничения поставок оборудования для «Ямала СПГ».

Финансовые санкции против проекта

12 сентября 2014 года США ужесточили ограничения, касающиеся финансирования российских компаний. Американским гражданам и компаниям было запрещено покупать облигации «НОВАТЭКа» со сроками обращения свыше 30 дней, а также предоставлять им кредиты.



Несмотря на то, что Евросоюз не вводил финансовые санкции против «НОВАТЭКа», с введением американских санкций компания столкнулась с трудностями при кредитовании на всех финансовых рынках. Это объясняется тем, что США могут в будущем оштрафовать финансовые организации, предоставившие займы «Ямалу СПГ». В частности в 2014 году активно обсуждалось дело Министерства юстиций США против французского банка BNP Paribas.

Случай с BNP Paribas показывает, что оштрафованы могут быть не только американские финансовые институты и граждане за предоставление «Ямалу СПГ» кредитных средств, но и любые другие организации. А так как для реализации «Ямала СПГ» нужна большая сумма заемных средств, то предоставить ее могут только крупные банки, действующие на глобальной арене.

При этом без заемных средств «Ямал СПГ» реализован быть не может. Изначально «НОВАТЭК» оценивал стоимость проекта в \$20 млрд. После продажи «НОВАТЭКом» 20% акций ОАО «Ямал СПГ» французской Total и 20% акций – китайской CNPC, в декабре 2013 года было принято окончательное инвестиционное решение по ямальскому проекту, из которого следовало, что реализация проекта дорожает до \$26,7 млрд. На тот момент партнеры уже вложили в проект \$2,6 млрд.

В стоимость проекта было заложено строительство трех очередей завода СПГ суммарной мощностью в 16,5 млн. т. СПГ в год в районе поселка Сабетта на Ямале, разработка Южно-Тамбейского месторождения с доказанными запасами 492 млрд. куб. м. природного газа и 14 млн. т доказанных запасов жидких углеводородов по стандартам SEC (запасы по PRMS — 907 млрд. куб. м.). Однако для нормального функционирования СПГ-завода необходимо создать инфраструктуру: порт с глубоководным подходом, аэропорт, железнодорожная ветка для сообщения с единой железнодорожной сетью страны, ледокольный флот, суда обеспечения, таможенный терминал, пункт пропуска через границу и объекты инфраструктуры Северного морского пути. Затраты на строительство этих объектов взяло на себя государство. Владимир Путин в июле 2011 года на заседании правительственной комиссии по инвестициям оценил общую стоимость проекта «Ямал СПГ» в 1 трлн. руб.

Фактически инвестиции в «Ямал СПГ» можно разделить на две составляющие – коммерческую и бюджетную. Риски недофинансирования есть в обеих частях. Первый связан с отказом иностранных акционеров от дальнейшего финансирования «Ямала СПГ», а также с отказом иностранных банков от предоставления кредитных средств для проекта. Это может произойти из-за возрастающих рисков – введение антироссийских санкций, снижение суверенного рейтинга РФ и инвестиционного рейтинга «НОВАТЭКа», а также из-за снижения цен на нефть. Второй риск вызван ухудшением экономической ситуации в России из-за спада цен на нефть и западных санкций и, как следствие, сокращением расходов бюджета.

С проблемой привлечения финансирования от иностранных партнеров и банков «НОВАТЭК» уже столкнулся. Изначально вложения участников проекта были неравными. Основной вклад «НОВАТЭКа» в «Ямал СПГ» представляет собой лицензию на Южно-Тамбейское месторождение, а также лоббистское сопровождение. Тимченко обеспечил предоставление проекту предоставление налоговых льгот на федеральном и региональном уровне. Для «Ямала СПГ» установлены нулевой НДС и экспортная пошлина. Власти ЯНАО, в свою очередь, обнулили налог на имущество для организаций, осуществляющих на территории округа единый технологический цикл добычи и производства СПГ, и уменьшили им налог на прибыль. Кроме того, Тимченко совместно с Игорем Сечиным сумели убедить Путина в необходимости выборочной либерализации



экспорта СПГ. В результате «Ямал СПГ» получил право самостоятельного экспорта сжиженного газа.

Иностранные партнеры, в свою очередь, должны были обеспечить финансирование проекта, предоставить технологию строительства завода СПГ, а также гарантировать рынок сбыта части СПГ. Уже на стадии подбора участников «Ямала СПГ» стало известно, что «НОВАТЭК» будет финансировать проект меньше, чем остальные участники, несмотря на контрольный пакет акций.

В презентации «НОВАТЭКа» в 2011 году отмечалось, что вклады в уставный капитал «Ямал СПГ» (тогда его стоимость оценивалась в \$18-20 млрд.) составят около \$3 млрд. Из них Total должна была вложить 35%, сам «НОВАТЭК» — 15%, остальные инвесторы — 50% (CNPC тогда еще не приобрела долю в проекте). Кредиты оценивались в \$6-7 млрд. (Total - 30%, «НОВАТЭК» - 27%, остальные участники — 43%). Проектное финансирование должно было составить \$7-8 млрд, денежный поток на первой стадии — \$2 млрд. Затем стоимость проекта выросла до \$26,9 млрд., однако основной принцип вхождения новых участников сохранился.

При этом «НОВАТЭК» получал прибыль от продажи долей в «Ямале СПГ» иностранным участникам, которые, в свою очередь, вносили средства в капитал самой компании оператора, а также компенсировали «НОВАТЭКу» исторические затраты.

Total вошла в проект в 2011 году, заплатив меньше средств, чем в дальнейшем CNPC. Стоимость ее вхождения делилась на три части: \$425 млн. напрямую «НОВАТЭКу», выкуп дополнительной эмиссии «Ямал СПГ» на \$375 млн., и еще один платеж от нуля до \$500 млн. в зависимости от капитальных затрат. CNPC заплатила за 20% в «Ямале СПГ» \$1,11 млрд. «НОВАТЭК» получил средства в три транша: первый транш в \$468 млн. и второй в \$410 млн. были внесены в уставной капитал «Ямала СПГ», третий платеж в \$143 млн «НОВАТЭК» получил на собственный счет. Из полученных средств «Ямал СПГ» в январе погасил кредит «НОВАТЭКа» на \$364 млн. Также CNPC компенсировала исторические расходы компании по проекту на \$95 млн. CNPC также обязалась обеспечить привлечение для «Ямала СПГ» кредитов в китайских банках. 30% затрат на проект, т.е. около \$8 млрд. должны были понести акционеры, остальные 70% средств планировалось привлечь в виде проектного финансирования, т.е. около \$18,7 млрд. При этом в январе 2014 года Леонид Михельсон рассказал, что затраты «НОВАТЭКа» на «Ямал СПГ» будут втрое ниже, чем доля компании в проекте. Получается, что «НОВАТЭК» должен потратить на «Ямал СПГ» \$1,6 млрд., еще по \$3,2 млрд. должны вложить Total и CNPC.

Основные затруднения с финансированием «Ямала СПГ» произошли в части привлечения проектного финансирования. Ставка на китайские банки пока себя не оправдала. Хотя переговоры идут уже около двух лет. В сентябре 2013 года НОВАТЭК, Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация (CNPC) и консорциум китайских банков подписали меморандум по проектному финансированию проекта «Ямал СПГ». Тогда сообщалось, что ряд китайских банков рассматривают возможность кредитования ямальского проекта. Назывались, в частности, Банковская корпорация развития Китая (CDB), Промышленный и коммерческий банк Китая (ICBC), Банк Китая (BoC), а также Китайский строительный банк (CCB). Однако окончательного соглашения так и не последовало.

При этом акционеры «Ямала СПГ» продолжали вкладывать свои средства. В сентябре 2013 года Путин на совещании по реализации этого проекта и строительству порта Сабетта сообщил, что частные структуры вложили в «Ямал СПГ» 60 млрд. руб. Для того, чтобы поторопить китайские финансовые институты, российские акционеры «Ямал СПГ» начали информационную кампанию по демонстрации конкуренции за право



финансирования проекта. В октябре 2013 года председатель ВЭБа Владимир Дмитриев заявил, что его банк обсуждает с НОВАТЭКом возможность привлечения проектного финансирования для проекта «Ямал СПГ». Он отметил, что структура сделки еще не определена. По словам Дмитриева, ВЭБ может принять участие через РФПИ с привлечением иностранного инвестора, либо через специально созданный с китайскими партнерами фонд. В ноябре того же года Дмитриев рассказал, что ВЭБ в первом полугодии 2014 г. выступит одним из организаторов привлечения синдицированного кредита для проекта «Ямал СПГ». Более того, «дочка» ВЭБа - РФПИ - планировала создать СП с китайской China Investment Corporation (CIC). Совместная компания должна была выкупить у «НОВАТЭКа» 10% минус 1 акция в «Ямале СПГ». Но этого не произошло.

В 2014 году ситуация с привлечением кредитов еще больше ухудшилась из-за анти-российских санкций. Западные рынки капитала окончательно закрылись для «Ямала СПГ», к тому же был создан прецедент отказа в предоставлении средств. В апреле 2014 года экспортно-импортный банк США (Export-Import Bank of the United States, Эксимбанк США) сообщил, что не будет рассматривать возможность финансирования проекта «Ямал СПГ», одним из участников которого является НОВАТЭК.

В мае 2014 года банковская Корпорация развития Китая, Внешэкономбанк, «Газпромбанк» и «Ямал СПГ» подписали меморандум по вопросу организации финансирования строительства СПГ-завода. Китайская компания должна выступить общим координатором взаимодействия с китайскими финансовыми институтами и «сделать все возможное» для привлечения финансирования со стороны китайских банков на срок до 15 лет. Тогда же Тимченко заявил, что китайские банки могут дать «Ямалу СПГ» в долг около \$20 млрд. Однако осенью 2014 года, во время визита Путина в Китай, Тимченко стал говорить о возможности привлечь в китайских банках около \$10 млрд. Сначала речь шла о предоставлении средств до конца 2014 года, потом о начале 2015 года. Теперь же предполагается, что заимствования китайских банков произойдет во втором квартале 2015 года.

В октябре 2014 года стало известно, что акционеры «Ямал СПГ» скорректировали финансовый план проекта из-за санкций, но сам проект реализуется по плану. Изменения в проект, вероятно, предполагают увеличение вложений акционеров «Ямала СПГ» и сокращение суммы привлекаемых средств. Тимченко решил воспользоваться ситуацией и привлечь бюджетные средства. «НОВАТЭК» запросил в Фонде национального благосостояния 150 млрд. руб. Средства должны пойти на реализацию «Ямала СПГ» Правительство удовлетворило заявку, что стало знаком зарубежным партнерам. Государство продемонстрировало свою поддержку проекту. В ответ инвесторы должны были увеличить свои вложения в «Ямал СПГ». В итоге к настоящему времени сложилась следующая схема привлечения средств в проект. Объем капвложений в проект до 2018 года составит: 717,2 млрд. руб. (53,6% от общего объема финансирования) заемных средств, 407,3 млрд. (32%) - средств акционеров «Ямала СПГ»; 150 млрд. руб. (11,8%) - средств ФНБ, предоставляемые НОВАТЭКу.

По состоянию на февраль 2015 года, инвестиции в проект «Ямал СПГ» уже составили \$10,5 млрд. Персональные затраты участников проекта известны только на середину 2014 года: НОВАТЭК, Total и CNPC к этому моменту вложили 45,2 млрд, 31,9 млрд и 42,2 млрд руб. соответственно. В первом полугодии 2014 года было вложено 64,4 млрд руб., из которых 65,5% пришлось на CNPC, тогда как вклад «НОВАТЭКа» составил только 2%. Уровень, когда финансирование станет пропорциональным, может быть достигнут уже к концу 2015 года.



В 2014 и 2015 году вложения в «Ямал СПГ» со стороны акционеров компании оцениваются в \$8 млрд. Поэтому в текущем году партнерам необходимо еще вложить \$5,5 млрд. А в целом осталось затратить около \$16,2 млрд. Можно предположить, что \$2,3 млрд. «Ямал СПГ» получит из ФНБ, тогда необходимо будет привлечь еще \$13,9 млрд.

10 февраля 2015 года акционеры «Ямала СПГ» заявили о готовности предоставить займы на его реализацию на общую сумму \$7,4 млрд. Кредиты будут выделены до 2019 года. К настоящему времени «НОВАТЭК» уже открыл кредитную линию проекту на сумму \$1,553 млрд. и €168,813 млн. Компания Total, со своей стороны, выделила на реализацию «Ямал СПГ» три кредита в американских долларах на сумму \$1,2 млрд, а также два займа в евровалюте примерно на €254 млн в совокупности. От CNPC «Ямал СПГ» получил 5 кредитов, 3 из них — в долларах (всего \$1,738 млрд), два — в евро (на €186 млн). Ставки по займам составляют 3-4,7%. Срок погашения - не ранее даты начала получения выручки от реализации СПГ. Таким образом, «Ямалу СПГ» нужно будет привлечь только \$6,5 млрд. Именно эту сумму акционеры «Ямала СПГ» надеются получить от китайских банков.

Интересно, что 22 сентября в ряде западных СМИ, в частности в Wall Street Journal, появилось сообщение о том, что Total ищет пути для обхода американских санкций. Тогда главный финансовый директор Total Патрик де ля Шевардьё среди потенциальных вариантов привлечения заемного капитала назвал частное французское экспортно-кредитное агентство COFACE (Compagnie française d'assurance pour le commerce extérieur), государственное экспортно-кредитное агентство Италии SACE (Servizi Assicurativi del Commercio Estero), а также сообщил, что переговоры о привлечении финансирования ведутся с рядом банков Китая. Однако вряд ли этот план окажется успешным. Европейские кредитные организации очень боятся ответных действий США.

Госфинансирование «Ямала СПГ»

Ответом на финансовые санкции является активная помощь проекту из бюджета. В октябре 2014 года президент открыто заявил, что государство будет помогать «Ямалу СПГ» в условиях санкций. В конце 2014 года в Сабетте открылся аэропорт и принял первый рейс. Сам порт Сабетта также уже начал функционировать. Изначально в федеральном бюджете зарезервировано почти 47,3 млрд. руб. на строительство морского порта. В эту сумму входило строительство как самого порта (стенка причала), но и дноуглубительные работы для создания канала на подходе к порту.

В июне 2014 года стало известно, что строительство порта Сабетта подорожало на 22 млрд, до 69,6 млрд руб. Но к октябрю смета увеличилась еще больше. 1 октября 2014 года премьер Дмитрий Медведев подписал постановление, согласно которому стоимость работ по строительству морского порта в поселке Сабетта увеличивается с 73,2 до 97,2 млрд. руб. В соответствии с документом 71,2 млрд рублей будут выделены из бюджета и 25,9 – из внебюджетных источников. Проектировавшее порт ОАО «Ленморниипроект» заново оценило движение льда на Оби и решило усилить ледозащитные сооружения.

Таким образом, проблем с государственным финансированием первоочередной инфраструктуры для «Ямала СПГ» нет. Однако затруднения могут возникнуть с выделением средств на строительство атомных ледоколов и железной дороги до Сабетты. Головной ледокол нового проекта уже строится на «Балтийском заводе». Его стоимость - 37 млрд. руб. Предполагается построить еще два ледокола этой серии. В августе 2013



года Дмитрий Медведев подписал постановление о финансировании строительства двух серийных универсальных атомных ледоколов. Постановлением предусматривается выделение бюджетных инвестиций на строительство двух серийных универсальных атомных ледоколов в 2014-2020гг. с распределением финансирования по годам. Общий объем бюджетных инвестиций в строительство двух серийных универсальных атомных ледоколов на период с 2014 по 2020г. в ценах соответствующих лет составляет 86 млрд 105,43 млн руб. Сметная стоимость строительства первого серийного универсального ледокола составляет 42 млрд 002,81 млн руб., сметная стоимость строительства второго серийного универсального ледокола - 44 млрд 102,62 млн руб. Однако до подписания данного постановления Минфин спорил с Минэкономки и Росатомом о структуре финансирования двух ледоколов, предлагая найти внебюджетные источники.

Со строительством железнодорожной ветки до Сабетты могут возникнуть трудности из-за того, что данный проект реализует «Корпорация развития». Акционерами данной компании являются: Тюменская область, Челябинская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ, Свердловская область, DB International GmbH. Региональные бюджеты испытывают трудности. Поэтому они могут заморозить проект строительство железной дороги до Сабетты. Тем более, что изначально дороги в проекте обустройства «Ямала СПГ» не было.

Технологические санкции против проекта

В настоящее время действующие антироссийские санкции США, Евросоюза и других стран не могут повлиять на реализацию «Ямала СПГ» с точки зрения поставок оборудования. Однако доля иностранного оборудования в проекте крайне велика, поэтому риски срыва строительства СПГ завода и сопутствующих объектов сохраняются. Они существенно усилятся, в случае усугубления ситуации на Украине. В СМИ уже появлялась информация о том, что Евросоюз рассматривает возможность запрета поставок в Россию оборудования для газовой отрасли. Так как отечественные компании смогут заменить все западное оборудование для разработки традиционных месторождений российским или азиатским, то можно предположить, что запрет может быть введен на поставку технологий для строительства СПГ заводов. Технологий по созданию таких предприятий в России нет.

Дополнительный риск создает тот факт, что основные элементы СПГ завода «Ямал СПГ» заказал у американской компании Air Products & Chemicals. Компания должна поставить криогенные теплообменники (ключевой элемент завода СПГ). После введения санкций против Тимченко и «НОВАТЭКа», американская компания заявила, что будет продолжать работать с «Ямалом СПГ», но будет соблюдать законодательство США. Фактически это значит, что если от руководства США не будет прямого указания, компания исполнит свои обязательства.

«Ямал СПГ» в свою очередь принял защитные меры. Во-первых, в апреле 2013 года ОАО «Ямал СПГ» по итогам тендера подписало соглашение с консорциумом Technip (Франция) и JGC Corp. (Япония) на проектирование, поставку оборудования, материалов и комплектующих, строительство и ввод в эксплуатацию (EPC подряд) комплекса по подготовке и сжижению природного газа на базе Южно-Тамбейского месторождения. Франко-японский консорциум получил название Yamgaz SNC. А все заказы проходят через него. Во-вторых, почти все оборудование для «Ямала СПГ» уже законтрактовано.



Для того, чтобы сорвать проект «Ямал СПГ», западным странам нужно будет распространить запрет на ввоз оборудования на уже заключенные соглашения.

В случае введения технологических санкций, под угрозой оказываются и другие контракты «НОВАТЭКа» .

В сентябре 2012 г. ОАО «Ямал СПГ» подписало с BASF соглашение об использовании технологии очистки природного газа, необходимой для процесса сжижения.

В июле 2013 г. ОАО « Ямал СПГ» по результатам тендера подписало соглашение с корейской Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering о резервировании слотов (получении опционов) для строительства до 16 СПГ танкеров класса ARC7 для перевозки СПГ из порта Сабетта на мировые рынки (с возможностью уступки права заказа НОВАТЭКом в пользу другой компании).

В сентябре 2013 г. ОАО «Ямал СПГ» заключило контракт с немецкой Siemens на поставку ключевых элементов ТЭЦ, которая будет снабжать «Ямал СПГ» электричеством и теплом. В обязанности Siemens входит изготовление, тестирование, доставка, установка и запуск восьми газовых турбин и другого оборудования.

В октябре 2013 г. Yamgaz SNC, совместное предприятие Technip и JGC, выбрало американскую GeneralElectric в качестве поставщика основного турбокомпрессорного оборудования для трех линий завода СПГ.

В январе 2014 г. Yamgaz SNC подписало соглашение с американской Air Products & Chemicals о производстве и поставке криогенных теплообменников, ключевого элемента завода СПГ.

В январе 2014 г. Yamgaz SNC подписало соглашение с французской Vinci на строительство четырех хранилищ для СПГ емкостью 160 тыс. куб. метров каждое.

В январе 2014 г. Yamgaz SNC заключило контракт с японской Yokogawa Electric на поставку интегрированных систем управления и безопасности (ICSS) для проекта «Ямал СПГ».

В марте 2014 г. в рамках контракта от июля 2013 г. «Совкомфлот» заказал Daewoo строительство первого ледокольного танкера СПГ стоимостью 367,4 млн долл.

В июле 2014 г. Yamgaz SNC заключило контракт с китайской Offshore Oil Engineering Co. (COOEC) на изготовление ключевого оборудования для сжижения газа стоимостью 1,623 млрд долл.

В октябре 2014 г. Yamgaz SNC заключило контракт с филиппинской The Atlantic Gulf & Pacific Company (AG&P) на поставку технологических модулей для «Ямал СПГ».

Такая номенклатура агрегатов импортного производства для «Ямала СПГ» делают проект крайне уязвимым. Ведь ключевые узлы завода СПГ могут построить только западные компании.

Технологические риски проекта «Ямал СПГ»

Вид оборудования и работ	Подрядчик	Резиденция
Инжиниринг, поставки и строительство (EPC)	Technip и JGC Corporation	Франция
Криогенные теплообменники	APCI	США
Криогенные компрессоры для турбин	General Electric	США
Компрессоры отпарного газа	Siemens	Германия



Теплообменники с воздушным охлаждением	Hamond'Hondt	Франция
Интегрированная система управления и аварийной защиты	Yokogawa	Япония
Газотурбины для электростанции	Siemens	Германия
Хранилища СПГ	Entrepose/Vinci	Франция
Электростанция	ОАО «Технопромэкспорт»	Россия
Установка удаления кислых газов	BASF	Германия
Танкеры Arc7 для перевозки СПГ	Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering	Южная Корея

	Отсутствие ограничений
	Вероятность ужесточения ограничений
	Существующие ограничения

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗ ПОД САНКЦИЯМИ:
ОСНОВНЫЕ УГРОЗЫ ДЛЯ ОТРАСЛИ

Март 2015 г.



ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ ПОСЛЕ САНКЦИЙ

Поскольку шельф активно позиционировался Россией как стратегическое направление развития, морские проекты были тут же атакованы санкциями. Тем более что стратегия развития шельфа была весьма проста: перспективные месторождения передавались государственным компаниям, которые активно привлекали нерезидентов по схеме «инвестиции в обмен на доли в проектах». В результате и возникла идея через санкции ударить по шельфовым новым проектам.

Моментально проблемы возникли у **проектов добычи нефти в Арктике**. Добыча нефти на арктическом шельфе ведется только на **Приразломном месторождении**. Месторождение было открыто в 1989 году. Оно находится на шельфе Печорского моря, в 60 км от берега (пос. Варандей). Глубина моря в районе месторождения составляет 19–20 м. Запасы нефти Приразломного месторождения составляют 72 млн. т, что позволяет достичь годового уровня добычи 6,6 млн. т. Добыча нефти на Приразломном месторождении началась в декабре 2013 года. Лицензией на разведку и добычу углеводородов на Приразломном месторождении владеет ООО «Газпром нефть шельф» — 100% «дочернее» общество ОАО «Газпром» (до переименования — ЗАО «Севморнефтегаз»). Однако руководство «дочки» «Газпрома» - «Газпром нефть» стремится получить ООО «Газпром нефть шельф» в свою непосредственную собственность. «Газпром нефть» поставило стратегическую задачу получить в собственность все нефтяные проекты «Газпрома». В частности «Газпром нефть» уже получило функции оператора при разработке Долгинского месторождения. Этот участок находится в непосредственной близости к Приразломному месторождению.

Еще в мае 2013 года компания «Газпром нефть шельф» приняла Морскую ледостойкую стационарную платформу (МЛСП) «Приразломная» в эксплуатацию от генерального подрядчика по строительству объекта - ПО «Севмаш». 10 июля 2013 года было начато бурение первой скважины, а 6 октября бурение было завершено. 20 декабря 2013 года на платформе «Приразломная» была начата добыча нефти. Отгрузка первого танкера с нефтью Приразломного месторождения началась 18 апреля 2014 года. Команду на отгрузку дал Владимир Путин по телемосту. В начале января потребителям Северо-Западной Европы был доставлен четвертый танкер дедвейтом 70 тыс. тонн с нефтью Приразломного месторождения на шельфе Печорского моря в Арктике. Всего в 2014 году на Приразломном добыто 300 тыс. тонн нефти. В настоящее время на месторождении эксплуатируется одна добывающая скважина. В 2015 г. планируется начать эксплуатацию нагнетательной и поглощающей скважин (используется для реализации принципа «нулевого сброса», когда отходы либо вывозятся на берег, либо закачиваются обратно в пласт), а также бурение еще четырех скважин. В феврале 2015 года министр энергетики РФ Александр Новак в ходе российского молодежного форума «Экспедиция Арктика» заявил, что добыча на Приразломном в 2015 году должна вырасти в два раза до 600 тыс. тонн нефти. В течение пяти лет общая добыча на этом месторождении составит 60 млн. тонн.



Несмотря на то, что «Газпром нефть шельф» не привлекала иностранных партнеров для разработки Приразломного месторождения, в проекте участвовало множество иностранных партнеров в качестве подрядчиков и поставщиков. Для бурения скважин на Приразломном месторождении привлекались иностранные сервисные компании: Baker Hughes, Halliburton и Schlumberger. В проекте разработки Приразломного месторождения также участвовали Aker Solution, National Oil Well Varco, Cameron, FMC Technologies. Иностранное участие было предусмотрено на этапах составления серийных проектов и инжиниринга. Буровую вышку на платформу Приразломная поставила и смонтировала американская компания американской Indrill International.

Уже после введения санкций против российского ТЭК - в сентябре 2014 года - заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев отметил, что пакет западных санкций не повлияет на планы «Газпром нефти» по освоению Приразломного месторождения. Бурение переключили на российских подрядчиков. Однако весь вопрос в объеме работ, который способны освоить российские подрядчики.

В планах «Газпром нефти» - пробурить еще 5 скважин. Это нужно для достижения уровня добычи в 120 тыс. барр. нефти в сутки через пять лет (почти 6 млн тнн нефти в год). Для проекта достижение данного уровня достаточно критично, т.к. именно исходя из такого объема добываемой нефти рассчитывалась экономическая эффективность проекта (выручка с 2019 по 2023 должна составить около 4,4 млрд. долл. в год при цене 100 долл. за барр.).

Сегодня роль иностранных подрядчиков в обслуживании систем, которые эксплуатируются на платформе «Приразломная», а также в оказании сервисных услуги, сопровождающих бурение, составляет порядка 50% от общего объема работ.

Другой проект «Газпрома» на арктическом шельфе – разработка **Штокмановского месторождения** - был заморожен еще до введения антироссийских санкций. Проект предусматривал добычу газа с последующим сжижением и отправкой СПГ на рынки Северной Америки. Однако после «сланцевой революции» в США рынок импортного газа на североамериканском континенте закрылся, и Штокмановский проект стал нерентабельным. «Газпром» разрабатывал Штокман совместно со Statoil и Total, которым принадлежало 24% и 25% в операторе первой очереди Штокмановского месторождения - Stokman Development AG. Партнеры не смогли согласовать реформатирование технического решения по разработке месторождения, чтобы сократить затраты на проект. В ноябре 2012 года Statoil продала свои 24% акций Stokman Development AG «Газпрому», который стал владельцем 75% доли в операторе. Total, в свою очередь, несмотря на истечение срока действия акционерного соглашения партнеров по Stokman Development AG, не стала возвращать свою долю в компании и продолжает владеть 25% акций оператора первой очереди.

Формально Штокмановский проект не попадает под западные санкции, так как ограничения касаются только добычи нефти. Но вместе с газом на Штокмане предполагалось добывать и жидкие фракции – газовый конденсат. А это уже повод для применения санкций. Поэтому США и Евросоюз при желании могли бы запретить своим компаниям участвовать в поставках оборудования и технологий для Штокмана. Но проект и так заморожен по экономическим причинам, поэтому политические санкции его не касаются. Хотя если в будущем «Газпром» решит вернуться к идее разработки Штокмановского проекта, он может столкнуться с проблемами при взаимодействии с иностранными поставщиками и партнерами. Правда стоит отметить, что срок действия полномочий Stokman Development AG как оператора Штокмана уже истек, поэтому «Газпрому» придется искать новых партнеров для работы над проектом, либо реоформлять взаимоотношения с прошлыми – Total и Statoil - в рамках новой структуры.



В наибольшей степени от западных санкций пострадали совместные с иностранными проекты «Роснефти». Фактически были заморожены все проекты по разработки арктических месторождений.

«Роснефть» изначально делала ставку на разработку проектов в Арктике совместно с иностранными партнерами. Еще в 2011 году «Роснефть» попыталась создать с BP «арктический альянс». Компании планировали совместно разрабатывать три лицензионных участка в Карском море — Восточно-Приновоземельские-1, -2, -3, занимающие общую площадь около 125 тыс. кв. км, которые в 2010 г. были за 1,6 млрд. руб. переданы «Роснефти». В новом совместном предприятии «Роснефти» должно было принадлежать 67%, а британской BP — 33%. Кроме того, компании должны были произвести обмен акциями. BP получила бы 9,5% акций «Роснефти», а российская госкомпания приобрела бы 5% акций BP. Однако партнеры BP по российской компании ТНК-BP консорциум AAR через суд добились отмены данного соглашения. Можно считать это разминочным применением санкций – ведь акционеры AAR были тесно связаны с американскими элитами. Но тогда интересы США заключались в отказе от продаже России акций BP и появлении в арктических проектах американского мейджора.

В итоге в «арктическом альянсе» BP была заменена на ExxonMobil. «Роснефть» создала с американской компанией СП, в котором получила те же 67%, а ExxonMobil – 33,33%. СП должно разрабатывать Восточно-Приновоземельские-1, -2, -3 участки, но обмена акций уже предусмотрено не было. 30 августа 2011 года компании подписали соглашение о совместной разработке участков в Карском море и Туапсинского лицензионного участка в Черном море. Программа геологических работ на этих участках оценивалась в \$3,2 млрд.

Восточно-Приновоземельские лицензионные участки занимают общую площадь 126 тыс. кв. км (31 млн. акров) с глубинами от 40 до 350 метров (120-1000 футов) (ледовый период 270-300 дней в году, высокая экологическая чувствительность). Туапсинский Блок в Черном Море занимает участок общей площадью 11,2 тыс. кв. км. (2,8 млн. акров) с глубинами от 40 до 2 000 метров (120-6000 футов). Участие ОАО «НК «Роснефть» в акционерном капитале совместных предприятий в отношении освоения шельфа Карского и Черного морей составит 66,7 %, ExxonMobil – 33,3 %

Тогда же компании договорились о том, что «Роснефть» получит возможность приобретения доли участия в ряде геологоразведочных и действующих проектов ExxonMobil в Северной Америке, включая оффшорные месторождения в Мексиканском заливе, месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти в Техасе (США), Канаде, и проекты в других странах. Третьей составляющей той сделки стала договоренность о совместной разработке трудноизвлекаемых запасов нефти в Западной Сибири. В рамках альянса «Роснефти» и ExxonMobil также была установлена договоренность о программе обмена кадрами для технического и управленческого персонала.

Для реализации проектов в Карском море «Роснефть» и ExxonMobil договорились о создании Арктического научно-проектного центра шельфовых разработок (ARC) в г. Санкт-Петербург. Предполагалось, что Центр будет использовать собственные технологии ExxonMobil и ОАО «НК «Роснефть», а также разрабатывать новые технологии для содействия реализации как совместных проектов в Арктике, включая буровые и добывающие суда и платформы ледового класса, так и других проектов ОАО «НК «Роснефть».

В рамках сотрудничества «Роснефти» и ExxonMobil наиболее продвинутым по степени реализации оказался проект разработки месторождений в Карском море. В частности компании в 2014 году приступили к разведочному бурению на структуре



«Университетская». По предварительным оценкам «Роснефти», геологическая структура «Университетская» может содержать 9 млрд. барр. в нефтяном эквиваленте.

«Роснефть» и ExxonMobil начали работу на Восточно-Приновоземельских (1 и 2) участках в августе 2012 года, т.е. на год раньше, чем это предусматривала лицензия на эти участки. Работы велись через «дочку» «Роснефти» - ЗАО «РН-Шельф-Дальний Восток». На участке Восточно-Приновоземельский-1 была проведена сейсморазведка 3D на площади 3 тыс. кв. км, на участке Восточно-Приновоземельский-2 была выполнена сейсморазведка 2D в объеме 5,3 тыс. погонных км. Площадь участка Восточно-Приновоземельский-1 - 47,4 тыс. кв. км. Прогнозируемые извлекаемые ресурсы, по оценке компании: нефть – 3 016 млн т, газ – 2 418 млрд куб. м. Площадь участка Восточно-Приновоземельский-2 – 39,5 тыс. кв. км. Прогнозируемые извлекаемые ресурсы, по оценке компании: нефть – 1 199 млн т, газ – 1 298 млрд куб.м.

В работах участвовали 3 судна: сейсморазведочное – «Вестерн Трайдент», способное нести до 12 сейсмических кос, и 2 российских судна сопровождения – «Нефтегаз-61» (выполняло батиметрическую съемку морского дна) и «Капитан Косолапов». Подрядчиком проведения работ являлась российская компания ОАО «Дальморнефтегеофизика» (один из лидеров по проведению морской сейсморазведки среди российских компаний).

В декабре 2012 года председатель совета директоров «Роснефти» Александр Некипелов на IV Международном энергетическом форуме «Инновации. Инфраструктура. Безопасность» заявил, что совокупные затраты по совместному проекту «Роснефти» и ExxonMobil в России могут превысить \$1 трлн.

В рамках реализации Соглашения о стратегическом сотрудничестве «Роснефти» и ExxonMobil на Туапсинском лицензионном участке Черного моря в России в сентябре 2011 года началась геологоразведка. К концу 2012 года согласованная программа сейсмических исследований была окончательно выполнена. Однако бурение разведочной скважины так и не состоялось, хотя планировалось произвести работы в 2014-2015 годах.

В апреле 2012 года «Роснефть» и ExxonMobil подписали соглашение о совместной разработке технологий по добыче трудноизвлекаемых запасов нефти в Западной Сибири. Предполагалось, что в дальнейшем это позволит компаниям перейти к обсуждению совместных проектов по разведке и разработке перспективных трудноизвлекаемых запасов в России.

Тогда же было подтверждено, что созданный Арктический научно-проектный центр шельфовых разработок будет выполнять полный цикл научно-проектных работ по освоению шельфовых месторождений. В числе основных задач центра - системное сопровождение всех стадий освоения нефтегазовых месторождений шельфа Арктики, а также содействие обеспечению экологической безопасности проектов, в том числе путем оказания технической поддержки экологического мониторинга. Кроме того, было заявлено, что Центр возьмет на себя весь спектр работ, связанных с обеспечением безопасности работ на шельфе. В его рамках была предусмотрена Служба по предупреждению и предотвращению чрезвычайных ситуаций на шельфе, оперативному реагированию на них и принятию мер по их устранению.

6 сентября «Роснефть» и ExxonMobil выбрали ЗАО «Завод Морских Конструкций «Восточный» в качестве подрядчика на проведение оценки концепций, выбора дизайнера и определения основных технических параметров и спецификаций для разработки технико-экономического обоснования буровой платформы для безопасного и эффективного выполнения поисково-разведочных работ на мелководных участках Карского моря.



Результатом работы должна была стать оценка эффективности использования основания гравитационного типа, которое позволило бы продлить сезон бурения на несколько месяцев. Конструкция должна предусматривать работу платформы на глубинах моря до 60 метров с установкой всей конструкции вместе с буровым модулем на морское дно, а после завершения бурения скважины - перемещаться на другие буровые площадки. Для работ на глубинах свыше 60 метров планируется использовать плавучие буровые установки. Разрабатывать концепцию буровой платформы ЗАО «ЗМК «Восточный» должно было совместно с проектно-конструкторским бюро Kvaerner, имеющим опыт подобной работы.

11 сентября 2013 года «Роснефть» и ExxonMobil подписали итоговые соглашения о создании в России Арктического научно-проектного центра (Арктический центр) и соглашение о совместном использовании технологий в различных регионах мира. Компании подтвердили, что в ближайшее время Центр сосредоточит свое внимание на технологическом обеспечении проектов в Карском море. Было отмечено, что на начальном этапе Арктический центр будет вести работы по таким направлениям как безопасность и охрана окружающей среды; ледовые, гидрометеорологические и инженерно-геологические исследования; контроль ледовой обстановки; разработка критериев проектирования, а также оценка и создание концепций разработки месторождений.

В рамках подписанных соглашений стали известны параметры финансирования исследовательской программы. ExxonMobil должен был предоставить финансирование начального этапа исследований Арктического центра в размере \$200 млн. Следующие \$250 млн. на продолжение совместных исследований должны были быть в равных долях внесены «Роснефтью» и ExxonMobil. Доли участия партнеров, как и в случае с созданным производственным СП: «Роснефть» - 66,67% и ExxonMobil - 33,33%. Тогда же стало известно, что для повышения эффективности управления ресурсами и взаимодействия инженерно-технического и управленческого персонала сотрудники ЦАТ будут работать в составе групп специалистов совместных предприятий «Роснефти» и ExxonMobil в Москве. На начальном этапе Арктический центр должен был быть укомплектован специалистами ExxonMobil и «Роснефти».

Помимо развития взаимодействия в области технологического сотрудничества «Роснефть» и ExxonMobil раздвигали границы области совместной деятельности в Арктике. 13 февраля 2013 года компании расширили масштабы сотрудничества в рамках соглашения о стратегическом сотрудничестве 2011 года, дополнительно включив в него около 600 000 кв. км. (150 млн. акров) разведочной площади на российском арктическом шельфе.

Стороны подписали соглашение, договорившись о совместном проведении геолого-разведочных работ по семи новым участкам в Чукотском море, море Лаптевых и Карском море. При заключении соглашения «Роснефть» отмечала, что лицензионные участки - Северо-Врангелевский-1, Северо-Врангелевский-2 и Южно-Чукотский в Чукотском море; Усть-Оленекский, Усть-Ленский и Анисинско-Новосибирский в море Лаптевых; Северо-Карский блок в Карском море – входят в число наиболее перспективных и наименее изученных участков шельфа в мире. В соответствии с лицензионными обязательствами, на данных участках должны были будут пробурены 14 оценочных и разведочных скважин, а также проведен значительный объем работ по сейсмике 2D и 3D.

Тогда же, в феврале 2013 года, были подписаны отдельные Базовые условия соглашения, предоставляющие «Роснефти» (или ее аффилированному лицу) право приобретения 25%-ной доли в проекте разработки газоконденсатного месторождения на участке Пойнт Томсон в нефтегазоносном бассейне Северный склон Аляски. По имеющейся



оценке, на месторождение Пойнт Томсон приходится около 25% доказанных запасов газа Северного склона Аляски.

В июне 2013 года «Роснефть» и ExxonMobil в ходе Санкт-Петербургского экономического форума объявили о создании совместных предприятий по разработке участков на Черном море и в Арктике. Компанией-оператором в совместном предприятии по черноморскому проекту стала ООО «Туапсеморнефтегаз» (Tuapsemorneftegaz SARL), по Карскому морю – ООО «Карморнефтегаз» (Karmorneftegaz SARL). Долевое участие «Роснефти» в обоих проектах составило 66,67%, а ExxonMobil - 33,33%

В 2014 году «Роснефть» и ExxonMobil активизировали свою работу на арктическом шельфе РФ. В апреле 2014 года на Южно-Чукотском лицензионном участке в Восточной Арктике была начата аэрогравимагнитная съемка с целью получения информации о его геологическом строении. В Чукотском море и море Лаптевых «Роснефть» в рамках сотрудничества с ExxonMobil провела изучение шести лицензионных участков: Усть-Ленский, Усть-Оленекский, Анисинско-Новосибирский, Южно-Чукотский, Северо-Врангелевский-1 и 2. С помощью трех самолетов с установленной на борту магнитоизмерительной и гравиметрической аппаратурой были проведены комплексные исследования на всех 6-и участках общей площадью 440 тыс. кв. км.

Кроме того, в апреле 2014 года «Роснефть» начала полевой этап аэрогравимагнито-разведочных работ в центральной Арктике на Северо-Карском лицензионном участке в северной части Карского моря. Для изучения лицензионного участка площадью 196 тыс. кв. км. Было использовано воздушное судно со специальным оборудованием на борту (аэромагнитометр и аэрогравиметр), а также с бортовой навигационной системой для проведения комплексных геофизических исследований Северо-Карского участка.

Однако основным элементом работ «Роснефти» и ExxonMobil в Арктике было бурение поисковой скважины в Карском море. Партнеры запланировали бурение скважины «Университетская-1» на одноименном лицензионном участке. Из-за климатических условий и повышенной ледовой обстановки в Карском море бурение можно было вести только с августа по конец октября. Но к лету 2014 года США и ЕС уже начали ввод санкций против России в целом, а также против «Роснефти» персонально.

ExxonMobil после первых антироссийских санкций заявила, что не намерена добровольно покидать российские проекты, но будет исполнять все указания властей США. В марте 2014 года глава ExxonMobil Рекс Тиллерсон заявил: «Ничто не помешало нашим планам на данном этапе, и я не прогнозирую каких-либо изменений, если только политики не примут решения, не зависящие от нас. Мы не видим дополнительных проблем в сложившейся ситуации». А в июне на 21 нефтяном форуме в Москве Тиллерсон сказал: «В ближайшие годы мы ожидаем расширения возможностей на Дальнем Востоке, разработок месторождений газа и нефти в Карском море и за его пределами».

«Роснефть» заранее попыталась минимизировать риски введения санкций против ее арктических проектов. Поэтому компания после первых же антироссийских санкций стала вести переговоры о покупке иностранных активов, способных вести буровые работы и обеспечивать сервисные услуги для арктических проектов «Роснефти». В мае 2014 года на Санкт-Петербургском экономическом форуме «Роснефть» подписала соглашение с норвежскими SeaDrill и North Atlantic Drilling об инвестициях и сотрудничестве для создания долгосрочного партнерства с целью реализации возможностей в развитии морских и наземных проектов «Роснефти» на период до 2022 года. Соглашение предусматривало достижение договоренностей по получению «Роснефтью» существенной доли участия в компании North Atlantic Drilling Ltd. и выход последней на рынок наземного бурения в России, а также заключение долгосрочных контрактов на наземное и морское бурение.



Тогда же прошли предварительные переговоры о привлечении 6 установок для бурения на шельфе в суровых климатических условиях. Тогда стороны договорились, что всего в работах на шельфе может быть задействовано до 9 буровых установок. Сечин тогда заявлял, что «Роснефть» рассматривает возможность приобретения до 50% акций компании Seadrill.

North Atlantic Drilling Ltd - буровая компания, специализирующаяся на деятельности в суровых климатических условиях в Северной Атлантике. Парк компании состоит из 9 буровых установок, включая 5 полупогружных установок, одно буровое судно и три самоподъемные буровые установки. Акции компании обращаются на Нью-Йоркской фондовой бирже и Норвежском внебиржевом рынке, ее капитализация составляет около 2,1 млрд долларов; 70% акций компании в настоящее время принадлежат Seadrill Limited.

По мере ухудшения отношений России и Запада «Роснефть» активизировала процесс интеграции с норвежскими SeaDrill и North Atlantic Drilling. После того, как Евросоюз сообщил о согласовании нового пакета санкций против России, «Роснефть» и North Atlantic Drilling Ltd. (NADL) 29 июля 2014 года заключили долгосрочные соглашения по бурению на шельфе. Предмет сделки - долгосрочная эксплуатация 6 морских буровых установок на период до 2022 г. в шельфовых проектах «Роснефти» на сумму \$4,25 млрд. Ключевая договоренность – долгосрочная аренда платформы West Alpha. После подписания договоренностей эта платформа в срочном порядке выдвинулась в Карское море на место бурения поисковой скважины «Университетская-1». Подписание соглашения с NADL позволило «Роснефти» договориться о проведении работ до вступления в силу новых санкций, а значит, Евросоюз не мог запретить своим компаниям работать в проекте «Роснефти». Хотя Норвегия и не входит в ЕС, а сама NADL зарегистрирована на бермудских островах. Закрыть сделку по покупке доли в самой NADL «Роснефть» рассчитывала во второй половине 2014 года.

West Alpha была транспортирована через Баренцево, Печорское и Карское моря и установлена на точке бурения на лицензионном участке Восточно-Приновоземельский-1 в Карском море. До места назначения буровая платформа преодолела путь свыше 1900 морских миль. Водоизмещение установки составляет 30 700 тонн, длина – 70 м, ширина – 66 м, высота буровой вышки над главной палубой – 108,5 м, осадка во время бурения – 21,5 м. На точке бурения буровая установка удерживается с помощью 8-якорной системы позиционирования. Это обеспечивает повышенную устойчивость платформы. Большая часть платформы находится вне зоны волн, и они не могут помешать работе установки. Установка способна бурить на глубину до 7 км.

Специалисты «Роснефти» и ExxonMobil несколько месяцев готовили установку к операции в Карском море. Буровой West Alpha потребовалась дополнительная модернизация, направленная как на повышение общей надежности работы основного и вспомогательного оборудования, так и на обеспечение готовности к работе при низких температурах всех систем, включая в первую очередь системы жизнеобеспечения и экстренной эвакуации.

На платформе был размещен инновационный комплекс контроля ледовой обстановки для обнаружения айсбергов и слежения за морским льдом. В его работе используются инфракрасные камеры и современные бортовые радиолокационные станции. Анализируются данные спутниковой съемки и воздушной разведки.

Для обеспечения безопасной работы West Alpha в тяжелой ледовой обстановке «Роснефть» и ExxonMobil разработали уникальную схему предотвращения столкновений с айсбергами. Она предусматривает даже физическое воздействие на лед: если эксперты посчитают, что торос или льдина может повредить установку, специализированные суда



поддержки отбуксируют его на безопасное расстояние. Если же физическое воздействие невозможно, система изолирует скважину без вреда для окружающей среды, а буровая установка перемещается в безопасное место. Платформа оснащена двумя группами противовыбросовых превенторов и независимым подводным запорным устройством. Глубина моря в точке бурения составляет 81 м, проектная глубина вертикальной скважины – 2350 м от стола ротора.

Официальный старт бурения был дан Владимиром Путиным по видеосвязи 8 августа. Также в церемонии принимали участие специальный представитель Президента РФ по международному сотрудничеству в Арктике и Антарктике, член совета директоров «Роснефти» Артур Чилингаров и представитель North Atlantic Drilling Ян Тор Тейман. Предполагалось, что бурение продлится два месяца. Однако 12 сентября Евросоюз и США ввели новую волну антироссийских санкций. Новые ограничения ударили по арктическим нефтяным проектам. В частности, Минфин США запретил американским фирмам предоставлять пяти российским компаниям, включая «Роснефть», любые товары, услуги (кроме финансовых) и технологии, если они будут использоваться в арктических, глубоководных или сланцевых проектах. В частности, больше нельзя оказывать буровые, геофизические, геологические, логистические и управленческие услуги.

ExxonMobil смог пролоббировать для себя и других компаний, задействованных в арктическом проекте «Роснефти», отсрочку для сворачивания работ до 10 октября. Чтобы вписаться в эту дату, «Роснефть» досрочно объявила об успешном бурении. 27 сентября компания объявила об обнаружении нефти на скважине «Университетская-1» на лицензионном участке Восточно-Приновоземельский-1 в Карском море. Глубина моря в точке бурения составляет 81 метр, глубина вертикальной скважины – 2113 метров. Скважина бурилась в условиях открытой воды – на 74 параллели, в 250 километрах от материковой части Российской Федерации.

По итогам поискового бурения получены образцы породы, пробурен пилотный ствол (диаметром 8,5 дюймов до глубины 600 метров), взят горизонтальный керн. Получен значительный объем принципиально новой геологической информации.

На торжественной церемонии, посвященной завершению бурения, Игорь Сечин заявил: «Могу проинформировать вас об открытии первого нефтегазоконденсатного месторождения в новой Карской морской провинции. Получена первая нефть. Эта прекрасная легкая нефть даже по первичным результатам анализа сопоставима с сортом Siberian Light. Предварительная оценка ресурсной базы только по этой первой открытой нами ловушке 338 млрд кубометров газа и более 100 млн тонн нефти, а это лишь одна из структур на данном месторождении. Это уникальный результат при первом поисковом бурении на шельфе на абсолютно новом месторождении. Это наша общая победа, в ее достижении участвовали наши друзья и партнеры из ExxonMobil, Nord Atlantic Drilling, специалисты Schlumberger, Halliburton, Weatherford, Baker, Trendsetter, FMC. И мы хотим назвать это месторождение «Победа».

«Роснефть» официально заявила, что площадь структуры «Университетская» - 1200 квадратных километров при высоте «ловушки» 550 м. Ресурсы этой структуры составляют 1,3 млрд тонн н.э. Всего на трех Восточно-Приновоземельских участках Карского моря обнаружено более 30 структур, а экспертная оценка ресурсной базы трех участков составляет 87 млрд баррелей или 13 млрд тонн н.э.

«Роснефть» поспешила заявить, что Карская морская нефтеносная провинция по объему ресурсов превзойдет такие нефтегазоносные провинции как Мексиканский залив, бразильский шельф, арктический шельф Аляски и Канады и сравнима со всей текущей ресурсной базой Саудовской Аравии. Естественно, нашлись и сомневающиеся в таких



смелых оценках. Говорилось о том, что было пробурено по вертикали чуть более 2 км, после чего скважина уперлась в плотные породы. Была обнаружена эффективная нефтенасыщенная зона рекордной толщиной 150 метров. Но извлеченные из скважины керны содержали не нефть, а выпоты нефти. Поэтому говорить об объеме коммерческих запасов очень рано.

Но в любом случае к октябрю 2014 года все работы на новом месторождении «Победа» были свернуты. Руководство «Роснефти» и российские официальные органы заверяли общественность в том, что компания и государство ничего не потеряло от новых санкций. Еще после объявления о новых ограничениях в сентябре 2014 года вице-президент «Роснефти» Лариса Каланда заявляла, что если бы Минфин США не выдал бы ExxonMobil разрешение на продолжение работ в Карском море до 10 октября ««Роснефть» имела, естественно, свой план и готова была продолжить работу самостоятельно». В чем заключался план «Роснефти», не сообщалось.

О возможности самостоятельного продолжения работ, без западных инвесторов заявлял в сентябре 2014 года замминистра энергетики РФ Кирилл Молодцов. Он отмечал, что у России в общей сложности порядка 8 буровых платформ. Молодцов напомнил о том, что существует платформа «Арктическая», построенная в 2013 г., оператором которой является «Газфлот». Также он напомнил о существовании двух ледостойких платформ, построенных для Штокмана: «Северное сияние» и «Полярная звезда». Хотя было понятно, что, с учетом сложных отношений между госкомпаниями рассчитывать на использование «Роснефтью» газпромовских платформ не приходилось.

Однако затем ExxonMobil заявил о прекращении всех проектов в России, за исключением уже запущенного «Сахалина-1». 30 сентября, после объявления об уходе ExxonMobil из проекта разработки месторождения «Победа», Игорь Сечин сделал противоречивое заявление. С одной стороны он сказал, что «Роснефть» продолжит разрабатывать проект в Карском море и после ухода ExxonMobil: «конечно, мы будем разрабатывать его самостоятельно и привлечем необходимые технологии и другие партнеров, у которых нет ограничений на сотрудничество». Получалось, что «Роснефть» готова заменить ExxonMobil на другого партнера. С другой стороны Сечин отметил, что оператором проекта в Карском море является СП «Роснефти» с ExxonMobil, «и мы не планируем вносить изменения в структуру собственности СП». «Они (ExxonMobil) всегда будут иметь возможность вернуться в проект, как только регулирующие органы разрешат». Из слов Сечина не ясно будет ли «Роснефть» резервировать место для ExxonMobil в проекте разработки Восточно-Приновоземельских -1, -2, -3 участках.

Формально компания ООО «Карморнефтегаз» продолжает свое существование. А доли в ней по-прежнему распределены между «Роснефтью» и ExxonMobil из расчета 66,67% на 33,33% соответственно. Однако лицензии на месторождения в Карском море на данное подразделение не оформлены. Поэтому «Роснефть» имеет возможность передать право разработки другим компаниям, отстранив тем самым ExxonMobil от участия в проекте. Хотя американские власти не запрещали своим компаниям иметь доли в операторах или владельцах лицензий на арктические месторождения.

30 января 2015 года стало известно, что «Роснефть» из-за выхода ExxonMobil из проекта в Карском море не будет бурить вторую разведочную скважину на месторождении «Победа». Формально это будет нарушением лицензионных условий. Однако «Роснефть» намерена получить соответствующие разрешения в Роснедрах для всех своих шельфовых месторождений (которые пострадали от введения санкции).

Основным препятствием для продолжения буровых работ в 2015 году стало отсутствие буровой платформы. Несмотря на то, что «Роснефть» в июле 2014 года заключила с



North Atlantic Drilling договор об аренде буровой платформы West Alpha, стороны отошли от прежних договоренностей. В ноябре 2014 года норвежская North Atlantic Drilling Limited, подконтрольная миллиардеру Джону Фредриксену, сообщила, что из-за санкций отложила выполнение сделки с «Роснефтью» стоимостью \$4,25 млрд. Соглашение предусматривало аренду 6-и буровых установок для арктического шельфа. Платформа West Alpha еще в конце октября 2014 года была транспортирована в Норвегию. Тогда же стало известно, что стороны договорились о переносе на конец мая 2015 г закрытия сделки по покупке «Роснефтью» доли в North Atlantic Drilling (NADL) у компании Seadrill. Хотя ранее сделку предполагалось закрыть в 4-м квартале 2014 года.

Судя по всему, этой сделки не будет. В середине марта North Atlantic Drilling еще раз признала, что выполнение контракта с «Роснефтью» может задержаться из-за ухудшения ситуации на рынке и политического климата. Формально вопрос перенесен на май 2015 года. Также не будет выполнен в срок и контракт на буровую установку West Rigel.

1 декабря 2014 года стало известно, что СП «Роснефти» и ExxonMobil «Карморнефтегаз» расторгло контракт с норвежской Siem Offshore Inc. на аренду трех судов для разведки в Арктике из-за санкций. Контракт заключался на 2 сервисных судна: Siem Topaz и Siem Amethyst, и судно снабжения платформ Siem Pilot. Эти суда планировалось использовать в ходе бурового сезона 2015 года в Карском море. Siem отметила, что контракты предполагают выплату штрафа в случае досрочного отказа от сделки одной из сторон.

Таким образом, из-за санкций проект «Роснефти» и ExxonMobil в Карском море оказался в замороженном состоянии. Его будущее будет зависеть от политических решений властей США и Евросоюза по продлению антироссийских санкций. В феврале 2015 года США уже продлили срок действия антироссийских санкций еще на год.

Другие шельфовые проекты «Роснефти» находятся фактически в том же положении, что и СП с ExxonMobil по разработке месторождения «Победа» в Карском море. Это, в частности, проект ExxonMobil по разработке **Туапсинского прогиба в Черном море**.

Площадь участка – 11,2 тыс. кв. км при глубине моря от 40 до 2 100 м и, с точки зрения освоения морских месторождений, он считается сверхглубоким. В ходе сейсморазведки на участке выявлено более 33 перспективных структур. По независимой оценке, выполненной компанией DeGolyer & MacNaughton, извлекаемые ресурсы ЛУ «Туапсинский прогиб» оцениваются в 1213,681 млн. т. Проект по разработке Туапсинского прогиба подпадает под санкции как глубоководное месторождение. Поэтому все работы на нем, в которых задействованы иностранные партнеры, приостановлены. Правда, сам проект не имел приоритетного значения для «Роснефти».

«Роснефть» имеет еще ряд проектов с иностранными партнерами на шельфе. В частности, в 2012 году **«Роснефть» договорилась о стратегическом сотрудничестве с итальянской Eni**. В апреле 2012 года «Роснефть» и Eni подписали сегодня соглашение о комплексном сотрудничестве, в соответствии с которым предусмотрено совместное освоение участков Черного и Баренцева морей на территории России, обмен технологиями и персоналом, а также участие «Роснефти» в международных проектах Eni.

Соглашение предусматривает сотрудничество сторон по созданию совместного предприятия для освоения Федынского и Центрально-Баренцевского участков в Баренцевом море и Западно-Черноморского участка в Черном море. Доля Eni в совместном проекте составит 33,33%. В соответствии с соглашением Eni обеспечит финансирование комплекса геологоразведочных работ, необходимых для подтверждения коммерческой перспективности участков.



Суммарные извлекаемые ресурсы данных участков оцениваются в 36 млрд баррелей нефтяного эквивалента. Федынский участок площадью 38 тыс. кв. км расположен в незамерзающей южной части Баренцева моря. Глубина воды в районе участка составляет от 200 до 320 метров. Участок изучен сейсмикой 2Д, по результатам которой просматриваются 9 перспективных структур с извлекаемыми ресурсами углеводородов 18,7 млрд барр. н.э. В соответствии с лицензионными обязательствами на Федынском участке необходимо выполнить 6500 кв. км сейсмике 2Д до 2017 г. и 1000 кв. км сейсмике 3Д до 2018 г., пробурить одну поисково-оценочную скважину до 2020 г. и, в случае успеха, еще одну разведочную скважину до 2025 г.

С севера к Федынскому примыкает Центрально-Баренцевский участок. Здесь глубина моря составляет от 160 до 300 м. По данным выполненной ранее сейсмике на участке выделены 3 перспективные структуры с суммарными извлекаемыми ресурсами углеводородов более 7 млрд баррелей нефтяного эквивалента. На участке предстоит выполнить 3200 кв. км сейсмике 2Д до 2016 г. и 1000 кв. км сейсмике 3Д до 2018 г., пробурить 1 поисковую скважину до 2021 г. и, в случае успеха, одну разведочную скважину до 2026 г.

Третьим объектом для совместного освоения является Западно-Черноморский участок в Черном море. Площадь участка составляет 8,6 тыс. кв. км при глубине воды от 600 до 2250 м. «Роснефть» полностью изучила участок сейсмикой и выделила 6 перспективных структур с суммарными извлекаемыми ресурсами около 10 млрд баррелей нефти. В соответствии с лицензионными обязательствами в 2015-2016 гг. на участке предстоит пробурить две поисково-оценочные скважины.

В июне 2012 года в рамках Петербургского экономического форума «Роснефть» и Eni подписали ряд соглашений, обеспечивающих практическую реализацию заключенного в апреле 2012 г. Подписанные акционерные и операционные соглашения предусматривают создание совместных предприятий для освоения участков недр российского шельфа на Баренцевом и Черном морях. Кроме того, компании подписали Соглашения о гарантиях материнских компаний, по которым партнеры гарантируют друг другу надлежащее и своевременное исполнение всех обязательств своими дочерними компаниями. Эти условия создали Eni дополнительные проблемы в ситуации антироссийских санкций. С одной стороны, власти Евросоюза официально запрещают компании участвовать в российских арктических и глубоководных проектах. А, с другой, компания подписала соглашение о гарантиях выполнения своих обязательств. Однако пока «Роснефть» не предъявляла к Eni судебных претензий.

Eni обязалась полностью профинансировать на условиях «кэрри» затраты на выполнение лицензионных обязательств в части геологоразведочных работ. Кроме того, по каждому из проектов Eni компенсирует 33,33% расходов на приобретение лицензии, а по Западно-Черноморскому участку – основную часть исторических затрат на уже проведенные геологоразведочные работы.

21 июня 2013 года «Роснефть» и Eni S.p.A. подписали соглашение о завершении сделок по российскому шельфу. Сторонами соглашения являются дочерняя компания «Роснефти» - Rosneft JV Projects S.A. и дочерняя компания Eni S.p.A. - Eni Energy Russia BV. Компании объявили о завершении формирования организационных структур сотрудничества, а также подписании всех окончательных соглашений, и выполнении всех условий, необходимых для реализации проектов на шельфе Баренцева и Черного морей в рамках соглашения о стратегическом сотрудничестве, заключенного в 2012 году, которое, помимо совместного освоения российского шельфа, предусматривает обмен технологиями и персоналом, а также участие «Роснефти» в международных проектах Eni.



В июле 2013 года «Роснефть» приступила к выполнению полевых сейсморазведочных работ на лицензионных участках Федьинский и Центрально-Баренцевский. На участках были выполнены сейсмические 2D исследования в комплексе с набортной гравимагнитометрией объемом 9950 пог. км по двум лицензионным участкам. Работы по сбору данных проводились комплексом геофизических методов одновременно со специализированного сейсморазведочного судна. Кроме того, были проведены эколого-рыбохозяйственные исследования.

Если в Черном море «Роснефть» проводила сейсмические исследования собственными силами, а Eni предоставляла только финансирование, то в Баренцевом море организация геологоразведочных работ выполняется дочерними обществами «Роснефти» - «РН-Шельф-Арктика» и «РН-Шельф-Дальний Восток» совместно с Eni.

Официально Eni не объявляла о заморозке проектов с «Роснефтью». Однако санкции Евросоюза запрещают поставку оборудования для Арктических и глубоководных проектов. Поэтому партнеры пока только перенесли старт буровых работ на участке в Черном море. В июле 2014 года компании объявили о том, что могут перенести начало работ на месторождении Вал Шатского на шельфе Черного моря. В материалах, подготовленных к общественным обсуждениям, бурение двух скважин может быть перенесено с марта 2015-го на март 2016 года «в случае отсутствия плавучей полупогружной буровой установки» (ППБУ). Строительство скважины будет вестись с ППБУ Ocean Endeavor, принадлежащей Diamond Offshore Drilling.

«Роснефть» со своей стороны в конце 2014 года заявляла, что продолжает работать с Eni и на Вале Шатского и в Баренцевом море. Бурение на Черном море, по данным «Роснефти» намечено на 2016-2017 годы.

В феврале 2015 года исполнительный вице-президент Eni по Северной Европе и России Франко Магнани, выступая на IP Week в Лондоне, заявил, что его компания пытается продолжить реализацию своих проектов с «Роснефтью», соблюдая санкции. «Мы европейская компания, но мы также взяли на себя обязательства перед своими российскими партнерами. Мы рассматриваем возможность выполнять совместные проекты, несмотря на санкции», — отметил он. Магнани пояснил, что Eni регулярно запрашивают разъяснения по деталям санкций. «Необходимо решить геополитические проблемы, чтобы вести проекты, которые влияют на развитие нефтегазовой отрасли», — сказал топ-менеджер итальянской компании.

Пока Eni находится в режиме ожидания – она не рискует финансировать работы в рамках данного проекта, так как к компании ту же могут быть применены американские санкции. В Eni есть американские акционеры, а финансирование проектов может быть расценено как нарушение режима санкций.

Еще одним крупным партнером «Роснефти» на шельфе является норвежская Statoil. В мае 2012 года «Роснефть» и Statoil подписали соглашение о сотрудничестве, в соответствии с которым предусмотрено совместное освоение участков российского шельфа Баренцева и Охотского морей, участие «Роснефти» в освоении участков норвежского шельфа Баренцева моря, возможность приобретения «Роснефтью» долей участия в международных проектах Statoil.

Соглашение предусматривает сотрудничество сторон в создании совместного предприятия для освоения Персеевского лицензионного участка в Баренцевом море и трех участков – Магадан-1, Лисянского и Кашеваровского – в Охотском море. Доля Statoil в проекте составит 33,33%.



Персеевский участок расположен в западном секторе Баренцева моря – в районе, сопредельном с экономической зоной Норвегии. Глубины моря: 120 – 240 метров.

Участки Магадан-1 (глубины моря: 100 - 160 метров), Лисянский (глубины моря: до 200 метров) и Кашеваровский (глубины моря: 140-350 метров) расположены в Охотском море. Суммарные прогнозные ресурсы указанных четырех участков составляют около 2 млрд. тонн нефти и 1,8 трлн. куб.м газа.

В соответствии с окончательными соглашениями Statoil полностью профинансирует работы на указанных участках по геологоразведке в соответствии с согласованными программами работ. Согласно договоренностям Statoil возместит «Роснефти» исторические затраты и 33,3% от стоимости расходов российской компании за оплату лицензий. Соглашение закрепляет за «Роснефтью» возможность получения от Statoil единовременного бонуса за каждое коммерческое открытие запасов нефти и газа в соответствии с условиями окончательных соглашений.

В рамках соглашения «Роснефть» получила возможность приобретения доли в проектах и активах Statoil в разведке и добыче в Северном море, а также на участках норвежской части Баренцева моря.

Важной составляющей сотрудничества является договоренность о проведении совместных исследований с целью поиска эффективных подходов к разработке месторождений нефти и газа с трудноизвлекаемыми запасами (отложения сланцевой нефти Хадумской свиты в Ставропольском крае и подгазовой оторочки нефти повышенной вязкости Северо-Комсомольского месторождения в Ямало-Ненецком автономном округе). В случае обнаружения коммерческих запасов стороны планируют совместно разрабатывать соответствующие залежи.

Кроме того, «Роснефть» и Statoil выразили намерение размещать заказы на строительство судов ледового класса и буровых платформ на российских верфях.

21 июня 2013 г. в рамках Петербургского международного экономического форума «Роснефть» и Statoil подписали соглашение о завершении ряда этапов работ в рамках Соглашения о сотрудничестве, подписанного 5 мая 2012 г.

Стороны подписали соглашение о завершении сделок по разработке участков на российском шельфе в Баренцевом и Охотском морях, а именно: Лисянскому, Кашеваровскому, Персеевскому участкам и участку Магадан-1. Подписание соглашения о завершении подтверждает создание совместных предприятий, подписание окончательных соглашений, а также выполнение всех условий для завершения сделок.

Однако пока «Роснефть» и Statoil не перешли к буровым работам на российском шельфе. Хотя 18 августа 2014 года партнеры начали разведочные работы на участке Pingvin (лицензия PL713) в норвежской части Баренцева моря. Бурение первой поисковой скважины «Пингвин -1» велось с помощью буровой установки Transocean Spitsbergen. Глубина в точке бурения – 422 м, проектная глубина скважины – 1516 м. Оператором проекта выступает компания Statoil, также в проекте заняты компания North Energy ASA и норвежское подразделение компании Edison International. Организацию работ на лицензионном участке выполняет дочернее общество ОАО «НК «Роснефть» - RN Nordic Oil AS.

В рамках соглашения о сотрудничестве между ОАО «НК «Роснефть» и Statoil в результате успешного участия в 22-ом лицензионном раунде Правительства Норвегии в июне 2013 года НК «Роснефть» (через RN Nordic Oil AS) получила 20% долю в 4 участках в рамках лицензии PL713 на шельфе Баренцева моря. Лицензия PL713 включает в себя четыре блока: 7219/2, 3 и 7319/11, 12.



На российском же шельфе «Роснефть» и Statoil из-за санкций были вынуждены заморозить проекты. Их участки подпадали и под ограничения относительно арктических проектов и под ограничения на глубоководное бурение. Глава Statoil Хельге Лунд уже 25 августа 2014 года заявлял, что совместные проекты с «Роснефтью» могут пострадать из-за санкций. Тогда он говорил, что проекты могут быть перенесены на более поздний срок. По первоначальным планам Statoil и «Роснефть» должны были пробурить 6 скважин на российском арктическом шельфе в 2016-2021 годах. Во время конференции по освоению шельфов северных морей (Offshore Northern Seas 2014) в августе 2014 года Лунд заявил: «Совершенно очевидно, что в некоторых областях у нас будут задержки. В основном речь идет о шельфовых проектах, глубоководных скважинах и проектах в Арктике. Некоторые проекты будут продолжаться, а на некоторые повлияют санкции». «Я все же не хочу использовать термин «задержки», но потребуется больше времени на процессы одобрения и согласования в проектах, которые попали под санкции», — добавил Лунд. По словам главы Statoil задержки с реализацией российских арктических проектов могут возникнуть из-за того, что компании приходится согласовывать, какими санкциями ей нужно руководствоваться: выпущенными США, ЕС или самой Норвегией. Лунд сообщил: «Мы приводим работу компании в соответствие с санкциями. И это будет сложнее, чем раньше, так как не все решаем мы, есть и внешние факторы». При этом глава Statoil выразил надежду на улучшения политической ситуации, после чего бизнес контакты с Россией будут восстановлены.

Однако 30 сентября 2014 года официальный представитель Statoil Кнут Ростад заявил, что норвежская компания скорректировала совместные проекты с «Роснефтью». Он подчеркнул, что сотрудничество Statoil и «Роснефти» продолжается. «Мы сделали некоторые корректировки по некоторым из наших проектов для того, чтобы они соответствовали санкциям, и мы продолжим корректировку, если понадобится», — проинформировал Ростад, однако не стал уточнять, о каких именно изменениях идет речь.

В марте 2015 года Statoil сделал весьма показательное заявление. Она получила некоторые разрешения от властей Норвегии, позволяющие продолжить участие в совместных проектах с «Роснефтью» на шельфе. Однако для их финансирования и дальнейшего развития нужны новые разрешения. Таким образом, Statoil может развивать проект, но не может его финансировать. Норвегия, понимая ограниченность собственной ресурсной базы, не хочет уходить из российской Арктики. Однако боится реакции США. И поэтому предпочитает взять паузу.

Еще одним партнером «Роснефти» по разработке шельфовых проектов является японская компания **INPEX**. Компании в мае 2013 года подписали соглашение о сотрудничестве, в соответствии с которым предусмотрено совместное освоение лицензионных участков Магадан-2 и Магадан-3 российского шельфа Охотского моря. Глубина моря на данных участках составляет 120-180 метров, т.е. отдельные площади участков подпадают под западные санкции. Суммарные извлекаемые ресурсы участков составляют 1,577 млрд. т н.э. Доля INPEX в проекте составила 33,33%. INPEX профинансирует геологоразведочные работы на указанных участках в соответствии с согласованными программами работ. Согласно договоренностям INPEX возместит «Роснефти» ранее понесенные расходы на освоение лицензионных участков, а также 33,33% разового сбора, уплаченного российской компанией при получении лицензий. Также INPEX выплатит «Роснефти» бонус за каждое коммерческое открытие запасов нефти и газа пропорционально своей доле участия в проекте. Важно отметить, что Япония присоединилась только к отдельным санкциям США и ЕС против России. Но японские власти не запрещали своим компаниям участвовать в российских шельфовых проектах. Фактически Япония



не вводила какие-либо санкции против российской энергетики. Ограничения касаются только крымских энергетических компаний, таких как «Черноморнефтегаз».

«Роснефть» также сотрудничает с **китайскими компаниями**. В мае 2013 года «Роснефть» и китайская государственная компания CNPC договорились о совместной разработке трех участков российского арктического шельфа. В частности партнеры договаривались разрабатывать участки, расположенные в Баренцевом и Печорском морях - Западно-Приновоземельский, Южно-Русский и Медынский-Варандейский. Кроме того, компании договорились проводить совместную работу на участках, расположенных на суше в Иркутской области, Красноярском крае и Ненецком автономном округе.

Еще одним российско-китайским проектом на шельфе, который только выиграл от антироссийских санкций стало СП «Роснефти» и Sinopec - ООО «Венинефть». 30 мая 2014 года Правительство РФ предоставило «Венинефти» право на разведку и добычу углеводородов на Северо-Венинском газоконденсатном месторождении в Охотском море. Разовый платеж за этот участок составляет 87,2 млн. руб. «Венинефть» представила правительству свидетельство Роснедр от 20 июля 2010 г. об установлении факта открытия Северо-Венинского газоконденсатного месторождения. «Роснефть» получила в СП 74,9% акций, Sinopec - 25,1%.

Таким образом, все шельфовые проекты «Роснефти» столкнулись с трудностями. На отсрочку планов работы в 2015 году повлияли не только санкции, но и падение цен на нефть. «Роснефть» стала получать меньше прибыли, что вкупе с закрытием внешних финансовых рынков заставляет «Роснефть» сокращать инвестиционную программу.

В феврале 2015 года «Роснефть» направила 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. «Роснефть» попросила отсрочку из-за заморозки участия иностранных компаний в совместных проектах. Представитель Минприроды тогда сообщил, что глава ведомства Сергей Донской проинформирован об этих предложениях, и министерство намерено обсудить всю документацию, которая была представлена компанией.

5 марта 2015 года руководитель департамента геологоразведочных работ на шельфе ОАО «Роснефть» Тимофей Стрельцов заявил, что его компания в текущем году не планирует вести бурение на шельфе, в том числе в Арктике. В планах компании на текущий год – провести подготовительные работы по бурению в 2016 году. Он рассказал, что «Роснефть» будет выполнять обработку материалов, полученных в полевом сезоне 2014 года, и одновременно проводить подготовку к бурению по плану на участках в Охотском, Баренцевом и Черном морях в 2016 году.

Фактически единственным шельфовым проектом «Роснефти», не пострадавшим от антироссийских санкций, является проект **«Сахалин-1»**. Это связано с тем, что участниками проекта «Сахалин-1» являются ExxonMobil (30%), японская Sodeco (30%), индийская ONGC (20%) и «Роснефть» (20%). Т.е. у российской госкомпании нет контрольного пакета в проекте. К тому же «Сахалин-1» разрабатывается на условиях СП. Сахалинский проект также не подходит и под другие требования санкций. В частности месторождения «Сахалина-1» не являются глубоководными, а климатические условия отвечают условиям субарктики, а не Арктики.

Хотя после введения санкции со стороны США против российского нефтяного сектора в СМИ появилась информация о том, что долю ExxonMobil в «Сахалине-1» может выкупить администрация Сахалинской области. Но эта информация не подтвердилась.



Так как «Сахалин-1» не попал под санкции США и ЕС, «Роснефть» стремилась внести в рамки данного СРП проект строительства «Дальневосточного СПГ».

Проект «Дальневосточного СПГ» создается для монетизации газа, добываемого в рамках «Сахалина-1». Пока этот газ закачивается обратно в пласт, а также продается потребителям Хабаровского края РФ. «Роснефть» и ExxonMobil хотят построить СПГ завод мощностью 5 млн. т. в год. При этом проект уже получил право самостоятельного экспорта сжиженного газа. Запуск завода запланирован на 2018 год.

В августе 2013 года «Роснефть» и ExxonMobil начали процесс выбора подрядчика для проведения проектных и инжиниринговых работ. В сентябре 2013 года «Роснефть» и ExxonMobil подвели итоги конкурсных процедур по выбору подрядчиков на выполнение проектных работ по проекту строительства завода по производству сжиженного природного газа на Дальнем Востоке России: победителями стали CB&I и Foster Wheeler Energy.

До конца 2014 г. стороны планировали выполнить проектные работы в полном объеме, включая разработку FEED и проектной документации по заводу, гидротехническим сооружениям и подводящему газопроводу, выполнение инженерных изысканий и проведение оценки воздействия на окружающую среду.

Компаниям CB&I и Foster Wheeler планировалось предложить отдельные контракты на выполнение первой части проектных работ FEED. В рамках этих контрактов должна быть выполнена работа по разработке концептуального проекта с целью определения параметров площадки для размещения завода СПГ, технологий сжижения газа и способа строительства завода СПГ.

На самом деле перспективы этого завода неясны. И дело не только в санкциях, но и в конкуренции с газпромовским проектом расширения действующего СПГ-завода в рамках проекта «Сахалин-2». «Газпром» сразу отказался пусть газ «Сахалина-1» в Транссахалинский газопровод. Эта магистраль принадлежит оператору «Сахалина-2» - компании Sakhalin Energy. Газ по трубопроводу доставляется от месторождений на севере Сахалина к СПГ заводу на юге острова. Так как «Роснефть» решила строить СПГ завод также на юге Сахалина, ей необходим доступ к газопроводу для снижения затрат на строительство инфраструктуры. Sakhalin Energy отказался предоставлять «Роснефти» доступ к газопроводу, ссылаясь на то, что Транссахалинский газопровод не является частью Единой газотранспортной системы, а, значит, на него не распространяются требования о недискриминационном доступе к газотранспортной системе. В ответ «Роснефть» в 2014 году подала жалобу в ФАС на действия Sakhalin Energy, а также подала иск к оператору «Сахалина-2». Однако в феврале 2015 года суд отказал «Роснефти» в удовлетворении иска.

Видя трудности в реализации «Дальневосточного СПГ», «Роснефть» и ExxonMobil в мае 2014 года договорились о продлении соглашения о реализации проекта. На летний сезон 2014 года были запланированы работы по выполнению инженерных изысканий на суше и в море.

К маю 2014 года в рамках первой стадии проектирования завершена работа по разработке концептуального проекта, определены параметры и согласована предполагаемая площадка размещения завода СПГ, технология сжижения газа, проведена подготовка к началу второй стадии проектирования. Тогда же было известно, что в соответствии с разработанными концептуальными проектами завершение строительства и пуск в эксплуатацию завода СПГ, подводящего трубопровода и морских объектов, намечены на 2018-2019 гг.

В сентябре 2015 года, после объявления компанией ExxonMobil об уходе из шельфовых проектов «Роснефти», вице-президент российской госкомпании Влада Русакова



заявила, что американская ExxonMobil по-прежнему участвует в проекте строительства завода СПГ на Сахалине «Дальневосточный СПГ». «Роснефть» примет окончательное инвестиционное решение по проекту в конце 2015 года.

Формально санкции со стороны США и ЕС не запрещают американским и европейским компаниям участвовать в газовых проектах в РФ. Однако иностранные компании опасаются расширения санкций. Поэтому ExxonMobil, по слухам, еще летом 2014 года отказалась от участия в «Дальневосточном СПГ» в качестве инвестора. А весной ExxonMobil вообще обострила свою позицию по «Сахалину-1».

ExxonMobil **выставила финансовые претензии к российским властям**. Компания хочет договориться о снижении ставки налога на прибыль для «Сахалина-1». На момент подписания соглашения в середине 1990-х гг. она составляла 35%. По такой ставке проект и платит налоги до сих пор. Но ExxonMobil настаивает на снижении ее до ныне действующих с 2009 г. 20% и возвращении переплаченной суммы из бюджета, угрожая в противном случае начать разбирательство в Стокгольмском арбитраже. Причем речь со стороны американцев идет не только о снижении налога на прибыль по проекту, но и о возврате около 500 млн долл. США переплаты за шесть лет.

Глава Exxon Рекс Тиллерсон в середине марта прилетел в Москву, и в рамках визита встретился с вице-премьером Аркадием Дворковичем, министром энергетики Александром Новаком, министром финансов Антоном Силуановым и дважды — с президентом «Роснефти» Игорем Сечиным. Об итогах этих переговоров пока неизвестно, по крайней мере, о явных уступках России ни Exxon, ни российские чиновники не заявляли.

В 2015 году Новаку удалось погасить конфликт с Total по Харьяге, но там переговорная позиция западного инвестора была более сильная, а России действительно имело смысл идти на уступки и не лишать французов статуса операторов в проекте, где еще необходимы масштабные вложения в инфраструктуру (в том числе для переработки ПНГ). Кроме того, Total является акционером еще не запущенного проекта «Ямал СПГ».

В случае же с Exxon «Сахалин-1» не так много потеряет при уходе американцев, проект уже давно и стабильно работает. Правда, с уходом Exxon Россия потеряет ключевой канал лоббизма в США, так что остается большим вопросом, стоит ли действительно рвать все связи (9 из 10 проектов Exxon в России и так заморожены из-за санкций и неблагоприятной ценовой конъюнктуры).

Поведение Exxon очень показательное — «атака» с агрессивным требованием финансовых льгот может вообще закрыть им перспективы полного возвращения в РФ. Тем более что выглядит это как попытка «отжать» деньги перед полным сворачиванием проектов в РФ.



ПРОЕКТЫ ПО ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ. КООПЕРАЦИЯ С НЕРЕЗИДЕНТАМИ НА СУШЕ. ПРОБЛЕМЫ ИМПОРТОЗАМЩЕНИЯ В ОТРАСЛИ И СУДЬБА СЕРВИСНОГО БИЗНЕСА

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗ ПОД САНКЦИЯМИ:
ОСНОВНЫЕ УГРОЗЫ ДЛЯ ОТРАСЛИ

В последнее время стало понятно, что нефтяная отрасль находится не в лучшем состоянии. Нефтяники отчаянно пытаются донести до правительства тезис о скором падении добычи, если не будут приняты требуемые меры. Одна из них – налоговая либерализация с переходом на налог на финансовый результат. Другая проблема – зависимость от импортных технологий и иностранных сервисных услуг. Обостренная санкциями. Это самое проблемное место российской нефтянки.

Правительство на словах довольно активно занимается импортозамещением. Так, Мнипром создал в конце 2014 года Фонд развития промышленности, ориентированного именно на проекты по импортозамещению. В Фонд уже поступили заявки на 250 проектов в сфере нефтегазового комплекса. Вопрос в том, как же быстро этот механизм заработает. Само министерство готово удовлетворить порядка 10% из них. Также появился механизм инвестконтрактов: обязательств не менять правила игры в ходе реализации проекта.

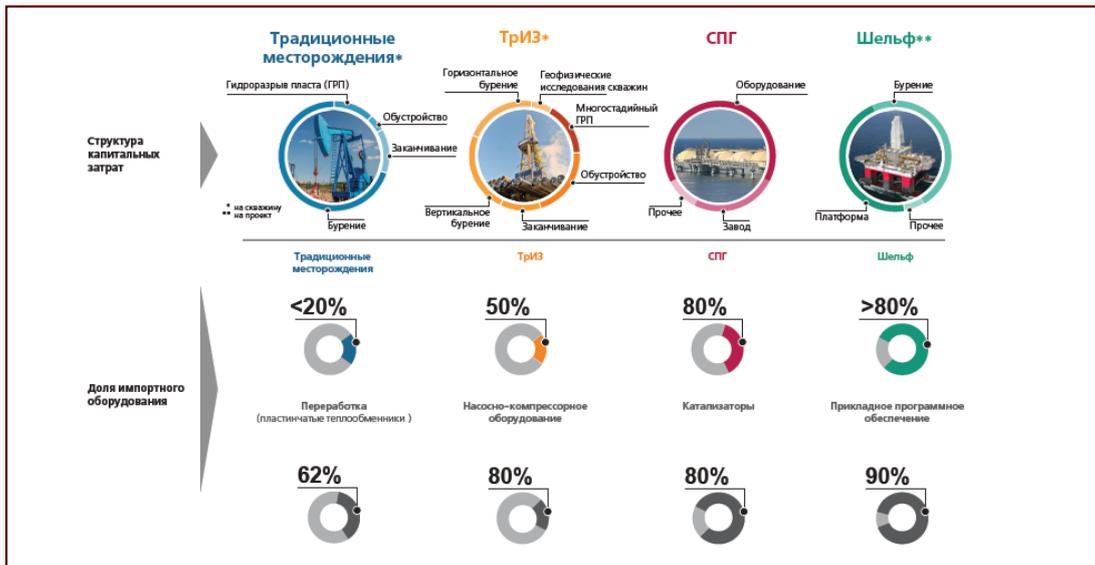
Но все это пока выглядит не слишком убедительно, нужна более масштабная программа, предполагающая совместные усилия правительства и компаний по импортозамещению. Данная программа в идеале должна реализовываться параллельно с налоговой реформой – тогда импортозамещение даст эффект примерно к тому же сроку, когда закончится эксперимент с НФР.

Март 2015 г.



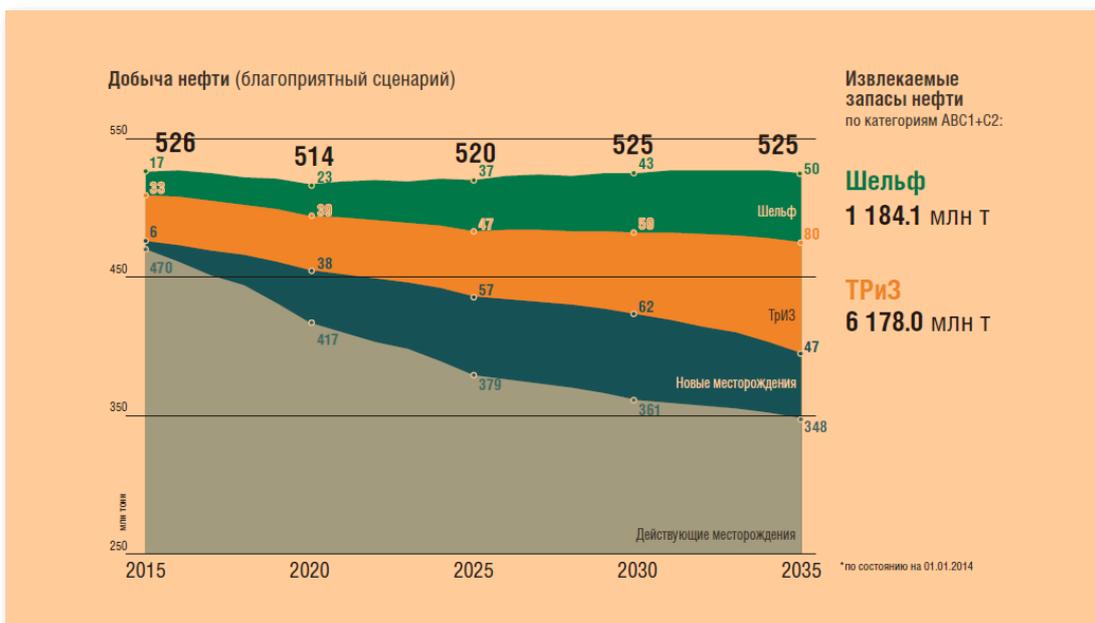
Зависимость российских проектов от импортного оборудования

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗ ПОД САНКЦИЯМИ:
ОСНОВНЫЕ УГРОЗЫ ДЛЯ ОТРАСЛИ



Источник: Минэнерго

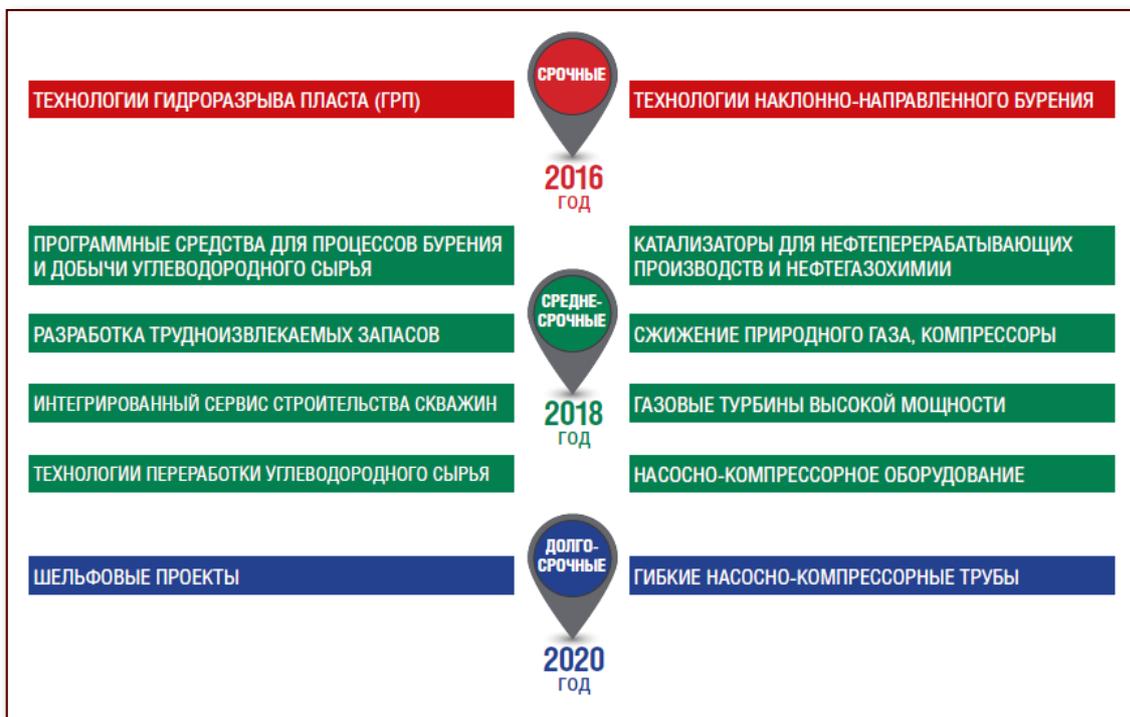
Особенно острой стоит проблема с трудноизвлекаемыми запасами Западной Сибири, которые могут стать альтернативой подвисающему шельфу. В ТРИЗах также есть проблема санкций, однако решить ее проще. Минэнерго относит шельф отнес к долгосрочным приоритетам в плане импортозамещения – то есть к нему надо приступать в более далекой перспективе. Ставка делается на ТРИЗЫ – Минэнерго в последней версии Энергетической стратегии до 2035 года как раз планирует в большей степени ускорить добычу именно ТРИЗов, тем более что по запасам они серьезно обходят шельф. Задача - выйти на 80 млн тонн добычи из ТРИЗов к 2035 году.



Март 2015 г.



Приоритетные технологии импортозамещения



Источник: Минэнерго

В ТРИЗах многие проекты с нерезидентами также не пошли из-за санкций. Проекты по разработке месторождений трудноизвлекаемой нефти были у «Роснефти», ЛУКОЙЛа и «Газпром нефти».

В июне 2013 года «Роснефть» и ExxonMobil в рамках Санкт-Петербургского экономического форума подписали документы, закладывающие основы для создания нового совместного предприятия для реализации проекта опытной добычи запасов трудноизвлекаемой нефти в Западной Сибири. Доли участия компаний «Роснефть» и ExxonMobil в этом проекте составили 51% и 49% соответственно.

В декабре 2013 года «Роснефть» и ExxonMobil подписали документы об учреждении совместного предприятия в целях реализации проекта по опытно-промышленной разработке трудноизвлекаемых запасов нефти в Западной Сибири в рамках реализации соглашения о стратегическом сотрудничестве. Целью работы СП стала реализация программы опытных работ для целей оценки и определения технической возможности разработки запасов, залежей или скоплений углеводородов Ачимовских и Баженовских отложений в Западной Сибири. Совместные исследования по Ачимовским отложениям должны были быть осуществлены на 17 лицензионных участках, а по Баженовским отложениям – на 20 лицензионных участках в регионе работ ООО «РН-Юганскнефтегаз». Предполагалось провести работы на принадлежащих «Роснефти» 23 лицензионных участках общей площадью более 10 тыс. кв. км.

Планировалось, что программа опытных работ будет реализована в течение 2013-2015 гг., для ее осуществления ExxonMobil предоставит финансирование в размере до \$300 млн на условиях «кэрри». По итогам реализации программы опытных работ



партнеры примут решение о переходе к полномасштабной разработке трудноизвлекаемых запасов.

В декабре 2013 года совет директоров «Роснефти» одобрил передачу СП «Тризнефть Пилот САРЛ» (СП «Роснефти» и ExxonMobil) эксклюзивного права на осуществление программы опытных работ в отношении Ачимовских и Баженовских отложений на лицензионных участках в Западной Сибири. Также было одобрено получение «Роснефтью» от «Тризнефть Пилот САРЛ» производственных услуг в отношении горизонтальных скважин, консалтинговых услуг в отношении вертикальных скважин, услуг по проведению геолого-геофизических исследований и оценки. Предполагалось, что бурение вертикальных скважин будет включать в себя ГРП. Также пройдет углубление существующих скважин, повторное освоение бездействующих скважин, реализация программы специальных исследований керна, включая геомеханические исследования.

Тогда же было одобрено предоставление для «Роснефти» займа в размере, необходимом на оплату расходов на осуществление программы опытных работ. Заем предоставляется в соответствии с условиями акционерного и операционного соглашения с выплатой основной суммы долга и начисленных процентов из последующих поступлений при условии успешной реализации проекта. Стоимость взаимосвязанных сделок – не более \$300 млн.

Однако после введения санкций со стороны США и ЕС против нефтяного сектора РФ ExxonMobil заморозил все проекты с «Роснефтью» по разработке месторождений трудноизвлекаемой нефти.

Аналогично развивались **отношения «Роснефти» и Statoil**. В июне 2012 года компании подписали соглашение о совместной технической оценке в отношении трудноизвлекаемых запасов нефти Северо-Комсомольского месторождения в Западной Сибири и месторождений Хадумской свиты в Ставропольском крае. В случае принятия совместного решения о целесообразности разработки запасов трудноизвлекаемой нефти в указанных регионах предусмотрено создание партнерами компании-оператора с долевым участием «Роснефти» в размере 66,67%, Statoil – 33,33%. При этом Statoil берет на себя финансирование согласованных расходов на этапе камеральных исследований и на этапе опытных работ.

Позже «Роснефть» и Statoil переключились на разработку месторождений с трудноизвлекаемой нефтью в Самарской области. В июне 2013 года на Санкт-Петербургском экономическом форуме компании также подписали соглашение об основных принципах реализации проекта совместной опытной разработки доманиковых отложений на 12 лицензионных участках «Роснефти» в Самарской области. Долевое участие «Роснефти» в проекте составило 51%, Statoil - 49%.

Согласно условиям соглашения, Statoil должна была предоставить финансирование на условиях «кэри» в размере до \$60 млн. для реализации программы опытных работ, а также современные технологии и специалистов в области трудноизвлекаемых запасов. Фактические работы на участках трудноизвлекаемой нефти «Роснефть» и Statoil не начинали, поэтому заморозка их проекта не оказала воздействия на уровень добычи «Роснефти». Однако в перспективе российская госкомпания надеялась получить от иностранных партнеров технологии добычи нефти из сложнопроницаемых пород, в том числе из Баженовской свиты.

Еще один проект по добыче трудноизвлекаемой нефти «Роснефть» реализовывала с ВР. В 2013 году партнеры объявили о том, что будут совместно добывать сланцевую нефть из доманиковых отложений в Волго-Уральском регионе. В рамках



сделки предусматривается создание совместного предприятия, в котором доля уставного капитала «Роснефти» составит 51%, доля ВР – 49%. ВР должно было выделить первоначальное финансирование проекта в объеме до \$300 млн. Однако в январе 2015 года вице-президент российского отделения ВР в ходе Гайдаровского форума заявил, что ВР и «Роснефть» не смогли из-за санкций создать СП по разработке сланцевой нефти. Вместо этого компании подписали меморандум о совместной работе над проектом разработке Таас-Юряхского месторождения в Восточной Сибири.

Еще одним проектом по добыче трудноизвлекаемой нефти, закрывшимся «на старте», стало **СП ЛУКОЙЛа и Total**. В мае 2014 года компании создали СП по разработке Баженовской свиты в Западной Сибири. По условиям соглашения, ЛУКОЙЛ получил 51%, а Total - 49%. Глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов говорил тогда, что в течение двух лет компании инвестируют в геологоразведочные работы \$120-150 млн. Предварительные запасы СП оценивались в 70 млн. т. нефти. Предполагалось, что пилотный проект будет реализован на Гальяновском лицензионном участке, правами пользования недрами на котором обладает ОАО «РИТЭК» (входит в ЛУКОЙЛ), а также на Восточно-Ковенском, Ташинском и Ляминском-3 лицензионных участках, правами пользования недрами на которых обладает концерн Total, общая площадь которых составляет 2,7 тыс. кв. км.

В сентябре 2014 года Кристофа де Маржери сообщил, что все работы по созданию СП Total и ЛУКОЙЛа для добычи нефти из сложнопроницаемых пород приостановлены из-за санкций. Но при этом он добавил, что работы фактически и не начинались, поэтому компании не понесли каких-либо потерь. Тогда же старший вице-президент Total по рынкам континентальной Европы и Центральной Азии Майкл Боррел уточнил, что французская компания «переоценивает» планы по добыче сланцевой нефти в Западной Сибири в партнерстве с ЛУКОЙЛом на фоне экономических санкций против России. Представитель ЛУКОЙЛа сказал, что компания не получала официального уведомления об изменении статуса сотрудничества. А Вагит Алекперов заявил, что ЛУКОЙЛ изучает влияние новой волны санкций, введенных 12 сентября, на СП с Total. После того, как Маржери погиб во время авиакатастрофы в московском аэропорту «Внуково», переговоры по проекту были заморожены.

Другим пострадавшим проектом среди месторождений по добыче сланцевой нефти стало **СП «Газпром нефти» и Shell**. В 2013 году «Газпром нефть» и Shell создали СП - ЗАО «Ханты-Мансийский нефтегазовый союз». Компания занималась новыми проектами по разведке и разработке запасов сланцевой нефти на территории ХМАО. В 2014 году предприятие получило право на геологическое изучение участков Юильский-4, Юильский-5 и Южно-Лунгорский-1 в ХМАО

Руководитель дирекции по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы «Газпром нефти» Алексей Вашкевич заявлял, что в перспективе СП сможет добывать в ХМАО до 5 млн т сланцевой нефти в год.

Однако в октябре 2014 года глава «Газпром нефти» Александр Дюков заявил, что Shell из-за санкций приостановила работы в рамках Ханты-Мансийского нефтяного альянса. При этом Дюков отметил, что «Газпром нефть» продолжает работать самостоятельно, и подрядчики также продолжают работу. Он сказал, что уход Shell увеличил издержки проекта в \$2-3 на баррель. А сроки реализации проекта не меняются.

У «Газпром нефти» и Shell есть другое совместное предприятие – «Салым Петролеум Девелопмент» (Salym Petroleum Development, SPD), с 2003 года оно ведет освоение Салымской группы нефтяных месторождений в ХМАО. В группу месторождений Салыма входят: Западно-Салымское, Ваделыпское и Верхне-Салымское месторождения, расположенные на юге Ханты-Мансийского автономного округа.



В рамках SPD Shell изучает возможность продолжения работы по сланцевым проектам (на Баженовской свите) и согласовывает это с регуляторами. Проект разработки сланцевой нефти на Салыме стартовал с планирования доразведки глубоких горизонтов и закончилась построением геологической модели отложений баженовской свиты Верхне-Салымского месторождения, как наиболее перспективных для дальнейшей разработки.

В январе 2014 года SPD приступила к бурению первой горизонтальной оценочной скважины в рамках пилотного проекта разработки баженовской свиты на Верхне-Салымском месторождении. Всего в рамках проекта СПД планирует в 2014-2015 гг. построить 5 таких скважин с применением технологии многоступенчатого гидроразрыва пласта.

Shell не сообщала о заморозке разработки Баженовской свиты в рамках SPD.

У «Газпром нефти» есть и другие проекты по добыче нефти из Баженовской свиты. В частности 10 февраля 2014 «Газпром нефть» и Schlumberger подписали дополнение к действующему между ними с 2011 года рамочному соглашению о технологическом сотрудничестве. Компании расширяют взаимодействие для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов сланцевой нефти, в первую очередь, — залежей баженовской свиты в Западной Сибири.

Было заявлено, что сотрудничество компаний будет касаться планов «Газпром нефти» по освоению бажено-абалакского комплекса Пальяновской площади Красноленинского месторождения, а в будущем - и других проектов по разработке нетрадиционных запасов нефти на территории ХМАО.

В качестве технологического партнера Schlumberger предоставит «Газпром нефти» проверенные технологические решения, подкрепленные опытом и знаниями российских и международных экспертов Schlumberger в области нетрадиционных ресурсов. Представители «Газпром нефти» и Schlumberger вошли в состав объединенного координационного комитета, который будет определять стратегии, цели и критерии эффективности при реализации проектов разработки баженовской свиты.

В настоящее время «Газпром нефть» исследует залежи сланцевой нефти в рамках трех проектов. Летом 2013 года «Газпром нефть» утвердила программу работ по дальнейшему изучению залежей нефти бажено-абалакского комплекса Пальяновской площади Красноленинского месторождения (разрабатывается «Газпромнефть-Хантосом»). Программа предусматривала бурение до осени 2014 года четырех наклонно-направленных скважин глубиной 2,7—2,8 тыс. метров для изучения баженовской свиты. Бурение первой скважины началось в декабре 2013 года. Опыт работы с аналогичными запасами «Газпром нефть» также получает в рамках компании Salym Petroleum Development (SPD).

В марте 2014 года «Газпромнефть-Хантос» (дочернее предприятие «Газпром нефти») получил лицензию на геологическое изучение глубоких перспективных нефтенасыщенных горизонтов Южной части Приобского месторождения – ачимовской и баженовской свит. Горизонты расположены на глубине 2,5-2,7 тыс. метров, содержащиеся в них запасы углеводородов относятся к категории трудноизвлекаемых из-за низких фильтрационных свойств пород-коллекторов. Исследование бажено-абалакского комплекса Южно-Приобского месторождения будет осуществляться при поддержке компании Schlumberger.

В апреле 2014 года из новой скважины, пробуренной на Пальяновской площади Красноленинского месторождения «Газпромнефть-Хантос», получен фонтанирующий приток нефти из бажено-абалакской свиты дебитом 50 куб. м. в сутки. На скважине был проведен гидроразрыв пласта.



Скважина пробурена в рамках программы «Газпром нефти» по подготовке к промышленному освоению нетрадиционных запасов нефти. Первым этапом исследования потенциала добычи сланцевой нефти на Пальяновской площади стало бурение весной 2013 года эксплуатационно-оценочной скважины, дебит которой составил 80 кубометров в сутки. Полученные результаты позволили продолжить изучение бажено-абалакского комплекса на Пальяновской площади. Для этого в 2014 году предусмотрено бурение 4-х наклонно-направленных скважин глубиной до 2,8 тыс. метров.

В январе 2015 года было объявлено, что «Газпромнефть-Хантос» завершил испытание первых двух скважин, пробуренных на южной лицензионной территории Приобского месторождения для изучения запасов баженовского горизонта. На обеих наклонно-направленных скважинах проведен гидравлический разрыв пласта (ГРП), получен приток углеводородов, в ближайшее время будет завершено испытание еще двух аналогичных скважин.

«Газпром нефть» также испытывает проблемы с реализацией проектов по добыче нефти из Баженовской свиты. Компания имеет опыт и технологии самостоятельной добычи. Но пока добыча ведется в экспериментальном формате. Возможно, Shell удастся сохранить свое участие в SPD, т.к. доли в проекте распределены 50 на 50. Но, возможно, Shell не будет рисковать и ограничится добычей нефти из традиционных месторождений. Думается, что в проектах останется и Schlumberger.

Основные проекты нерезидентов на территории РФ



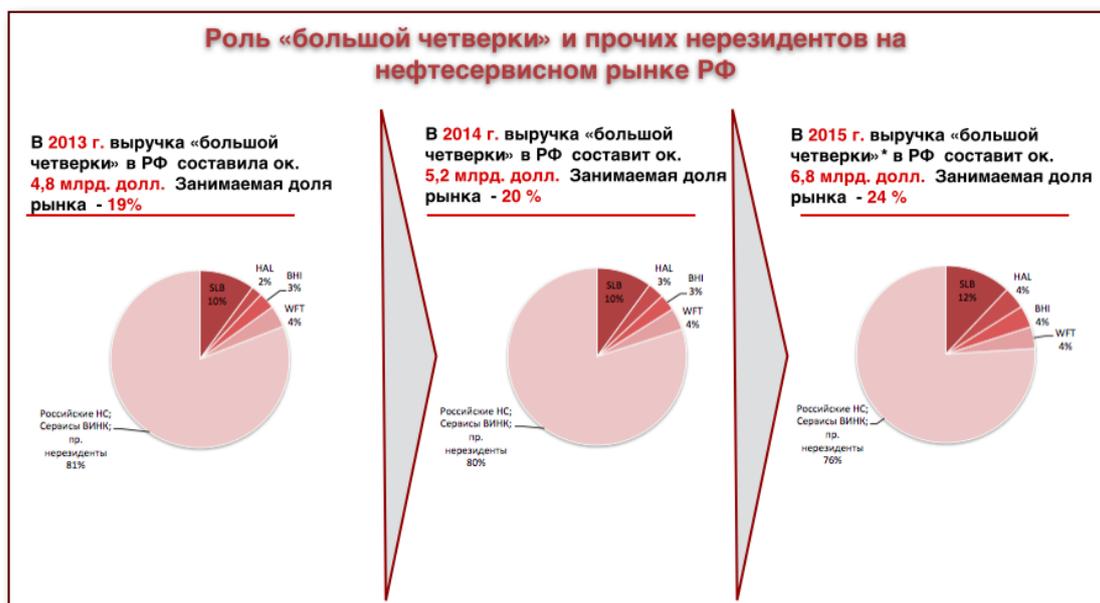
Источник: ФНЭБ

Вообще именно перспективы кооперации с западными сервисными компаниями являются одним из проблемных мест реализации проектов в области ТРИЗов. Здесь мы выходим на другую значимую тему – определение будущего сервисного бизнеса в РФ. «Большая четверка» западных сервисов (Shlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford) активно представлена на российском рынке. В среднем в 2013 году объем российского рынка нефтесервиса оценивался в 25 млрд долл. Средний прогноз на 2014 год – прирост на 0,9 – 1 млрд долл. за счет факторов необходимости обновления парка



и внедрения новых современных технологий (таких, как гидроразрыв пласта). Правда, резкое падение курса рубля приведет к серьезному падению выручки в долларах – напомним, что национальная валюта подешевела в два раза по отношению к доллару. Что серьезно сократит долларовые доходы сервисных компаний.

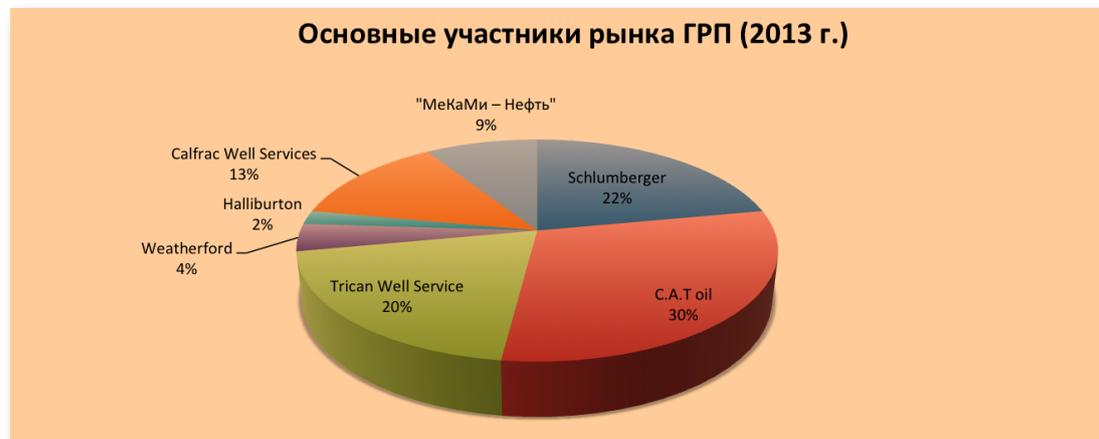
На «большую четверку» приходится около 18% доли рынка в России. Годовая выручка Schlumberger на российском рынке — около 3 млрд долл., Weatherford — около 1 млрд долл., Halliburton и Baker Hughes — по 0,5 млрд долл.. Нефтесервисные компании – компании, которые обслуживают скважины на всем жизненном цикле проекта: от первичной геологической разведки до полного истощения запасов.



Источник: ФНЭБ

Среди наиболее уязвимых сегментов российского рынка нефтесервиса можно выделить следующие:

1. **Интенсификация** (прежде всего ГРП). Рынок ГРП на 91% занят нефтесервисными компаниями – нерезидентами:



Источник: C.A.T. oil AG: Full Year 2013 Results



Правда, немецкая C.A.T oil только номинально является иностранной. Там российские акционеры. Да и 97% выручки приходится на Россию. Не даром пошли слухи о ее покупке «Роснефтью». Хотя, возможно, они вываны уже согласованной сделкой о покупке «Роснефтью» российских активов компании Weatherford.

2. **Геофизика.** Это опасно в контексте возросшего спроса 3D ГПП (геологоразведочные работы).



Источник: Годовой отчет за 2013 г. ОАО «Росгеология», расчеты ФНЭБ

Основная проблема – отсутствие ПО интерпретации сейсмических данных. Кроме того, крупные ВИНК часто заказывают исследования по интерпретации данных у зарубежных сервисных компаний. Как видно из Положения от 6 августа 2014 г. Министерства Торговли США, услуги и лицензионное ПО для интерпретации данных находятся «под особым контролем». Более того, лицензия может быть и вовсе отозвана в зависимости от «индивидуальных актов» компетентных органов.

3. **Бурение** (в том числе буровое оборудование). Рынок технологий горизонтального бурения также зависит от иностранных компаний, поскольку львиную долю сегмента занимают WFT и C. A. T. oil, попавшие под воздействие санкций (около 40%). Единственным сильным российским игроком является EDC.



Источник: C.A.T. oil AG: Full Year 2013 Results



Кроме того, остро стоит проблема обновления парка бурового оборудования.



Источник: Douglas Westwood 2012; расчеты ФНЭБ

Основная доля бурового оборудования находится в эксплуатации более 20 л. Большинство буровых установок к 2012 году подошли к концу своего 25-летнего срока полезного использования. Основная доля буровых установок – импортные. Запчасти и техническое обслуживание также производятся западными компаниями.

Здесь опять возникает вопрос стратегического выбора: делать ставку на жесткий разрыв отношений и полное импортозамещение «не мытьем так катанием», либо на сохранение взаимодействия с западными (прежде всего, американскими) сервисниками даже в условиях санкций. Для чего может быть создана целая система возможностей работы через «дочек» западных компаний, через контрабанду, через адресные договоренности с американскими властями об исключении из режима санкций или о «благосклонной для России» юридической интерпретации санкционного режима. Как рассказывал недавно Bloomberg со ссылкой на представителя министерства финансов США (которое технически администрирует санкции), «наши санкции в отношении России не распространяются на дочерние предприятия американских компаний, расположенных за рубежом».

Об интересе западных компаний к российскому сервисному рынку говорит и готовящаяся сделка **по приобретению Schlumberger 45,65% акций Eurasia Drilling Company (EDC)**.

«Евразия» — крупнейшая в России независимая буровая компания со штаб-квартирой в Москве. Основным акционером является глава совета директоров Александр Джапаридзе. Ему принадлежит 54,5% акций. 28% находится в собственности Александра Путилова. Еще 11% принадлежит бывшему вице-президенту ЛУКОЙЛа Серику Рахметову. В 1995 году Александр Джапаридзе основал сервисную компанию «Петроальянс», которая занималась разработкой нефтяных месторождений. В 2004 году «Петроальянс» купила компания Schlumberger. На вырученные от продажи деньги



Джапаридзе купил буровое подразделение ЛУКОЙЛа («ЛУКОЙЛ – Бурение»), которое стало нынешней Eurasia Drilling. В 2007 году Eurasia Drilling провела IPO, выручив от продажи акций более 780 млн долл. По итогам сделки капитализация компании составила около 3,5 млрд долл. В 2013 году выручка компании составила 3 млрд 480 млн долл. По сравнению с 2012 годом это прирост на 7,7%. Правда, с 2010 по 2011 год прирост был более 50%. Прогноз на конец 2014 года – падение выручки примерно на 11% (за первое полугодие 2014 г. – падение на 10,7%). Однако все равно компания генерирует неплохую прибыль. А в 2015 году прогнозируется прирост около 1%.

Сделка составит 1,7 млрд долларов США и технически будет проходить в два этапа. Сначала EDC подаст заявление о делистинге с LSE, а один из ее крупных акционеров (основные – гендиректор Александр Джапаридзе (30,2%) и Александр Путилов (22,4%)) создаст специальную компанию EDC Acquisition Company Limited (EACL). EACL возьмет в долг у одной из структур Schlumberger 991 млн долл. Средства будут направлены на выкуп с рынка GDR, эквивалентных 30,67% акций EDC. Затем Schlumberger получит акции самой EACL. Еще 14,98% Schlumberger выкупит у крупных совладельцев также по 22 долл. за акцию. Также Schlumberger получает опцион на покупку оставшихся акций EDC в течение пяти лет с момента закрытия сделки.

Выплата покупателем 22 долл. за каждую GDR означает, что Schlumberger оказалась готова дать около 80% премии к актуальной рыночной стоимости бумаг EDC (до объявления о сделке была на уровне 12 долларов). Да, это ниже стоимости Eurasia Drilling до падения цен на нефть: в середине лета 2014 года GDR компании торговались по 33 долл., но сравнивать цену того момента с нынешним не имеет совершенно никакого смысла. Можно, конечно, ожидать возвращения нефтяных котировок к 100 долларам за баррель. Но в такой сделке подобные прогнозы вообще не могут быть аргументом.

Если же исходить не из этих гипотетических и сомнительных ожиданий, а из текущей ценовой конъюнктуры в отраслях ТЭК, то действия Schlumberger выглядят как осознанная готовность дать премию продавцу за действительно ценный актив. Правда, сделка эта тормозится ФАС – не исключено, что в интересах российских ВИНК.

Вроде бы можно сделать ставку на сохранение позиций западных компаний в России. В их пользу играет наличие современных технологий, возможность вкладывать солидные средства в R&D, доступ к дешевым кредитным ресурсам на Западе. Кроме того, они уверяют, что санкции США и ЕС не станут серьезным препятствием для их работы в РФ. Пример этому – решение Министерства финансов США от февраля 2015 года, согласно которому санкции против РФ не относятся к иностранным дочерним предприятиям американских компаний. Это означает, что крупные поставщики нефтегазового оборудования и сервисных услуг могут участвовать в проектах по добыче сланцевой и другой трудноизвлекаемой нефти на территории РФ, а также в российских арктических проектах через свои иностранные дочерние структуры. Тем самым подтверждается версия, что та же Schlumberger как раз и покупает долю в EDC с целью продолжить свою работу в России, пусть и через дочернюю компанию, даже в случае ужесточения санкций.

Однако у такого сценария есть сразу несколько крупных рисков. В реальности санкции в любой момент могут быть только усилены. Ситуация напоминает открытую мышеловку, и чем сильнее будет зависимость от западных мейджоров, тем значительнее будут последствия их возможного ухода из РФ по политическим причинам. Поскольку США по-прежнему исходят из необходимости наказать Россию, то, скорее всего, они будут продолжать применение «стратегии анаконды» – постепенного экономического удушения РФ. Значит, санкции постепенно будут ужесточаться, и новый удар по нефтегазу как



раз может быть нанесен через сервисный бизнес. Таким образом, если уход западных сервисных компаний из России и отложен, это не означает, что его не будет вовсе.

Но даже без ухудшения санкционного давления уже введенные ограничения серьезно сдерживают участие западных компаний в прорывных добычных проектах на российской территории. Это прежде всего касается шельфа и сланцевой нефти. А данные проекты носят приоритетный характер для России, если учесть падение добычи на старых советских браунфилдах. Без запуска новых проектов по добыче трудноизвлекаемой нефти вполне реальным становится сценарий падения добычи в среднесрочной перспективе.

Значит, замещать нерезидентов все же придется, и лучше делать это сейчас. Рассчитывать же на снятие санкций в среднесрочной перспективе точно не приходится.

Кроме того, в период снижения цен на нефть и роста ставок по кредитам многие средние российские сервисные компании окажутся перед угрозой банкротства. И также могут стать жертвой политики поглощений со стороны крупных западных мейджоров. А это усилит социальную напряженность в нефтедобывающих регионах. Ведь обычно за поглощениями следует оптимизация кадрового состава компаний и увольнения.

Другой путь – попытаться заменить западные сервисные компании на компании из стран, не присоединившихся к санкциям. Прежде всего речь идет о китайских сервисных компаниях. Основной плюс – возможность переложить затраты на создание нужных технологий на китайских партнеров. Однако Китай всегда мыслит о своей вырубке. Потому если поначалу он будет предлагать комфортные условия для расширения доли на российском рынке, то потом китайские компании вполне могут начать завышать цены на свои услуги или требовать пересмотра контрактов на поставку нефти в КНР. Кроме того, китайские компании не обладают нужными технологиями, их нужно будет создавать. Определенные опасения вызывают и качество предоставляемых китайскими компаниями сервисных услуг – хотя здесь есть определенная позитивная динамика.

Еще один вариант – сделать ставку на развитие собственных сервисных подразделений ВИНК. В чем-то это будет означать возвращение к советской системе управления нефтяным комплексом. У ВИНК из-за размера должен быть определенный запас финансовой прочности, они могли бы позволить дополнительные расходы на R&D.

Однако и здесь есть проблемы. Сейчас многие ВИНКи испытывают проблемы с обслуживанием своего долга, а также сталкиваются с ростом налоговой нагрузки. Происходит сокращение их инвестиций в новые проекты. Так что сейчас они могут испытывать проблемы с развитием собственного сервисного бизнеса. Возвращение сервисного бизнеса в состав ВИНК может привести к снижению гибкости сервисного бизнеса. А также росту затрат на сервисные подразделения.

Кроме того, ВИНКи мыслят прежде всего собственными интересами. Концентрации ресурсов ВИНК будет серьезно препятствовать развитию мелкого и среднего бизнеса в нефтедобыче, который на самом деле мог бы оказать солидное влияние на исправление ситуации в отрасли.

Еще вариант – создать государственную сервисную компанию. Это решение лоббирует глава Минприроды Сергей Донской. Но государство вряд ли способно стать значительным инвестором, будет потрачен солидный объем денег на выкуп активов, а до развития сервисного бизнеса руки могут и не дойти. Уместно вспомнить исторический пример – даже Сталин сознательно создавал несколько конкурирующих между собой конструкторских бюро, занимавшихся сходными проектами (дополнительные расходы окупались ценностью самого факта создания конкуренции между разработчиками).



Наконец, можно сделать ставку на ускоренное развитие собственного независимого сервисного бизнеса. Плюсы понятны – отечественному сервисному бизнесу не страшны санкции, он обеспечит определенный уровень конкуренции в отрасли, которая будет стимулировать снижение цен и повышение качества сервисных услуг.

Однако и тут есть свои подводные камни. Реализации такого подхода потребует солидного финансирования. Сервисные компании в большинстве своем не имеют больших средств на развитие. Они скорее выживают, чем развиваются. Они сталкиваются с диктатом ВИНК, с проблемами доступа к кредитным ресурсам. В такой ситуации они не способны профинансировать разработку новых технологий, столь необходимых для решения прорывных вопросов.

Таким образом, лучше применять смешанную стратегию. Не нужно сознательно выдвигать западные компании из России, однако стратегически делать на них ставку нецелесообразно и даже опасно. Нужно заставлять их более активно переносить технологии в РФ, создавать технологические полигоны, участвовать в прорывных проектах на российской территории вроде проекта инновационного сервисного полигона на Бажене. Они должны рисковать, если хотят остаться на российском рынке - покупать миноритарные доли российских компаний и на их основе создавать прорывные производства.

Частичная замена на китайские компании также возможна. Однако и с ними нужно проявлять аккуратность. У них будет соблазн отработать пока ее неизвестные им технологии за счет российских клиентов. Нужно заставлять их инвестировать в R&D на российской территории.

Расширение роли ВИНК в сервисном бизнесе возможно, однако важно, чтобы ВИНК активнее занимались инвестициями в новые технологии, импортозамещение, не прося на это помощи у государства.

Самая тонкая тема – это поддержка независимых сервисных компаний. Но делать это необходимо. Без их развития можно ожидать серьезные проблемы в сервисном бизнесе.



ЕСТЬ ЛИ ЖИЗНЬ ПОСЛЕ САНКЦИЙ?

Говоря о последствиях санкций, мы должны найти ответы на несколько вопросов. Первый – а есть ли надежда на снятие санкций? Минские соглашения вроде бы дают некоторый повод для оптимизма. Тем более что и в Европе уже не наблюдается железобетонного единства. И если США пока непреклонны в своих намерениях продолжать давление на Россию (хотя все же не принимаются действительно жесткие решения вроде масштабных и открытых поставок оружия на Украину или тотальной заморозки долларовых счетов российских компаний в американских банках), то в Европе в целом консенсуса относительно политики долгосрочного давления на Россию нет.

Многие прозападные наблюдатели обращают внимание на неготовность ЕС отменить санкции – но важнее то, что нет единства относительно их ужесточения. И нет даже консенсуса относительно досрочного продления экономических санкций, введенных впервые в июле 2014 года после катастрофы малазийского «Боинга». 19 марта ЕС как раз решил не продлевать санкции досрочно, а дожидаться июля 2015 года. Оно и понятно почему – не только относительно малые и слабые страны вроде Венгрии, Кипра и Греции выступают против досрочных решений, но также и Италия с Австрией.

Позиция Рима, с учетом недавнего визита в Москву премьер-министра М. Ренци, вполне ясна – новых санкций не надо, по старым нужно в перспективе вести переговоры о смягчении. Позиция А. Меркель относительно новых санкций тоже остается скорее нерешительной: немецкий канцлер каждую неделю говорит о возможности ужесточения санкций, но на деле скорых жестких мер вроде отключения SWIFT не озвучивает. Существуют пределы выкручивания рук собственному бизнесу, которые Меркель может себе позволить. Меркель отвлечена сейчас и темой Греции, что не дает сосредоточиться исключительно на поиске путей наказания Москвы. Решение относительно греческих долгов не найдено, по сути согласована лишь отсрочка до лета, потом сложные решения (давать денег или не давать) должны быть приняты вновь. Меркель заявляет, что финансовая помощь Греции от кредиторов не будет перечислена до тех пор, пока в стране не будет проведен ряд реформ – какие реформы считать достаточными, будет решать, видимо, сам Берлин.

Реально позиция Берлина по санкциям сейчас – это примерно срединная, медианная линия между «ястребами» (прибалтами, Польшей, Великобританией – которая уже, помимо призывов к странам ЕС отказаться от российского газа, пообещала среди прочего создать фонд для «поддержки демократии», т. е. «правильных экспертов и журналистов» в Молдове, Грузии, Боснии и Сербии) и «голубями» во главе с Италией и Австрией. Символично, что Меркель пропустит парад Победы в Москве 9 мая, но возложит венки к Могиле Неизвестного Солдата у Кремлевской стены 10 мая (компромисс). Меркель не может позволить себе полноценного ужесточения позиции прямо сейчас еще и потому, что тем самым она распишется в неэффективности собственной миротворческой стратегии и челночной дипломатии, приведшей к соглашениям «Минск-2». С момента прекращения огня на Донбассе прошло еще слишком мало времени, чтобы все забыли, что его добилась как раз Меркель. В этом смысле можно считать, что до



новых гипотетических санкций у России есть еще минимум несколько недель или даже месяцев форы.

Однако закладываться на скорое снятие санкций не приходится. Ситуация не такая уж оптимистичная. Киев под давлением Вашингтона, судя по всему, все равно начнет очередную «весенне-летнюю кампанию», чтобы перемирие было сорвано и у ЕС не было возможности уклониться от конфликта с РФ. Идти же на компромиссы Киев точно не будет. Не зря Верховная Рада с подачи П. Порошенко приняла закон об «оккупированных территориях» Донбасса, которым предложено для дальнейших переговоров сначала поднять украинские флаги, разрешить вещание украинских телеканалов, потом провести выборы по украинскому законодательству – и это без намерения Киева провести обещанную в Минске амнистию повстанцам (а без амнистии в выборах просто не смогут участвовать нынешние лидеры ДНР и ЛНР).

США пытаются пресекать и попытки апелляций России к экономическим интересам Европы и ее собственно понимаемым интересам безопасности (безопасность несовместима с наличием под боком мощной военной машины страны, с которой капитально испорчены отношения). Вашингтон уже придумал, как компенсировать французам убытки по «Мистральям». Как стало известно в марте 2015 года, французская верфь STX, построившая два универсальных десантных корабля типа «Мистраль» для ВМФ России, получила от американцев заказ на постройку пассажирского лайнера, цена которого превышает сумму контракта по «Мистральям». Тем самым закрыт вопрос финансовых убытков, хотя репутация Франции как надежного продавца вооружений на мировой арене все равно повреждена.

Кроме того, еще более агрессивно продавливается тема Энергетического Союза в рамках ЕС. Речь, по сути, идет о политических попытках сократить потребление российского газа в ЕС. Таким образом, мы наблюдаем маркетинговые трудности. Они не были вызваны санкциями – борьба с российским газом началась давно. Но, конечно, Крым и санкции резко обострили эту проблематику.

Правда, так просто отказаться от российских энергоносителей у ЕС не выйдет. Слишком ограничены возможности альтернативных поставщиков, по крайней мере в обозримой перспективе. Кроме того, на маркетинговые ограничения есть и ответ – более активная переориентация поставок на страны АТР. По нефти уже примерно 30% российского экспорта идет на восток. По газу идет только отгрузка СПГ с Сахалина, но в мае 2014 года подписаны газовые контракты с Китаем по восточному маршруту и активно идут переговоры по маршруту западному. Так что борьба за рынки – это проблемная, но не самая драматичная часть санкций.

Другой аспект – это финансовые ограничения. Здесь ситуация сложная, но все же поправимая. Текущие долги будут выплачены, в том числе при помощи государственных банков. Более того, у государства есть в крайнем случае возможность обанкротить компании-должники – месторождения-то все равно останутся в РФ, и не факт, что кредиторы получат полноценный доступ к их управлению. Но это, конечно, самый радикальный сценарий.

Возникает вопрос по текущим инвестициям. Их частично закроют разовые дотации избранным компаниям из ФНБ. Да и нефть чуть подросла в цене в начале 2015 года и держится на отвоеванных рубежах. Их может оказаться недостаточно для реализации пилотных проектов, однако при грамотном выборе приоритетов (скажем, при переносе арктических проектов на несколько лет) деньги останутся.



Значит, самое больное место – это технологии. Много лет говорилось о том, что отрасль не может выживать на советских месторождениях. Но эту проблему заматали под ковер. Сегодня добыча нефти на новых месторождениях составляет в РФ всего порядка 40 млн тонн. Эту проблему надо было решать еще до санкций.

Добыча нефти на новых месторождениях



Источник: Минэнерго

Кооперация с нерезидентами сейчас серьезно затруднена. И главной проблемой станет как раз самостоятельный поиск технологических решений и проблема импортозамещения. Нельзя сказать, что у государства есть четкое понимание того, как ее решать. Мы совершенно точно столкнемся с торможением шельфовых проектов и проектов по разработке ТРИЗов на суше. Явно будут задержки в сроках запуска флагманских проектов вроде «Ямал СПГ». Но главной проблемой будет ситуация с сервисными услугами – пока западные сервисные компании не уходят с рынка, все выглядит относительно неплохо. Однако надо думать не только о действующих санкциях, но и возможности их расширения. И вот тогда проблемы встанут еще более остро. Особенно если учесть, что крупные ВИНК в ситуации падения выручки уже пытаются переложить часть своих проблем на плечи субподрядчиков. И если сервис должен думать о создании отечественных прорывных технологий, то в реальности он вынужден думать о выживании.

У санкций есть и позитивные для отрасли моменты. Компании-экспортеры выиграют от девальвации рубля. Но, главное, может все же сдвинуться с мертвой точки вопрос о новом налоговом регулировании – все же сценарий падения добычи может оказаться слишком опасным для российской экономики.