



15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА

## НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО  
Павильон 3 • залы 13 и 14

[www.mioge.ru](http://www.mioge.ru)

Лучший бренд в группе  
Российские нефтегазовые выставки



## 14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

18–19 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

[www.oilgascongress.ru](http://www.oilgascongress.ru)

## ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников  
Выставки и Конгресса

35 стран-участников  
Выставки и Конгресса

18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и  
Технической программы Выставки

235 докладчиков

1 000 делегатов



ITE МОСКВА  
+7 (499) 750 0828  
[oil-gas@ite-expo.ru](mailto:oil-gas@ite-expo.ru)  
[www.mioge.ru](http://www.mioge.ru)

ITE GROUP PLC  
+44 (0) 207 596 5011  
[og@ite-events.com](mailto:og@ite-events.com)  
[www.oilgas-events.com](http://www.oilgas-events.com)

# Нефть россии

Октябрь  
2017

АНАЛИТИЧЕСКИЙ  
ЖУРНАЛ

<https://neftrossii.ru>

Сахалинские проекты:  
всё только начинается

Добыча уходит на дно

Второе дыхание  
азербайджанской  
«нефтянки»?

Австралийский СПГ:  
надежды и барьеры

Масла «ЛУКОЙЛа»:  
ускоряя движение

Кто не кормит  
свою науку –  
будет кормить  
чужую

# Примирение с реальностью

Низкие нефтяные цены – повод не для пессимизма, а для пересмотра приоритетов технологического и экономического развития

Валерий АНДРИАНОВ

Выступая недавно на заседании клуба «Валдай», Владимир Путин с удовлетворением отметил, что, благодаря соглашению между Россией и странами ОПЕК об ограничении добычи, цена на нефть стабильно держится на уровне выше 50 долларов за баррель. По мнению президента, такие котировки являются справедливыми и Москву полностью устраивают. А ведь ещё три года назад, осенью 2014-го, российский лидер заявлял о том, что даже уровень в 80 долларов за баррель приведёт к обвалу мировой экономики. Весной 2015 г., когда уже стало очевидным, что 100-долларовые котировки не вернутся, глава государства осторожно заявил: уровень цен в районе 60–70 долларов за баррель будет способствовать вложению инвестиций не только в нефтегазовый комплекс, но и в развитие высокотехнологичных отраслей производства. И вот теперь мы рады продавать «бочки» чуть дороже 50 долларов...

**К**онечно, самое простое в этой ситуации – позлорадствовать. Вон, мол, как умеряют свои аппетиты российские власти, ещё недавно рассчитывавшие на практически бесконечное продолжение «прекрасной нефтяной эпохи». Но на самом деле такое «примирение с реальностью» меньше всего похоже на капитуляцию перед неизбежным. Скорее, оно свидетельствует об успешной адаптации отрасли, да и страны в целом, к изменениям ценовой конъюнктуры, ещё относительно недавно казавшимся просто катастрофическими.

Мнение о том, что нового витка нефтяных котировок ждать не стоит, разделяют и большинство экспертов. «Пока не вижу каких-то ярких предпосылок к изменениям цен. Дай бог, чтобы они остались на сегодняшнем уровне», – отмечает в интервью «Нефти России» член Совета Федерации Юрий Важенин. Но это вовсе не означает, что надо опустить руки, затянуть пояса и пытаться как-то выжить. Наоборот, именно в нынешних условиях всё более актуальной становится проблема технического перевооружения нефтегазовой отрасли, решение которой требует и существенных финансовых вливаний, и немалых интеллектуальных усилий.

«В который раз убеждаюсь, что если мы завтра не будем вкладывать в науку и НИОКР как минимум в два раза больше, чем мы это делаем сейчас, то Россия навсегда отстанет от развивающихся стран... Мы находимся ещё в пятом технологическом укладе и вошли в него всего на 20–30%. А развитый мир шагнул в шестой технологический уклад», – подчёркивает сенатор (см. интервью «Кто не кормит свою науку – будет кормить чужую»).

И не стоит ссылаться на то, что сегодня – не самое удачное время для технологичного рывка. В конце концов, история XX века и начала XXI-го свидетельствует, что «экономические чудеса» происходят отнюдь не в самых процветающих государствах. Яркий пример – Норвегия, которая в начале прошлого века была «глухой провинцией» Европы, живущей в основном за счёт ры-

боловства. Но развитие нефтегазовых технологий выдвинуло её в ряды самых процветающих современных держав.

«Она стала, наряду с Россией и Алжиром, основным поставщиком нефти и газа в Европу. Именно благодаря нефтегазовому сектору Норвегия накопила огромные валютные средства, которые приносят ежегодную процентную прибыль и являются финансовой «подушкой безопасности». Сегодня эта скандинавская страна занимает второе место в мире по ВВП на душу населения», – пишет наш автор Юрий Банько (см. статью «Учиться у соседа»).

Россия делает только первые шаги на этом пути. Пытается, пусть и с существенным запозданием, конвертировать значительно сократившиеся нефтегазовые доходы в новые технологии и производства. И далеко не всё получается гладко. Но некоторые успехи уже очевидны. «Введение западных санкций против России стало главным стимулом для разработки программ импортозамещения, в том числе в сфере информационно-коммуникационных технологий... Но процесс идёт. Налицо рост объёмов бизнеса отечественных производителей программного обеспечения. А это значит, что решения востребованы. Востребованы они ещё и по той причине, что автоматизация вышла на новый виток развития», – отмечает наш автор Александра Логинова (см. статью «Сделано в России»).

Семимильными шагами движется прогресс не только в области ИТ, но и в сфере «железа», то есть оборудования для нефтегазовой промышленности. Типичный пример – совершенствование систем разработки морских месторождений. «На фоне шаткого равновесия спроса и предложения, неустойчивости нефтяных котировок <...> операторы прилагают всё большие усилия для сокращения расходов при сохранении и даже повышении эффективности разработок залежей углеводородов. В первую очередь это касается шельфовых месторождений. Западные компании стремятся свести к минимуму использование дорогостоящей техники и переместить основную часть производственных процессов непосредственно на дно моря», – пишет Константин Сергеев в статье «Добыча уходит на дно».

Безусловно, определённые достижения в процессе импортозамещения, и даже «импортоопережения», уже имеются. Целый ряд примеров приводятся в статьях, вошедших в данный номер «Нефти России». Так, расширяется российское участие в рамках сахалинских проектов. С 2016 г. ведётся масштабный анализ технических возможностей российских предприятий и формируется перечень производителей, рекомендованных для поставок оборудования и материалов (см. статью М. Кутузовой «Сахалинские проекты: всё только начинается»).

Россия, а конкретнее – компания «ЛУКОЙЛ», стала одним из мировых технологических лидеров в сфере выпуска смазочных масел, даже потеснив конкурентов на зарубежных рынках (подробнее – в статье П. Богомолова «Ускоряя движение»).

Таким образом, низкие нефтяные цены – это не приговор. Это новая реальность, с которой следует не только примириться, но и использовать её в качестве трамплина для «прыжка в будущее», для подлинного технологического и экономического прорыва. ■

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

**Нефть**  
**россии**  
журнал

16+

Журнал «Нефть России»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-52775,  
 выдано 08.02.2013 Федеральной службой по надзору  
 в сфере связи, информационных технологий  
 и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

**РЕСУРСЫ**  
**ШЕЛЬФА**

16+

Журнал «Ресурсы шельфа»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53542,  
 выдано 04.04.2013 Федеральной службой по надзору  
 в сфере связи, информационных технологий  
 и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Андрей Солдатов  
 asoldatov@neftrossii.ru

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ  
 Академик РАН

Александр НЕКИПЕЛОВ

Академик РАН, председатель Совета директоров  
 ОАО «Роснефть»

Виктор МАРТЫНОВ

Д. э. н., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Геннадий ШМАЛЬ

Президент Союза нефтегазопромышленников

Андрей КОНОПЛЯНИК

Д. э. н., профессор

Лариса РУБАН

Д. с. н., профессор (Институт социологии РАН)

Владимир ТЕТЕЛЬМИН

Д. т. н., академик РАН, заместитель председателя  
 Центрального совета Всероссийского общества  
 охраны природы

Александр МАТВЕЙЧУК

К. и. н., академик РАН

Анатолий ДИОРДИЕНКО

Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН

Секретарь Редакционного совета

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ  
 asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор

Валерий АНДРИАНОВ  
 andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора

Дмитрий ГУРТОВОЙ  
 editor@neftrossii.ru

Над выпуском работала:

Марина СОЛДАТОВА  
 msoldatova@neftrossii.ru

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

Телефон редакции: +7 (495) 350-05-72,  
 +7 (916) 138-52-99

e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: <http://neftrossii.ru>

Отпечатано в типографии

ООО «Типография ТалерПринт»

109202, Москва, ул. 1-я Фрезерная, д. 2/1, стр. 1

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 27.10.2017

Цена свободная

Редакция не несёт ответственности за достоверность  
 информации, содержащейся в рекламных объявлениях  
 и других рекламных материалах

При перепечатке ссылка на журнал «Нефть России»  
 обязательна © «Нефть России»

Обложка – © ОАО «Газпром нефть»



## NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

## Примирение с реальностью

Низкие нефтяные цены – повод не для пессимизма,  
 а для пересмотра приоритетов технологического  
 и экономического развития

1



## ИЗ ПЕРВЫХ УСТ

## Кто не кормит свою науку – будет кормить чужую

Богатейший сырьевой потенциал России должен  
 служить основой не для экспорта, а для развития нацио-  
 нальной промышленности. Интервью с членом Совета  
 Федерации Юрием ВАЖЕНИНЫМ

4

## АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КППМГ

А. УСОВ, партнёр, руководитель международной  
 практики по работе с компаниями нефтегазового  
 сектора;

И. КОРОТЕЦКИЙ, партнёр;

В. ЛУКИН, к. б. н., старший менеджер

Группы по оказанию услуг в области  
 корпоративного управления и устойчивого развития  
 КППМГ в России и СНГ

## Риски углеродного следа

Станут ли декарбонизация и низкоуглеродное развитие  
 барьером для нефтегазовой отрасли?

8

## ШЕЛЬФ

М. КУТУЗОВА

Сахалинские проекты:  
всё только начинается

Несмотря на санкции и низкие цены на нефть,  
 российские и иностранные инвесторы по-прежнему  
 проявляют большой интерес к углеводородным богатст-  
 вам острова

13



«Газпром»



«Газпром нефть»



«СИБУР»



Ю. БАНЬКО

**Учиться у соседа**

Пока Россия лишь раскачивается, Норвегия активно продолжает освоение своих северных нефтегазовых акваторий

18

**ДЕЛА КОМПАНИЙ**

**Е. ХАРТУКОВ,** профессор кафедры менеджмента, маркетинга и внешнеэкономических связей МГИМО, генеральный директор Центра нефтегазового бизнеса, руководитель Группы анализа и прогнозирования мирового энергосырьевого рынка, доктор экономических наук

**Осколки картеля**

Суперкрупные нефтегазовые компании уступают ННК по запасам и добыче, но демонстрируют весьма неплохие финансовые показатели

23

**ТЕХНОЛОГИИ**

К. СЕРГЕЕВ

**Добыча уходит на дно**

Проект Quad 204, реализуемый компанией BP, может служить примером эффективного «выжимания» углеводородов из возрастного шельфового месторождения

28

**НЕФТЕПРОДУКТЫ**

П. БОГОМОЛОВ

**Ускоряя движение**

Дилеры масел «ЛУКОЙЛ» обсудили перспективы бизнеса смазочных материалов на ежегодной конференции

32

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**

А. ЛОГИНОВА

**Сделано в России**

Импортозамещение в сфере IT-технологий – залог информационной безопасности нефтегазового комплекса

38

С. ВЛАСОВ,

заместитель генерального директора по стратегии и инновационному развитию ООО «Инфраструктура ТК»

**«Эффект ключа»**

Создание Единой операторной позволяет значительно повысить эффективность принятия управленческих решений на предприятиях нефтегазового комплекса

42

Е. БРАУН,

заместитель начальника ТУ Юг ООО «ЕАЕ-Консалт» по проектной деятельности

**Бизнес прирастает мобильностью**

Мобильные приложения компании «ЕАЕ-Консалт» помогают управлять предприятием из любой точки мира

44

**БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ**

В. МИШИН

**Второе дыхание азербайджанской «нефтянки»?**

Надежды на рост добычи углеводородного сырья в республике связываются с новым СРП по блоку Азери – Чираг – Гюнешли

46

**МИРОВОЙ РЫНОК**

К. СЕРГЕЕВ

**Привет из Страны кенгуру!**

Австралия наращивает экспорт СПГ, но сталкивается с серьезными проблемами на внутреннем газовом рынке

50

**ЛЮДИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ**

А. МАТВЕЙЧУК,

действительный член РАЕН, кандидат исторических наук

**Теоретик гидродинамики пластов**

К 110-й годовщине со дня рождения профессора Владимира Щелкачёва, внесшего большой вклад в развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений

55



«СИБУР»

# Кто не кормит свою науку – будет кормить чужую

Богатейший сырьевой потенциал России должен служить основой не для экспорта, а для развития национальной промышленности

Россия обладает уникальными запасами углеводородного сырья. Но всегда ли они используются эффективно и рационально? Занимая лидирующие позиции по экспорту сырой нефти и газа, наша страна сильно отстает от ведущих промышленных держав по уровню развития нефтегазопереработки и нефтегазохимии. Почему так происходит? Об это «Нефть России» беседует с членом Совета Федерации Юрием Важениным. Как отмечает наш собеседник, отечественная перерабатывающая отрасль, полностью обеспечен-

ная сырьем, сильно отстает в технологическом плане. И чтобы это преодолеть, необходимо объединить усилия государства и частных компаний, а также создать более благоприятную инвестиционную и фискальную среду. С одной стороны, требуется повысить роль государства при принятии важнейших стратегических решений. А с другой стороны, создать стимулы для проявления частной инициативы. Только при этих условиях возможна реализация крупнейших и важнейших отраслевых проектов.

# НАША СПРАВКА



Юрий Иванович ВАЖЕНИН – член Совета Федерации от законодательного органа государственной власти Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Является членом Комитета СФ по экономической политике.

До избрания в Совет Федерации занимал должности генерального директора ООО «Газпромпереработка» и генерального директора ООО «Сургутгазпром».

Кандидат технических наук. Почётный работник газовой промышленности, почётный работник промышленности Тюменской области, заслуженный работник нефтегазодобывающей промышленности Ханты-Мансийского автономного округа, почётный гражданин города Сургута, почётный профессор Тюменского нефтегазового университета. Почётный гражданин ХМАО – Югры.

## – Насколько сегодня, на Ваш взгляд, отечественная нефтегазохимия обеспечена сырьем?

– Чего-чего, а сырья в России достаточно для любого вида деятельности. Другое дело, что практически всегда более выгодно отдавать его за рубеж. Поэтому вертикально интегрированные компании, которые имеют сырьё и перерабатывающие мощности, используют для своих нужд определённое его количество, а остальное отправляют на экспорт. Причём это касается практически всех компаний: будь то чисто нефтяных или нефтехимических.

Если рассматривать обеспеченность отрасли широкой фракцией лёгких углеводородов (ШФЛУ), то основной узел переработки – это Тобольск. «СИБУР» построил мощнейший продуктопровод от Ямала до Тобольска. Если раньше там перерабатывалось 3 млн т, то сегодня они готовы перерабатывать уже более 7 млн т.

Когда в Тобольске не было дополнительных мощностей, казалось, что будет целесообразна реализация другого проекта – сооружение трубопровода Ямал – Поволжье. Теперь же потребность Поволжского региона в сырье легко удовлетвори-

ется железнодорожным транспортом.

В целом проблем нет, перерабатывай, что хочешь! Но, на мой взгляд, есть некоторые разрывы между спросом и предложением. Возьмём, к примеру, производство этана. Его избыток ощутим в Новом Уренгое. Но в тоже время его недостаточно в Татарстане и Башкортостане.

Общая проблема, на мой взгляд, связана с тем, что нефтепереработка и нефтехимия из-за сложностей в финансовой и налоговой системе становятся менее рентабельными и прибыльными. Для ВИНК это ещё может быть терпимо, но специализированные компании эта ситуация загоняет в угол.

Нефтяное лобби было, есть и будет всегда и на любом уровне. И нефтяников, в частности ВИНК, на сегодняшний день это устраивает.

## – Может быть, следует принять соответствующий закон о сырье, чтобы переработка стала выгоднее? Или нужно усилить тарифное регулирование?

– Тарифами и так, в общем-то, всё регулируется. В данном случае нужно запускать индустриализацию всей страны, как это было во времена НЭПа. То есть

возвращаться следует к хорошо забытому старому.

Почему мы не развиваемся сегодня? Дело в нестабильности финансово-кредитной политики. Когда на Западе можно было брать дешёвые кредиты в долларах под 2–3%, все их брали. А сегодня что? Только самоубийца может взять кредит в рублях под 15%, а то и под 20%. Это же какую нужно иметь экономику проекта, чтобы отбить такие займы?

Я считаю, что государство должно принять соответствующие регулирующие меры в отношении госбанков, которые, в общем-то, созданы для поддержки промышленности, а не для получения сверхприбыли.

## – Сырья достаточно, это понятно. А что с технологиями, с собственными отечественными разработками? По каким направлениям мы здесь отстаём?

– Все направления отстают. В который раз убеждаюсь, что если мы завтра не будем вкладывать в науку и НИОКР как минимум в два раза больше, чем мы это делаем сейчас, то Россия отстанет навсегда от развивающихся стран. Именно этим путём шли Южная Корея, Китай и Индия. Мы и так уже сильно проигрываем. Государству необходимо вкладывать средства в фундаментальную и прикладную науку, предприятия же, как правило, фундаментальной наукой не занимаются.

Мы находимся ещё в пятом технологическом укладе и вошли в него всего на 20–30%. А развитый мир шагнул в шестой технологический уклад.

Многие говорят про внедрение наилучших доступных технологий. На мой взгляд, они не могут играть значительной роли в развитии фундаментальных разработок. Сегодня одна технология будет наиболее продвинутой, завтра в этом же направлении – другая. Ничего не стоит на месте. Допустим, купим мы сейчас одну технологию, завтра другую, отдадим кучу денег. И что? Нужны-то нам свои разработки и их эволюция.

Кроме того, на НИОКР также влияет фактор импортозамещения. То есть, если будут свои технологии, будет и независимость. С этого и надо начинать.

Любое развитие возможно двумя методами – по прямой, из пункта А в пункт В, или по кривой, методом проб и ошибок. У нас нет времени на пробы и ошибки. Нам нельзя просто догонять. Надо перейти от траты денег к их зарабатыванию.

**– Наша зависимость от технологий Запада – это проблема финансирования или стратегии развития государства?**

– Если бы всё зависело только от одной проблемы, которую, вероятно, можно решить точечным образом, то было бы проще. Но речь идёт о комплексе проблем, решение которых возможно за счёт вложения достаточно серьёзных финансовых средств в образование, фундаментальную и прикладную науку, технологии. О чём можно говорить, если крупные российские компании расходуют на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы значительно меньшие средства, чем зарубежные корпорации аналогичных отраслей? А если нет НИОКР – нет портфеля инвестиционных проектов. Нет инвестпроектов – нет будущего.

Иными словами, не будешь кормить сегодня свою науку – завтра будешь кормить чужую.

**– Представители компаний говорят, что финансирование НИОКР – это задача государства, а руководство страны утверждает обратное. Где, на Ваш взгляд, правда?**

– Нельзя, чтобы бизнес и государство подменяли друг друга. Государство должно помогать компаниям развивать ту или иную отрасль, стимулировать их вкладывать средства. Но не заменять их. Это как при социализме: государство помогало, но не подменяло никого. «Халява» расслабляет компании.

**– Но на деле происходит так, что компании не заинтересованы вкладывать большие средства в НИОКР. Хотя от этого зависит их развитие...**

– Они заинтересованы и делают вложения. К сожалению, нет подробной информации, которая бы позволяла понять, сколько средств было инвестировано в НИОКР со стороны частного бизнеса, а сколько – со стороны госкомпаний. Я почти уверен, что бизнес вкладывает больше, чем государственные компании. Это первое.

И второе. Безусловно, необходимо стимулировать компании к вложению в НИОКР. И это задача государства. Ведь как происходит инвестирование в эту сферу? Вложил рубль, и не факт, что завтра получишь обратно 10 рублей. Точно так же ты можешь потратить 10 рублей и ничего в итоге не получить.

Как может государство стимулировать этот процесс? С помощью налогового регулирования. А именно – относить вложения в НИОКР на себестоимость, на затраты.

Из чего финансируются НИОКР? Либо из прибыли, либо из амортизационных отчислений, из последующих списаний в течение определённого времени. Но, как правило, у обычного предприятия не хватает амортизационных средств на то, чтобы вкладывать их в развитие НИОКР, строительство новых объектов и реновацию производства. Следовательно, финансирование в основном идёт благодаря прибыли.

Было бы значительно легче осуществлять затраты за счёт себестоимости. Даже эта несложная налоговая мера могла бы придать стимул компаниям вкладываться в науку. Государство, давая налоговые послабления, будет частично финансировать данную сферу. То есть и помогать, и стимулировать.

Зачастую преференции предоставляются не самым бедным организациям. Они как раз таки могут позволить себе и дивиденды акционерам выплатить, и вложиться в собственное развитие. То есть стимулировать надо, помогать надо, но и смотреть за тем, чтобы капиталы не перетекали за рубеж, тоже надо. На то оно и государство.

Давайте представим себе бизнесмена, который использует старые технологии. Ему это выгодно, поскольку цена на газ и электроэнергию достаточно низкая и можно не заботиться об энергосбережении. Проще ничего не совершенствовать. Но, если ему сказать, что через пять лет цена на газ станет в два раза выше, он задумается над тем, как ему быть. Либо через пять лет закрывать производство, либо ему всё же придётся его модернизировать.

Вместе с тем, при идеальном раскладе бизнесмен должен знать, что пять лет его точно никто не будет трогать. А не так, что завтра выйдет новый указ, цена на газ сразу повысится вдвое, начнутся изменения, к которым он просто не успел подготовиться. Что ему тогда остаётся? Уже завтра сворачивать своё дело?

Это важный фактор. Он касается не только энергосбережения, но и, к примеру, перехода на топливо класса Евро-4 и Евро-5. Акцизы непредсказуемы: то их подняли, то опустили. Так не должно быть. Всё должно быть заранее просчитано и спланировано.

Особенно сложно тем, кто в своё время не вложил в углубление переработки. Раньше всё было нацелено на то, чтобы рублём заставить переработчиков уйти в более глубокую переработку. Но заставить рублём – это не создать льготы.



Речь идёт о том, что, если не перестроиться, не модернизируешь производство, тебе невыгодно будет продавать. Это больше похоже на метод «кнута и пряника», только «пряники» быстро бы съели.

Подход должен был следующим: производишь топливо 5-го класса – акциз меньше; производишь горючее 3-го – акциз больше. Хочешь, можешь не производить топливо 5-го класса, но потом будь готов прогореть на акцизах. Поэтому действительно был смысл в модернизации с целью производить более качественную продукцию. А потом что сделали? Взяли и просто сравняли акцизы на все классы топлива.

Анатолий Борисович Чубайс как-то сказал, что если 20 лет назад он был абсолютно против государственной доли в крупных приватизированных предприятиях, то сейчас считает, что всё же доля должна быть, но небольшая. То есть он понимает, что государство в ответе за всё. И для того чтобы иметь рычаги воздействия на стратегически важные отрасли экономики, оно не должно полностью выпускать из-под контроля многие сферы.

На мой взгляд, Татарстан показал классический пример нормального подхода к развитию отрасли. Первый Президент Татарстана Минтимер Шаймиев не дал растащить такие отрасли, как нефтедобыча и нефтегазохимия. И кто сегодня лидирует в нефтехимии? Татарстан. Вот что значит мудрая политика мудрого человека.

**– Часто возникает вопрос предоставления равного доступа газодобывающих компаний к трубопроводной инфраструктуре. Возможно, всё же есть смысл выделить из структуры «Газпрома» транспортные активы?**



«СИБУР»

– А зачем? Реорганизация необходима там, где что-то плохо работает. Я считаю, что пришло время не от «Газпрома» защищать «независимых», а «Газпром» от «независимых». Если он не пускает кого-то в трубу, то это обусловлено тем, что её пропускная способность не позволяет «протолкнуть» объёмы газа и самого «Газпрома», и «независимых».

С каждым годом увеличиваются в процентном отношении объёмы, которые прокачиваются независимыми компаниями, и уменьшаются масштабы прокачки сырья «Газпрома». Хотя он мог бы добывать и больше. То есть приоритет, как привило, отдаётся именно независимым, даже в ущерб самому концерну. Почему? Я думаю, это вопрос политики.

**– Но существование в нефтяной отрасли отдельной трубопроводной компании «Транснефти» дало положительные результаты. Почему бы этому примеру не последовать и газовой отрасли?**

– В нефтяной промышленности просто не было альтернативы созданию независимой нефтетранспортной компании. «Газпром» на момент приватизации обеспечивал 90% добычи газа. А «нефтянка» была поделана на «кусочки». На мой взгляд, система работает нормально. Почему я говорю, что «Газпром» пора защищать от «независимых»? Они берут себе самые «сладкие» части газового рынка. При этом не хотят связываться с розницей, где для реализации 1 млрд м<sup>3</sup> газа надо заключить тысячу контрактов. Это то, чем занимается «Межрегионгаз». Лучше взять какую-нибудь ГРЭС, поставлять туда миллиарды кубов газа и не знать никак проблем. Ни за кем бегать не придётся.

Кто сегодня занимается газификацией? «Газпром». Он вкладывает в это де-

ло 20–30 млрд рублей ежегодно. Кто из «независимых» следует его примеру? Поэтому нельзя сказать, что «Газпром» кого-то обижает.

**– Достаточно ли в России мощностей по хранению газа и нефтепродуктов?**

– Что касается хранения газа, то «Газпром» за последние 5 лет нарастил мощности примерно на 20%. На мой взгляд, тут достигнуты неплохие результаты: порядка 70 млрд м<sup>3</sup> хранятся в подземных хранилищах.

В сфере нефтепродуктов я тоже никаких сбоев не вижу. А по сжиженным углеводородным газам пока ничего не скажешь, эта система только развивается. Если рассматривать ШФЛУ, то тут правильнее работать «с колёс», так как хранить этот продукт достаточно дорого.

**– Какие проекты, по Вашему мнению, будут наиболее важны для нефтегазового комплекса на ближайшую перспективу?**

– Первый и основной проект, я считаю, это «Ямал СПГ», реализуемый на полуострове Ямал за Полярным кругом, на базе Южно-Тамбейского месторождения. Он предусматривает ежегодное производство около 16,5 млн т сжиженного природного газа и до 1,2 млн т газового конденсата с поставкой на рынки стран АТР и Европы.

Это крупный проект, меняющий философию потребления и поставок газа. В целом проекты по СПГ очень значимые и с идеологической точки зрения. Эту философию по крупницам закладывали «Газпром» и ВР. На Ямале это делает ПАО «НОВАТЭК».

Не на ближайшую, а просто на перспективу, несомненно, это «Сила Сибири» и строительство Амурского ГПЗ. Важнейший проект – строительство

«СИБУРом» крупнейшего современного нефтехимического комплекса в России – «ЗапСибНефтехима». Там применяются прорывные технологии и предполагаются большие объёмы производства.

Также я бы отметил в числе важных и перспективных ещё один проект «НОВАТЭКа» – «Арктик СПГ». Разработка его ТЭО должна завершиться к 2018 г. Запасы месторождений этого проекта по категориям C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub> оцениваются в 1,2 трлн м<sup>3</sup> газа и 50,5 млн т жидких углеводородов.

К крупнейшим проектам также можно было бы отнести ввод в эксплуатацию Новоуренгойского газохимического комплекса. Но язык не поворачивается назвать его значимым. К тому же его в запуск очередной раз перенесли на неопределённый срок. Я, честно говоря, прихожу в недоумение от таких долгов. Либо нужно было ещё лет 15 назад отказываться от строительства, либо доделать до конца. Как говорится, если замахнулся – бей.

И, пожалуй, стоит отметить построенную и запущенную в эксплуатацию установку по производству акрила и акриловой кислоты в ООО «Газпром нефтехим Салават».

Остальные проекты – не столь значимы. Но они тоже нужны. В частности, необходимо развивать малотоннажное производство нефтехимических продуктов.

**– И последний вопрос, интересующий практически всех и всегда: каковы, на Ваш взгляд, тенденции изменения цен на нефть и газ?**

– Пока не вижу каких-то ярких предпосылок к изменению цен. Дай бог, чтобы они остались на сегодняшнем уровне.

Интервью подготовила  
Наталья Силкина ■

# Риски углеродного следа

Станут ли декарбонизация и низкоуглеродное развитие барьером для нефтегазовой отрасли?



www.kpmg.ru

Антон УСОВ,  
партнёр, руководитель международной  
практики по работе с компаниями  
нефтегазового сектора;  
Игорь КОРОТЕЦКИЙ, партнёр;  
Владимир ЛУКИН, к.б.н., старший менеджер  
Группы по оказанию услуг  
в области корпоративного управления  
и устойчивого развития  
КПМГ в России и СНГ

**Низкоуглеродное развитие в последние годы стремительно превращается в самостоятельный общемировой тренд, что стало практическим воплощением международных инициатив по предотвращению глобальных климатических изменений и оказывает серьёзное влияние на перспективы развития нефтегазовой отрасли.**

**Эхо Парижского соглашения**  
Причин для этого несколько. Во-первых, углеродный след (объём выбросов парниковых газов, связанный с потребляемыми продуктами и услугами) начал интересовать не только экологов, но и простых потребителей. В связи с этим углеродоёмкость продукции становится фактором, влияющим на её конкурентоспособность.

Во-вторых, после того как на Международной конференции ООН по вопросам изменения климата в Париже была провозглашена необходимость совместных усилий по удержанию роста глобальной температуры в пределах  $+2^{\circ}\text{C}$  по сравнению с доиндустриальным уровнем путём финансирования низкоуглеродного развития и достижения углеродной нейтральности,



Таблица 1

Риски для нефтегазового сектора, связанные с климатическими изменениями

## Нормативно-правовое регулирование



- Возрастающая вероятность введения регулируемой стоимости выбросов парниковых газов во все большее количество регионов; в странах ЕС уже действует регулирование в отношении выбросов от перерабатывающей деятельности
- Повышенное внимание со стороны государств-собственников недр к вопросам снижения объёмов сжигаемого попутного газа
- В лицензии на деятельность все чаще включается условие о поглощении углерода в ходе производства

## Меняющееся потребительское поведение



- Возросшая осведомлённость потребителей о негативном воздействии на климат ископаемых видов топлива и об углеродоёмкости разных видов топлива
- Усиление мер по снижению энергопотребления

## Технологические изменения



- Возросшая конкуренция со стороны возобновляемых источников энергии
- Перспективы организации серийного производства гибридных и электромобилей

## Физическое воздействие на окружающую среду



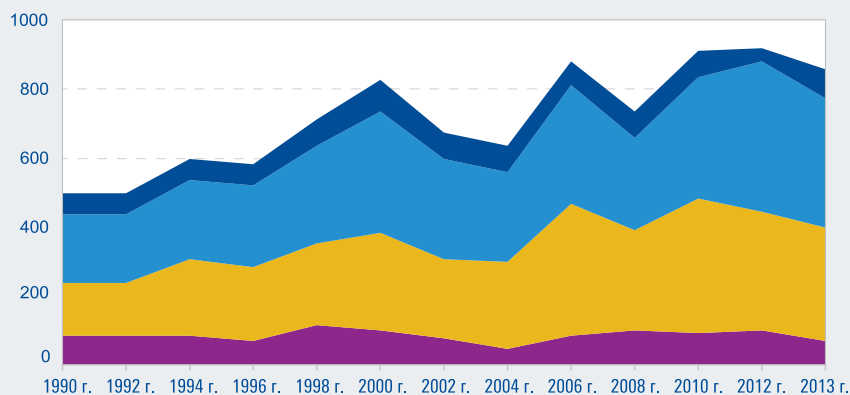
- Увеличивающаяся вероятность тропических циклонов и других опасных климатических явлений в нефтяных регионах
- Перспектива роста коммерческой рентабельности ресурсов, которые в настоящее время являются недоступными

Источник: Global Climate Disclosure Framework for Oil & Gas Companies, IIGCC



Рисунок 1

Количество неблагоприятных природных явлений, приводящих к убыткам в 1990–2013 гг.



Геофизические явления (землетрясение, цунами, извержение вулкана)



Гидрологические явления (наводнения, движения масс)



Метеорологические явления (тропический циклон, внетропический циклон, конвективный шторм, местный циклон)



Климатические явления (экстремально высокие или низкие температуры, засуха, лесные пожары)

Источник: Climate change strategies and risk management – the perspective of companies and investors, CDP CEE 100 Climate Change Report 2014

результативность компаний по сокращению углеродоёмкости продукции стала серьёзным образом интересоваться инвесторов. А способность управлять собственными выбросами парниковых газов оказалась значимым критерием для принятия инвестиционных решений.

В-третьих, серьёзная озабоченность общественности вопросами низкоуглеродного развития, а также участие в Парижском соглашении заставляют страны вводить обязательную углеродную отчётность и централизованные системы регулирования выбросов парниковых газов.

Административные и финансовые издержки, связанные с углеродным регулированием, а также растущая заинтересованность инвесторов и потребителей в эффективном снижении выбросов парниковых газов становятся основными источниками рисков, связанных с низкоуглеродным развитием для нефтегазового сектора (см. табл. 1).

Необходимость управления данными рисками приводит к тому, что многие аспекты низкоуглеродного развития (в том числе оценка углеродного следа, углеродная отчётность, цели и стратегия в области низкоуглеродного развития) в последнее время все чаще рассматриваются как самостоятельные вопросы, связанные с организацией управленческой деятельности производственных предприятий.

Таким образом, несмотря на то что дискуссии вокруг фундаментальных основ прогнозов изменения климата и воздействия на него антропогенных эмиссий парниковых газов по-прежнему остаются в фокусе внимания научного сообщества, компании нефтегазовой отрасли принимают стратегические решения в области низкоуглеродного развития с целью снижения сопутствующих отраслевых рисков.

## АДАПТАЦИЯ К КЛИМАТИЧЕСКИМ ИЗМЕНЕНИЯМ

Компании нефтегазового сектора несут существенные убытки из-за растущего числа экстремальных погодных явлений (см. рис. 1). Например, ураган Катрина вызвал закрытие девяти нефтеперерабатывающих заводов в



## Таблица 2

## Значимые климатические риски и примеры адаптации для компаний нефтегазовой отрасли

| РИСК                                                           | ВЛИЯНИЕ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | ПРИМЕРЫ ВОЗМОЖНОЙ АДАПТАЦИИ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Рост числа опасных гидрометеорологических явлений</b><br>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>— Задержка строительства и вывод объектов из эксплуатации</li> <li>— Повреждение объектов инфраструктуры</li> <li>— Сбои в работе</li> <li>— Сбои в поставках</li> <li>— Повышение риска разлива нефти/утечки газа, наносящих вред и ведущих к возможным судебным разбирательствам</li> </ul>            | <ul style="list-style-type: none"> <li>— Планирование мероприятий по строительству и выводу объектов из эксплуатации для решения вопросов, связанных с опасными гидрометеорологическими явлениями</li> <li>— Повышение качества стандартов проектирования и строительства</li> <li>— Меры по защите от наводнений</li> <li>— Ужесточение стандартов безопасности для морских платформ</li> <li>— Замена полупогружных платформ на буровые судна</li> <li>— Диверсификация источников материальных затрат</li> <li>— Наличие нескольких транспортных маршрутов</li> <li>— Страхование</li> </ul> |
| <b>Нехватка пресной воды</b><br>                               | <ul style="list-style-type: none"> <li>— Сокращение запасов пресной воды</li> <li>— Увеличение расходов на водоснабжение</li> <li>— Увеличение конкурентной борьбы за водные ресурсы</li> </ul>                                                                                                                                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>— Повышение эффективности потребления пресной воды</li> <li>— Разработка альтернативных способов водоснабжения</li> <li>— Обессоливание и очистка промышленной воды для повторного использования в сельском хозяйстве</li> <li>— Использование паводковых вод в хозяйственных целях</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                           |
| <b>Повышение средней температуры</b><br>                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>— Повышение затрат на электроэнергию (например, расходы на охлаждение на СПГ заводах и затраты на кондиционирование воздуха)</li> </ul>                                                                                                                                                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>— Надежная изоляция процессов на СПГ, требующих сверхсильного охлаждения</li> <li>— Использование систем предварительного охлаждения на СПГ</li> <li>— Энергоэффективные системы охлаждения</li> <li>— Энергоэффективные системы кондиционирования воздуха</li> <li>— Нанесение отражающего белого покрытия на металлические поверхности, находящиеся на солнце</li> </ul>                                                                                                                                                                               |
| <b>Увеличение количества дней с температурой выше 35°C</b><br> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| <b>Лесные пожары</b><br>                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>— Увеличение расходов на создание распределительной инфраструктуры для обеспечения соответствия повышенным требованиям стандартов технической надежности</li> <li>— Риск взрывов или утечек в трубопроводе, увеличивающий вероятность возникновения сильных лесных пожаров или усиливающий их</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>— Разработка более жестких стандартов технической надежности в отношении трубопроводов, обеспечивающих надежную защиту от воздействия высоких температур во время лесных пожаров</li> <li>— Снижение рисков утечки и взрывов на трубопроводе</li> <li>— Создание необходимых противопожарных полос</li> <li>— Взаимодействие с пожарными службами в сельской местности</li> <li>— Внедрение передовых практик в области охраны труда и промышленной безопасности</li> </ul>                                                                              |

Источник: Assessing Climate Change Risks and Opportunities for Investors, IGCC

США, что привело к сокращению ежегодной добычи нефти более чем на 20%. Компания Gorgon LNG в 2016 г. отчиталась об убытках в размере 15 млрд долларов США при строительстве инфраструктурных объектов<sup>1</sup> ввиду неблагоприятных погодных условий. Компания Caltex Lytton refinery была вынуждена закрыть месторождение из-за наводнения<sup>2</sup>, вызванного циклоном.

Дальнейшие прогнозы предполагают значительный рост климатического ущерба и необходимость существенных инвестиций в адаптацию. Мо-

делирование изменения климата предсказывает увеличение интенсивности циклонов на 60% к 2030 г. и на 140% к 2070 г.<sup>3</sup>

В целом, согласно результатам опроса Carbon Disclosure Project от 2011 г., 75% ответивших нефтегазовых компаний определили один или несколько значительных физических рисков, непосредственно связанных с изменением климата. Причём 96% этих физических рисков оказывают влияние на операционную деятельность самих компаний, а остальные 4% — на цепочку поставок (см. табл. 2).

<sup>1</sup> <http://www.theaustralian.com.au/business/mining-energy/chevron-ups-cost-estimate-on-gorgon-lng-project-to-52bn/news-story/a21b7a4ace202f22ca7135d5177b2e>

<sup>2</sup> <https://www.bloomberg.com/news/articles/2011-01-12/caltex-australia-shares-fall-after-floods-in-queensland-shut-oil-refinery>

<sup>3</sup> Assessing Climate Change Risks and Opportunities for Investors, IGCC, 2016.

## Риски и угрозы для сырьевого рынка

На сегодняшний день нефть, газ и уголь обеспечивают 81% глобальных энергетических потребностей. Сжигание этих видов топлива формирует 72% всех антропогенных выбросов парниковых газов. Остальные 28% приходятся на долю промышленных процессов, сельского и лесного хозяйства<sup>4</sup>.

В качестве ключевого направления низкоуглеродного развития чаще всего рассматривается снижение углеродоемкости товаров и услуг. Уменьшить углеродоемкость можно двумя способами. Первый из них – снизить удельное потребление топливно-энергетических ресурсов. Второй – частично или полностью заместить энергию, производимую с использованием ископаемого топлива, на энергию из низкоуглеродных и возобновляемых источников. В обоих случаях речь идёт о сокращении потребления углеродоемкого ископаемого топлива.

Ключевые механизмы реализации целей в области низкоуглеродного развития, которые непосредственно затрагивают интересы компаний нефтегазового сектора, определены группой институциональных инвесторов по изменению климата<sup>5</sup>:

- развитие рыночных механизмов торговли эмиссиями и систем углеродного налогообложения. К октябрю 2016 г. 101 страна, опубликовавшая официальные сообщения о национальных вкладах в достижение целей Парижского соглашения (Intended Nationally Determined Contributions, INDCS), включила в них механизмы углеродного ценообразования, которые обеспечивают стоимость выбросов парниковых газов в диапазоне 1–131 доллар/ $tCO_2e$ <sup>6</sup>;

- внедрение стандартов энергоэффективности в отношении как производственных объектов, так и всё большего числа потребительских товаров. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), стандарты эффективности регулируют

сейчас 30% глобального энергопотребления, что позволит только в ЕС снизить к 2020 г. энергопотребление на 18% (эквивалентно 165 млн т нефти в год)<sup>7</sup>;

- сокращение субсидирования ископаемого топлива в объеме 500–600 млрд долларов США в год. Это, по оценке ОЭСР, к 2050 г. позволит снизить выбросы парниковых газов на 6–13%<sup>8</sup>;

- рост возобновляемой энергетики, как утверждает МЭА<sup>9</sup>, в ближайшие пять лет составит 825 ГВт в год. При этом ожидается существенное снижение стоимости аккумулирования энергии;

---

**На сегодняшний день нефть, газ и уголь обеспечивают 81% глобальных энергетических потребностей. Сжигание этих видов топлива формирует 72% всех антропогенных выбросов парниковых газов.**

---

- темпы развития электротранспорта, сообщает МЭА, обеспечат к 2040 г. эксплуатацию 175 млн электромобилей. Это может привести к снижению потребления ископаемого топлива в объеме 6 млн баррелей в сутки<sup>10</sup>.

Эти и другие факторы, связанные с инициативами в области низкоуглеродного развития и внедрения инновационных технологий, обуславливают риски снижения спроса на углеводороды и сокращения инвестиций в нефтегазовую отрасль. Компании, имеющие газовые активы, в меньшей степени подвержены этим рискам, так как удельный объем углеродных эмиссий природного газа на единицу производимой энергии существенно ниже, чем у других видов топлива. В частности, по результатам исследования CDP от

2017 г.<sup>11</sup>, продукция «Газпрома» характеризуется наименьшими выбросами по сравнению с крупнейшими компаниями нефтегазового сектора.

## Возможности низкоуглеродного развития

При оценке рисков низкоуглеродного развития необходимо учесть, что совокупные выбросы парниковых газов, связанные с использованием ископаемого топлива (так называемый углеродный след), включают несколько компонентов. В частности, кроме эмиссий от сжигания топлива в энергетических целях сюда также входят выбросы, связанные с разведкой и добычей полезных ископаемых, переработкой и транспортировкой. По информации, представленной группой институциональных инвесторов по изменению климата, совокупные выбросы от этих процессов составляют до 20% от общего углеродного следа<sup>12</sup>. Это представляет собой существенный потенциал, который нефтегазовые компании могут использовать для реализации целей низкоуглеродного развития (см. рис. 2).

Известны примеры, когда компании нефтегазового сектора успешно используют этот потенциал и демонстрируют высокую результативность в области низкоуглеродного развития. Так, ExxonMobil в 2000 г. запустила свою Глобальную систему управления энергией (ГЭМС), которая определила пути повышения энергоэффективности на 15–20%, обеспечив экономию около 750 млн долларов США и сокращение выбросов  $CO_2$  примерно на 8 млн т<sup>13</sup>.

Наибольшее внимания при разработке мер в области низкоуглеродного развития в нефтегазовой отрасли требует контроль технологических выбросов метана. Исследование, проведенное компанией Rhodium Group в 2015 г.<sup>14</sup>, показало, что нефтегазовый сектор по всему миру ежегодно теряет 30 млрд долларов США от утечки или сброса метана

<sup>4</sup> Climate-Related Financial Risk and the Oil and Gas Sector, IHS Markit, 2017.

<sup>5</sup> Investor Expectations of Oil and Gas Companies: Transition to a lower carbon future, IIGCC, November 2016.

<sup>6</sup> State and Trends of Carbon Pricing Report Team, Carbon Pricing Leadership Coalition, 2016.

<sup>7</sup> <https://www.economist.com/news/europe/21709153-ecodesign-standards-make-fridges-better-and-cheaper-edging-away-them-eu>

<sup>8</sup> <http://www.oecd.org/greengrowth/oecd-welcomes-ground-breaking-peer-reviews-by-china-and-us-of-their-fossil-fuel-subsidies.htm>

<sup>9</sup> <https://www.iea.org/newsroom/news/2016/october/iea-raises-its-five-year-renewable-growth-forecast-as-2015-marks-record-year.html>

<sup>10</sup> World Energy Outlook 2016 Executive Summary, IEA.

<sup>11</sup> The Carbon Majors Database, CDP Carbon Majors Report, 2017.

<sup>12</sup> Global Climate Disclosure Framework for Oil & Gas Companies, IIGCC.

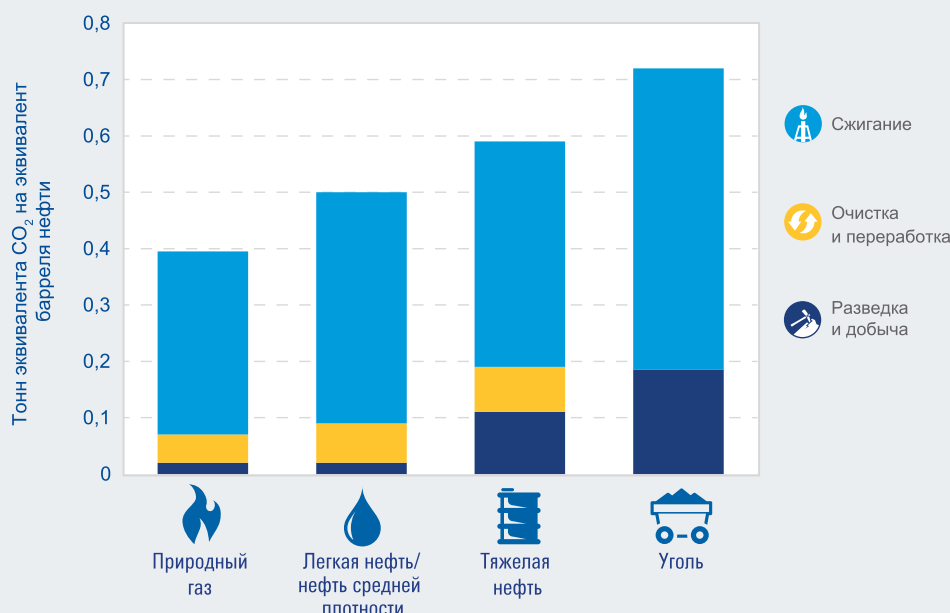
<sup>13</sup> <http://www.ipieca.org/search-results/?search=Saving%20energy%20in%20the%20oil%20and%20gas%20industry%20%282007%29>

<sup>14</sup> Untapped Potential, Reducing Global Methane Emissions from Oil and Natural Gas Systems, Rhodium Group, April 2015



## Рисунок 2

### Углеродный след ключевых видов ископаемого топлива



Источник: Global Climate Disclosure Framework for Oil & Gas Companies, IIGCC

нефтегазовыми объектами. Из них 2 млрд приходится на Соединенные Штаты. Ежегодный объем выбросов метана в нефтегазовом секторе США превышает 7 млн метрических тонн. Однако из 40 крупнейших компаний отрасли, работающих в этой стране, ни одна не раскрывает целей по сокращению выбросов метана. Менее трети опрошенных компаний раскрывает информацию о выбросах метана через доступные источники информации.

При этом, как показало исследование фирмы ICF International за 2014 г.<sup>15</sup>, сокращение выбросов метана на 40% к 2018 г. вполне достижимо за счет использования имеющихся в настоящее время технологий. Это будет стоить отрасли примерно 2 млрд долларов США первоначальных инвестиций и еще около 108 млн долларов США в год.

### ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ КЛИМАТИЧЕСКИМИ РИСКАМИ

Несмотря на то что и сами климатические изменения, и направленные на их предотвращение международ-

**Важнейшим инструментом управления климатическими рисками является объективное раскрытие информации об этих рисках в корпоративной отчетности. При этом анализ и управление климатическими рисками необходимо интегрировать в общую корпоративную систему риск-менеджмента.**

ные инициативы представляют собой существенные риски для нефтегазовой отрасли, в настоящее время разработаны и активно внедряются меры по управлению этими рисками на уровне компаний и отраслевых объединений.

Важнейшим инструментом управления климатическими рисками является объективное раскрытие информации об этих рисках в корпоративной отчетности. При этом анализ и управление климатическими рисками необходимо интегрировать в общую корпоративную систему риск-менеджмента.

Несмотря на всю специфику климатических инициатив, связанные с климатом риски – это лишь один из многих видов рисков, которые влияют на стратегию и производительность нефтегазовых компаний. Поэтому их выделение и анализ вне системы корпоративного риск-менеджмента может привести к нарушению последовательности и методологической целостности этой системы, что, в свою очередь, исключает точную оценку и сравнение всех рисков и возможностей для финансовых рынков.

В рамках интеграции климатических рисков в систему корпоративного риск-менеджмента целевая группа по раскрытию связанных с климатом финансовых рисков разработала практические рекомендации. Они позволяют всем субъектам представить необходимую информацию в публичной финансовой отчетности<sup>16</sup>.

Процедура оценки рисков должна включать инвентаризацию и объективный количественный учет выбросов парниковых газов от активов компаний, а также от цепочки поставок. Инвентаризация выбросов является основой для определения корпоративной стратегии низкоуг-

леродного развития, включающей мероприятия, направленные на снижение углеродоёмкости продукции и компенсацию углеродного следа. Как показывает практика отраслевых лидеров, такой подход позволяет представить заинтересованным сторонам отчетность, демонстрирующую достижение амбициозных целей в области низкоуглеродного развития, и таким образом существенно снизить риски, связанные с углеродоёмкостью продукции. ■

<sup>15</sup> <https://www.edf.org/energy/making-methane-reductions-global-priority>

<sup>16</sup> Final Report: Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosures, June 2017



Bringing  
Goals to Solutions

Oil & Gas series



# PRC Russia&CIS

Конгресс по нефтепереработке и нефтехимии

9-10 Апреля, 2018

Four Seasons Hotel Москва, Россия

## Повышение рентабельности в сегменте Downstream

Конференц  
Сессии



Выставочная  
Зона



Круглые  
Стол



Бизнес  
Встречи



РЕКЛАМА

[prcrussia.com](http://prcrussia.com)

+ 7 495 204 1465 (Россия)

[info@prcrussia.eu](mailto:info@prcrussia.eu)

# Сахалинские проекты: всё только начинается

Несмотря на санкции и низкие цены на нефть, российские и иностранные инвесторы по-прежнему проявляют большой интерес к углеводородным богатствам острова

Мария КУТУЗОВА

В конце сентября 2017 г. в Южно-Сахалинске прошла XXI международная конференция «Нефть и газ Сахалина» (организатор – Adam Smith Conferences). В ней приняли участие представители крупнейших нефтегазовых компаний. По информации местных властей, в настоящее время на сахалинском шельфе добывается 3,3% российской нефти и 4,6% газа, производится 4,5% мирового объёма сжиженного природного газа (СПГ). В 2016 г. компании добыли на Сахалине более 18 млн т нефти, 29,6 млрд м<sup>3</sup> газа. Область вошла в пятёрку лидирующих нефтедобывающих регионов страны. Доля сахалинского СПГ в поставках в Азиатско-Тихоокеанский регион достигла порядка 6%.



## «САХАЛИН-1»: ОТ ТЯЖБ К КОМПРОМИССАМ

После введения санкций со стороны США единственным действующим проектом ExxonMobil в России остался дальневосточный «Сахалин-1». Он реализуется на условиях соглашения о разделе продукции (СРП) и предусматривает освоение трёх месторождений в Охотском море – Чайво, Одопту и Аркутун-Даги. У ExxonMobil в этом проекте – 30-процентная доля и статус оператора, у японской Sodeco – также 30%, у индийской ONGC и «Роснефти» – по 20%. В рамках проекта в 2016 г. было добыто 8,9 млн т н. э., что на 8% превышает показатель предыдущего года, равный 8,3 млн т.

По данным ExxonMobil, в 2016 г. накопленная добыча «Сахалина-1» превысила 653 млн баррелей. Американская компания оценивает проект как один из самых успешных и технологически сложных. В ходе его осуществления пробурены 9 из 10 самых протяжённых в мире скважин.

На этот и ближайшие годы планируются новые фазы реализации проекта. Согласно информации сахалинских властей, сейчас завершаются строительно-монтажные работы в рамках второго этапа освоения месторождения Одопту. В настоящее время там уже ведётся бурение скважин с использованием новой буровой установки «Кречет». Дополнительные объёмы добычи углеводородов за счёт реализации второго этапа к 2025 г. составят 1,8 млн т в год.

Вторая стадия разработки Чайво предполагает освоение газовых запасов. ExxonMobil считает, что газовая программа проекта «Сахалин-1» может быть реализована после 2020 г. Для воплощения в жизнь этих планов потребуются бурение дополнительных газовых скважин и расширение существующих береговых и морских объектов. Предполагается, что в результате будет получено дополнительно около 8 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

После 2020 г. совместно с «Роснефтью» намечается строительство завода по про-

изводству сжиженного природного газа (проект «Дальневосточный СПГ»). По информации оператора проекта, компании Exxon Neftegas, мощность нового предприятия может составить 6,2 млн т СПГ в год. Это позволит монетизировать запасы газа «Сахалина-1». Инвестиции в проект оцениваются в 8 млрд долларов. Обсуждались две возможные площадки для возведения завода – на Сахалине, близ посёлка Ильинского, а также рядом с уже существующей экспортной инфраструктурой, в Де-Кастри Хабаровского края.

В 2015 г. ExxonMobil начала судебную тяжбу с Россией, её суммарные требования составили 637 млн долларов. Предметом спора стала трактовка положения СРП по «Сахалину-1» о налоге на прибыль Exxon Neftegas. Дело в том, что по условиям соглашения, вступившего в силу в 1996 г. и имеющего статус закона, для участников «Сахалина-1» ставка составляет 35%. В 2009 г. налог на прибыль в России снизился до 20%, но для участников проекта он

остался на прежнем уровне. ExxonMobil попросила снизить его до 20%, но российские власти на это не пошли. С тех пор компания ежегодно выплачивает сначала 20% налога на прибыль, а после проведения камеральных налоговых проверок доплачивает оставшиеся 15%. Лишь в сентябре 2017 г. ExxonMobil и Россия подписали мировое соглашение. Как сообщается, достигнут взаимовыгодный компромисс, условия которого не разглашаются. По мнению экспертов и СМИ, условием заключения «мировой» стало участие американцев в ещё одном проекте по добыче нефти и газа в России.

Не исключено также, что стороны договорились о продлении сроков действия СРП. Официально оно заключено до 2022 г., но представители российских властей не так давно анонсировали возможность его пролонгации. Это вполне закономерно. Объём извлекаемых запасов проекта оценивается в 2,3 млрд баррелей нефти и 485 млрд м<sup>3</sup> природного газа, а жизненный цикл «Сахалина-1» может растянуться до 2040–2050 гг.

Кроме того, Минэнерго заявило о высоком потенциале возможных договорённостей между участниками проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» по поводу монетизации газа. Как сообщил замминистра энергетики Кирилл Молодцов, операторы двух проектов обменялись обзывающими офертами по покупке газа «Сахалина-1», уже оговорены детали сделки и формулы цены.

### «САХАЛИН-2» НАРАЩИВАЕТ ОБОРОТЫ

Как сообщил в ходе конференции директор по производству компании «Сахалин Энерджи» Оле Мыклестад, три морские нефтегазовые платформы компании стабильно добывают в среднем около 16 тыс. т нефти и конденсата и 50 млн м<sup>3</sup> природного и попутного газа в сутки. С начала реализации проекта извлечено более 142 млрд м<sup>3</sup> газа и более 62 млн т жидких углеводородов. За восемь месяцев нынешнего года добыто более 3,8 млн т нефти и газоконденсата, что на 8% больше, чем за аналогичный период прошлого года. Произведено более 7 млн т СПГ (+10%).

*«Не первый год, в том числе на этой площадке, мы говорим о том, что компания постоянно ищет пути повышения экономической эффективности проекта “Сахалин-2” и продления эксплуатационного ресурса месторождений. Мы поднимаем свою конкурентоспособность, внимательно следим за современными тенденциями в*

*мире, делаем ставку на внедрение технологических и управленческих инноваций. Используем каждую возможность, чтобы поддерживать эффективность бизнеса. Последовательная оптимизация деятельности объектов помогает наращивать производственные обороты»,* – отметил О. Мыклестад.

Летом этого года исполнилось десять лет с момента установки платформы «Пильтун-Астохская-Б». В июле 2007 г. «Сахалин Энерджи» превзошла собственный мировой рекорд при проведении морских работ: конструкция верхних строе-

эксплуатацию ещё двух судов обеспечения. Так, 11 октября состоялась церемония именнаяречения нового многофункционального ледокольного судна обеспечения добывающих платформ «Фёдор Ушаков». Оно было построено на финской верфи Arctech Helsinki Shipyard, принадлежащей российской Объединённой судостроительной корпорации. «Фёдор Ушаков» будет работать под российским флагом, его портом приписки станет Санкт-Петербург.

На сегодняшний день «Совкомфлот» эксплуатирует в рамках проекта «Сахалин-2» десять судов – три нефтеналивных



ний весом 28 тыс. т была успешно состыкована с железобетонным основанием платформы методом надвига.

В настоящее время осуществляются ремонт и модернизация буровой установки на платформе «Моликпак», работающей на шельфе острова ещё с 1998 г. Это позволит увеличить срок службы буровой и открывает возможности для бурения скважин до наиболее удалённых участков Пильтун-Астохского месторождения. В результате увеличится объём извлекаемых запасов в рамках «Сахалина-2».

Продолжается и обновление флота, обслуживающего проект. В 2017 г. к работе приступили два новых судна, построенных по заказу «Совкомфлота», – «Геннадий Невельской», многофункциональное ледокольное судно снабжения нефтегазодобывающих платформ, и «Степан Макаров», первое из трёх судов обеспечения. Оба судна не имеют в мире аналогов в своём классе. До конца года планируется передача в

танкера, два танкера-газовоза СПГ, пять судов снабжения и обеспечения.

В рамках прошедшего в сентябре Восточного экономического форума оператор проекта «Сахалин-2», компания «Сахалин Энерджи», и Petrofac подписали договор о строительстве дожимной компрессорной станции на объединённом береговом технологическом комплексе. Завершение работ планируется в 2022 г. Это позволит сохранить высокий уровень производства СПГ за счёт обеспечения достаточных объёмов сырья.

С начала реализации проекта «Сахалин Энерджи» перечислила более 22 млрд долларов в бюджеты различных уровней Российской Федерации, включая 8,8 млрд в бюджет Сахалинской области. В 2016 г. более 60% доходной части бюджета региона составили поступления от проекта «Сахалин-2». Кроме того, компания продолжает передавать газ российской стороне в счёт уплаты роялти для целей газификации

Дальнего Востока России, в том числе Сахалина. Всего с начала поставок российскийская сторона получила более 7 млрд м<sup>3</sup> газа.

### С ОПОРОЙ НА РОССИЙСКОЕ

«Сахалин Энерджи» реализует программу развития поставщиков, нацеленную на обеспечение российского участия на уровне не менее 70% (это является одним из требований СПГ). В 2016 г. компания заключила с отечественными предприятиями на 6% контрактов больше, чем с иностранными. Общая стоимость заказов оборудования и услуг у российских подрядчиков составила 949 млн долларов, в том числе увеличиваются закупки электрического оборудования, производственной химии, статического и вращающегося оборудования. На сегодняшний день список российских поставщиков и подрядчиков «Сахалин Энерджи» включает более 300 компаний и организаций.

В рамках конференции «Сахалин Энерджи» подписала долгосрочное соглашение с одной из крупнейших российских проектных организаций – «Газпроектинжиниринг». Новые договорённости предусматривают разработку проектной, рабочей, нормативно-технической документации, создание унифицированных проектных решений, выполнение проектных, научно-исследовательских работ для систем безопасности объектов и предоставление других специализированных технических услуг в рамках «Сахалина-2».

Как отмечают в компании, российское участие будет востребовано и в новых проектах, в том числе при планируемом строительстве третьей технологической линии завода СПГ. С 2016 г. ведётся масштабный анализ технических возможностей российских предприятий и формируется перечень производителей, рекомендованных для поставок оборудования и материалов. Одновременно инициирован процесс гармонизации (приведения в соответствие) отечественных и международных стандартов. Это будет способствовать повышению конкурентоспособности отечественных производителей и увеличению доли российского участия в «Сахалине-2».

В частности, компания Petrofac с участием подрядчиков из РФ станет выполнять проектирование, поставку материалов и оборудования, строительные работы и обслуживание строительной площадки, а также подключение нового объекта и его интеграцию с системой объединённого берегового технологического комплекса. Подготовительные работы уже идут, завершить строительство планируется в 2022 г.

### ПЕРСПЕКТИВЫ СЖИЖЕННОГО ГАЗА

По словам О. Мыклестада, первый и единственный в России завод по производству СПГ остаётся мировым рекордсменом по показателям надёжности и эффективности. В свою очередь, зампред правления «Газпрома» Александр Медведев отмечает, что в 2016 г. СПГ-завод проекта «Сахалин-2» (где российская компания, наряду с Shell, является ключевым акционером) установил рекорд. Оптимизация работы производственных систем и модернизация охлаждающих теплообменников на двух технологических линиях завода позволили увеличить его проектную мощность на 12,5%. В результате объём производства возрос до 10,93 млн т (при проектной мощности 9,6 млн т).

В нынешнем году на заводе реализован ещё один проект модернизации: установлены ветровые экраны вокруг аппаратов воздушного охлаждения двух технологических линий. Благодаря этому выпуск СПГ возрастёт ещё на 0,5% в год, причём наибольший эффект будет проявляться в летние месяцы. За счёт данной инновации, а также высокой производственной эффективности и достижений в сфере безопасности компания вошла в число финалистов престижной международной премии Platts Global Energy Awards 2017 в номинации «Лидерство в отрасли» в сегменте СПГ.

«Сахалин Энерджи» продолжает активно сотрудничать с крупнейшими энергетическими и газовыми компаниями Азиатско-Тихоокеанского региона. В 2016 г. был перевыполнен производственный план и отгружены 61 партия нефти и 168 партий сжиженного природного газа. Основная доля поставок сахалинского СПГ и нефти приходится на Японию, Южную Корею и Китай. За восемь месяцев нынешнего года покупателям отправлено более 7 млн т СПГ (112 стандартных партий).

Ещё одним важным достижением этого года стало заключение договора с CPC Corporation (Тайвань) на поставку сжиженного природного газа в течение пяти лет. Кроме того, «Сахалин Энерджи» с начала года отправила на экспорт более 3,8 млн т нефти (43 стандартные партии). При этом значительно увеличились продажи сорта Sakhalin Blend китайским потребителям. Как отмечает О. Мыклестад, объём закупок со стороны китайских НПЗ в этом году вырос до рекордных показателей, что свидетельствует о расширении спроса на нефть проекта «Сахалин-2» и открывает новые перспективы для компании.

По решению акционеров начаты переговоры с потенциальными покупателями

в Японии, Южной Корее, Тайване о поставке СПГ, который будет производиться на третьей технологической линии завода. Напомним, что в 2015 г. началась разработка проектной документации для её сооружения. В реализации проекта задействованы компания Shell Global Solutions International и российский проектный институт «Гипрогазцентр» при участии ряда других предприятий, в том числе сахалинских.

### ГАЗИФИКАЦИИ САХАЛИНА БЫТЬ!

Кроме строительства третьей линии завода СПГ, в Сахалинской области реализуется ещё один перспективный проект по производству сжиженного природного газа. В пригороде Южно-Сахалинска близко к завершению сооружение мини-завода компании «ПСК-Сахалин» мощностью 12 тыс. т в год. Его запуск запланирован на начало 2018 г. Суммарные инвестиции в проект оцениваются в 1,5 млрд рублей.

Основой для производства сжиженного газа станут поставки «Газпрома». Выпускаемый СПГ будет предназначен для нужд региона – обеспечения муниципальных котельных, заправки автотранспорта и морских судов. По информации «ПСК-Сахалин», в перспективе сжиженный газ обеспечит топливом рыбопромышленные предприятия на Курильских островах. В 2018 г. компания планирует построить в регионе ещё один аналогичный по своим характеристикам завод.

По данным «Газпрома», Сахалин пока газифицирован лишь на 13%. Как высказался по этому поводу зампред правления компании Валерий Голубев, это «скандальная цифра». В ближайшие пять лет концерн доведёт уровень газификации региона до 35%.

В рамках форума обсуждались и возможности создания на острове газохимических предприятий. Так, в настоящее время «Газпром» совместно с Mitsubishi Corporation прорабатывает проект строительства завода по производству метанола.

Сахалинские власти надеются, что геологоразведочные работы и новые открытия на Кириновском блоке проекта «Сахалин-3» позволят «Газпрому» организовать на территории области нефтеперерабатывающий завод. Сырьём для него послужат конденсат и нефть, которые будут добываться в рамках данного проекта. Это позволит обеспечить остров собственными нефтепродуктами и даже начать их поставки на материк, а также на экспорт. Правительство области уже вынашивает планы расширения морских портов под эти цели.

Кроме того, существуют совместные региональные проекты с японскими Mitsui и Chiyoda Corporation по использованию природного газа. В частности, японцы изучают возможность строительства в Томиринском районе на севере Сахалина приённого терминала СПГ. Местные власти решили разработать вместе с японскими компаниями концептуальный план по газификации энергетического сектора, транспорта, по автономному газоснабжению удалённых районов и организации газохимических производств. Таким образом, в регионе пытаются через формирование высокотехнологичных рентабельных производств по глубокой переработке углеводородного сырья отойти от узкой сырьевой направленности экономики и создать дополнительные рабочие места.

### НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ РАЗВИТИЯ

По словам члена правления, начальника департамента «Газпрома» Всеволода Черепанова, компания сейчас ведёт планомерную работу по развитию Сахалинского центра газодобычи, имеющую стратегическое значение для реализации государственной Восточной газовой программы. Согласно планам концерна, газовые ресурсы сахалинского шельфа позволят обеспечить газоснабжение регионов Дальнего Востока России на долгосрочную перспективу. Кроме того, создаются условия для расширения экспортных поставок на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона.

С 2008 г. «Газпром» полностью разведал Кириновское месторождение и открыл три новых – Южно-Кириновское, Мынгинское и Южно-Лунское. За эти годы ресурсная база компании на сахалинском шельфе значительно выросла: запасы газа увеличены более чем в 12 раз – с 75,4 до 941 млрд м³; газоконденсата – в 16 с лишним раз, с 8,6 до 143,2 млн т.

В настоящее время «Газпром» продолжает геологоразведку на Кириновском, Восточно-Одоптинском и Аяшском участках проекта «Сахалин-3». Дочернее предприятие «Газпром нефти» пробурило в этом году первую поисково-оценочную скважину на Аяшском лицензионном участке. Полученные результаты позволят сформировать дальнейшую программу работ и подготовиться к разведочно-му бурению в сезон 2018 г.

В октябре для удобства общения с зарубежными партнёрами российская ВИНК решила переименовать недавно открытое месторождение на Аяшском лицензионном участке, дав ему наименование Нептун. Это одно из крупных нефтяных место-

рождений на российском шельфе, его геологические запасы оцениваются в 255 млн т н. э., извлекаемые – в 70–80 млн т.

Как отмечает руководство компании, «Газпром нефть» не собирается специально искать иностранного партнёра для освоения месторождения Нептун, но готова обсуждать возможное сотрудничество с заинтересованными игроками. Компания заявила о рентабельности реализации проекта при ценах на нефть выше 40 долларов за баррель. Она собирается начать промышленную добычу в 2025–2026 гг. Примерный уровень производства сырья



на Нептуне оценивается приблизительно в 5–6 млн т в год. На следующий год запланировано бурение ещё одной разведочной скважины на соседней Баутинской структуре, расположенной в северо-восточной части Аяшского лицензионного участка.

«Газпром» продолжает обустройство подводного добычного комплекса и берегового технологического комплекса на Кириновском месторождении. С 2014 г. компания ведёт его промышленную эксплуатацию, извлечённый из недр газ направляется потребителям Приморского края и севера Сахалинской области. Это первое месторождение на российском континентальном шельфе, где применены технологии подводной добычи. До конца текущего года планируется полностью завершить эксплуатационное бурение. После подключения новых добываю-

щих скважин Кириновское будет постепенно выводиться на проектную мощность – 5,5 млрд м³ газа в год.

Продолжается проектирование объектов обустройства Южно-Кириновского месторождения. В 2018 г. там планируется начать строительство эксплуатационных скважин с использованием полупогружных плавучих буровых установок «Полярная звезда» и «Северное сияние». По информации «Газпрома», на Южно-Кириновском в результате проведённых геологоразведочных работ более 95% запасов газа переведено в категорию С1, что отражает высокую степень достоверности их оценки. Здесь, как и на Кириновском, предусмотрено полностью подводное освоение.

На территории Сахалинской области реализуется и целый ряд других интересных нефтегазовых проектов. Так, «Роснефть», помимо участия в «Сахалине-1», самостоятельно осваивает несколько месторождений на шельфе Охотского моря. «РН-Сахалинморнефтегаз» продолжает добычу на севере острова, обеспечивая нефтью Комсомольский НПЗ и природным газом – потребителей Охинского и Ногликского районов области. Осенью нынешнего года данное предприятие приступило к промышленному освоению Лебединского месторождения на шельфе Охотского моря. В «Роснефти» разработана и согласована программа наклонно-направленного бурения на Северо-Венинском месторождении. Его освоение должно начаться в 2019 г.

Наряду с шельфом разрабатываются месторождения углеводородов, расположенные на суше острова. Так, компания «Петросах» приступила к освоению нового месторождения Южное Даги. Добытое сырьё будет перерабатываться на Сахалине, что позволит увеличить долю нефтепродуктов местного производства.

\*\*\*

По словам губернатора области Олега Кожемяко, доля нефтегазовых доходов сахалинского бюджета достигает 72%. «Наша задача – максимально эффективно использовать эти доходы для роста региональной экономики путём ее диверсификации», – отметил губернатор.

Сегодня Сахалин является одним из лидеров среди российских регионов по объёмам привлекаемых иностранных инвестиций. Только в первом квартале 2017 г. они составили 2,17 млрд долларов. Это примерно 80% привлечённых в Дальневосточный федеральный округ иностранных капиталовложений. ■

ПРИГЛАШАЕМ  
НА КОМПЛЕКС ВЫСТАВОК

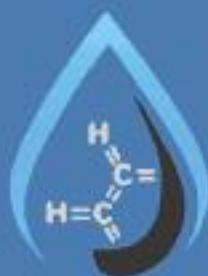
22–24  
НОЯБРЯ

КРАСНОЯРСК  
2017



XXV СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА  
**ЭЛЕКТРОТЕХНИКА. ЭНЕРГЕТИКА**  
**АВТОМАТИЗАЦИЯ. СВЕТОТЕХНИКА**

VIII СИБИРСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ



Крупнейшая за Уралом  
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА  
**Нефть. Газ. Химия**

2016 ИТОГИ  
ВЫСТАВКИ:

5103 специалиста отрасли из 877 компаний  
90 экспонентов из разных городов  
и регионов России

Регистрация  
0+



25  
ЛЕТ

[www.krasfair.ru](http://www.krasfair.ru)

МВДЦ «Сибирь»  
ул. Авиаторов, 19  
тел.: (391) 22-88-513, 22-88-401  
[kashirina@krasfair.ru](mailto:kashirina@krasfair.ru)

# Учиться у соседа



**Пока Россия лишь раскачивается, Норвегия активно продолжает освоение своих северных нефтегазоносных акваторий**

Юрий БАНЬКО

**Западные санкции оказали негативное влияние на развитие российской экономики. Особенно серьёзный удар был нанесён по отечественным нефтегазовым компаниям, занимающимся освоением запасов углеводородного сырья на арктическом шельфе.**

**Отсутствие отечественных мощностей по строительству самоподъёмных и полупогружных буровых и добычных платформ, подводных добычных комплексов, оборудования для проведения сейсморазведки 3D, судов обеспечения привело к тому, что «Газпром» и «Роснефть» приостановили проведение разведочного бурения на своих арктических лицензионных участках.**

**А ведь в своё время СССР занимал ведущие позиции в создании оборудования для работ на шельфе. Однако затем эти компетенции были утрачены.**

**Используя шанс, данный нам западными санкциями, нужно направить силы и средства на возрождение отечественной промышленности, которая будет способна обеспечить российский нефтегазовый комплекс необходимым оборудованием. При этом можно и нужно учитывать опыт других стран в этой сфере, в первую очередь – норвежский.**

## **СТРАТЕГИЯ – ЕСТЬ, РАБОТЫ – НЕТ**

В настоящее время более 30% нефти и газа в мире добывается на шельфе. Богатейшими ресурсами углеводородного сырья обладает и арктический шельф, где содержится до 20% общемировых запасов «чёрного золота» и «голубого топлива».

Согласно прогнозам Совета Безопасности России, разведанные запасы нефти в стране к 2030 г. могут быть выработаны на 90%, а добыча снижена до 120 млн т в год. До недавнего времени в РФ существовала диспропорция между темпами отбора и прироста запасов УВС. Поэтому особые надежды возлагаются на шельф.

За период с 1983 г. на российском арктическом шельфе пробурено несколько десятков скважин. Многого это или мало? Всё познается в сравнении. Нефтегазовые компании нашей северной соседки Норвегии с 1980-го по 1993 г. пробурили в норвежском секторе Баренцева моря 53 скважины, в 2000 г. – 8, в 2005-м – 20, а с 2010-го – ещё 47. Итого – 128. В 2017 г. к ним добавятся ещё 15. После сопоставления этих цифр с российскими результатами не приходится удивляться тому, что

степень разведанности нашего арктического шельфа остаётся крайне низкой, а объёмы добычи сырья не идут ни в какое сравнение с Норвегией.

В 2010 г. Норвегия начала активные геологоразведочные работы в ранее спорной (так называемой серой) зоне арктического шельфа, на которую в своё время претендовала и Россия. Корпорация Statoil заявила о намерении инвестировать значительные суммы в освоение месторождения Ааста Хастин. Его ресурсы (с учётом ряда прилегающих объектов) оцениваются минимум в 1 трлн м<sup>3</sup>, что сопоставимо с потенциалам соседнего Штокмановского месторождения в российской арктической зоне.

В последнее время геологические исследования на шельфе активизировали и другие страны, в том числе США, Канада, Германия, Швеция, Дания, Финляндия.

20 февраля 2013 г. Президент Владимир Путин утвердил Стратегию развития арктической зоны РФ до 2020 г. В ней перечислен целый комплекс мер по укреплению позиций нашей страны в Арктике, включая реализацию нефтегазовых проектов.

В свою очередь, Минприроды поставило задачу к 2030 г. довести добычу нефти на шельфе до 60 млн т в год. Но для этого нужно в ближайшие 10–15 лет провести геологоразведку всех арктических морей России, построить инфраструктуру в слабозастроенных районах, создать целую отрасль по производству буровых и добывающих платформ.

Но пока что сделано мало. К примеру, по заказу государства на арктическом шельфе не пробурена ни одна скважина, хотя потребность в них – около полутора десятков в год. К тому же нечем бурить. По признанию самих властей, до 2030 г. необходимо создать 254 судна для освоения шельфа общей стоимостью 826 млрд рублей. Речь идёт о 34 платформах, 27 научных кораблях, 35 танкерах, 23 газовозах, 20 ледоколах, 90 судах обеспечения и 25 судах для монтажных и подводных работ. С учётом нынешней ситуации в экономике есть большие сомнения в реализации этих планов на практике.

Между тем, освоение арктического шельфа могло бы не только обеспечить надёжный ресурсный потенциал НГК на долгосрочную перспективу, но и дало бы импульс к развитию многих других секторов. *«Каждый доллар, вложенный в шельф, генерирует 7,7 доллара в других отраслях экономики, –* отмечает глава компании «Роснефть» Игорь Сечин. –

*Это, мне кажется, и есть ключевое положение, которое оправдывает поддержку шельфовых проектов».*

### ЧТО ИМЕЕМ, НЕ ХРАНИМ

Сейчас на шельфе России работают 15 буровых и добычных платформ: восемь стационарных и семь полупогружных и самоподъёмных. К сожалению, этого крайне недостаточно. Но отечественные предприятия способны строить новые платформы. Свидетельство этого – СПБУ «Арктическая» и МЛСП «Приразломная», которые создавались в Северодвинске с использованием иностранных комплектующих. Буровые платформы «ЛУКОЙЛа» для работы на Каспии были изготовлены на Астраханском заводе, для Балтики – в Калининграде, на собственном заводе компании. Там же построили и морской ледостойкий нефтеналивной терминал для Варандея в Печорском море. Как говорится, можем, если захотим.

Наша страна накопила большой опыт освоения шельфа. Ещё в 1950 годах на Каспии бурили добычные скважины с металлическими эстакад. По проектам «Гипроморнефти» построили значительное количество стационарных платформ в акваториях с глубинами до 100 м. Они предназначены преимущественно для бурения одиночных разведочных и эксплуатационных скважин глубиной до 6 км. По этим же проектам в 1970–1980 гг. сооружены платформы на Чёрном и Азовском морях.

Именно наша страна стала пионером создания намывных оснований в Каспийском море для выполнения буровых работ при глубинах моря в несколько метров. Было намывто оснований общей протяжённостью 25 км, а объём использованного грунта превысил 10 млн м<sup>3</sup>.

Этот опыт может найти применение как в Обской губе, так и Печорском море. Им уже воспользовались американские компании. Начиная с 1969 г. на арктическом шельфе Северной Америки пробурили 200 скважин, причём лишь 55 – с плавучих оснований, а 75 – с гравийных островов, 27 – с использованием кессонных сооружений и 8 – с ледяных платформ. При этом пятая часть скважин построена компанией ExxonMobil. К примеру, работы в Канадском секторе моря Бофорта начались в 1973 г. с сооружения искусственного острова Иммерк-38. Всего же за 25 лет компания построила из гравия и песка в море Бофорта 25 насыпных островов. А в 1978–1979 гг. ExxonMobil провела эксперимент по строительству ледяного острова путём набрызга.

Интерес к разработке морских ресурсов углеводородов повысился в нашей стране в конце 1960-х. Именно тогда вышел Указ Президиума Верховного Совета СССР «О континентальном шельфе СССР», который устанавливал суверенные права государства на разведку и эксплуатацию нефти и газа в море.

В структуре Мингеологии появилось несколько подразделений, специализировавшихся на данной проблематике, в том числе большой отдел морских работ, в подчинении которого находились региональные структуры – тресты «Крымморнефтегазразведка», «Южно-Сахалинская геологоразведочная экспедиция», НПО «Южморгео».

В 1978 г. все полномочия по работам на шельфе были переданы в Мингазпром, в структуре которого создали крупный главк «Главморнефтегаз». В его состав входили: «Сахалинморнефтегазпром», «Каспморнефтегазпром», «Кубаньморнефтегазпром», «Калининградморнефтегазпром», «Черноморнефтегазпром». А в Мурманске были созданы «Арктикморнефтегазразведка», «Севморгеофизика», «Моргео», чуть позже – МАГЭ и АМИГЭ.

К середине 1980 годов в «Главморнефтегаз» входило уже свыше 30 предприятий, имевших более 500 плавтехсредств. В СССР появились самоподъёмные и полупогружные буровые установки, которые строились на Выборгском и Астраханском судостроительных объединениях, а также – за рубежом. Важнейшими инструментами для разведочного бурения стали буровые суда «Валентин Шашин» и «Виктор Муравленко», с их помощью открыты практически все нынешние крупные морские месторождения.

В 1978–1989 гг. только на шельфе Арктики были открыты почти два десятка крупнейших месторождений, среди которых газовые – Мурманское и Северо-Кильдинское, газоконденсатные – Штокмановское, Лудловское и Поморское, нефтегазоконденсатное – Северо-Гуляевское и нефтяное – Приразломное.

К сожалению, после развала СССР работы на шельфе были свёрнуты из-за отсутствия финансирования. А большинство геофизических и буровых судов, которым не нашлось применения в России, отправились выполнять зарубежные контракты.

Сегодня в мире эксплуатируются тысячи морских буровых установок. В СССР их было пару десятков, в России остались единицы. Например, к «Роснефти» от Дальневосточной морской нефтегазразведочной экспедиции глубокого бурения перешли: СПБУ «Боргстен Долфин», «Оха»,

«Эхаби», «Курильская» и «Сахалинская»; ППБУ «Хакурю 2» и «Шельф 6».

И всё это богатство, так необходимое для проведения геологоразведочных работ, оказалось распродано иностранным компаниям тогдашним президентом «Роснефти» Сергеем Богданчиковым буквально за копейки. Достаточно сказать, что все СПБУ, которые находились в рабочем состоянии, реализованы за 20 млн долларов, в то время как строительство одной такой установки обходится не менее чем в 100 млн долларов (к тому же на это требуется как минимум два года).

В 2006 г. проданная ранее СПБУ «Сахалинская» (только уже с другим названием) использовалась для бурения скважин на сахалинском шельфе. Стоимость суточной аренды была очень высокой, но приходилось платить и за то, что в своё время принадлежало нашей стране. Сегодня сутки использования буровой платформы стоят несколько сотен тысяч долларов. С учётом того, что строительство и испытание скважины продолжаются полтора месяца, получается, что все буровые платформы «Роснефть» продала за ту сумму, в которую обходится аренда одной СПБУ для бурения одной скважины.

Также в рабочем состоянии были проданы ледокольное спасательное судно «Деймос», буксировочные суда-снабженцы – «Нефтегаз» 6, 14, 16, 22, 52, 56, 60, полупогружное судно «Траншельф», буровое судно «Михаил Мирчинк». В результате сегодня в Арктике у «Роснефти» практически нет судов для разведочного бурения, в то время как компания набрала себе несколько десятков лицензий.

С начала 2000-х наметилось некоторое оживление в изучении шельфа, в том числе арктического. К счастью, в постсоветский период там продолжал вести работы «Газпром». Его дочерняя структура – ООО «Газфлот» – успешно осуществила ГРП в Обской губе, на шельфе Печорского и Карского морей. За 18 лет «Газфлот» с помощью арендованных и собственных установок (СПБУ «Амазон» и ПБК «Обский-1») завершил строительство 40 поисково-разведочных скважин, открыл ряд нефтяных месторождений в Печорском море: Варандей-море, Медыньское-море и Долгинское с общими запасами около 300 млн т. Кроме того, было обнаружено несколько месторождений природного газа: Северо-Каменномыское, Обское, Каменномыское-море, Чугорьяхинское, Антипаютинское, Тота-Яхинское, Южно-Кириновское, Мынгинское, Харасавэй-море, Семаковское (в совокупности – свыше 2 трлн м³ газа).

С вводом в строй СПБУ «Арктическая» по заказу «ЛУКОЙЛа» выполнены буровые работы на шельфе Балтийского моря.

Сегодня «Газфлот» имеет в своём арсенале уникальные полупогружные буровые установки шестого поколения – «Полярная звезда» и «Северное сияние». Они построены кораблями Выборгского судостроительного завода в сотрудничестве с южнокорейской корпорацией Samsung Heavy Industries. Эти ПБУ работают на шельфе Сахалина.

Дочерняя компания «Газпром нефти» – ООО «Газпромнефть-Сахалин» – ведёт добычу сырья в Печорском море с МЛСП «Приразломная». В 2014 г. осуществлено разведочное бурение на нефтяном месторождении Долгинское в той же акватории.

Но всё же масштабы проводимых работ на арктическом шельфе явно недостаточны для того, чтобы выйти на заданные уровни добычи.

### ЕСТЬ С КОГО БРАТЬ ПРИМЕР

Норвегия ненамного раньше нас приступила к освоению месторождений северных морей. Этот процесс был начат с привлечения иностранных компаний, а также с переоборудования китобойных судов в буровые установки. Почти за 50 лет страна создала мощную производственную базу, которая сумела обеспечить нефтегазовый комплекс самым современным оборудованием, построила самую большую в мире морскую буровую установку, внедрила технологию добычи газа с использованием подводных комплексов, на острове Мелкой соорудила самый северный в мире завод по сжижению газа, проложила подводные трубопроводы, в том числе при глубинах моря более 1 км.

Мировая история XX века знает немало примеров стремительного экономического роста государств. Это и Советский Союз, и США, и послевоенная Япония. Но особое место в данном ряду занимает Норвегия, сумевшая в полной мере воспользоваться собственным нефтегазовым богатством.

А ведь в 1958 г. руководство геологической службы Норвегии заявило, что на морском шельфе страны нефти нет и быть не может. Но уже в 1959-м нидерландские нефтяники обнаружили залежи «чёрного золота» в своём секторе Северного моря. Это придало оптимизма тем, кто верил в перспективы открытия месторождений и в акваториях Норвегии.

Тем не менее правительство Норвегии в 1962 г. приняло решение не проводить бурение на шельфе. Поэтому в 1966 г. по-

исками нефти занялась американская компания Phillips, имевшая опыт работы в Мексиканском заливе.

В 1968 г. были найдены первые месторождения, признанные нерентабельными. Наступило разочарование, но американцы продолжили работы на свой страх и риск. Одиннадцать пробуренных скважин оказались «сухими». Решили пробурить ещё одну и прекратить поиски. Эта 12-я по счёту скважина, пробуренная с бурового судна Ocean Viking, оказалась счастливой. 25 декабря 1969 г. было открыто месторождение нефти, получившее название Экофиск, что оказалось подарком народу Норвегии к Рождеству. Для страны и её населения началась новая эра.

В 1971 г. стартовала добыча нефти. Все-го за прошедшие годы на шельфе Норвегии пробурено 6 тыс. разведочных и добычных скважин, открыто несколько десятков месторождений. Эта отрасль экономики пополняет бюджет страны нефтедолларами, которые грамотно используются правительством для повышения благосостояния народа и создания эффективной нефтегазовой промышленности (в том числе путём предоставления беспроцентных кредитов). В стране созданы предприятия, строящие уникальные добычные комплексы, в том числе подводные.

Обеспечивая внутренние потребности страны в энергоресурсах главным образом за счёт гидро- и ветроэнергетики, Норвегия экспортирует 95% углеводородов. Она стала, наряду с Россией и Алжиром, основным поставщиком нефти и газа в Европу. Именно благодаря нефтегазовому сектору Норвегия накопила огромные валютные средства, которые приносят ежегодную процентную прибыль и являются финансовой «подушкой безопасности». Сегодня эта скандинавская страна занимает второе место в мире по ВВП на душу населения.

Вместе с тем, с 2000 года добыча нефти в Норвегии начала стремительно сокращаться. Поэтому её власти связывают большие надежды с освоением шельфа Баренцева моря. Особенно активизировались эти работы после раздела «серой зоны» между Норвегией и Россией.

Исследования показали, что в этой зоне – от Шпицбергена до границы с Россией – могут содержаться запасы объёмом до 1,7 млрд т нефтяного эквивалента. По оценкам, в норвежском секторе Баренцева моря сосредоточено 65% неразведанных ресурсов страны. Только в 2017 г. Statoil намерена пробурить около 30 разведочных скважин, 5 из них – в Баренцевом море с использованием плавучей буровой уста-

новки Songa Enabler. Одна из этих скважин будет пробурена на месторождении Korpffjell, самом крупном из открытых за последние 30 лет. Бурение каждой скважины на норвежском арктическом шельфе обходится в среднем в 25 млн долларов.

Участие в буровых работах в бывшей «серой зоне» планирует принять и «ЛУКОЙЛ». И самое странное, что этой компании не разрешают работать на российском арктическом шельфе, хотя она имеет опыт освоения месторождений в Балтийском и Каспийском морях. Такой практики нет ни у «Роснефти», ни у «Газпрома»...

### НЕФТЯНАЯ СТОЛИЦА НОРВЕГИИ

Город Ставангер был одним из самых бедных в Норвегии. Но после того, как правительство страны приняло решение разместить там штаб-квартиру госкомпании Statoil, созданной в 1972 г., судьба Ставангера изменилась в лучшую сторону. Сегодня это третий по величине и один из наиболее динамично развивающихся городов королевства. За четыре десятилетия он увеличил численность населения в два раза.

Этот город стал не просто местом расположения офисов Statoil, но и большой производственной площадкой. Позаимствовав опыт у американских корпораций, Норвегия создала свои предприятия по строительству буровых платформ, выпуску новейших образцов добычной техники и т. д. Норвежские компании стали лидерами на мировом рынке подводного и бурового оборудования, плавучих систем нефтедобычи, хранения, отгрузки и услуг по обслуживанию.

Норвегия смогла сформировать уникальную модель сотрудничества нефтегазовых компаний, поставщиков оборудования и услуг. Они объединены в организацию INTSOK.

В Ставангере построено немало буровых платформ. К примеру, возведённая для месторождения Статфьёрд платформа имеет высоту 223 м. На четырёх 175-метровых железобетонных колоннах расположено верхнее строение высотой 30 м. Под водой расположены 24 блока основания высотой 18 м каждое. Они одновременно служат ёмкостями для хранения добытой нефти. Через две из четырёх опорных колонн можно пробурить 42 скважины.

Венцом же строительной индустрии стал колосс для месторождения Тролль, открытого в 1986 г. В мае 1995 г. было завершено сооружение платформы TSGA. При высоте 472 м она весила более 1 млн тонн. Из стали, затраченной на арматуру для платформы, можно было бы возвести



15 Эйфелевых башен. Диаметр каждой из четырёх опор составляет 30 м, их стенки имеют толщину 120 см и изготовлены из особо прочного железобетона.

Если размеры добычных платформ на норвежском шельфе постоянно росли, то заводы по переработке и сжижению газа, наоборот, становились со временем всё компактнее. Так, площадь завода на месторождении Ормен Ланге равна 100 футбольным полям, а на острове Мелкойя он в несколько раз меньше.

Кроме того, в распоряжении Норвегии – почти полторы сотни танкеров, около 400 судов обслуживания, более 60 буровых судов и платформ.

Норвежские газовые месторождения соединены с европейскими потребителями подводными трубопроводами. Первый из них был сооружён в 1985 г., а сегодня их общая протяжённость достигает почти 8 тыс. км. Два трубопровода идут в Великобританию и пять – в Германию. Один из трубопроводов в Великобританию протяжённостью 1200 км проложен от месторождения Ормен Ланге, находящегося на глубине 1100 м.

### ХАММЕРФЕСТ – ГАЗОВАЯ СТОЛИЦА

Если Ставангер называют нефтяной столицей Норвегии, то город Хаммерфест с полным на то основанием можно назы-

вать газовой столицей страны. Именно близ него, на острове Мелкойя, построен уже упоминавшийся самый северный в мире СПГ-завод. Он служит для сжижения природного газа месторождения Белоснежка, находящегося в 140 км от берега и содержащего в недрах 193 млрд м<sup>3</sup> газа и 34 млн т газоконденсата.

В годы оккупации Норвегии фашистскими войсками на острове Мелкойя находился лагерь военнопленных, а в Хаммерфесте базировались немецкие подводные лодки. И сегодня на острове, вблизи обзорной площадки для гостей завода СПГ, расположена долговременная огневая точка времён войны, сложенная из дикого камня. Хаммерфест и завод соединяет туннель длиной 2316 м, прорубленный на глубине 70 м.

Завод СПГ планировалось построить ещё в 1996 г., но тогда не существовало современных подводных добычных комплексов (ПДК). Поэтому работы начались лишь в 2002-м. На месторождении Белоснежка, открытом и разведанном в 1981–1984 гг., пробурили 11 скважин для подтверждения запасов газа (для сравнения, на значительно большем по объёму Штокмановском месторождении пробурены семь скважин). В 2004–2006 гг. буровая установка Polar Pioneer пробурела добычные скважины, а в 2005-м были



установлены ПДК, созданные совместными усилиями Норвегии и Великобритании. Ежегодно на месторождении добывается 5,7 млрд м<sup>3</sup> газа и 460 тыс. т газо-конденсата.

По 140-километровому подводному трубопроводу на берег поступает природный газ, который подвергается очистке и сжижению. Мощность завода составляет 520 т в час. Через пять лет после начала строительства, в 2007 г., на экспорт ушла первая партия СПГ. Раз в пять дней от терминала отчаливает судно-газовоз вместимостью 125 тыс. м<sup>3</sup>.

Участниками проекта стали Statoil (33%), Petoro AS (30%), Total (18%) и ряд более мелких компаний. Его стоимость достигла 48,1 млрд норвежских крон.

При сооружении завода использовались модульные конструкции, которые изготавливались в разных странах, доставлялись на остров Мелкой и собирались в единый комплекс. В этом процессе были задействованы промышленные предприятия Германии, Италии и Испании.

За время строительства завода, добычного комплекса и подводного газопровода накоплен уникальный опыт. Но не обошлось и без трудностей. Реализация проекта заняла на восемь месяцев больше, чем изначально предполагалось. Возросла и стоимость работ. В процессе эксплуатации потребовалось произвести замену части оборудования и трубопроводов, изготовленных из неподходящих сортов стали.

Сейчас на шельфе ведутся активные буровые работы по поиску новых месторождений газа, призванных обеспечить сырьём вторую очередь завода СПГ.

В Хаммерфесте находятся офисы трёх десятков крупных нефтегазовых и энергетических компаний. Среди них есть и

уникальные. К примеру, Hammerfest Strom AS, строящая в Норвегии и Шотландии электростанции, использующие энергию приливных и морских течений. Здесь же находится и штаб-квартира ассоциации PetroArctic, объединяющей около 350 компаний отрасли. Её участники обеспечили поставки оборудования и услуг в рамках проекта Белоснежка на сумму 3,5 млрд крон.

В Хаммерфесте располагаются также крупнейшая база снабжения компаний, работающих на шельфе, и вертолётная база для доставки персонала и грузов на морские добычные платформы.

Примечательно, что высокие технологии сочетаются в Хаммерфесте с заботой об окружающей среде. К примеру, теплая вода, поступающая с завода СПГ, используется для выращивания сёмги и трески, а наполнителем для железобетонных изделий служат отходы бурового процесса.

Заботятся здесь и о подготовке кадров для отрасли. Внедрена в жизнь программа обучения студентов практической работе в нефтегазовом секторе, в которой принимают участие несколько норвежских университетов.

Для Хаммерфеста, население которого издревле занималось ловлей и переработкой рыбы, строительство завода СПГ означало новый этап развития. С созданием такого завода в городе появились сотни новых рабочих мест. Ещё 600 человек трудятся на вспомогательных предприятиях. Город стал быстро преобразжаться. В кратчайшие сроки здесь построены новые школы, детские сады, появился современный культурный центр. Ежегодно население увеличивается на 1%. В планах мэрии – создание новых производственных площадей, возведение жилых домов и объектов соцкультбыта.

## НАУКА НА СЛУЖБЕ НГК

В течение последних двух десятилетий Норвегия тратила средства не только на открытие новых месторождений, но и на совершенствование технологий увеличения нефтеотдачи на уже эксплуатируемых промыслах. В результате коэффициент извлечения нефти (КИН) в стране достиг 0,65, что является лучшим показателем в мире.

К примеру, месторождение Экофиск планировалось разрабатывать в течение 15–20 лет, обеспечив отбор 20% его ресурсов. Но за счёт новых технологий удалось до 50% увеличить нефтеотдачу и сроки эксплуатации объекта.

На месторождении Статфьёрд, открытым 24 ноября 1979 г., планировался КИН в 0,4. Но теперь этот показатель намечается довести до 0,7, а период разработки увеличить до 50 лет. Сейчас учёные Statoil проводят исследования технологии микробиологического воздействия на пласт одновременно нагнетанием воды и газа. Это должно значительно увеличить объёмы извлекаемой нефти.

В Норвегии создан Научно-исследовательский совет, который оказывает поддержку компаниям, осуществляющим инвестиции в НИОКР. Для новых проектов также предусматривается льготное налогообложение. Существует и целый ряд других механизмов стимулирования научно-технического прогресса в отрасли.

В 2001 г. в Норвегии была принята Национальная стратегия «Нефть и газ в XXI веке», которая определила восемь целевых направлений научного-технического прогресса в НГК – от геологоразведки и добычи до внедрения экологически чистых технологий будущего.

Изменилась и Statoil. Сегодня государству принадлежат уже не 100% компании, а 67%. Это позволило ей более активно работать на международном рынке. И сегодня она участвует в реализации проектов в 40 странах мира. Но 85% дохода от экспорта нефти и газа по-прежнему остаётся в руках государства, которое аккумулирует средства в Фонде будущих поколений.

Конечно, падение цен на нефть привело к трудностям и в норвежском нефтегазовом секторе. В этой стране сокращаются расходы на геологоразведку. Но, как бы там ни было, остаётся только восхищаться тем, как наш северный сосед сумел грамотно распорядиться доставшимися ему природными богатствами, использовал зарубежный опыт для создания промышленности, способной производить лучшее в мире нефтегазовое оборудование. ■

# Осколки картеля

Суперкрупные нефтегазовые компании уступают ННК по запасам и добыче, но демонстрируют весьма неплохие финансовые показатели

Евгений ХАТУКОВ, профессор кафедры менеджмента, маркетинга и внешнеэкономических связей МГИМО, генеральный директор Центра нефтегазового бизнеса, руководитель Группы анализа и прогнозирования мирового энергосырьевого рынка, доктор экономических наук

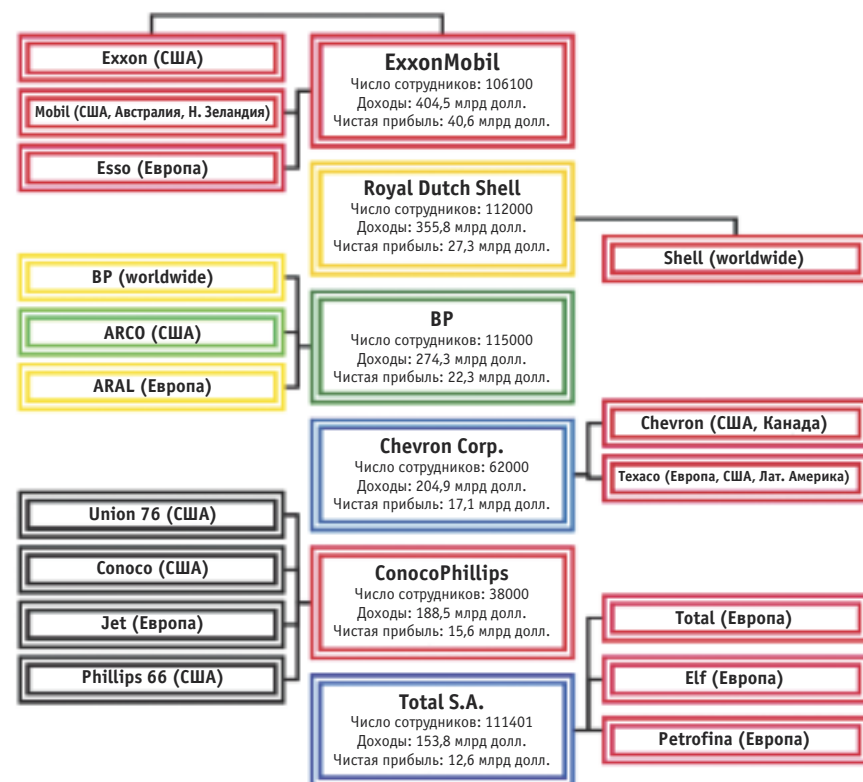
К суперкрупным нефтегазовым компаниям (petroleum super majors) обычно относят 6–7 частных и полугосударственных корпораций, имеющих наиболее высокую рыночную капитализацию. Это американские ExxonMobil и Chevron, европейская группа Royal Dutch Shell, британская компания BP, французская Total и итальянская Eni. Эту группу часто называют Big Oil (большая нефть) либо International Oil Companies (международные нефтяные компании), или сокращённо ИОС. Хотя американская ConocoPhillips имела относительно скромную капитализацию (не более 115 млрд долларов в 2011 г. и менее 60 млрд к середине 2017-го), до 2012 г. она включалась в группу суперкрупных<sup>1</sup>. К ней также иногда относят испанскую Repsol и норвежскую Statoil.

## Путём слияний и поглощений

До начала 1970 годов ведущую роль на мировом рынке нефти играл Международный нефтяной картель, в который входили семь крупнейших компаний (подробнее см. статью «Изменяйся и властвуй», НР № 7–8 / 2017). Почти все современные суперкрупные нефтегазо-

<sup>1</sup> До 2012 г. ConocoPhillips, безусловно, относилась к числу суперкрупных нефтегазовых корпораций. Однако после того, как в начале апреля 2012 г. её сектор downstream выделился в компанию Phillips 66, она превратилась в среднюю по размерам и опустилась, по версии журнала Forbes, на 139-е место.

Рис. 1. Схема реструктуризации крупнейших частных нефтегазовых компаний в 1998–2002 гг.



Источники: [https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/8/89/Big\\_Oil.svg/750px-Big\\_Oil.svg](https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/8/89/Big_Oil.svg/750px-Big_Oil.svg)

вые корпорации (кроме Eni) представляют собой структуры, образовавшиеся на основе этих «семи сестёр», но в результате многомиллиардных слияний и поглощений.

В частности, в 1998 г. британская BP поглотила американскую Amoco, а в 2000 г. – ARCO. В ноябре 1999 г. объединились Exxon и Mobil. Стоимость этой сделки оценивается в 77,2–86,4 млрд долларов. В июле 1999 г. завершилось слияние Total и средней по размеру бельгийской компании Petrofina. В результате Total, заплатившая за сделку 12 млрд долларов, стала временно называться TotalFina. Вскоре, в начале 2000 г., она завершила недружественное поглощение крупной французской нефтяной корпорации Elf Aquitaine в рамках сделки,

оцениваемой в 48 млрд долларов. В октябре 2001-го американская Chevron поглотила за 35,1 млрд долларов корпорацию Техасо. И наконец, в августе 2002 г. объединившиеся Conoco и Phillips Petroleum создали свою совместную компанию ConocoPhillips.

Обобщённая схема реструктуризации 6 крупнейших частных нефтегазовых компаний в 1998–2002 гг. с данными о числе занятых и их доходах за 2005 г. представлена на рис. 1.

Кроме того, в феврале 2016 г. Royal Dutch Shell поглотила за 53 млрд долларов (36 млрд фунтов стерлингов) своего конкурента – группу BG, – став крупнейшим в мире производителем СПГ с 89 тыс. занятых и годовой выручкой почти 235 млрд долларов (2016 г.).

## Крупный – не значит лидер

В настоящее время суперкрупные нефтегазовые компании контролируют почти 5% мировых запасов углеводородов. Остальные 95% находятся под контролем национальных нефтяных корпораций (ННК, подробнее см. «Трудно быть первыми», НР № 9 / 2017). Хотя ещё в 1970 годы на ННК приходилось менее 10% мировых запасов. Именно они (а не суперкрупные корпорации) являются также лидерами по добыче углеводородного сырья (см. табл. 1). Сегодня на 6 супергигантов приходится лишь около 11% общемирового производства УВС против 50% в 1970 г. Заметно снизилась и их доля в международной нефтяной торговле – с 90% в 1973 г. до порядка 50% в начале 1980-х и во все последующие годы.

Суперкрупные нефтегазовые компании вовсе не являются лидерами и по размеру получаемой выручки. Здесь также первые места традиционно занимают ННК отдельных развивающихся стран (см. табл. 2).

Несмотря на эффект масштаба, суперкрупные нефтегазовые корпорации, которые могут себе позволить освоение труднодоступных ресурсов УВ, имеют в среднем более высокие удельные затраты на подготовку запасов, чем менее крупные, средние и мелкие компании. Так, в соответствии с исследованием, проведённым ведущей международной консалтинговой фирмой EY в 2016 г., компании BP, Chevron, ExxonMobil и Royal Dutch Shell затратили на подготовку запасов в США в 2013–2015 гг. 34,76 долл./барр. нефтяного эквивалента. У средних и мелких «независимых» компаний этот показатель составил 16,9 долл./барр., а в среднем по стране – 17,19 долл./барр.

По данным американской консалтинговой фирмы Oil Industry Insight, удельные затраты группы суперкрупных нефтегазовых корпораций на подготовку запасов УВ выросли с 2011-го по 2014 г. вдвое – с 10,8 до 21,2 долл./барр. н. э. А в 2015-м они снизились до 17,7 долл./барр. (см. рис. 2).

## Безбедная жизнь

По вполне понятным причинам прибыльность суперкрупных нефтегазовых компаний заметно выше, чем средних и мелких. Так, в 2016 г. отношение чистой прибыли к выручке (net margin) у американских ВИНК составляло 0,56%, а в целом по нефтегазодобывающей про-

Табл. 1. Доказанные запасы и добыча УВ крупнейшими нефтегазовыми компаниями

| Название компании           | Доказанные запасы УВ на начало 2015 г., млрд барр. н. э. | Добыча УВ в 2015 г., млн барр. н. э./сут |
|-----------------------------|----------------------------------------------------------|------------------------------------------|
| National Iranian Oil        | 355,68 (1)                                               | ...                                      |
| Saudi Aramco                | 316,94 (1)                                               | ...                                      |
| «Газпром»                   | 122,2 (2)                                                | 8,38                                     |
| «Роснефть»                  | 46,08 (1)                                                | 5,07                                     |
| ExxonMobil                  | 20,0 (1)                                                 | 4,10                                     |
| PdVSA                       | 18,00                                                    | ...                                      |
| BP                          | 17,18 (1)                                                | 3,24                                     |
| «ЛУКОЙЛ»                    | 16,4 (1)                                                 | 2,40                                     |
| Royal Dutch Shell           | 13,25 (1)                                                | 2,95                                     |
| Eni                         | 13,25 (1)                                                | 1,69                                     |
| Total                       | 11,52 (1)                                                | 2,35                                     |
| Chevron                     | 11,1 (1)                                                 | 2,62                                     |
| Iraq National Oil           | 8,71                                                     | ...                                      |
| ConocoPhillips              | > 6,4 (1)                                                | 1,59                                     |
| Kuwait Petroleum            | 6,13                                                     | ...                                      |
| Abu Dhabi National Oil      | 5,57                                                     | ...                                      |
| Statoil                     | 5,01 (1)                                                 | 1,81                                     |
| LINOC                       | 2,92                                                     | ...                                      |
| Nigerian National Petroleum | 2,24                                                     | ...                                      |
| Qatar Petroleum             | 1,52                                                     | ...                                      |
| PetroChina                  | 0,64                                                     | 4,07                                     |
| Pemex                       | 0,59                                                     | ...                                      |
| Sonangol                    | 0,54                                                     | ...                                      |
| Petroleos de Ecuador        | 0,50                                                     | ...                                      |
| Petrobras                   | 0,67                                                     | 2,55                                     |

(1) На конец 2016 г.

(2) На конец 2015 г.

Источники: <http://www.whoownsbigoil.com>; <https://www.forbes.com>

Рис. 2. Динамика издержек на подготовку запасов УВ группы суперкрупных нефтегазовых компаний в 2011–2015 гг., долл./барр. н. э. и в виде индекса (2011 = 100)



Источник: <http://oilindustryinsight.com/wp-content/uploads/2017/05/Supermajors'-Cost-Index-evolution-of-development-costs>

мышленности США – минус 85,74% (такие негативные показатели объясняются относительно низкими ценами на углеводороды).

Относительно недавнее снижение мировых нефтяных котировок не мог-

ло не сказаться на доходах суперкрупных компаний. Совокупная прибыль 5 крупнейших из них сократилась почти на 85% в первом квартале 2016 г. по сравнению с тем же периодом 2015 г. (см. рис. 3).

Табл. 2. Выручка крупнейших нефтегазовых компаний в 2015 г., млрд долл.

| Страна базирования | Название компании                    | Выручка в 2015 г., млрд долл. |
|--------------------|--------------------------------------|-------------------------------|
| Саудовская Аравия  | Saudi Aramco                         | 478,00                        |
| Китай              | Sinopec                              | 455,499                       |
| Китай              | China National Petroleum Corporation | 428,62                        |
| Китай              | PetroChina                           | 367,982                       |
| США                | ExxonMobil                           | 268,9                         |
| Нидерланды         | Royal Dutch Shell                    | 265                           |
| Кувейт             | Kuwait Petroleum Corporation         | 251,94                        |
| Великобритания     | BP                                   | 222,8                         |
| Франция            | Total                                | 212                           |
| Россия             | «ЛУКОЙЛ»                             | 144,17                        |
| Италия             | Eni                                  | 131,82                        |
| США                | Valero Energy                        | 130,84                        |
| Бразилия           | Petrobras                            | 130,00*                       |
| США                | Chevron Corporation                  | 129,9                         |
| Венесуэла          | PdVSA                                | 128,44                        |
| Мексика            | Pemex                                | 117,50                        |
| Иран               | National Iranian Oil                 | 110,00**                      |
| Россия             | «Газпром»                            | 106,3                         |
| Малайзия           | Petronas                             | 100,74                        |
| Китай              | China National Offshore Oil          | 98,53                         |
| США                | Marathon Petroleum                   | 97,81                         |
| Таиланд            | PTT                                  | 93,55                         |
| Россия             | «Роснефть»                           | 91,72                         |
| Япония             | JX Holdings                          | 90,67                         |
| Франция            | Engie                                | 89,64                         |
| Норвегия           | Statoil                              | 82,48                         |
| Индия              | Indian Oil Corporation               | 81,55                         |
| Алжир              | Sonatrach                            | 76,10**                       |
| Индия              | Reliance Industries                  | 73,10                         |
| Индонезия          | Pertamina                            | 70,65                         |
| США                | ConocoPhillips                       | 55,52                         |
| Южная Корея        | GS Caltex                            | 50,26                         |
| США                | Enterprise Products                  | 47,95                         |
| Испания            | Repsol                               | 47,29                         |
| Великобритания     | Centrica                             | 45,29                         |
| Индия              | Bharat Petroleum                     | 43,46                         |
| Австрия            | OMV Group                            | 43,09                         |
| Азербайджан        | SOCAR                                | 39,70                         |
| Япония             | Idemitsu Kosan                       | 38,58                         |
| Индия              | Hindustan Petroleum                  | 37,85                         |
| Франция            | Schlumberger                         | 35,47                         |
| Канада             | Suncor Energy                        | 34,66                         |
| Греция             | Hellenic Petroleum                   | 31,28                         |
| Греция             | Motor Oil Hellas                     | 28,98                         |
| Колумбия           | Ecopetrol                            | 26,99                         |
| Испания            | CEPSA                                | 26,90                         |

\* Выручка в 2013 г.

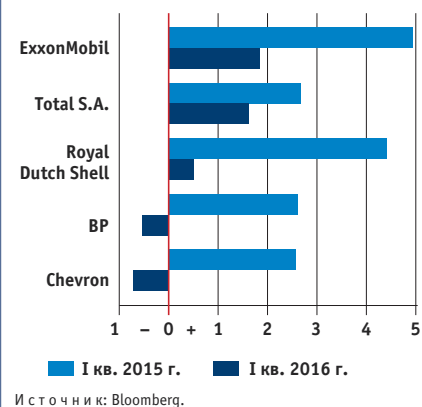
\*\* Выручка в 2012 г.

Источник: [https://en.wikipedia.org/wiki/Big\\_Oil](https://en.wikipedia.org/wiki/Big_Oil)

Однако, благодаря эффекту масштаба и своевременно принятым антикризисным мерам, большинство суперкрупных корпораций (за исключением Chevron и Eni) оставались прибыльными и в 2016 г. При этом Total показала чистую годовую прибыль в размере 8,287 млрд долларов, ExxonMobil – 7,84 млрд, Shell – 4,58 млрд и BP – 172 млн долларов. В среднем за 10-

летний период (с 2007 г.) суперкрупные нефтегазовые компании имели норму прибыли на вложенный капитал (Return on Invested Capital, или ROIC) на уровне 7–25%. При этом ROIC в пределах 15–25% в среднем за 5 лет принято считать достаточно хорошим показателем, свидетельствующим об экономической стабильности компании (см. табл. 3).

Рис. 3. Прибыль 5 ведущих суперкрупных нефтегазовых компаний в первых кварталах 2015-го и 2016 г., млрд долл.



Несмотря на то что цена на нефть упала в 2016 г. до среднегодового минимума за последние 13 лет (43,55 долл./барр. смеси Brent), все суперкрупные нефтегазовые компании осуществили пусть и не самые большие, но всё же весьма значительные новые капиталовложения: ExxonMobil – 16,16 млрд, Total – 18, Shell – 16,39, BP – 18,44, Chevron – 18,11 млрд долларов, Eni – 9,18 млрд евро.

Несмотря на падение большинства экономических показателей, рыночная капитализация суперкрупных нефтегазовых компаний на Нью-Йоркской фондовой бирже к концу июля 2017 г. составила: ExxonMobil – 337,3 млрд долларов, Shell – 232,3 млрд, BP – 115,6 млрд, Chevron – 207,8 млрд, Total – 126,1 и Eni – 57,7 млрд. Иными словами, даже в настоящее время этот сводный экономический показатель деятельности крупнейших нефтегазовых компаний уступает лишь текущей капитализации американских мегакорпораций: Microsoft (560 млрд долларов) и Apple (775 млрд).

Впечатляет и широкая география текущей производственной деятельности суперкрупных нефтегазовых компаний. Они ведут свои операции более чем в 150 странах мира, полностью или частично владеют примерно 150 НПЗ суммарной мощностью свыше 1 млрд т в год и располагают почти 112 тыс. собственных и франчайзинговых АЗС более чем в 100 государствах.

Вопреки широко распространённому мнению о том, что суперкрупные корпорации принадлежат узкому кругу богатеев и ограниченному числу ведущих банков, следует отметить, что в настоящее время акции американских компаний «большой нефти» сильно распыле-

Табл. 3. Прибыльность крупнейших нефтегазовых компаний мира в 2016 г., млрд долл.

| Место в списке Forbes' Global 2000–2017 г. | Название компании                | Страна базирования | Чистая прибыль в 2016 г., млрд долл. | Норма прибыли на вложенный капитал (1), % |
|--------------------------------------------|----------------------------------|--------------------|--------------------------------------|-------------------------------------------|
| 40                                         | «Газпром»                        | Россия             | 12,1                                 | 10,44                                     |
| 13                                         | ExxonMobil                       | США                | 7,8                                  | 25,42                                     |
| 305                                        | «Сургутнефтегаз»                 | Россия             | 7,8                                  | ...                                       |
| 25                                         | China Petroleum & Chemical       | КНР                | 7                                    | 4,97                                      |
| 26                                         | Total                            | Франция            | 6,2                                  | 10,56                                     |
| 20                                         | Royal Dutch Shell                | Нидерланды         | 4,7                                  | 9,98                                      |
| 106                                        | Reliance Industries              | Индия              | 4,3                                  | 7,54 (2)                                  |
| 542                                        | «НОВАТЭК»                        | Россия             | 3,8                                  | ...                                       |
| ...                                        | ConocoPhillips                   | США                | 3,6                                  | 5,32                                      |
| 129                                        | «ЛУКОЙЛ»                         | Россия             | 3,1                                  | 11,99                                     |
| 82                                         | «Роснефть»                       | Россия             | 2,7                                  | 12,65                                     |
| 190                                        | PTT                              | Таиланд            | 2,6                                  | 1,00 (3)                                  |
| 1567                                       | Pacific Exploration & Production | Канада             | 2,5                                  | ...                                       |
| 466                                        | Formosa Petrochemical            | Тайвань            | 2,3                                  | ...                                       |
| 211                                        | Valero Energy                    | США                | 2,3                                  | 8,32                                      |
| 246                                        | Oil & Natural Gas                | Индия              | 2,2                                  | 14,72 (2)                                 |
| 240                                        | Repsol                           | Испания            | 1,9                                  | 5,62                                      |
| 264                                        | Indian Oil                       | Индия              | 1,7                                  | 5,72 (2)                                  |
| 673                                        | «Татнефть»                       | Россия             | 1,6                                  | ...                                       |
| 210                                        | Phillips 66                      | США                | 1,5                                  | 11,36 (4)                                 |
| 437                                        | SK Innovation                    | Южная Корея        | 1,4                                  | ...                                       |
| 680                                        | PKN Orlen                        | Польша             | 1,3                                  | ...                                       |
| 583                                        | Bharat Petroleum                 | Индия              | 1,2                                  | 7,36 (4)                                  |
| 287                                        | Marathon Petroleum               | США                | 1,2                                  | 13,21 (4)                                 |
| 102                                        | PetroChina                       | КНР                | 1,2                                  | 9,57                                      |
| 685                                        | Dong Energy                      | Дания              | 1,1                                  | ...                                       |
| 1771                                       | Penn Virginia                    | США                | 1                                    | ...                                       |
| 936                                        | Neste Oil                        | Финляндия          | 1                                    | ...                                       |
| 830                                        | S-Oil                            | Южная Корея        | 1                                    | ...                                       |
| 847                                        | Woodside Petroleum               | Австралия          | 0,9                                  | 12,01                                     |
| 807                                        | Hindustan Petroleum              | Индия              | 0,8                                  | 7,30 (5)                                  |
| 694                                        | Tesoro                           | США                | 0,7                                  | ...                                       |
| 749                                        | Husky Energy                     | Канада             | 0,7                                  | 8,78                                      |
| 363                                        | SK Holdings                      | Южная Корея        | 0,7                                  | 2,15 (3)                                  |
| 1509                                       | Thai Oil                         | Таиланд            | 0,6                                  | ...                                       |
| 1117                                       | Pgnig Group                      | Польша             | 0,6                                  | ...                                       |
| 559                                        | Ecopetrol                        | Колумбия           | 0,5                                  | 15,73                                     |
| 963                                        | Idemitsu Kosan                   | Япония             | 0,5                                  | ...                                       |
| 1390                                       | Caltex Australia                 | Австралия          | 0,5                                  | 8,36                                      |
| 981                                        | Ultrapar Participacoes           | Бразилия           | 0,4                                  | ...                                       |
| 1874                                       | China Resources Gas Group        | Гонконг            | 0,4                                  | ...                                       |
| 1868                                       | Hellenic Petroleum               | Греция             | 0,4                                  | ...                                       |
| 1587                                       | Pembina Pipeline                 | Канада             | 0,4                                  | 7,87                                      |
| 487                                        | Suncor Energy                    | Канада             | 0,3                                  | 7,30                                      |
| 1441                                       | Cosmo Energy Holdings            | Япония             | 0,2                                  | ...                                       |
| 1118                                       | Galp Energia                     | Португалия         | 0,2                                  | ...                                       |
| 1737                                       | PBF Energy                       | США                | 0,2                                  | ...                                       |
| 1743                                       | Showa Shell Sekiyu               | Япония             | 0,2                                  | ...                                       |
| 359                                        | BP                               | Великобритания     | 0,2                                  | 8,35                                      |
| 529                                        | CNOOC                            | Гонконг            | 0,1                                  | 16,77                                     |
| 978                                        | Inpex                            | Япония             | –0,03                                | ...                                       |
| 783                                        | Canadian Natural Resources       | Канада             | –0,2                                 | 7,71                                      |
| 1407                                       | Targa Resources                  | США                | –0,2                                 | ...                                       |
| 1972                                       | HollyFrontier                    | США                | –0,3                                 | 16,75                                     |
| 1541                                       | Continental Resources            | США                | –0,4                                 | 10,68                                     |
| 1132                                       | Cenovus Energy                   | Канада             | –0,4                                 | 1,77 (3)                                  |
| 799                                        | OMV Group                        | Австрия            | –0,4                                 | 2,24 (3)                                  |
| 1692                                       | EQT                              | США                | –0,5                                 | 6,36                                      |
| 359                                        | Chevron                          | США                | –0,5                                 | 18,76                                     |
| 1306                                       | Pioneer Natural Resources        | США                | –0,6                                 | 3,62                                      |
| 722                                        | Occidental Petroleum             | США                | –0,6                                 | 16,77                                     |
| 1340                                       | MOL                              | Венгрия            | –0,7                                 | –11,0 (3)                                 |
| 431                                        | Eni                              | Италия             | –1,6                                 | 6,63                                      |

(1) Отношение чистой прибыли к вложенному капиталу в среднем за 10 лет (2007–2016 гг.). (2) В среднем за 5 лет (2012–2016 гг.). (3) За 2016 г. (4) В среднем за 8 лет (2009–2016 гг.). (5) В среднем за 9 лет (2008–2016 гг.).

Источники: Forbes.

Рис. 4. Структура акционерного капитала четырех суперкрупных нефтегазовых компаний США (по состоянию на конец 2014 г.), %



ны. Основными их владельцами являются миллионы простых американцев – в основном представителей среднего класса. А на акционеров из числа менеджмента компаний приходится менее 3% (см. рис. 4).

О месте, занимаемом в настоящее время членами Big Oil среди нефтегазовых компаний мира, можно судить по данным табл. 4.

Суперкрупные нефтегазовые компании США зачастую ассоциируются со всемогущим энергетическим лобби. Согласно рассекреченным данным Конгресса США, в 2015 г. на лоббистскую деятельность нефтяные и газовые организации израсходовали более 131,7 млн долларов, а в 2016 г. – свыше 119,1 млн. В том числе участниками «Большой нефти» было потрачено более 36,3 млн долларов, или почти 30% всех лоббистских пожертвований. Особенно активной в этом плане (11,84 млн долларов) была корпорация ExxonMobil (см. табл. 5).

Члены Big Oil относятся к числу самых крупных работодателей в мировой нефтегазовой промышленности. Правда, им далеко до китайских и некоторых российских нефтяных и газовых компаний, не всегда эффективно использующих труд многих сотен тысяч работников (см. табл. 6).

Трудно сегодня найти кого-нибудь, кто не согласится с очевидным тезисом: за возобновляемыми источниками энергии – будущее современной энергетики. Подчиняясь этой модной аксиоме, суперкрупные нефтегазовые компании активно пропагандируют себя как

Табл. 4. Место корпораций ExxonMobil, Shell, BP, Chevron и Eni среди крупнейших нефтегазовых компаний мира в 2016–2017 гг.

| Место в списке Forbes' Global 2000–2017 г. | Название компании | Страна базирования | Продажи в 2016 г., млрд долл. | Прибыль в 2016 г., млрд долл. | Активы на конец 2016 г., млрд долл. | Капитализация на 15.05.2017 г., млрд долл. |
|--------------------------------------------|-------------------|--------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------------|
| 13                                         | ExxonMobil        | США                | 197,5                         | 7,8                           | 330,3                               | 343,2                                      |
| 20                                         | Royal Dutch Shell | Нидерланды         | 234,8                         | 4,7                           | 411,3                               | 228,8                                      |
| 25                                         | Sinopec           | КНР                | 255,7                         | 7                             | 216,7                               | 105,1                                      |
| 26                                         | Total             | Франция            | 128,1                         | 6,2                           | 231                                 | 128,1                                      |
| 40                                         | «Газпром»         | Россия             | 91,4                          | 12,1                          | 265,4                               | 51,8                                       |
| 82                                         | «Роснефть»        | Россия             | 74,9                          | 2,7                           | 193,2                               | 62,4                                       |
| 102                                        | PetroChina        | КНР                | 214,8                         | 1,2                           | 344,9                               | 204,5                                      |
| ...                                        | ConocoPhillips    | США                | 23,9                          | –3,6                          | 89,8                                | 61,3                                       |
| 129                                        | «ЛУКОЙЛ»          | Россия             | 74,6                          | 3,1                           | 83,2                                | 44,6                                       |
| 240                                        | Repsol            | Испания            | 38,4                          | 1,9                           | 68,4                                | 23,8                                       |
| 305                                        | «Сургутнефтегаз»  | Россия             | 13,9                          | 7,8                           | 60,9                                | 18,5                                       |
| 359                                        | BP                | Великобритания     | 183,8                         | 0,1                           | 263,3                               | 114,7                                      |
| 359                                        | Chevron           | США                | 110,5                         | –0,5                          | 260,1                               | 206,1                                      |
| 399                                        | Petrobras         | Бразилия           | 81,1                          | –4,3                          | 247,3                               | 61,3                                       |
| 431                                        | Eni               | Италия             | 61,6                          | –1,6                          | 135,9                               | 58,2                                       |
| 461                                        | Statoil           | Норвегия           | 45,7                          | –2,9                          | 104,5                               | 56,2                                       |

Источник: Forbes.

Табл. 5. Лоббистские пожертвования нефтяных и газовых организаций в США в 2016 г., долл.

| Организация-лоббист                     | Пожертвования, долл. |
|-----------------------------------------|----------------------|
| ExxonMobil                              | 11 840 000           |
| Koch Industries                         | 9 840 000            |
| Royal Dutch Shell                       | 8 990 000            |
| Chevron                                 | 7 470 000            |
| Occidental Petroleum                    | 6 085 901            |
| American Petroleum Institute            | 6 050 000            |
| BP                                      | 5 530 000            |
| Phillips 66                             | 4 320 000            |
| Cheniere Energy                         | 3 930 000            |
| American Fuel & Petrochem Manufacturers | 3 169 242            |
| Marathon Petroleum                      | 3 010 000            |
| ConocoPhillips                          | 2 498 000            |
| Noble Energy                            | 2 380 000            |
| Anadarko Petroleum                      | 2 170 000            |
| PdVSA                                   | 1 790 000            |
| Marathon Oil                            | 1 630 000            |
| Всего (нефть и газ)                     | 119 129 657          |

Источник: <https://www.opensecrets.org/lobby/indusclnt.php?id=2016>

Табл. 6. Число занятых в крупнейших нефтегазовых компаниях мира в 2016 г.

| Место в списке Forbes' Global 2000–2017 г. | Название компании  | Страна базирования | Число занятых, тыс. чел. | Капитализация на 15/05/2017 г., млрд долл. США |
|--------------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------------|------------------------------------------------|
| 102                                        | PetroChina         | КНР                | 508,8                    | 204,5                                          |
| 40                                         | «Газпром»          | Россия             | 467,4                    | 51,8                                           |
| 25                                         | Sinopec            | КНР                | 451,6                    | 105,1                                          |
| 82                                         | «Роснефть»         | Россия             | 216,0                    | 62,4                                           |
| 305                                        | «Сургутнефтегаз»   | Россия             | 117,0                    | 18,5                                           |
| 129                                        | «ЛУКОЙЛ»           | Россия             | 105,5                    | 44,6                                           |
| 26                                         | Total              | Франция            | 102,2                    | 128,1                                          |
| 20                                         | Royal Dutch Shell  | Нидерланды         | 93,0                     | 228,8                                          |
| 359                                        | BP                 | Великобритания     | 74,5                     | 114,7                                          |
| 13                                         | ExxonMobil         | США                | 71,3                     | 343,2                                          |
| 399                                        | Petrobras          | Бразилия           | > 68,8                   | 61,3                                           |
| 359                                        | Chevron            | США                | 55,2                     | 206,1                                          |
| 287                                        | Marathon Petroleum | США                | 44,5                     | 26,4                                           |
| 431                                        | Eni                | Италия             | 33,2                     | 58,2                                           |
| 246                                        | Oil & Natural Gas  | Индия              | 34                       | 37,2                                           |
| 190                                        | PTT                | Таиланд            | 29,4                     | 32,4                                           |
| 240                                        | Repsol             | Испания            | > 24,0                   | 23,8                                           |
| 461                                        | Statoil            | Норвегия           | > 20,5                   | 56,2                                           |
| 529                                        | CNOOC              | Гонконг            | 19,7                     | 54,8                                           |
| 210                                        | Phillips 66        | США                | 14,8                     | 39,9                                           |
| 519                                        | ConocoPhillips     | США                | 13,3                     | 61,3                                           |
| 211                                        | Valero Energy      | США                | >10,1                    | 29,4                                           |
| 487                                        | Suncor Energy      | Канада             | 6,5                      | 51,7                                           |

Источник: Forbes.

Табл. 7. Инвестиции крупнейших нефтегазовых компаний в ВИЭ

| Ветровая энергия              | Солнечная энергия                        | Биотопливо                                                       | Геотермальная энергия | Гидроэнергия, приливная энергия и энергия волн | НИОКР в области ВИЭ                                                             |
|-------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|-----------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| BP<br>PdVSA<br>RDS<br>Statoil | BP<br>Chevron<br>RDS<br>Statoil<br>Total | BP<br>CNPC<br>ConocoPhillips<br>PdVSA<br>RDS<br>Statoil<br>Total | Chevron<br>CNPC       | Statoil                                        | BP<br>Chevron<br>ConocoPhillips<br>ExxonMobil<br>Eni<br>RDS<br>Statoil<br>Total |

Источник: <https://www.law.uh.edu/eelpj/publications/6-1/Penha>

поборников возобновляемой энергетики (см. табл. 7).

Однако на деле для большинства из них внедрение ВИЭ – скорее своеобразная рекламная ширма. Они направляют в этот бизнес не более 1–2% своих инвестиций. Так, ExxonMobil открыто признаёт, что не желает связываться с этими малорентабельными энергоисточниками. BP активно распродаёт активы, связанные с солнечной энергией. Chevron в конце 2016 г. решила избавиться от всех геотермальных активов в Индонезии и на Филиппинах.



# Добыча уходит на дно

Проект Quad 204, реализуемый компанией BP, может служить примером эффективного «выжимания» углеводородов из возрастного шельфового месторождения

Константин СЕРГЕЕВ

Тратить как можно меньше и при этом выкачивать как можно больше – вот простая формула выживания добывающей отрасли в кризисные времена. На помощь, как обычно, приходят современные технологии. Во что же рынок заставляет инвестировать сегодня?

На фоне шаткого равновесия спроса и предложения, неустойчивости нефтяных котировок и сохраняющегося кризиса на рынке морских буровых платформ операторы прилагают всё большие усилия для сокращения расходов при сохранении и даже повышении эффективности разработки залежей углеводородов. В первую очередь это касается шельфовых месторождений, освоение которых требует значительных предварительных затрат.

В качестве выхода ведущие западные компании стремятся свести к минимуму использование дорогостоящей техники и переместить основную часть производственных процессов непосредственно на дно моря. Особое внимание уделяется частично выработанным месторождениям, которые расположены в районах с неблагоприятной окружающей средой (сложные гидрометеорологические условия, низкие температуры).

## Знакомьтесь – QUAD 204

Интересным примером подобной стратегии является реализация компанией BP проекта Quad 204. Суть его состоит в модернизации производства на месторождении Schiehallion (Шиаллон). Добыча углеводородов на этом объекте была возобновлена в мае нынешнего года после почти четырёхлетнего перерыва. Данное месторождение расположено почти в 110 милях (около 175 км) к западу от Шетландских островов в Норвежском море, на глубинах около 400 м. Оно было открыто в 1993 г., а год спустя рядом обнаружили ещё одно перспективное нефтеносное поле – Loyal (см. рис. 1).

Согласно результатам первичных исследований, объём извлекаемых запасов Schiehallion оценивался в 425 млн баррелей. Предполагаемый срок его

Рис. 1. Схема основных месторождений углеводородов на шельфе в районе Шетландских островов

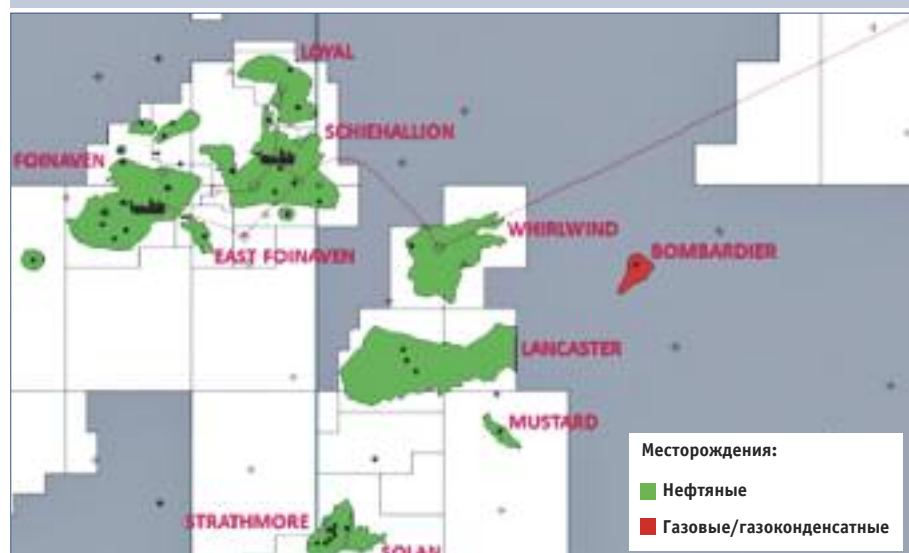


Табл. 1. Доля участия компаний в разработке месторождений, %

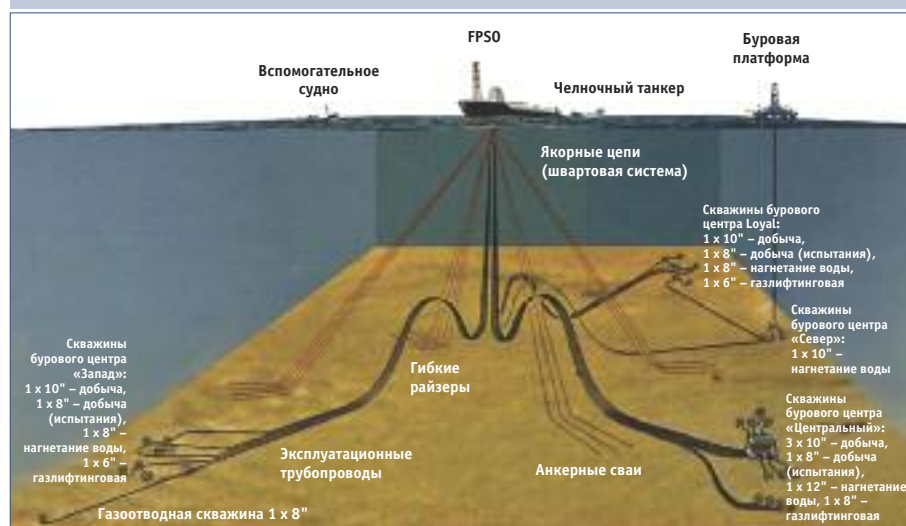
|                              | BP            | Shell | Siccar Point Energy |
|------------------------------|---------------|-------|---------------------|
| Schiehallion                 | 33            | 55    | 12                  |
| Loyal                        | 50            | 50    | —                   |
| Плавучий добывающий комплекс | 36 (оператор) | 54    | 10                  |

Источники: BP, Shell.

эксплуатации должен был составить порядка 17 лет с максимальным уровнем добычи 117 тыс. барр./сут. С учётом дополнительных 25 тыс. барр., которые планировалось получать на пике производства с соседнего Loyal, этот показатель предполагалось достигнет 142 тыс. барр./сут. Права на разработку залежей обоих месторождений распределены между тремя компаниями. Причём, несмотря на более скромную долю по сравнению с Shell, BP является оператором морского добывающего комплекса (см. табл. 1).

Окончательное инвестиционное решение (FID) по разработке Schiehallion и Loyal приняли два года спустя, одновременно с аналогичным решением по проекту Foinaven (оператором добывающего комплекса там также является BP). Промышленное производство «чёрного золота» было начато в 1998 г., а его ключевым элементом стала одноимённая плавучая система добычи, хранения и выгрузки нефти (FPSO) – Schiehallion. К моменту временного прекращения добычи (2013 г.) количество действующих скважин на этом участке шельфа Норвежского моря достигло 52 единиц. Их функционирование координировалось четырьмя буровыми центрами (Центральный, Северный, Западный и Севе-

Рис. 2. Схема основных элементов добывающей и транспортной инфраструктуры месторождения Schiehallion



Источники: Offshore-technology.

ро-Западный), а также отдельным буровым центром примыкающего месторождения Loyal (см. рис. 2).

### ОБНОВЛЕНИЕ FPSO

Достаточно долгое время предполагалось, что при возобновлении добычи обслуживание Schiehallion и Foinaven будет производить одна FPSO. Этому, в частности, способствовало компактное

географическое расположение обоих месторождений, находящихся в одном и том же секторе континентального шельфа Великобритании. Данный сектор (квадрант) в дальнейшем и дал название проекту – Quad 204.

Однако всё же было принято решение использовать для скважин месторождения Schiehallion новую отдельную FPSO. При этом учтено, что её предшественница изначально не была рассчитана на долговременную работу, а при выборе её типа оператор руководствовался преимущественно соображениями экономии, а не долговечности. Тем не менее, согласно данным BP, почти 15 лет непрерывной эксплуатации FPSO Schiehallion позволило извлечь из недр порядка 400 млн баррелей нефтяного эквивалента, в то время как плановый рубеж составлял всего 250 млн барр. н. э.

К завершению данного срока производительность платформы снизилась до 40% от исходной величины. Это и заставило задуматься о её замене, поскольку частичная и даже полная модернизация были признаны недостаточно эффективными. В качестве альтернативы рассмат-

ривались различные типы МБП – от полупогружных до платформ с гибкими предварительно напряжёнными связями (например, вертикальным якорным креплением или телескопическими опорами). В конце концов руководство компании-оператора всё же остановило свой выбор на очередной FPSO, установить которую было решено точно на месте прежней.



Табл. 2. Сравнительная характеристика FPSO для разработки месторождения Schiehallion

| Название                                       | Schiehallion      | Glen Lyon         |
|------------------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Дедвейт, тыс. т                                | 154               | 165               |
| Длина, м                                       | 230               | 270               |
| Ширина, м                                      | 38                | 52                |
| Количество райзеров, ед.                       | 18                | 24                |
| Количество эксплуатационных нефтепроводов, ед. | 10                | 15                |
| Производительность, тыс. барр./сут             | 154               | 320               |
| Объёмы хранения нефти                          | До 950 тыс. барр. | Свыше 1 млн барр. |

Источники: BP, KBR.

Новой базовой платформой проекта стала Glen Lyon, её корпус и оборудование специально разработаны для использования в жёстких условиях окружающей среды (см. рис. 3).

Эту FPSO соорудили на верфи корпорации Hyundai Heavy Industries в г. Ульсан (Южная Корея), и в июне 2016 г. она прибыла в назначенный для установки район, проделав весь путь (свыше 28 тыс. км) на буксире. Для её монтажа в заданной точке применена турельная швартовная система с изменяемой ориентацией, оснащённая 20 швартовными концами длиной около 1,5 км каждый, то есть на 6 больше, чем у FPSO Schiehallion. Но на этом различия обеих платформ не заканчиваются (см. табл. 2).

Таким образом, по ожидаемой производительности Glen Lyon превосходит свою предшественницу более чем вдвое. Основным проектировщиком и производителем специализированного палуб-

ного оборудования для неё является американская компания KBR (в недавнем прошлом Kellogg Brown & Root), известная также в качестве одного из основных партнёров Министерства обороны США.

Согласно официальной информации KBR, платформа обладает следующей производительностью:

- нефть и другие жидкие углеводороды – до 320 тыс. барр./сут;
- природный газ – до 220 млн  $\text{ф}^3$  (порядка 6,2 млн  $\text{м}^3$ ) в сутки;
- нагнетание морской воды в скважины – до 380 барр./сут.

Столь солидные характеристики обусловлены ожидаемыми изменениями рабочего потока на скважинах Schiehallion. Согласно исследованиям специалистов BP, практически вся так называемая сухая нефть (жидкие углеводороды с низким уровнем сопутствующей воды) из месторождения уже извлечена. Таким образом, при реализации проекта Quad 204 речь идёт о добыче почти исключительно «мокрой» нефти с содержанием жидкости 50–60%. Обработка подобной смеси требует включения в технологическую цепочку дополнительных сепараторов большего размера, а также более значительного расхода электроэнергии. Необходимое для этого оборудование занимает больше места, что и вынуждает использовать более крупную FPSO.

При этом линии по переработке природного газа смогут обеспечивать его предварительное сепарирование, осушку и сжатие для последующей отгрузки на экспорт.

Согласно информации генерального управляющего Quad 204 Эндрю Трейна, одной из особенностей этого проекта является то, что системы добычи, нагнетания воды в скважины и газоотвода должны приводиться в действие одновременно или лишь с небольшим временным промежутком. Сравнительно низкое

Рис. 3. Схема устройства FPSO Glen Lyon



Источники: Hyundai Heavy Industries, KBR.

внутреннее давление в разрабатываемых резервуарах и высокое содержание воды в рабочем потоке требуют поддержания режима газлифтной эксплуатации большинства действующих скважин. Это вынужденный шаг, связанный с необходимостью усиленного «выжимания» углеводородов из участков месторождения с высокой (70% и более) степенью выработки.

Что же касается потенциала хранения нефти, то он осторожно оценивается как минимум в 1 млн барр. Однако, с учётом значительного превосходства размера и тоннажа Glen Lyon по сравнению с Schiehallion, этот показатель на практике может оказаться заметно большим (до 1,3 млн барр.).

### БЕЗ БУРЕНИЯ НЕ ОБОЙТИСЬ

Помимо интенсивного стимулирования уже действующих скважин проекта Quad 204, предполагается и строительство новых. Общая стоимость соответствующих программ бурения оценивается руководством BP в 1,3 млрд фунтов стерлингов (около 1,6 млрд долларов).

В ближайших планах компании – бурение до 20 новых скважин. Причём как минимум восемь из них предполагается проложить в крайне сжатые сроки – возможно, уже до конца 2018 г. Для выполнения данной программы BP планирует привлечь полупогружную морскую буровую платформу VI поколения Deepsea Aberdeen (оператор – компания Odfjell Drilling).

Согласно предварительным данным, строительство новых скважин начнётся с месторождения Loyal, затем будет постепенно смещаться на территорию Schiehallion. Однако и здесь возможны определённые сложности, которые могут повлиять на общие сроки операций. Данная МБП оснащена более совершенной системой водоотделяющих колонн, чем аналогичная платформа IV поколения, которая использовалась ранее. В связи с этим потребует замена действующего 36-дюймового трубопровода для подвода/отвода рабочей среды новым, диаметром уже в 42 дюйма. Соответственно, необходимо дополнительное время для его проектирования и изготовления. Поэтому прокладку, по крайней мере, первых шести новых скважин предполагается начать по старой схеме (с 36-дюймовым отводным трубопроводом). А для повышения эффективности работ будет временно установлено вспомогательное оборудование.

### ВСЁ НУЖНОЕ – НА ДНО!

В ходе реализации проекта Quad 204 значительные изменения предусматриваются и для подводных систем, прежде всего – элементов добывающей инфраструктуры. Их планируется вынести непосредственно на морское дно. За исключением некоторых действующих коллекторов, магистрального трубопровода и нескольких соединительных перемычек, соответствующее оборудование предполагается заменить новым, с повышенными эксплуатационными характеристиками.

Наряду с качественными изменениями ожидаются и количественные. В частности, производственная мощность должна возрасти на 50% благодаря установке 15 эксплуатационных трубопроводов вместо прежних 10. Что касается систем нагнетания воды, то здесь в основном ставка делается на использование уже имеющегося оборудования, к которому будут добавлены два новых надонных коллектора и ряд перемычек для подсоединения новых скважин.

Системы газлифтной эксплуатации в основном решено оставить без изменений. Однако их пропускная способность будет заметно (на 15–20%) повышена.

Ключевой особенностью проекта является широкое использование методов дистанционно управляемого присоединения шлейфа эксплуатационных трубопроводов к подводной (надонной) фонтанной арматуре. Установка и подключение новых инфраструктурных объектов и их элементов возлагается на подводные аппараты (без экипажа) с дистанционным управлением (БПА с ДУ). Подобные же технологии предполагается активно применять и в процессе дальнейшей эксплуатации месторождения.

Всего планируется отключить и поднять с 300–400 м глубины на поверхность порядка 96 различных модулей. А на их место установить более 290 новых. С этой целью, скорее всего, разработают два дополнительных набора инструментальных систем, а также проведут соответствующую модернизацию БПА с ДУ, которые ранее использовались для их обслуживания. Ожидается, что в дальнейшем часть функций (при нормальных условиях эксплуатации) может быть передана автономным подводным аппаратам (АПА), как более манёвренным и экономичным.

### УМНАЯ НЕФТЬ – ИЗ УМНЫХ СКВАЖИН

Особо стоит отметить, что все системы контроля и управления добычей и транспортировкой углеводородов подлежат полной замене. Основным направлением их развития станет последовательная реализация концепции так называемой умной скважины. Данная технология позволяет получать точную информацию обо всех этапах производственного процесса в масштабе реального времени.

В целом все шаги направлены на то, чтобы повысить общую надёжность добывающего комплекса и обеспечить его гарантированную безопасность для окружающей среды при значительном увеличении производства. Так, уже до конца 2017 г. планируется выйти на средний уровень добычи нефти – 130 тыс. барр./сут.

Благодаря предпринимаемым усилиям и значительным дополнительным инвестициям (около 2,5 млрд долларов), специалисты BP рассчитывают продлить активную эксплуатацию Schiehallion как минимум до 2035 г. и за этот период извлечь из его недр не менее 450 млн барр. н. э. в дополнение к 400 млн, добытым ранее.

Успешная реализация проекта Quad 204 может служить характерным примером достаточно эффективного «выжимания» углеводородов из возрастного шельфового месторождения. При этом чётко прослеживаются все основные тенденции подобных программ, которые сегодня диктует рынок:

- оптимизированное по времени использование морских буровых платформ (исключительно для прокладки ограниченного числа новых скважин);
- перемещение основной части ключевого и вспомогательного оборудования непосредственно на дно;
- развитие техники и технологий внутрискважинной стимуляции;
- широкое применение современных технологий управления и полная автоматизация ключевых производственных процессов.

Необходимо подчеркнуть, что значительные глубины и жёсткие условия окружающей среды всё же ограничивают использование бесплатформенных технологий. Поэтому приходится нести дополнительные затраты на сооружение и содержание специальной FPSO, увеличенные мощности которой призваны компенсировать существенное снижение концентрации углеводородов в рабочем потоке. ■

# Ускоряя движение



## Дилеры масел ЛУКОЙЛ обсудили перспективы бизнеса смазочных материалов на ежегодной конференции

Павел БОГОМОЛОВ

**Как известно, девиз ЛУКОЙЛа, первой вертикально интегрированной нефтяной компании России, – «Всегда в движении!». Если понимать корпоративный лозунг в буквальном смысле, то неизбежно задумываешься о противоборстве со всем, что замедляет это движение, прежде всего о снижении коварной силы трения. Смазочный материал в этом деле, согласитесь, незаменим.**

### АТМОСФЕРА СОСТЯЗАНИЙ И ПОИСКА

Двенадцать лет назад ЛУКОЙЛ сконцентрировал разрозненные активы бизнеса масел в рамках единой структуры – ЛЛК-Интернешнл. Уже тогда, взаимодействуя с десятками дилеров, работающих в девяти часовых поясах, крупнейший отечественный производитель масел создал эффективные площадки общения с региональными продавцами – организовал тренинги, локальные форумы и, наконец, главную ежегодную конференцию дилеров.

В сентябре нынешнего года прошла 12-я дилерская конференция, собравшая

рекордное число гостей – около 350 представителей российских и зарубежных организаций.

Признаем откровенно: не все инициаторы отраслевых «круглых столов» и семинаров учитывают значение зрительно-эмоциональной обстановки, в которой проводятся такие мероприятия. Бывает так, что дискуссия – сама по себе, а окружающая атмосфера, особенно панорама, открывающаяся с «места действия», – совсем иная. В итоге слагаемые одного и того же события имеют между собой мало общего. К счастью, о форумах ЛЛК Интернешнл такого не скажешь. Повестка плотно вписывается в



то, что видишь вокруг, – в этом и состоит самая яркая «фишка». Говоря языком театралов, режиссура не уступает драматургии и наоборот. Чтобы «подзарядиться» ощущением актуальности всего, чем занимается эта «дочка» ЛУКОЙЛа, достаточно удалиться от гостиницы на пару километров и оказаться на уникальном для России объекте под светящейся вывеской «Сочи автодром». Гонимый стадион спонсируется, хотя и в разных форматах, ЛУКОЙЛом и ВТБ.

Гул моторов на виражах 5848-метровой трассы властно напоминает об одном из элементов даунстрима. Кажется, Берни Экклстоун, харизматичный улыбчивый миллиардер и основатель «Формулы-1», бывавший на этих трибунах, вот-вот сойдёт навстречу нам с настенной фотографии. И удивится вслух: как же всё-таки быстро ЛУКОЙЛ освоил,

причём своими силами, производство высококачественных масел элитного премиум-класса! К слову, гоночная команда ЛУКОЙЛ Рейсинг, тестирующая новые моторные масла компании, этой осенью на сочинском автодроме стала обладателем Кубка России Mitjet 2.0.

### История помогает общаться

Можно, если у вас есть запас времени, побывать и в музее, собравшем под сводами около 50 гоночных автомашин и других редких, подчас бесценных экспонатов. Каждый из них напомнит о чём-то историческом. Например, о решающих моментах многочисленных Гран При и других соревнований высшего уровня. Речь идёт о тех моментах спортивной истины, когда молниеносная заливка масла означала для успеха не меньше, чем качественная бензоза-

правка или одновременная замена всех четырёх стёранных, словно гигантскими напильниками, колёс фантастически быстрого болида. Один из них, фирменно-лукойловский, играет корпоративными цветами на бортах. Как же почётно ему, судя по всему, находиться рядом с такими застывшими под светильниками королями гонок и вместе с тем атрибутами детективной кинофантастики, как сияющий чуть вздернутыми крыльями Chevrolet Impala образца 1960 года или безупречный по своим обводам Aston Martin из захватывающих боевиков о неуловимом Джеймсе Бонде.

Впрочем, антураж, обступавший конференцию со всех сторон, – это не только символика интерьеров и экстерьеров. И не только созвездие объектов, прямо или косвенно связанных с тематикой докладов и презентаций. Это ещё и само-

бытная атмосфера форума как такового. На нём переплетались каналы доверительного общения экспертов, прибывших из многих уголков России, с Украины, из Казахстана, Азербайджана, стран Балтии. В самом деле, где ещё собрать всех этих специалистов по маркетингу и сбыту смазочных материалов в разгар бархатного сезона, как не в жемчужине черноморского побережья?! Если у шоу-бизнеса есть «Новая волна», то почему бы в нашей области, тоже очень нужной миллионам людей, не основать традицию «Новой заправки»?

При этом даже не придётся искусственно создавать паблисити – его атмосфера заведомо окутает всё происходящее. Едва осмотришься вокруг, как увидишь: в углу гостиничного лобби «пытают» кого-то из делегатов своими вопросами репортеры «Интерфакса»; завязал с кем-то обстоятельный разговор, сидя в кресле, обозреватель «Пятого колеса»; чуть поодаль суетятся фоторепортеры.

На фоне архитектурной, созвучной тарелкам НЛО футуристики парка «Олимпийский» и – чуть поодаль – предгорий Кавказа и его заснеженных вершин на горизонте беседы не стихают сами по себе. Они не обрываются при выходе из зала заседаний и переговорных комнат. Заинтересованный, живой обмен, переходящий порой в острую полемику, но венчающийся общими знаменателями, продолжается и в сумерках на балконах и террасах, у бассейнов. В этих нескончаемых контактах единомышленников, возможно, как раз и кроется секрет эффекта встречи в Сочи. Так ли это? Попробуем разобраться.

### Важны и продукты, и сервис

«Конкуренция на мировом рынке смазочных материалов возрастает, – отметил в выступлении на конференции генеральный директор ЛЛК-Интернешнл Максим Дондэ. – С одной стороны, количество брендов масел сокращается. С другой – компании становятся более высокотехнологичными, предлагают всё более совершенные, инновационные продукты».

Сказанное, как полагают делегаты, с которыми мне довелось пообщаться, – бесспорно. Более того, очень важно. Но кто играет первую скрипку в связанном с маслами бизнесе? Что здесь приоритетно и что вторично? Максим Дондэ убежден: этой градации нет и быть не может. Надо уметь произвести, но надо ещё и уметь продать, причём с равным прицелом обоих сегментов не только на сию-



Генеральный директор ЛЛК-Интернешнл Максим Дондэ

минутные ориентиры, но и на будущее. Поэтому он подчеркнул: «При всех успехах дня сегодняшнего мы обязаны совершенствоваться, чтобы оставаться лидерами российского рынка и завтра. В долгосрочной перспективе нашим главным конкурентным преимуществом должны быть качество продукции и высококлассный сервис».

Сконцентрировав на своих мощностях 40% производства смазочных материалов в РФ и выйдя на ежегодный объём выпуска и продаж на уровне 1 млн т, ЛУКОЙЛ за последние годы по-хорошему удивил не только соотечественников, но и международное экспертное сообщество. Когда компания ЛУКОЙЛ только образовалась, на ее заводах производилось всего 30 наименований стандартных по своим характеристикам масел. К настоящему моменту ассортимент смазочных материалов ЛУКОЙЛ насчитыва-

ет свыше 700 продуктов, а характеристики многих из них превзошли требования международных отраслевых стандартов. Выпуск лукойловских масел охватил семь собственных и два совместных предприятия, а также 24 привлечённых завода по всему миру. А продажи тем временем осуществляются более чем в ста странах, причём отечественный сегмент продаж в первой половине 2017 г. возрос на 10%.

### Успехи дня сегодняшнего

Количество полученных компаниями одобрений от автопроизводителей и изготовителей промышленного оборудования увеличилось по сравнению с моментом рождения ЛЛК-Интернешнл в 35 раз. В 2006 г. таких официально выданных допусков насчитывалось всего около 30. В нынешнем году этот показатель уже превысил 1100. Но ведь есть ещё и судовые масла, куда активного бизнес-вторжения из РФ не ждал почти никто. Да и можно ли было поверить, что новичок в области бункеровки океанских громадин сумеет проникнуть со своими поставками в инфраструктуру всех 900 портов, где регулярно осуществляется такая заправка? Но сомнения рассеялись, когда новичок стремительно занял 12-процентную нишу мирового рынка бункеровки, заявив о себе во весь голос ещё и в этом качестве.

Ну а возвращаясь к автотранспорту, можно сказать, что ЛУКОЙЛ сегодня работает на перспективу, участвуя в тендерах на конвейерную заливку и разрабатывая совместно с автоконcernами масла нового поколения. Ведь через несколько лет решения, используемые при пер-





Генеральный директор ЛЛК-Интернешнл Максим Дондэ и директор по науке Андрей Стерхов рассказали журналистам о рыночных трендах и планах компании

вой заливке новых авто, будут востребованы среди массового потребителя. И уже сегодня в портфолио ЛУКОЙЛа контракты на первую заливку примерно для 20 автомобильных брендов. Среди них выделяется Volkswagen, завод которого в Калуге, по итогам выигранного ЛУКОЙЛом тендера, вновь выбрал эти масла для конвейерной заливки двигателей. Тем временем на заводе в Перми начался выпуск и массового продукта для VW – моторного масла ЛУКОЙЛ GENESIS ARMORTECH VN 5W-30. Это первый отечественный продукт с одобрением 504 00/507 00, самой жёсткой современной спецификации Volkswagen.

Контракт на первую заливку действует и с Ford-Sollers. Проведя аудит Пермского завода, эксперты этого концерна признали площадку НПЗ полностью отвечающей системе контроля качества Ford – Quality System Q1. Плототворны и отношения с Renault-Nissan, GM, Chery, Lifan, MAN, MAZ-MAN, МАЗом, «ГАЗом», «КАМАЗом»... Предприятия в Волгограде, Перми, Хамине (Финляндии) и Лобау (Австрия) сертифицированы по главному международному автомобильному стандарту ISO/TS 16949, что подтверждает мировой уровень качества продуктов «ЛУКОЙЛа» и производственных процессов на его заводах.

Пара слов – об уже упомянутой австрийской производственной площадке. Речь идёт о первом заводе смазочных

материалов российской компании, который сертифицирован по высшей категории стандарта Ассоциации автомобильной промышленности Германии – VDA 6.3. Это даёт предприятию статус одного из приоритетных поставщиков масел для немецких концернов. Казалось, куда ни глянешь, – одни успехи. Но даются они нелегко.

Даже кажущиеся побочными технологические процессы, уже освоенные за рубежом, но надёжно защищённые там коммерческой тайной, лицензионно-патентными стенами и бастионами авторских прав, требуют своего дорогостоящего воссоздания на иной, отечественной основе. Но если отказаться от такого технологического прорыва, то высокий статус пионера отечественного масленного бизнеса может оказаться утерянным, и очень быстро. Одна из таких ключевых проблем – необходимые смазочным материалам добавки, знаменитые присадки. То, в чём российская промышленность, увы, ощутимо отстала.

Как напомнил Максим Дондэ в кулуарной беседе с прессой, на мировом рынке поставщиками основных объёмов присадок являются всего несколько глобальных компаний. ЛЛК-Интернешнл давно и плодотворно сотрудничает с четвёркой крупнейших игроков, в том числе и в части совместной разработки продуктов. «Связи с ведущими присадочными компаниями не назовёшь эпизодическими, про-

игрышными или заведомо убыточными. Это – стратегическое, чётко регулируемое партнёрство равноправных сторон», – отметил Максим Дондэ.

В то же время и ЛУКОЙЛ является одной из немногих компаний в сфере смазочных материалов, имеющих собственное производство присадок, причём крупнейшее в ареале СНГ. Более 23 тыс. т в год ценной продукции даёт совместное с белорусским «Нафтаном» предприятие. Один из секретов феноменального роста бизнеса судовых масел ЛУКОЙЛ – именно создание собственных присадок, подтвердивших эффективность в испытаниях судовых продуктов. «Это реальное конкурентное преимущество. И мы постараемся его усилить, увеличив к 2019 году объём производства собственных присадок до 30 тыс. т», – пояснил Максим Дондэ.

## МИНУСЫ, ОБРАЩЁННЫЕ В ПЛЮСЫ

На некоторых российских отраслевых форумах последних месяцев мы слышали: период депрессии – позади. Так что, мол, пора прощаться с негативной конъюнктурой и восстанавливать рубежи, достигнутые к докризисному 2013 г. Так вот: дилерская конференция в Сочи с самого начала пошла по другим канонам и, так сказать, взяла гораздо более оптимистичную ноту.

«Мы изначально постарались обратить минусы рецессии в свои плюсы, – поясняет Максим Дондэ. – Резкий рост



курса валют автоматически повлек за собой увеличение цен на импорт. Поэтому автомобилисты искали качественную альтернативу импорту, внимательно изучали характеристики товара. Такую альтернативу клиенты часто находят именно в продуктах ЛУКОЙЛа. По большому счёту, по ассортименту мы уже закрываем более 90% потребностей страны. Импортозамещение для нас – не просто призыв или лозунг. Мы полностью обеспечиваем решение данной задачи как по духу, так и по факту».

Опираясь на достигнутое, участники форума привезли с собой не только подборки очередных коммерческих расчётов, но и здоровый дилерский азарт, боевой дух и даже, я бы сказал, дискуссионный темперамент. Ключевыми и остро дебатлируемыми темами конференции стали современные тенденции мирового и российского рынка масел, шансы на глобальное сотрудничество ЛУКОЙЛа с ведущими производителями оборудования и техники.

### Что подтвердила дискуссия?

С особой заинтересованностью обсуждались, конечно, возможности дальнейшего развития бизнеса – как оптового, так и розничного – силами дилеров, пред-

ставляющих бренд ЛУКОЙЛ. Делегаты, прибывшие из регионов, отмечали, кстати, что в 2017 г. российский рынок смазочных материалов демонстрирует, как и вся экономика РФ, ощутимое восстановление. Выразилось оно в том, что выпуск масел в стране увеличился примерно на 2%. Казалось, не так уж много, но всё же показательно после депрессивной полосы, не правда ли?

Но и представителям ЛУКОЙЛа было что поведать дилерам. Представители компании поделились планами разработок (совместно с автомобильными корпорациями) новых высокотехнологичных масел. Новинки ориентированы на перспективные требования автопроизводителей, которые станут актуальными через 5–10 лет. Узнали дилеры и о реализации планов по созданию полной линейки технических жидкостей для всех операций, применяемых в машиностроении.

Форматом дискуссии стал, что важно, не обмен встречными монологами, а интерактивное общение, когда каждому хочется и услышать нечто ценное, и высказаться самому, и быть услышанным. Одна из тем – это перемены в поведении розничных потребителей. Заметные психологические и стилевые подвижки вызва-

ны, например, распространением онлайн-продаж, мобильных технологий. Компания, надо сказать, чутко прислушалась в Сочи к сигналам с мест. С учётом новой тенденции ЛЛК-Интернешнл продолжит курс на инновации, более того, усилит присутствие в онлайн-каналах продаж.

### Экологический акцент

«Двадцать лет назад, – поделился с прессой Андрей Стерхов, отвечающий в ЛЛК-Интернешнл за научную работу, – от 70% до 80% загрязнения земной атмосферы причинялось автотранспортом. Вот почему на исходе XX века начался поиск путей к снижению экологического ущерба на дорогах, и нам тоже пришлось заняться этим с момента создания предприятия».

Было выделено три способа преодолеть отставание в природоохранной сфере. Первый блок проблем – качество топлива. Второй – оснащение машин катализаторами. Наконец, третий – снижение потребления горючего. Казалось, в наборе задач не просматривается ничего нового, прорывного. Но, во-первых, на просторах России они обретают особую злободневность. А во-вторых, все перечисленные направления связаны именно с маслами – вот ведь совпадение! И оно

обязывает ЛУКОЙЛ ко многому. Так, потребность в снижении щелочного числа в смазочных материалах обусловила переход к производству малозольных масел. Сначала – в Европе, а затем этот тренд пришёл, конечно, и к нам, в Россию.

Или взять, к примеру, задачу сокращения потребления горючего. Для этого должно снижаться трение в двигателях. Следовательно, необходимо уменьшить вязкость масел. В той же Европе это стало жёстким требованием. Потому и рождается новое поколение продуктов, представленное десятком таких масел. Правда, на полках мы их пока не видим – они там появятся через три – четыре года. Долго ждать? По словам собеседника, чаще бывает так, что новые масла готовы раньше, чем сами двигатели улучшенной серии. Если же избрать одним из главных критериев право на первую заливку сходящих с конвейера машин, то оно предоставлено компании ЛЛК-Интернешнл половиной ведущей десятки мировых автопроизводителей. Активная творческая работа в научном центре предприятия ведётся и по будущей линейке смазочно-охлаждающих жидкостей (СОЖ). «Оказалось, что это целый мир, – на неожиданном поэтическом подъёме произнёс А. Стерхов. – Пока делаем первые шаги, но надеемся прийти к чему-то позитивному».

Задавались и вопросы об электромобилях. Не является ли их производство началом конца привычного даунстрима масел? Ответы звучали взвешенно. В компании пока не предвидят перспектив того, что подобные машины займут крупный сегмент на глобальном рынке. А у нас в России ниша «электромасел» надолго стабилизируется максимум на 20-процентной планке, не больше. Многие из тех электромобилей, которые создаются ныне, стали всё же гибридными, и им нужна традиционная смазка, применимая не только к бензину и стандартному дизелю, но и, если понадобится, к биодизелю, газу, синтетическому топливу...

Как известно, электроэнергетика тоже не чужда ЛУКОЙЛу. Турбинное масло ЛУКОЙЛ ТОРНАДО Т, сумевшее бросить вызов премиальным импортным аналогам сразу после вывода на рынок в 2013 г., по достоинству оценено потребителями. Причём оно используется как в процессе собственной генерации электроэнергии (в частности, на морских платформах), так и в турбинных авиадвигателях, в турбинах и газотурбинных установках Solar, Siemens, «Авиадвигатель».

Работать над задачами завтрашнего дня придётся не только «коренным» сотрудникам ЛЛК-Интернешнл. Каждый год руководство компании отбирает для трудоустройства выпускников профильных вузов РФ. Перед комиссией предстают порядка 500 претендентов. А утверждаются в итоге около 20. «Наряду с отраслевыми знаниями и владением иностранным языком, – с улыбкой подытожил эту кадровую тему Максим Дондэ, – нам нужен ещё и блеск в глазах. Требуется оцу-

ряться в жизнь. Повторяю: истоки нашего замысла зарождались задолго до нынешнего выдвижения на передний план геополитики трансконтинентального проекта «Новый Шёлковый путь», чему мы рады, как и весь деловой мир России».

Беседуя с Владимиром Путиным в китайском Сямэне, президент Мексики Энрике Пенья Ньето посетовал, что в его стране пока ещё мало целевых российских инвестиций. Я спросил у Максима Дондэ: «Что вы думаете по этому поводу?»



щение того, что перед нами увлечённый и способный достичь немало человека».

### С ЧЕМ МЫ ИДЁМ ЗА РУБЕЖ?

«География ваших инвестиционных проектов, – обратился я с вопросом к генеральному директору ЛЛК-Интернешнл, – нередко совпадает с направлениями внешнеэкономической стратегии России в целом. Случайно ли, что коммерческая экспансия ваших масел больше всего заметна в тех регионах мира, которые у всех на устах как коридоры мировой торговли?»

«Давайте обсудим это по порядку, – ответил Максим Дондэ. – Вот, к примеру, наш строящийся завод в Казахстане, недалеко от Алма-Аты. В республике нас ценят – объём реализации высококачественных продуктов – синтетических и полусинтетических масел – вырос там на 21%. Но ведь у каждого рынка есть свои пределы. Знали ли мы, что казахстанского рынка, с учётом 18-миллионного населения, будет недостаточно и что в целях рентабельности понадобится выйти с экспортом на рынок Западного Китая? Конечно, знали. Потому и намечали, причём заранее, открытие регионального офиса в Урумчи – столице Синьцзян-Уйгурского автономного района КНР. Собственно, это сейчас и претво-

«Хотим войти на мексиканский рынок уже в ближайшие месяцы. Задача это нелёгкая. Сырьё будет, конечно, чужим, да и предприятия – тоже не своими. Но рецептура, «лекала» и технологические подходы – собственные. Автомобилестроение в Мексике – вполне развитое. В то же время ЛУКОЙЛ присутствует на рынке страны с 2015 г. В странах Латинской Америки спрашивают у иностранцев: «Вы пришли к нам в геологоразведку и добычу. Но почему же мы ничего не знаем о ваших нефтепродуктах на рынке?» Такова, думается, возникающая для нас ситуация в Мексике: ЛУКОЙЛ вошел в сервисный проект на наземном месторождении, выиграл тендер на самостоятельную разработку шельфового блока, а также участвует в трёх совместных морских проектах с зарубежными партнерами. Поэтому сейчас самое время повысить узнаваемость нашего бренда и на розничном рынке – стать ближе к миллионам рядовых мексиканцев».

Как видим, на высоком организационном уровне проведён не только коммерчески полезный, но и познавательный, информационно насыщенный диалог производителей и дилеров, который уже занял заметное место в отраслевой хронике 2017 г.

# Сделано в России

Импортозамещение в сфере высоких технологий – залог технологической независимости нефтегазового комплекса



Александра ЛОГИНОВА

Осенние месяцы по традиции насыщены событиями: выставки, конференции, форумы национального и международного масштаба. В частности, 12–14 сентября в Москве прошли I Национальный форум и III Международная специализированная выставка «Импортозамещение 2017». В день открытия выставку посетила правительственная делегация во главе с Дмитрием Медведевым. В рамках данного мероприятия прошло и выездное заседание правительства, посвящённое теме импортозамещения. Обсуждались проблемы развития производства отечественного оборудования в области фотоники и микроэлектроники. Региональные фонды развития промышленности привезли на выставку продукцию различных отраслей. К сожалению, было представлено мало компаний, работающих в сфере высоких технологий. Но стенды предприятий IT-отрасли вызвали несправедливый интерес посетителей. И это обстоятельство позволило ещё раз убедиться в том, что спрос на отечественные программные продукты есть и довольно высокий. Решения компаний-участников из сектора «Информационные импортозамещающие технологии и связь» привлекли внимание представителей практически всех отраслей промышленности. В частности, посетители выставки интересовались разработками, которые позволяют контролировать производственные процессы, диагностировать оборудование и осуществлять контроль качества продукции.



Посетители выставки «Импортозамещение 2017» интересовались разработками, которые позволили бы контролировать производственные процессы, диагностировать оборудование и осуществлять контроль качества собственной продукции

## ПОРА ПЕРЕХОДИТЬ «НА СВОЁ»

Введение западных санкций против России стало главным стимулом для разработки программ импортозамещения, в том числе в сфере информационно-коммуникационных технологий (ИКТ). Ещё в 2014 г. Минпромторг провёл оценку рынка программного обеспечения, используемого в России. Выяснилось, что доля зарубежного ПО составляла 67%, а аппаратного обеспечения – 90%. Тогда же был поставлен вопрос о разработке комплексной национальной программы импортозамещения в сфере ИКТ. Речь шла о создании реестра отечественного программного обеспечения, установлении приоритетов для входящих в него продуктов при госзакупках, оптимизации системы сертификации как отечественного, так и иностранного ПО.

В феврале 2015 г. Министерство связи и массовых коммуникаций РФ опубли-

ковало проект постановления, согласно которому госзаказчики обязаны либо ограничиться закупками отечественного ПО, либо документально обосновать невозможность или нецелесообразность такого ограничения. Данные меры должны затронуть операционные системы, сетевое программное обеспечение, СУБД, приложения для повышения эффективности бизнеса и т. д.

В апреле того же года был утверждён план импортозамещения в сфере информационных и коммуникационных технологий. А в мае проект постановления одобрило Минэкономразвития. В приложениях к нему подробно представлена ситуация с отечественным и зарубежным ПО (см. рис. 1–3).

Ещё одним важным событием стало подписание Дмитрием Медведевым постановления, в соответствии с которым с 1 января 2016 г. государственные орга-

ны России не могут закупать иностранное программное обеспечение. Приобрести зарубежное ПО возможно только в том случае, если сопоставимые российские продукты отсутствуют или по своим функциональным, техническим, эксплуатационным характеристикам не соответствуют обоснованным требованиям заказчиков.

Согласно букве закона, программы могут считаться отечественными, если исключительные права на них принадлежат Российской Федерации, либо её гражданам, либо некоммерческой организации, управляемой без помощи иностранцев, либо коммерческой организации с суммарной долей российского участия более 50%. При этом ПО должно не нарушать гостайну, правомерно вводиться в оборот и

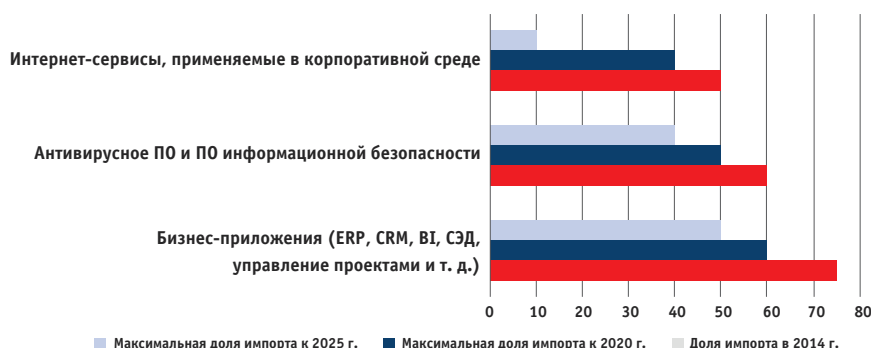
**Согласно букве закона, программы могут считаться отечественными, если исключительные права на них принадлежат Российской Федерации, либо её гражданам, либо некоммерческой организации, управляемой без помощи иностранцев, либо коммерческой организации с суммарной долей российского участия более 50%.**

свободно реализовываться на всей территории России.

Ещё один критерий включения в реестр устанавливает, что общая сумма выплат за рубеж по лицензионным и иным договорам, связанным с вопросами интеллектуальной собственности, не должна превышать 30% годовой выручки правообладателя ПО от его реализации. Соответствующие изменения в Федеральный закон № 188 были внесены в июне 2015 г.

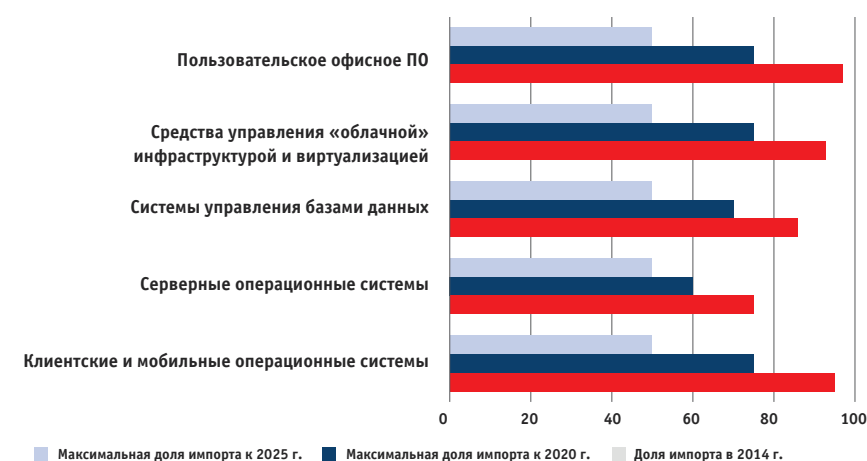
Согласно статье 12.1 Федерального закона «Об информации, информационных технологиях и о защите информации» в целях расширения использования российского ПО, подтверждения его происхождения из РФ, а также оказания мер государственной поддержки отечественным разработчикам был создан единый реестр программ для электронных вычислительных машин и баз данных. Работа по отбору продуктов началась в 2015 г. Первыми сертификацию прошли решения компаний «1С» и «Ред софт».

**Рис. 1. Сегменты рынка корпоративного программного обеспечения, по которым уже имеется задел в виде конкурентоспособных отечественных продуктов, и планируемые показатели, %**



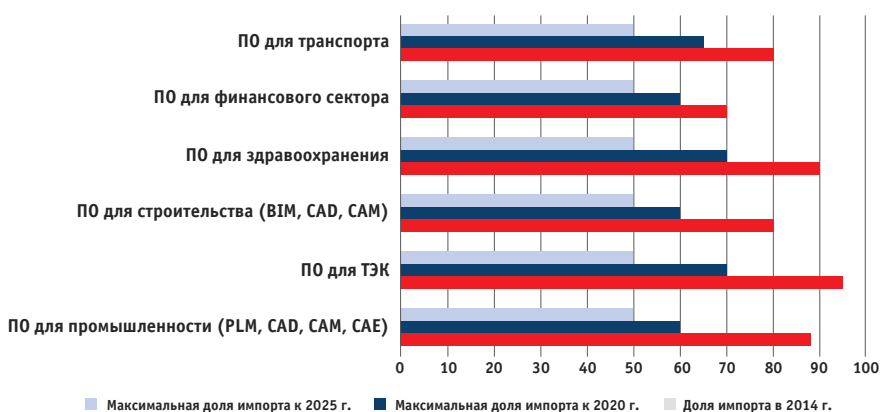
И с т о ч н и к: Приложение к приказу Министерства связи и массовых коммуникаций РФ от 01.04.2015 г. № 96.

**Рис. 2. Сегменты рынка корпоративного программного обеспечения, по которым нет достаточного задела в виде конкурентоспособных программных продуктов, и планируемые показатели, %**



И с т о ч н и к: Приложение к приказу Министерства связи и массовых коммуникаций РФ от 01.04.2015 г. № 96.

**Рис. 3. Сегменты рынка программного обеспечения, связанные с отраслевой спецификой, состояние и планируемые показатели, %**



И с т о ч н и к: Приложение к приказу Министерства связи и массовых коммуникаций РФ от 01.04.2015 г. № 96.

**Нужен широкий доступ к информации различных научных сообществ и некоммерческих объединений, чтобы у производителей появилась возможность получать сведения о технологиях из смежных областей.**

«В реестре отечественного программного обеспечения уже зарегистрировано почти 4 тыс. продуктов, это значительная часть софта, производимого российскими разработчиками. Наша следующая задача в рамках развития импортозамещения – обеспечить рост числа внедрений российских программных продуктов в государственных органах и компаниях с госучастием», – отмечает директор Департамента развития высоких технологий Минкомсвязи Салават Мигранов.

Постоянно действующим органом, который проводит экспертизу заявлений IT-компаний на включение сведений об их программных продуктах в единый реестр, является Экспертный совет по российскому ПО. В его состав входят представители федеральных органов исполнительной власти, институтов инновационного развития, а также ассоциаций российских разработчиков программного обеспечения.

### БАРЬЕРЫ ДЛЯ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

К сожалению, в России существует много препятствий для импортозамещения в сфере IT. Отраслевые СМИ регулярно проводят опросы представителей этой индустрии, на данную тему проходят «круглые столы» с участием заказчиков и поставщиков решений. Анализируя эту информацию, можно выделить следующие основные проблемы.

**Финансирование.** Бюджеты предприятий, выделяемые на автоматизацию и информатизацию, спланированы на три – пять лет вперёд, утверждены и поэтому ограничены. Однажды купив дорогое программное обеспечение и соответствующее ему оборудование, никто, разумеется, не планирует его быстрого обновления.

**Отсутствие отечественных аналогов.** Долгое время наши предприятия предпочитали приобретать именно западные решения – в соответствии с лучшими мировыми практиками. Поэтому



### Проверено временем и заказчиками

Рейтинги аналитических агентств (Spwes, TAdviser, «Эксперт РА» и других), отраслевые и продуктовые обзоры – отличный способ получения информации о том, что происходит на нашем рынке, подспорье для оценки и понимания общих тенденций. Но те, кто связал свою профессиональную деятельность с индустрией высоких технологий, даже не прибегая к помощи Интернета, безошибочно назовут сферы программного обеспечения и тех игроков, которые на протяжении многих лет успешно конкурируют с западными аналогами. Перечислим некоторые направления и поставщиков прикладных решений:

- системы управления ресурсами предприятия / ERP-решения: «1С», «Галактика», «Парус», «Монолит» и другие;
- системы управления персоналом: «БОСС-Кадровик» («БОСС. Кадровые системы»), «АиТ: Управление персоналом», а также модули управления персоналом в ERP-системах, внедряемые как самостоятельные решения компаниями «1С», «Галактика», «Монолит», «Парус», «ИНЭК»;
- системы электронного документооборота: Directum, ELMA, «Дело» (ЭОС), DocsVision, «1С»: Документооборот, «Евфрат»;
- системы распознавания текста: ABBYY Fine Rider;
- информационная безопасность: «Лаборатория Касперского», VIPNet (ИнфоТекс), «КриптоПро»;
- поисковые и почтовые сервисы: «Яндекс», Mail.ru.

лишь немногие отечественные продукты смогли «уцелеть» и получить развитие в данной конкурентной борьбе. И если в начале 1990-х отечественная IT-индустрия чувствовала себя относительно неплохо и наши программные продукты для решения самых различных задач (даже включая офисное ПО) были востребованы, то к середине 2000-х на плаву остались только сильнейшие. И круг задач, которые могут «покрыть» отечественные разработки, существенно сузился. В результате критически важные процессы автоматизированы с использованием западных систем, заменить которые весьма сложно. Кроме того, согласно парадигме единого информационного пространства, а теперь и цифрового предприятия, программные решения должны стыковаться между собой и взаимодействовать друг с другом, что в изменившихся условиях реализовать непросто.

**Фактор времени.** Выбор и внедрение системы, которая призвана решать задачи управления процессами, контроля, мониторинга, анализа и т. д., – вопрос не одного месяца и даже не одного года. Это понимают все, кто так или иначе сталкивался с автоматизацией – от разработчика до пользователя. И если вектор на импортозамещение был задан в 2014 г., то, учитывая объективную сложность пути, о первых значимых итогах можно будет говорить где-то к 2020 г.

**Недостаток информации** об отечественных разработках у российских государственных структур, финансовых институтов и промышленных компаний. Кстати, эта проблема была вынесена в

числе прочих на пленарное заседание первого дня I Национального форума по импортозамещению, проходившего в «Крокус Экспо» в дни выставки.

Создаются некоммерческие сообщества, ведутся базы данных и реестры поставщиков отечественной продукции, в том числе в сфере высоких технологий. Но нужен широкий доступ к информации различных научных сообществ и некоммерческих объединений, чтобы у производителей появилась возможность получать сведения о технологиях из смежных областей. Это позволит создавать действительно востребованные инновационные продукты. Систематизация этого процесса ещё в самом начале, и о серьёзных результатах говорить пока рано. Но цель – формирование развитой национальной производственной базы и сети поставщиков – очевидна.

### На пути к импортоопережению

По аналогии с проблемами, которые стоят на пути развития импортозамещения, попробуем обозначить и ключевые преимущества этого процесса.

**Стоимость приобретения и владения.** Российские разработки, как прави-

**Пришло время больших данных, программных роботов и искусственного интеллекта. Все предприятия, независимо от сферы деятельности, постепенно превращаются в высокотехнологичные.**

ло, дешевле, их цена не зависит от скачков курса доллара. Предсказуемы цены на внедрение и сопровождение.

**Быстрая адаптация.** Отечественные поставщики быстрее подстраиваются под изменения российского законодательства и лучше приспособлены к нашей специфике.

**Сертификация и соответствие букве закона.** Отечественные разработки проще и быстрее сертифицировать по требованиям ФСТЭК и ФСБ, чем зарубежные.

**Одинаковый менталитет разработчиков и пользователей.** Это сказывается на интерфейсах систем, на подходах к процессам, на взаимодействии исполнителя и заказчика во время внедрения и сопровождения решений.

**Доступ к исходному коду.** В ряде случаев это необходимо как с точки зрения информационной безопасности, так и в целях глубокой кастомизации решений.

Кроме того, череда политических событий последних лет и их влияние на экономику говорят о том, что независимость от западных поставщиков – это зачастую уверенность в собственных силах, вера в своё дело, свои возможности, своё будущее.

Прошло ещё слишком мало времени, чтобы подводить серьёзные итоги. Но процесс идёт. Налицо рост объёмов бизнеса отечественных производителей программного обеспечения. А это значит, что решения востребованы. Востребованы ещё и потому, что автоматизация вышла на новый виток развития. Пришло время больших данных, программных роботов и искусственного интеллекта. Все предприятия, независимо от сферы деятельности, постепенно превращаются в высокотехнологичные. И отнюдь не случайно в среде отечественных разработчиков родился такой термин, как «импортоопережение». Задача отрасли не просто заместить западные решения, а создать свои, нацеленные на перспективу.

Фото Ильгиза Зарипова ■

Владелец.Онлайн sales@vladolets.online

## Проверьте своих контрагентов

Владелец.Онлайн – это сервис, разработанный для тех, кто хочет работать только с надёжными контрагентами. Проявите должную осмотрительность и проверяйте своих контрагентов по 37 факторам риска, рекомендованным ФНС

Введите название организации, ИНН, ОГРН, ФИО директора или учредителя

Например: ООО Вектор, 771811057155, Иванов Олег

Найти

РЕКЛАМА



**Создание Единой операторной позволяет значительно повысить эффективность принятия управленческих решений на предприятиях нефтегазового комплекса**

**Станислав ВЛАСОВ,**  
заместитель генерального директора по  
стратегии и инновационному развитию  
ООО «Инфраструктура ТК»

**Основной вектор высокотехнологичных решений по комплексной автоматизации производства – интеллектуализация управления технологическими и производственными процессами на основе широкого использования технологий моделирования и оптимизации. Фундаментом достижения этого «Инфраструктура ТК» считает создание Единых операторных, где на базе единой мультисервисной телекоммуникационной инфраструктуры развёртываются высокотехнологичные решения и выстраиваются оптимальные бизнес-процессы оперативного управления производством.**

**Что такое Единая операторная**  
Единая операторная, в узком смысле этого термина, – это помещение, объединяющее операторов, управляющих технологическими процессами всего предприятия, а также диспетчерские службы



для управления производственными процессами. В широком смысле – это объединение в единую инфраструктуру разнородных АСУ ТП и сервисов по управлению технологическими и производственными процессами и активами.

С одной стороны, Единая операторная подразумевает строительство и переоборудование помещения для размещения всех служб по оперативному управлению технологическими и производственными процессами, с другой – построение сетевой инфраструктуры, объ-

единяющей АСУ ТП различных производителей, и создание на основе объединенной сети АСУ ТП инфраструктуры для сквозного управления производственными активами.

Последняя задача решается за счёт внедрения дополнительных сервисов, таких как:

- расширенное управление сигналами в масштабах всего предприятия;
- удалённая диагностика и мониторинг интеллектуальных средств автоматизации;
- средства мониторинга контуров регулирования и их автоматизированной оптимальной настройки;
- оптимизация связанных технологических объектов.

### **РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ**

Создание единых пунктов операторского и диспетчерского управления – это одна из эксклюзивных компетенций компании «Инфраструктура ТК». Объединение управления технологическими процессами предприятия и производством в рамках Единых операторных решает следующие задачи.

Во-первых, повышение оперативности и эффективности принятия решений по

управлению технологическим процессом и производством.

Во-вторых, сокращение численности оперативного технологического персонала, доведение количества единиц контролируемого одним оператором оборудования до уровня лучших мировых практик.

В-третьих, снижение стоимости владения основными фондами. Это достигается за счёт использования единых операторных сервисов по их оптимальному ремонту и обслуживанию, а именно:

- мониторинга и прогнозирования состояния средств КИПиА;
- мониторинга и настройки контуров регулирования;
- расширенного управления сигнализациями.

В-четвёртых, подготовка информационной среды для внедрения системы оперативного управления производством.

## ИСТОРИЯ РЕШЕНИЯ

История этого решения началась в 2005 г. с анализа вариантов построения центральных операторных на предприятиях нефтепереработки ПАО «ЛУКОЙЛ» и создания сетевой группы экспертов «ИТО переработка» по информационно-технологическому обеспечению нефтепереработки. В 2007 г. был детально изучен опыт ведущих мировых компаний – ConocoPhillips (США), Nippon Oil Co и Idemitsu (Япония). В 2008–2009 гг. разработали концептуальные документы, технические требования, стандарты и регламенты, выбрали поставщиков решений по группам оборудования. А в период 2008–2012 гг. строились центральные операторные и создавались централизованные системы управления



на нефтеперерабатывающих предприятиях в Плоешти (Румыния), Бургасе (Болгария), Перми, Кстово, Ухте и Волгограде.

С 2010 г. по настоящее время идёт активное распространение концепции и строительство Единых операторных на нефтехимических и газоперерабатывающих предприятиях ПАО «ЛУКОЙЛ» – на «Ставролене» (г. Будённовск), «Карпатнефтехиме» (Украина), «Саратоворгсинтезе», Пермском ГПЗ, Котовском ГПЗ. Информация о внедрении Единой операторной представлена в таблице.

**ПРОЦЕСС СОЗДАНИЯ И РЕЗУЛЬТАТ**  
Для создания Единых операторных перерабатывающих предприятий ООО «Инфраструктура ТК» предлагает следующие услуги:

- разработку мастер-плана комплексной автоматизации производства на основе единых центров операторского и диспетчерского управления;
- проектирование и развёртывание сетевой архитектуры АСУ ТП в рамках Единой операторной;
- интеграцию АСУ ТП различных производителей в рамках Единой операторной;
- проектирование систем стационарной и радиосвязи, пожарной сигнализации для Единой операторной;
- разработку унифицированных операторских интерфейсов в рамках Единой операторной на программном обеспечении АСУ ТП различных производителей на основе лучших мировых практик и стандартов;
- монтажные и пусконаладочные работы по направлениям АСУ ТП, телекоммуникация и связь, пожарная сигнализация при создании Единой операторной.

\*\*\*

В результате запуска Единой операторной на предприятии реализуется «эффект ключа»: вся информация, необходимая для принятия управленческих решений, поступает в единый центр в режиме реального времени. В результате возможна оптимизация численности производственного персонала, сокращаются прямые затраты и повышается количество контуров управления на одного оператора.

<http://infra.ru>  
[tk@infra.ru](mailto:tk@infra.ru) ■

### Опыт ООО «Инфраструктура ТК» по созданию Единых операторных

| Описание проекта                                                                                                                  | Предприятие                            | Год реализации |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|----------------|
| Количество объектов: 35<br>Количество каналов: >55 000<br>Тип PCY: Emerson DeltaV, Honeywell Experion PKS, Yokogawa Centum CS3000 | ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»        | 2008           |
| Количество объектов: 11<br>Количество каналов: 14 000<br>Тип PCY: Honeywell Experion PKS                                          | ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка»      | 2008           |
| Количество объектов: 20<br>Кол-во каналов: >50 000<br>Тип PCY: Honeywell Experion PKS, Siemens PCS7                               | ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»   | 2010           |
| Количество объектов: 12<br>Кол-во каналов: 31 600<br>Тип PCY: Honeywell Experion PKS                                              | ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» | 2011           |
| Количество объектов: 17<br>Количество каналов: 14 000<br>Тип PCY: Honeywell Experion PKS                                          | ООО «Ставролен»                        | 2013           |

# Бизнес прирастает мобильностью

Мобильные приложения компании «ЕАЕ-Консалт» помогают управлять предприятием из любой точки мира



**Евгений БРАУН,**  
заместитель начальника ТУ Юг  
ООО «ЕАЕ-Консалт»  
по проектной деятельности

Сегодня многие российские компании интенсивно формируют собственную мобильную стратегию и ищут надёжные, эффективные решения для ускорения цифровой трансформации. Российские разработчики мобильных приложений (МП) активно включились в процесс импортозамещения и предлагают современные высокотехнологичные системы. Рассмотрим некоторые популярные приложения категории «бизнес», разработанные в ООО «ЕАЕ-Консалт».

## МОБИЛЬНЫЙ ПОРТАЛ РУКОВОДИТЕЛЯ

В сегменте корпоративных мобильных приложений одними из первых появились запросы на автоматизацию рабочего места руководителя. В «ЕАЕ-Консалт» была создана кросс-платформенная информационная система для удалённого

доступа к системе электронного документооборота (СЭД).

Приложение позволяет руководителям просматривать документы, комментировать, выделять фрагменты текста, создавать резолюции и следить за исполнением поручений. Мобильный портал синхронизируется с корпоративной СЭД и легко дорабатывается под требования заказчиков. Для безопасности работы авторизация пользователей производится только по корпоративной учётной записи, вынесенные резолюции подтверждаются электронной подписью (см. рис.1).

Рис. 1. Мобильный портал руководителя



## МОНИТОРИНГ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Основная задача МП «Мониторинг технико-экономических показателей предприятия» (МТЭПП) – оценка текущего состояния и динамики развития компаний. Это необходимо для принятия своевременных решений, корректировки неблагоприятных ситуаций и создания упреждающих воздействий.

Платформа разработана на модульной основе, что обеспечивает её бесшовную интеграцию в ИТ-ландшафт предприятия

## НАША СПРАВКА

Разработка МП – одно из бизнес-направлений ООО «ЕАЕ-Консалт». МП могут распространяться по модели SaaS (software as a service – программное обеспечение как услуга) или по модулю заказного ПО. Для защиты информации используются специальные протоколы безопасности, авторизация данных и алгоритмы шифрования.

Получены свидетельства о государственной регистрации № 2014613310 «Мониторинг ТЭПП» (2014 г.) и № 2015618374 «ЕАЕ.Мобильный портал» (2015 г.), в 2017 г. поданы документы на получение свидетельства «Мобильный регистратор событий».

и позволяет расширять функциональность до необходимого уровня. Система состоит из следующих модулей:

- интеграционный коннектор (сбор данных из различных

МП «МТЭПП» внедрено на российских предприятиях нефтедобычи, нефтепереработки и электроэнергетики в виде специализированных мобильных решений, которые представлены ниже.

## МОБИЛЬНЫЙ ДИСПЕТЧЕРСКИЙ ПУНКТ

Это приложение на базе платформы МТЭПП незаменимо на всех уровнях предприятий нефтегазодобычи – от начальника ЦДНГ до оператора. Оно позволяет осуществлять оперативный диспетчерский контроль над показателями добычи, принимать своевременные решения на основе оценки тенденций и обнаруженных изменений в процессе добычи.

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЭС

Приложение содержит телефонный справочник предприятия и позволяет анализировать следующие показатели:

- электрическую нагрузку;
- ведение режима работы ТЭС;
- температурный график теплосети;
- газопотребление;
- метеоданные;

Рис. 2. Мониторинг технологических параметров НПЗ



- состояние основного оборудования;
  - маржинальный доход.
- Решение реализовано на базе платформы МТЭПП.

### МОНИТОРИНГ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НПЗ

Решение работает с базами данных в реальном времени, позволяет отслеживать технологические параметры установок, осуществлять оперативный учёт материального баланса. Оно интегрируется с приборами учёта и воспроизводит вспомогательные данные: скорость ветра, давление, расход азота, природного газа.

Это приложение служит незаменимым мобильным помощником для аналитической диспетчерской и службы главного энергетика. Оно определяет статус отправки показателя, визуализирует значения показаний приборов из АСКУЭ, расход энергии для собственного потребления и транзита, отображает данные лабораторных информационных систем (LIMS) – результаты производственного контроля качества и испытаний по приёмочному контролю. Входит в группу решений на базе платформы МТЭПП (см. рис. 2).

### ОПЕРАТИВНЫЙ МОНИТОРИНГ РЕАЛИЗАЦИИ НА АЗС

Это ещё одно приложение на базе платформы МТЭПП (см. рис. 3). Оно позволяет получать оперативные данные о деятельности автозаправочных станций:

- снимать показания с приборов учёта;
- фиксировать рабочее место;
- отслеживать работоспособность приборов;
- регистрировать нарушения регламентных работ и несанкционированные действия.

Платформа состоит из мобильного устройства для фиксации любого события и

специально опасном происшествии, очевидцем которого он стал, проинформировать о невозможности продолжать работу в условиях непосредственной опасности для жизни и здоровья.

### СИСТЕМА ОПОВЕЩЕНИЯ

Приложение «Система оповещения опасности и предупреждения несчастных случаев на предприятии» на базе платформы «Мобильный регистратор событий» – функциональный комплекс, предназначенный для всех работников предприятия с опасным производством, сотрудников подрядных организаций. Он служит для оперативного информирования об опасности, нештатных, аварийных ситуациях и позволяет принять все возможные меры по сохранению жизней персонала. После получения сигнала с датчиков КИПиА диспетчер отправляет сообщение на мобильный девайс конкретным сотрудникам для оперативного реагирования. Оповещение появляется на экране телефона/смартфона и сообщает владельцу об опасности. Пользователь подтверждает получение сообщения и действует в соответствии с полученными инструкциями. Диспетчер отслеживает доставку сообщений и их прочтение адресатами.

\*\*\*

Отличительными особенностями мобильных приложений «ЕАЕ-Консалт» являются их простота, функциональность, высокая степень защищённости и кроссплатформенность. То есть решения «ЕАЕ-Консалт» совместимы со всеми популярными устройствами: iOS, Android и Windows. Компания предлагает полный комплекс услуг – от проектирования, внедрения и до сопровождения любых мобильных систем, в том числе сторонних разработчиков.

[www.eae-consult.ru](http://www.eae-consult.ru)  
[info@eaeconsult.ru](mailto:info@eaeconsult.ru) ■

Рис. 3. Оперативный мониторинг реализации на АЗС



Рис. 4. Мобильный регистратор событий



- реализации наливных нефтепродуктов, товаров и фасованных нефтепродуктов в магазинах, услуг товаров в кафе;
- простоях АЗС/ТРК;
- остатках наливных нефтепродуктов;
- рейтингах АЗС.

### МОБИЛЬНЫЙ РЕГИСТРАТОР СОБЫТИЙ

Эта платформа предназначена для проведения онлайн-мониторинга и обеспечения контроля состояния промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды на предприятии. Она даёт возможность:

- контролировать качество исполнения работ, в том числе подрядными организациями;
- отслеживать нарушения требований охраны труда, угрозы окружающей среде и промышленной безопасности;

передачи информации соответствующим службам. Она связана через сеть Интернет с корпоративным порталом, который выступает в роли аналитического центра для анализа направленной информации и оперативного принятия решений (см. рис. 6).

На базе платформы «Мобильный регистратор событий» может быть организована «Горячая линия» предприятия для вовлечения персонала в вопросы промышленной безопасности и развитие культуры безопасности, для воспитания нетерпимости к нарушениям и нарушителям. Каждый сотрудник предприятия может поделиться предложениями по улучшению условий труда и внедрению успешных практик на своём рабочем месте и сообщить об опасной ситуации или потен-



# Второе дыхание азербайджанской «нефтянки»?

Надежды на рост добычи углеводородного сырья в республике связываются с новым СРП по блоку Азери – Чираг – Гюнешли

Владимир МИШИН

Объявленный Баку год назад новый стратегический курс на развитие ненефтяной экономики, призванный снизить финансовую зависимость Азербайджана от экспорта «чёрного золота» и «голубого топлива», ожидаемых результатов не дал. Да, были приняты «дорожные карты» (стратегическая и с десятком попроще), но вытянуть национальную экономику из системного кризиса и поднять ВВП без больших нефтедолларов так и не получилось. Если в 2013 г. ВВП составлял 73,6 млрд долларов, то в 2016-м – 33,8 млрд. Таким образом, налицо падение в 2,2 раза. В сентябре 1994 г. было подписано СРП с иностранными нефтяными компаниями по блоку Азери – Чираг – Гюнешли. Именно оно де-факто вытянуло страну из экономического кризиса начала 1990-х. Теперь же, осенью 2017-го, Баку вновь вынужден ставить на АЧГ. Потому что больше, как выяснилось, не на что.

Подписано новое СРП по данному блоку (срок действия – до конца 2049 года), в пластах которого, по официальной версии, остаются 500 млн т извлекаемой нефти. В Баку рассчитывают, что ожидаемые инвестиции в проект (свыше 40 млрд долларов), новейшие западные технологии и ноу-хау, но главное – большая каспийская нефть помогут выйти из экономического кризиса.

Помогать Азербайджану в этом деле, помимо АЧГ, должны газоконденсатные месторождения, в первую очередь Шах-Дениз. Там также планируется активно применять новейшие зарубежные технологии для глубоководной добычи газа (на мелководье ловить уже особо нечего).

Причем управлять этими инвестиционными, организационными и технологическими процессами будет не ГНКАР, а по-прежнему британская ВР. Под её руководством «нефтянка» Азербайджана в ближайшее время должна обрести второе дыхание. Вопрос: обретёт ли?

## ЗАЧЕМ НУЖНО НОВОЕ СРП?

Подписанное 14 сентября 2017 г. в Центре Гейдара Алиева (Баку) новое СРП по АЧГ можно оценивать как квинтэссенцию политико-экономического курса страны на период до 2050 г.

Во-первых, как заявил на церемонии подписания соглашения президент Ильхам Алиев, «падение мировых цен на нефть не изменит избранный Азербайджаном путь по освоению запасов углеводородов».

Во-вторых, ключевыми партнёрами Баку по-прежнему будут нефтяные компании Великобритании и США. Это, объявила в своём приветственном послании британский премьер Тереза Мэй, «ещё больше усилит сотрудничество с Азербайджаном». А если без дипломатии, ещё больше укрепит зависимость его экономики от западных денег, оборудования, менеджмента и «доброго отношения».

В-третьих, условия нового СРП для страны менее выгодны, чем соглашение 1994 г. Возможно, это является результатом мощного прессинга британских и американских СМИ, развернувших за неделю до подписания нового документа массированную информационную атаку на Баку. Суть западных обвинений состоит в следующем: в 2012–2014 гг. власти республики потратили на подкуп европейских политиков, приобретение предметов роскоши и отмывание денег 3 млрд долларов.

Срок действия первого СРП, подписанного 20 сентября 1994 г. (контракт вступил в силу 12 декабря того же года), истекал в декабре 2024-го. И в начале 2000-х Баку всерьёз рассматривал идею самостоятельной разработки блока АЧГ после истечения срока действия СРП. Власти страны полагали, что ГНКАР и без помощи британской ВР – оператора «контракта века» – справится с эксплуатацией «совместно установленных» на шельфе Каспия морских стационарных платформ (к 2017 г. действовало шесть добывающих и две технологические МСП). В этом случае страна стала бы получать 100% доходов от реализации нефти, добытой на блоке.

Но сбыться этим планам – рациональным и национально ориентированным – было не суждено. В конце 2016 г. ВР, озабоченная приближающимся сроком завершения действия «контракта века», предложила подписать новое долгосрочное СРП. Республика не смогла отказаться от такого предложения.

Козыри на руках у ВР действительно были сильные. На проектный максимум добычи – 50–55 млн т в год – АЧГ не вышел ни в 2010 г. (реальные объёмы производства составили 40,6 млн т), ни в последующие годы. В октябре 2012 г. президент И. Алиев обрушился с резкой критикой в адрес ВР. Он упрекал компанию за сокращение добычи на АЧГ и «недополучение на фоне стабильно высоких цен на нефть свыше 8 млрд». Глава государства дал ВР месяц на исправление ситуации. Однако, несмотря на это, она на блоке не улучшилась.

## Официальные объяснения хронического падения добычи на АЧГ были сведены к сложной геологии контрактных площадей, экономической целесообразности контролируемого снижения производства и к заботе о будущих поколениях, которым надо оставить малую толику нефти и газа.

Официальные объяснения хронического падения добычи на АЧГ были сведены к сложной геологии контрактных площадей, экономической целесообразности контролируемого снижения производства и к заботе о будущих поколениях, которым надо оставить малую толику нефти и газа.

Неофициальная же версия утверждала, что новейшие технологии добычи на АЧГ, использованные ВР, обеспечили первоначальный интенсивный отбор сырья, что привело к ухудшению коллекторских свойств пластов. Произшёл этот казус по воле случая или оказался одним из ходов гротескной игры, затеянной иностранными инвесторами, – уже не важно. Важно, что нефть на блоке есть, но, чтобы до неё

добраться, необходимы новые МСП, передовые технологии и, разумеется, многомиллиардные инвестиции.

Но у Баку в настоящее время таких технологий нет. Поскольку после подписания СРП на блоке использовалось только западное оборудование, нефтегазовое машиностроение республики оказалась не в тренде и тихо угасало. Нет и необходимых финансовых средств. Зато немало долгов. Так, госдолг Азербайджана к концу 2017 г. достиг 11,2 млрд долларов, а долг ГНКАР превысил 7 млрд.

Именно поэтому – от финансовой и технологической безысходности – пришлось отказаться от мечты о полном контроле (с конца 2024 г.) над углеводородными богатствами блока и пойти на предложенные партнёрами условия, гарантирующие ВР управление АЧГ до 2050 г.

Разумеется, помня о пиаре, в Баку назвали новые условия более выгодными, чем условия СРП от 1994 г.

## Чья выгода?

Выгоды СРП-2017 по сравнению с СРП-1994, по версии Баку, выглядят так. Во-первых, это бонус в размере 3,6 млрд долларов, который получит Азербайджан (точнее, Госнефтефонд – ГНФАР) от иностранных участников проекта в течение нескольких лет. Во-вторых, это 25% долевого участия ГНКАР, выросшего за счёт уменьшения доли иностранных компаний (см. табл. 1). В-третьих, Центр стратегических исследований при Президенте Азербайджана, сделав акцент на геологических запасах блока, составляющих 2 млрд т нефти, заявил о том, что новейшие западные технологии и ноу-хау позволят увеличить коэффициент извлечения нефти «контракта века».

Правда, если покопаться в деталях, выяснится, что де-факто условия СРП-2017 для страны менее выгодны, чем условия СРП-1994. Действительно, в

Табл. 1. Долевое участие компаний в СРП по блоку АЧГ

| Компания   | СРП-1994, % | СРП-2017, % | Разница, проц. п. |
|------------|-------------|-------------|-------------------|
| ВР         | 35,8        | 30,37       | –5,43             |
| ГНКАР      | 11,6        | 25          | +13,4             |
| Chevron    | 11,3        | 9,57        | –1,73             |
| Inpex      | 11,0        | 9,31        | –1,69             |
| Statoil    | 8,6         | 7,27        | –1,33             |
| ExxonMobil | 8,0         | 6,79        | –1,21             |
| TPAO       | 6,8         | 5,73        | –1,07             |
| Itochu     | 4,3         | 3,65        | –0,65             |
| ONGC       | 2,7         | 2,31        | –0,39             |

Табл. 2. Базовые показатели СРП по АЧГ

| Год подписания СРП                       | Объемы добытой нефти, млн т | Инвестиции, млрд долларов | Инвестиции ГНКАР, млрд долларов | Доля прибыльной нефти ГНКАР, % | Прибыль Азербайджана, млрд долларов | Прибыль в долларах на каждый вложенный в СРП доллар |
|------------------------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| 1994                                     | 436                         | 33                        | 3,5                             | 80                             | 125                                 | 35,7                                                |
| 2017                                     | 500 (оценочно)              | 40 (оценочно)             | 10                              | 75                             | 101*                                | 10,1                                                |
| Разница условий и результатов (оценочно) | +64                         | +7                        | +6,5                            | -5                             | -24                                 | -25,6                                               |

\* Оценочный доход по текущим ценам в 50 долл./барр.; прибыль с учётом расходов на транспортировку, транзитные сборы и т. п. окажется меньше.

1995–2017 гг. в освоение блока, как заявил глава ГНКАР Ровнаг Абдуллаев, были вложены 33 млрд долларов, добыты 436 млн т нефти, а прибыль Азербайджана составила 125 млрд. Поскольку доля ГНКАР в СРП в 1994–2011 гг. составляла 10%, в 2011–2017 гг. – 11,65%, суммарные инвестиции госкомпании в проект оказались близки к 3,5 млрд. Но, благодаря прибыльной нефти, республика получила на каждый вложенный доллар прибыль в размере 35,7 доллара.

Доля прибыльной нефти – важнейший критерий оценки выгоды СРП, это та часть от ежегодного объёма добычи на блоке, которую начинает получать каждый участник проекта после завершения инвестиционных взаиморасчётов. Другими словами, как только были полностью погашены 33 млрд долларов инвестиций (плюс оговорённые проценты), Баку стал получать 80% от добываемой нефти, а иностранные участники делили оставшиеся 20% в соответствии со своим вкладом в «контракт века».

Иной финансовый расклад в СРП-2017. Долевой вклад ГНКАР должен вырасти до 10 млрд долларов, то есть в три раза. После погашения 40 млрд долларов инвестиций стоимость прибыльной нефти (считая по текущим мировым ценам и исходя из обещанного суммарного объёма производства в 500 млн т) составит 135 млрд долларов. Из них доля Азербайджана – 101 млрд. Как следствие, республика на каждый вложенный доллар получит прибыль в 10,1 доллара (см. табл. 2).

По поводу бонуса в размере 3,6 млрд долларов важно уточнить. В СРП-1994 на первом этапе, когда инвестиционных средств у Азербайджана просто не было (ВВП республики в 1994 г. равнялся всего 3,4 млрд долларов, инфляция достигала 1763,5%), долю ГНКАР оплачивали иностранные партнёры. Это не была благотворительность: когда из республики

пошла «большая нефть», а в страну устремились нефтедоллары, зарубежные компании своё вернули. В СРП-2017 долевой вклад ГНКАР должен составить 10 млрд долларов, у самой госкомпании этих денег нет сейчас и вряд ли они появятся в будущем. Поэтому азербайджанские инвестиции в проект по апробированной схеме пойдут из ГНФАР. Из числа бонусных 3,6 млрд или из прибыльных нефтедолларов – не суть важно. Важно, что иностранные компании, как и в случае с СРП-1994, свои бонусные выплаты вернут.

Когда и как – не принципиально. Тем более что бухгалтерия АЧГ – коммерческая тайна. Но несомненно: в СРП-2017 интересы зарубежных компаний-участниц обеспечены лучше, чем ГНКАР. Почти все 40 млрд долларов общих инвестиций пойдут, как и в СРП-1994, на закупки западных оборудования и материалов, поставляемых фирмами, аффилированными с иностранными участниками «контракта века». В республике останутся лишь средства, потраченные на зарплату рабочим, аренду судов, зданий и т. п.

Вместе с тем, доля прибыльной нефти иностранцев выросла до 25%. А если на АЧГ не удастся добыть 500 млн т сырья (а такой сценарий вполне вероятен), то зарубежные корпорации, сняв сливки, вернув инвестиции и получив чистую прибыль, могут выйти из «контракта века». Такой вариант предусматривается, если дальнейшее участие в проекте потребует дополнительных затрат (сверх стартовых 40 млрд долларов). А их возврат окажется под вопросом по той или иной причине (истощение ресурсов, низкая рентабельность добычи, высокие геологические риски, очередное падение мировых цен на нефть, геополитическая нестабильность и т. д.).

Азербайджан из СРП-2017 выйти не может (с чем тогда останется ориенти-

рованная на добычу нефти и газа республика). К тому же Баку, жёстко привязанный к «новейшим западным технологиям, ноу-хау и инвестициям», будет вынужден ради сохранения коалиции иностранных инвесторов следовать в фарватере управленческих решений ВР. Следовать даже в том случае, если они ошибочны, даже если добыча на АЧГ продолжит падение, а на её стабилизацию потребуются дополнительные средства.

### СРП-2017 и «БОЛЬШАЯ НЕФТЬ»

Подписанное СРП-2017 вступит в силу после его ратификации парламентом Азербайджана. А дальше-то что, на что пойдут 40 млрд обещанных инвестиций? Пока известно немного: на 2019 г. запланировано принятие окончательного инвестиционного решения по строительству на блоке АЧГ новой МСП Central East Azeri и необходимой для её эксплуатации трубопроводной инфраструктуры. Платформа и подводные трубопроводы обойдутся участникам проекта оценочно в 9 млрд долларов. Первую нефть Central East Azeri может дать в 2023 г.

Напомним, что по аналогичной схеме ВР исполняла указания президента И. Алиева ещё от октября 2012 г. В январе 2014-го на АЧГ в рамках Chirag Oil Project была сдана в эксплуатацию МСП «Западный Азери» стоимостью (с учётом инфраструктуры) 6 млрд долларов. Роста добычи нефти она так и не обеспечила (см. табл. 3).

Табл. 3. Добыча нефти на блоке АЧГ

| Год  | Объемы добычи, млн т | Динамика, % |
|------|----------------------|-------------|
| 2009 | 40,3                 | –           |
| 2010 | 40,6                 | +0,75       |
| 2011 | 35,4                 | –12,8       |
| 2012 | 32,9                 | –7,0        |
| 2013 | 32,2                 | –2,1        |
| 2014 | 31,5                 | –2,2        |
| 2015 | 31,3                 | –0,64       |
| 2016 | 31,1                 | –0,64       |
| 2017 | 29,3 (оценочно)      | –5,8        |

Другими словами, ничего принципиально нового СРП-2017 пока не обещает. ВР вновь делает ставку на новые платформы, оставляя открытым ответ на вопрос о том, вырастет ли или «стабилизируется» с 2023 г. добыча нефти на блоке. Пока она падает, и оснований для изменения ситуации к лучшему не просматривается. Не будет их, учитывая планы

СРП-2017, вплоть до 2023 г. Во всяком случае, об инвестициях в новейшие технологии, способные реально увеличить КИН, пока ничего не известно.

Что касается используемых в настоящее время технологий, то формально они действительно обеспечили в 1997 г. (начало добычи на месторождении Чираг) доселе невиданный на Каспии дебит скважин – 2 тыс. т в сутки. Но здесь важно уточнить: вся «новизна» технологий, приведших к такому рекорду, сводилась к двукратному (по сравнению с советским оборудованием) увеличению диаметра буровых труб и соответственно четырёхкратному расширению площади их сечения и объёмов фонтанирующей в единицу времени нефти. Отсюда и британский рекорд, в четыре раза превзошедший советский дебит в 500 т в сутки. Только цена этого рекорда – забитые песком коллекторы, падение добычи и рост расходов на строительство новых МСП. Для сравнения, в 2017 г. средний суточный дебит 100 добывающих скважин АЧГ составил 800 т.

Пока инвестиционная пассивность СРП-2017 мотивирована уровнем расходов на Фазу-2 проекта Шах-Дениз и на создание Южного газового коридора (ЮГК). Напомним, по магистралям ЮГК с 2020 г. должны начаться поставки 10 млрд м<sup>3</sup> газа в год из Азербайджана в Южную Европу. Фаза-2 и ЮГК – проекты высокочрезвычайно затратные (суммарно – 40 млрд долларов, но может быть и больше). Сроки их реализации поджимают, поэтому сейчас Баку и его партнёрам по АЧГ не до масштабных инвестиций в СРП-2017.

Как следствие, ОПЕК прогнозирует, что в 2017 г. в Азербайджане суммарно будет добыто 39,5 млн т нефти. Прогноз Баку – 40 млн т, реалии первого полугодия – 19,2 млн т, или минус 9% по сравнению с 2016 г. Что касается доли АЧГ в общем объёме производства сырья, то, учитывая текущий уровень добычи (в среднем 585 тыс. барр./сут), она, как прогнозируется, составит 29,3 млн т.

В 2018 г. добыча нефти в Азербайджане может упасть, по оценкам ОПЕК, до 35 млн т. Внесёт ли АЧГ основной вклад в этот показатель?

### Западное ноу-хау на Шах-Денизе

Сентябрь 2017 г. стал поистине судьбоносным для нефтегазовой отрасли Азербайджана: СРП-2017 определило нефтя-



**«Ханкенди» стоимостью 378 млн долларов построено по западному проекту на Бакинской верфи ГНКАР. Базовый партнёр проекта – сингапурская Kerrel. Судно является многофункциональным, но его базовая специализация – установка на шельфе Каспия оборудования для подводной добычи газа.**

ную стратегию до 2050 г., а спуск на воду в начале месяца специального судна «Ханкенди» – стратегию газовую.

«Ханкенди» стоимостью 378 млн долларов построено по западному проекту на Бакинской верфи ГНКАР. Базовый партнёр проекта – сингапурская Kerrel. Судно является многофункциональным, но его базовая специализация – установка на шельфе Каспия оборудования для подводной добычи газа.

На первом этапе зоной эксплуатации судна станет Фаза-2 Шах-Дениза. Поскольку глубина воды на контрактной площади достигает 650 м, МСП «теряют актуальность», уступая место технологиям подводной добычи. Бурение скважины будет вестись с плавучей полупогружной буровой установки (ППБУ), на дне планируется смонтировать манифольд и

осуществить его стыковку с подводным трубопроводом.

По аналогичной схеме, с использованием ППБУ и «Ханкенди», французская Total предполагает осваивать месторождение Апшерон (глубина моря – 250–650 м, оценочные запасы – 350 млрд м<sup>3</sup> газа и 45 млн т конденсата). В списке очередников на услуги «Ханкенди» оказалось даже месторождение Карабах (глубина моря – 250–450 м, прогнозируемые запасы нефти – 100 млн т), работы на котором ГНКАР хотела бы начать уже в 2021 г.

Ставки на «Ханкенди» чрезвычайно высоки. Как заявил глава ГНКАР Р. Абдуллаев, к 2025 г. Азербайджан планирует выйти на добычу 50 млрд м<sup>3</sup> газа в год. При этом определённые гарантии по добыче пока даёт только Шах-Дениз – 25 млрд м<sup>3</sup> в год к 2021 г.

Одним словом, удастся ли ВР обеспечить нефтегазовому комплексу Азербайджана второе дыхание, станет известно не ранее 2023–2025 гг. И в этом контексте республика, доверившая стратегию и тактику освоения своего главного богатства иностранному менеджменту, представляет особый интерес. Пока результаты «оказанного высокого доверия» не впечатляют. По данным МВФ, в 2016 г. ВВП на душу населения в соседней Грузии, не имеющей ни нефти, ни газа, достиг 4192 долларов, в то время как в богатом углеводородами Азербайджане он снизился до 3782 долларов. ■

# Привет из Страны Кенгуру!

Австралия наращивает экспорт СПГ, но сталкивается с серьёзными проблемами на внутреннем газовом рынке

Константин СЕРГЕЕВ

На газовом рынке становится по-настоящему тесно. По мере увеличения спроса на «голубое топливо» растёт и количество желающих выбиться в безусловные лидеры по объёмам его продаж. Но на пути к этой заветной мечте претендентов ожидают не только лавры возросших доходов, но и довольно острые шипы неизбежных проблем. В то время как отраслевые специалисты осторожно (и по большей части скептически) оценивают шансы США наконец-то исполнить своё обещание и стать абсолютным чемпионом мира по экспорту сжиженного газа, на это место появился ещё один, даже более основательный кандидат – Австралия.

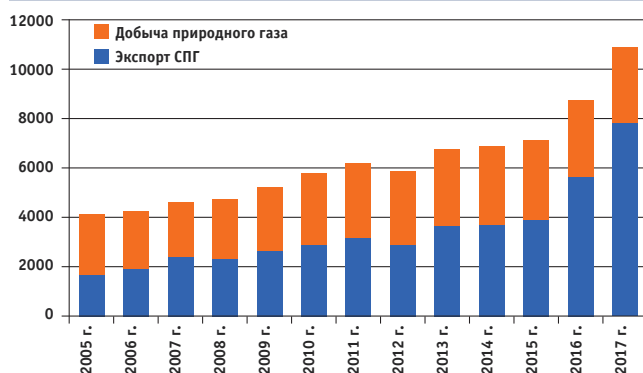
## СМОТРИТЕ, КТО ПРИШЁЛ

Действительно, помимо кенгуру и утконосов, Пятый континент славится значительными резервами углеводородов (см. рис. 1). Кроме того, он занимает удобное географическое положение по отношению к наиболее ёмким азиатским рынкам СПГ и ускоренными темпами развивает необходимую перерабатывающую и транспортную инфраструктуру.

Заметим также, что разработка этих богатств и вывоз сжиженного газа за пределы страны в последние два года значительно активизировались. Согласно свежим (сентябрь 2017 г.) исследованиям независимого консалтингового агентства EnergyQuest, по итогам недавно завершившегося финансового года среднесуточное производство природного газа в Австралии превысило 11 тыс. тераджоулей (ТДж). Причём почти 70% этого объёма предназначалось на экспорт (см. рис. 2).

Общая энергетическая ценность добычи составила 3770 петаджоулей, что на 27% выше, чем в прошлом финансовом го-

Рис. 2. Австралия: динамика общенациональной добычи природного газа и экспорта СПГ, ТДж / сут



Примечание: рассматриваемый фин. год заканчивается в июне.  
Источник: EnergyQuest.

ду. Особо отмечается прирост как производства (+11,9%, до 193,2 ПДж), так и экспорта «голубого топлива» с восточного и южного побережья страны (+19,4%, до 5 млн т) во втором квартале 2017 г. Наибольших успехов в рассматриваемый период добились предприятия по производству угольного газа (CSG) в Квинсленде (+20%, до 333 ПДж) и шельфовые проекты штата Виктория (+13%, до 110 ПДж). Благодаря им и был установлен этот рекорд. В результате по-прежнему сохраняются надежды, что по итогам текущего года СПГ-экспорт превысит 60 млн метрических тонн, а его стоимость достигнет 30 млрд долларов (см. рис. 3).

Это более чем значительный рывок (+63% по объёмам и 67,6% по стоимости) по сравнению даже с прошлым годом. Тогда, вскоре после запуска проекта Gorgon, экспорт австралийского СПГ поднялся почти на треть (до 36,8 млн т), принес операторам около 18 млрд долларов. С технической точки зрения дальнейший рост этих показателей в ближнесрочной (1–3 года) перспективе также представляется вполне реальным. Несмотря на многочисленные отсрочки, сопровождающиеся резким увеличением затрат, продолжается введение в эксплуатацию всё новых СПГ-мощностей в дополнение к уже действующим (см. рис. 4).

Так, во второй декаде сентября руководство Shell объявило о завершении работ по подготовке к использованию терминала Prelude. Согласно официальным данным, этот объект, пропускная способность которого должна достигнуть 3,5 млн т в год, обошёлся оператору в 14 млрд долларов.

Почти одновременно Chevron сообщила о скором начале отгрузок сжиженного «голубого топлива» в рамках своего нового проекта Wheatstone. Его технические характеристики предусматривают экспорт до 9 млн т СПГ в год. А последний перенос сроков запуска (с лета 2016-го) был вызван очередным увеличением стоимости работ (до 30 млрд долларов).

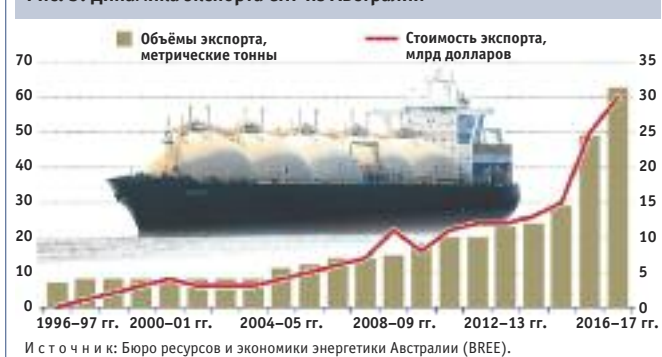
С учётом ожидаемого старта отгрузок ещё и с Ichthys (III-Кварталы 2017 года), возможности Австралии по экспорту

Рис. 1. Энергетическая ценность углеводородных запасов Австралии по степени изученности, петаджоули (ПДж)



Источник EnergyQuest.

Рис. 3. Динамика экспорта СПГ из Австралии



СПГ до конца текущего года могут возрасти как минимум на 6–8 млн т. Итак, невзирая на быстро растущие расходы и в целом «медвежий» настроения рынка, операторы стремятся форсировать введение в строй новых мощностей, очевидно, в преддверии традиционного зимнего всплеска спроса на газ. Однако влиянием только лишь сезонного фактора дело не ограничивается. В ближайшие три года заметное увеличение производства ожидается в рамках шести из десяти ведущих СПГ-проектов страны (см. рис. 5).

Наибольший прирост ожидается на месторождениях Gorgon, Wheatstone, Ichthys и Prelude, а существенно менее динамичный, но всё же заметный – на Australia Pacific (APLNG) и Gladston (GLNG). Таким образом, в рассматриваемый период западное побережье страны сохранит своё превосходство по этому показателю над восточным, несмотря на более сложные условия добычи (особенно в рамках проекта NWS). В целом же, по данным Австралийской ассоциации по разработке и разведке нефтяных месторождений (ARPEA), к 2020 г. суммарный экспорт СПГ из страны может достичь 86 млн т. Эксперты агентства Platts оценивают эти перспективы несколько скромнее – до 80 млн т, правда, уже к 2019 г. Но насколько реальны подобные прогнозы?

### Цены и расстояния

Важными сдерживающими факторами увеличения СПГ-экспорта с Пятого континента остаются котировки «голубого топлива» на мировом рынке, а также колебания спроса на него в странах, которые являются наиболее активными покупателями австралийского газа, – Японии, Южной Кореи и Китая. Стоит заметить, что грандиозные планы по наращиванию добычи и вывоза СПГ из Австралии принимались как раз накануне очередного ценового кризиса на рынке энергоносителей, в 2012–2014 гг. К моменту же ввода в строй основной части новых профильных мощностей обстановка существенно изменилась (см. табл. 1).

Надежды на очередную жестокую зиму, безусловно, способствуют росту оптимизма газовых операторов. Однако текущая динамика цен пока отнюдь не гарантирует возврата котировок к уровню относительно благополучного 2014 г. Впрочем, согласно данным австралийских источников (EnergyQuest, BREE), средняя цена, по которой австралийский СПГ удавалось в 2016-м продавать в странах АТР, колебалась на уровне 7,56–7,8 долл./млн БТЕ. При повторении погодного сценария конца прошлого года, операторы австралийских газовых месторождений, вероятнее всего, сохранят основные экспортные ниши. Хотя они вряд ли смогут рассчитывать на сверхприбыли.

В то же время сравнительно мягкая зима 2017/2018 гг. на территориях основных потребителей Юго-Восточной Азии

Рис. 4. Основные СПГ-проекты Австралии

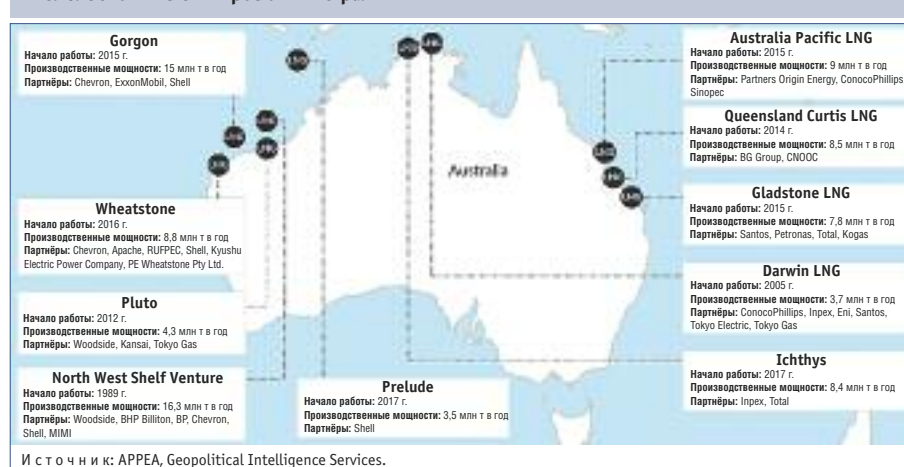
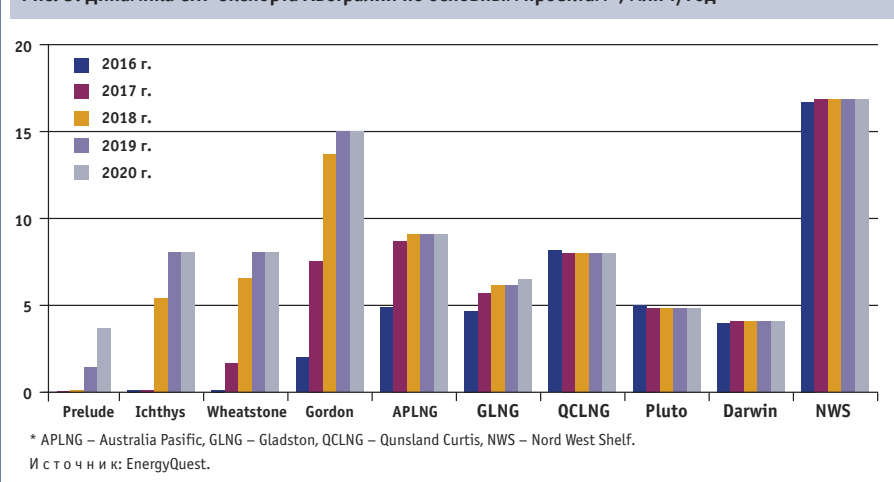


Рис. 5. Динамика СПГ-экспорта Австралии по основным проектам\*, млн т/год



чревата новыми рисками. Прежде всего – очередными отсрочками ввода в строй новых производственных линий в рамках уже действующих проектов, что ставит под вопрос заявленные сроки их вывода на полную мощность.

Зато в пользу австралийских производителей СПГ традиционно играют сравнительно малые протяженности главных экспортных маршрутов. Благодаря этому конкурентоспособность газа Пятого континента ощутимо возрастает по сравнению с почти всеми возможными конкурентами. Это особенно отчет-

Табл. 1. Динамика мировых цен на СПГ с выгрузкой на берег по регионам, долл./млн БТЕ

| Страна/порт             | Декабрь 2014 г. | Декабрь 2015 г. | Декабрь 2016 г. | Июль 2017 г. |
|-------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------|
| Канада/Кэнэпорт         | 16,74           | 5,19            | 8,71            | 2,57         |
| США/Коув-Пойнт          | 7,47            | 4,44            | 6,66            | 2,70         |
| США/Лейк-Чарльз         | 3,29            | 2,13            | 3,34            | 2,76         |
| Мексика/Альтамира       | 9,40            | 5,69            | 7,94            | 5,29         |
| Бразилия/Рио-де-Жанейро | 5,53            | 5,69            | 7,99            | 5,33         |
| Аргентина /Байя-Бланка  | 5,47            | 5,73            | 8,20            | 5,47         |
| Великобритания          | 8,45            | 4,65            | 5,86            | 4,63         |
| Бельгия                 | 8,82            | 4,38            | 5,58            | 4,87         |
| Испания                 | 8,23            | 5,23            | 6,76            | 5,18         |
| Индия                   | 9,50            | 5,70            | 8,64            | 5,38         |
| Южная Корея             | 10,0            | 5,75            | 8,77            | 5,35         |
| Япония                  | 10,0            | 5,75            | 8,77            | 5,35         |
| Китай                   | 9,8             | 5,60            | 8,77            | 5,20         |

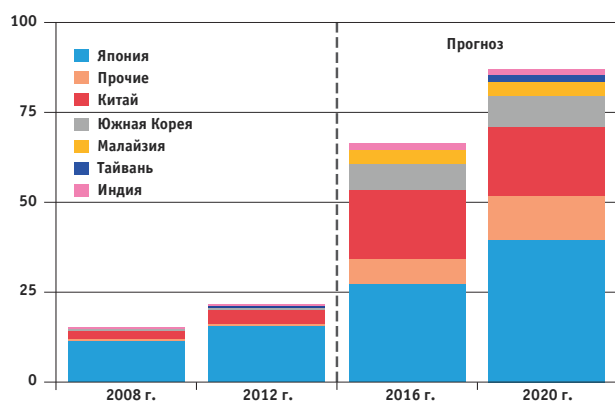
Источники: Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC) США.

Табл. 2. Сравнительная характеристика расходов на фрахт при экспорте СПГ в Японию, долл./млн БТЕ

|                                | Расстояние, морские мили | Затраты на фрахт |
|--------------------------------|--------------------------|------------------|
| США (Sabine Pass)              | 9920                     | 3,5              |
| Австралия (NWS)                | 3700                     | 1,1              |
| Австралия (Gladstone)          | 3770                     | 1,1              |
| Западное побережье Канады      | 3934                     | 1,1              |
| Восточная Африка               | 7740                     | 2,2              |
| Дальний Восток РФ (о. Сахалин) | 904                      | 0,3              |

Источники: Оксфордский институт Энергетических исследований (Великобритания).

Рис. 6. Прогноз\* экспорта СПГ из Австралии по странам назначения, млн т



\* Прогноз учитывает ввод в эксплуатацию заявленных мощностей проектов Wheatstone, Ichthys и Prelude. Источники: Bloomberg, Международная группа импортеров СПГ (GILGNL), RBA.

ливо видно на примере Японии – мирового лидера по закупкам сжиженного газа (см. табл. 2).

Короткое транспортное плечо создаёт для австралийского газа комфортные условия на рынках крупнейших импортеров «голубого топлива», даже при сравнительно невысоких его котировках. Более того, в ближнесрочной перспективе Австралия может существенно расширить свои экспортные ниши, причём – уже не только в Азии.

## ГЕОГРАФИЯ НАДЕЖД

Успехи, достигнутые операторами австралийских газовых проектов в последние два года, заставляют отраслевых экспертов несколько пересмотреть свои недавние прогнозы отно-

сительно развития СПГ-экспорта с Пятого континента (см. рис. 6).

Так, наиболее перспективным адресатом для него продолжает оставаться Япония, на долю которой будет приходиться не менее половины всех поставок австралийского СПГ. Впрочем, отдельные источники (например, Forbes), не исключают, что при отказе от возобновления программ ядерной энергетики в Стране восходящего солнца к 2020–2025 гг. окажутся востребованными до 70% всего газового экспорта Австралии.

Ожидается также более активный, чем предполагалось ранее, рост отгрузки в Китай. Это связано с резким

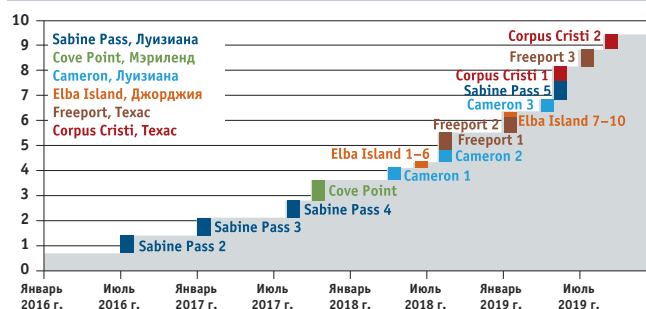
(+47%) всплеском спроса на «голубое топливо», продемонстрированным Поднебесной в IV квартале 2016 г. В результате к началу 2017-го Австралии удалось расширить своё присутствие на СПГ-рынке КНР с 27% до 47%. Эту нишу она надеется удерживать и дальше. Менее значительный (3–7%) рост поставок ожидается в Индию, Малайзию и Южную Корею. А при благоприятном сочетании политических факторов не исключается начало экспорта на Тайвань.

При этом почти втрое (до 10–12 млн т) увеличились оценки возможных экспортных поставок в «прочие» страны. Это своеобразный резерв, который при позитивном изменении ценовой конъюнктуры может быть использован не только в АТР, но и далеко за его пределами – например в Латинской Америке и даже в Европе.

Последнее обстоятельство, наряду с успехами австралийского газа на азиатских рынках, всерьёз беспокоит сланцевых операторов США. Несмотря на декларируемую дешевизну добычи сырья, они всё более очевидно проигрывают своим коллегам из Австралии по срокам ввода в действие экспортных СПГ-мощностей (см. рис. 7).

Пока же единственным реально действующим экспортным СПГ-терминалом в США остаётся Sabine Pass. Его возможности достаточно ограничены, даже несмотря на введение в эксплуатацию очередных производственных линий. Согласно данным Министерства энергетики США, за первый год работы (с 24.02 по 31.12.2016 г.) с него было отгружено лишь около 5,22 млрд м³ (около 3,78 млн т) сжиженного газа. По итогам же I полугодия 2017 г. этот показатель вырос до 14 млрд м³ (10,143 млн т). Однако большая его часть (почти 43%) по-прежнему приходится на страны Латинской Америки, в то время как доля поставок на

Рис. 7. График ввода в строй экспортных СПГ-терминалов США, млрд ф³/сут



Источники: Агентство энергетической информации США (EIA).

Табл. 3. Экспорт СПГ из США по странам-получателям с 1.01 по 30.06.2017 г. (млн ф³)

| Страна                    | Количество отгрузок | Объёмы СПГ            | % от общего экспорта СПГ |
|---------------------------|---------------------|-----------------------|--------------------------|
| Мексика                   | 35                  | 115 131 000           | 23,3                     |
| Чили                      | 15                  | 44 857 705            | 9,1                      |
| Япония                    | 11                  | 40 123 747            | 8,1                      |
| Южная Корея               | 11                  | 34 751 713            | 7,0                      |
| Китай                     | 11                  | 34 463 843            | 7,0                      |
| Аргентина                 | 11                  | 32 937 123            | 6,7                      |
| Иордания                  | 9                   | 28 290 498            | 5,7                      |
| Индия                     | 8                   | 27 350 097            | 5,5                      |
| Кувейт                    | 7                   | 23 871 129            | 4,8                      |
| Турция                    | 6                   | 19 685 746            | 4,0                      |
| ОАЭ                       | 5                   | 16 799 180            | 3,4                      |
| Испания                   | 5                   | 14 698 174            | 3,0                      |
| Бразилия                  | 5                   | 12 872 135            | 2,6                      |
| Португалия                | 4                   | 12 459 286            | 2,5                      |
| Италия                    | 2                   | 6 448 415             | 1,3                      |
| Доминиканская Республика  | 2                   | 5 878 766             | 1,2                      |
| Египет                    | 1                   | 3 606 162             | 0,7                      |
| Польша                    | 1                   | 3 439 976             | 0,7                      |
| Великобритания            | 1                   | 3 410 241             | 0,7                      |
| Пакистан                  | 1                   | 3 165 927             | 0,6                      |
| Таиланд                   | 1                   | 3 112 643             | 0,6                      |
| Нидерланды                | 1                   | 3 041 576             | 0,6                      |
| Тайвань                   | 1                   | 2 948 906             | 0,6                      |
| Мальта                    | 1                   | 867 346               | 0,2                      |
| Барбадос (контейнеры ISO) | 59                  | 203 168               | –                        |
| <b>Всего</b>              | <b>494 414 502</b>  | <b>ок. 14 млрд м³</b> |                          |

Источники: Министерство энергетики США.

азиатские рынки (включая Пакистан, Таиланд и Тайвань) уступает прошлогодней: 29,4% против 30,37% (см. табл. 3).

Таким образом, даже с учётом ожидаемого всплеска спроса (и соответственно роста цен) во второй половине 2017 г. (особенно в осеннее – зимний период), американский сланцевый газ вряд ли сможет составить серьёзную конкуренцию австралийскому СПГ в этом перспективном регионе.

### ШИПЫ ВНУТРЕННЕГО РЫНКА

Однако не всё так уж безоблачно и для операторов СПГ-проектов Пятого континента. Речь идёт, прежде всего, о дисбалансе поставок «голубого топлива» на внутренний рынок. Это стало прямым следствием массивного наращивания экспорта. В результате сразу же после запуска в эксплуатацию крупных проектов нового поколения (вроде Gorgon) цены на газ для собственно австралийских потребителей резко пошли вверх. Особенно ярко это проявилось на восточном побережье страны, где к завершению I квартала 2017 г. они почти удвоились (см. рис. 8).

Подобные негативные явления отразились и на состоянии национальной экономики в целом. Пессимисты сразу вспомнили исследования, проведённые экспертами компании Deloitte Australia ещё летом 2014 г. Тогда, задолго до очередного витка газового бума, специалисты предсказывали, что неконтролируемое наращивание экспорта СПГ может обернуться для страны потерей почти 15 тыс. рабочих мест и падением промышленного производства на 188 млрд долларов в течение как минимум семи лет.

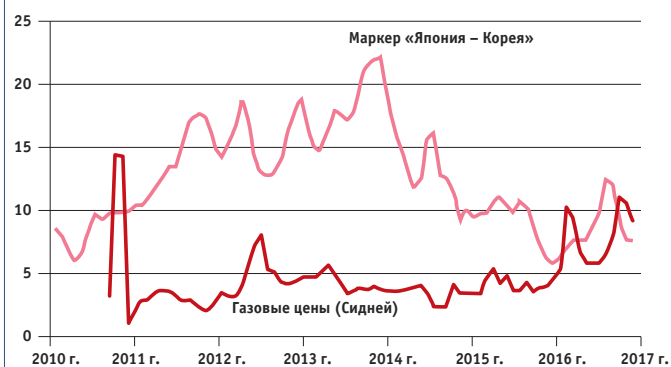
Пока кризис не достиг обещанной глубины, правительство Австралии вынуждено было объявить о принятии мер по «сдер-

живанию» дальнейшего роста СПГ-экспорта. Детали всего комплекса мер, введённых в действие уже с конца апреля 2017 г., широко не разглашались. Однако по данным, просочившимся в австралийские медиа, предполагаются самые любопытные варианты вроде выплаты компенсаций операторам за утраченную прибыль и тому подобные соблазнительные компромиссы.

Тем не менее крупные газовые игроки остались крайне недовольны предложениями руководства страны и предупредили о возрастающих суверенных рисках при реализации подобных решений. Фондовый рынок отреагировал падением котировок акций ведущих операторов на 5–7,5%. С 1 июля нынешнего года был введён в действие так называемый механизм газовой безопасности, согласно которому австралийское правительство может частично ограничивать или даже блокировать вывоз СПГ на период роста внутреннего спроса, сопровождаемого значительным повышением цен для национальных потребителей.

Обстановка осложняется спецификой внутреннего газового рынка Австралии. По мнению экспертов Оксфордского института энергетических исследований, он состоит из трёх разобщённых секторов (Западного, Восточного и Центрального), что затрудняет манёвр резервами в случае возникновения дефицита предложения. Все три сектора испытывают сходные трудности, обусловленные наращиванием вывоза «голубого топлива». И по мере ввода в строй новых экспортных мощностей данные проблемы становятся всё острее.

Рис. 8. Динамика внутренних цен природного газа в Австралии по сравнению со спотовыми ценами СПГ в Азии, австралийский долл./гигаджоуль (ГДж)



Источники: Агентство энергетической информации США (EIA).

Помимо роста цен для бытовых потребителей (домохозяйств) это приводит к снижению запасов доступного сырья для генерирующих предприятий. Согласно отчёту оператора энергетического рынка Австралии (АЕМО) за 2017 г., газовые электростанции западного и южного побережий континента (особенно в штатах Новый Южный Уэльс и Виктория) могут столкнуться с дефицитом топлива уже летом 2018 г.

Кстати, подобные риски сохраняются даже в случае, если правительству страны удастся несколько обуздать СПГ-экспортёров. Ведь триумфальное наращивание добычи не сможет продолжаться непрерывно. Из-за быстрой выработки разведанных запасов операторы вынуждены будут в ближайшие четыре года сократить производство на 122 ПДж (почти с 600 ПДж в 2017 г. до 478 в 2021-м). Таким образом, экспортёры австралийского газа рискуют втянуться в продолжительную полосу спада, выйти из которой, не потеряв уже завоеванных ниш на мировом рынке, будет не так-то просто.



**INVENTRA**  
Part of CREON

ДЕСЯТЫЙ ФОРУМ

# ПОЛИМЕРЫ РОССИИ 2017

22 НОЯБРЯ

ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ», МОСКВА

Сегодня перед нашим государством стоит важная задача по выработке глобального плана развития стратегически значимой для России полимерной индустрии. Будущее отрасли напрямую зависит от формирования сегмента переработки, невозможного без широкого внедрения и роста применения полимерных изделий.

Минпромторг России совместно с ОАО «НИИТЭХИМ», Минэнерго России и заинтересованными организациями осуществляет разработку Плана мероприятий («дорожной карты») по развитию подотрасли переработки пластмасс на период до 2025 года.

Компания INVENTRA представляет проект «Дорожная карта. Голос отрасли» и призывает к сотрудничеству представителей отечественной полимерной индустрии.

**Цель проекта** - построение продуктивного диалога между государством и представителями бизнеса и совместное формирование «дорожной карты» по развитию подотрасли переработки пластмасс на период до 2025 года в рамках конференций, организуемых компанией INVENTRA.

Официальная презентация проекта состоится 22 ноября в рамках Форума «Полимеры России 2017».

Получить более подробную информацию вы можете, обратившись в Оргкомитет Форума по телефону: +7(495) 276-77-88 или электронной почте: [org@creonenergy.ru](mailto:org@creonenergy.ru)

# Теоретик гидродинамики пластов

К 110-й годовщине со дня рождения профессора Владимира Щелкачёва, внёсшего большой вклад в развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений

Александр МАТВЕЙЧУК,  
действительный член РАЕН,  
кандидат исторических наук

Этот год знаменателен многими замечательными памятными датами и юбилеями, связанными с историей российской нефтегазовой промышленности. Так, 15 мая 1927 г. состоялось объединённое заседание Совета Народных Комиссаров и Совета Труда и Обороны, на котором было принято постановление «Об организации нефтяного исследовательского дела», по существу положившее начало отечественной отраслевой науке. В её становление и развитие внесли весомый вклад многие крупные отечественные учёные, оставившие нынешнему поколению российских нефтяников богатое научное наследие. В этой славной каюте достойное место занимает один из создателей теории упругого режима фильтрации, доктор технических наук, профессор Владимир Николаевич Щелкачёв (1907–2005).

## Московский университетский гамбит

Владимир Щелкачёв родился 3 ноября 1907 г. во Владикавказе в семье кадрового офицера. Отучившись пять лет в гимназии, затем ещё два года в промышленно-экономическом техникуме, он завершил среднее образование в 1922 г. в «совтудшколе» № 5 г. Владикавказа. К тому времени у него уже сформировалось твёрдое желание связать свою жизнь с математикой. И на следующий год ему удалось поступить в Московский университет, на физико-математический факультет.

В то время созданная здесь математическая школа сохраняла мировую известность. Её успехи были связаны с именами выдающихся русских учёных:



Профессор Владимир Николаевич Щелкачёв (1970 годы)

Дмитрия Егорова (1869–1931), председателя Московского математического общества, и его ближайших учеников, профессоров Николая Лузина (1883–1950), Ивана Привалова (1911–1941), Вячеслава Степанова (1889–1950), ставших впоследствии членами АН СССР. В 1923 г. в Московском университете обучались 16 тыс. 767 студентов, в том числе на физико-математическом факультете – 6047 человек. На этом факультете работало 54 штатных и 24 сверхштатных профессоров, а также 187 преподавателей. Должность ректора занимал профессор истории Вячеслав Волгин (1879–1962), член Комиссии Наркомата просвещения РСФСР по коренному пересмотру преподавания общественных наук в высших школах республики.

Все пять лет пребывания в Московском университете Владимир Щелкачёв учился с большой охотой. Важным событием для него каждый раз было посещение лекций профессора Дмитрия Егорова, труды которого по дифференциальной геометрии, теории интегральных

уравнений, вариационному исчислению и теории функций действительного переменного уже тогда были признаны научной классикой. На студента Щелкачёва оказали большое влияние курсы профессора Николая Лузина «Высшая алгебра», «Теория функций действительного переменного», а также лекции профессора Ивана Привалова, плодотворного исследователя свойств сопряжённых рядов Фурье, автора монографии «Введение в теорию функций комплексного переменного».

Он охотно посещал лекции доцента Павла Александрова, будущего основателя отечественной топологической школы, науки о качественных свойствах геометрических фигур, не изменяющих при их деформации. Его пристальное внимание привлекли и лекции профессора Александра Хинчина, одного из наиболее значимых учёных в советской школе теории вероятностей. С большим интересом Владимир Щелкачёв прослушал курсы «Движение вязкой жидкости» и «Движение вязкой жидкости в применении к гидравлике», которые читал профессор Александр Морозкин, декан физико-математического факультета. Тогда Щелкачёв даже не подозревал, что именно эта тематика вскоре станет предметной сферой его научных исследований.

Неуёмное стремление Владимира к познанию законов естествознания активно поддерживал профессор Николай Бухгольц (1881–1943), известный русский учёный, автор учебника «Основной курс теоретической механики». Под его руководством Владимир Щелкачёв выполнил дипломную работу «Вариационные принципы механики», которую 18 мая 1928 г. защитил с оценкой «отлично».

Успешно окончил учёбу в университете и близкий друг Владимира Щелкачёва, Николай Поляхов (1906–1987), с которым они были неразлучны все студенческие годы. Впоследствии тот стал доктором технических наук, профессором, автором капитальной монографии «Тео-



Главное здание Московского университета (начало XX века)

рия гребных винтов». В послевоенный период он занимал должность заведующего кафедрой теоретической и прикладной механики, а затем кафедрой гидроаэродинамики Ленинградского университета. За научные достижения он удостоен звания «Заслуженный деятель науки и техники РСФСР», награжден орденом Ленина.

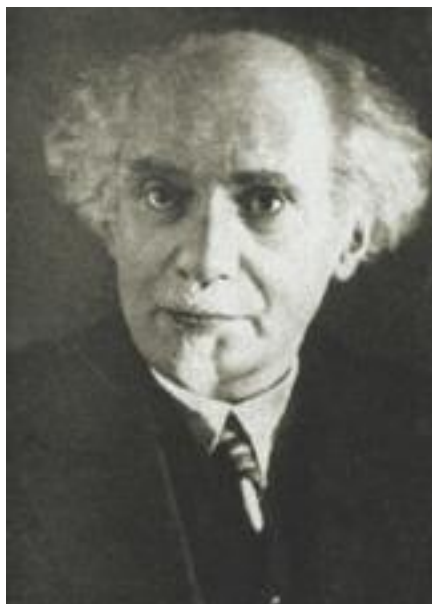
### ПЕРВАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА

После блестящей защиты диплома Владимир Щелкачёв был рекомендован профессорами Николаем Бухгольцем и Алексеем Некрасовым в аспирантуру. Учёный совет университета одобрил данное предложение. Однако, узнав об этом, члены «бюро пролетарского студенчества» направили письмо в Наркомат просвещения с требованием преградить путь в аспирантуру выпускнику с «чуждым социально-классовым происхождением». Таким образом, двери в аспирантуру для Владимира Щелкачёва были закрыты.

Тогда с рекомендацией профессора Бухгольца он направился в Государственный исследовательский нефтяной институт (ГИНИ). Это научное учреждение организовали в Москве в 1925 г. при ВСНХ СССР, и располагалось оно на Большой Калужской улице. Его директором был известный геолог, академик Иван Губкин (1871–1939). В ГИНИ существовали три основных отдела: геологический, возглавляемый академиком Андреем Архангельским (1879–1940); нефтепромышленной механики, руководимый профессором Леонидом Лейбензоном

(1879–1951); химии и технологии под руководством профессора Сергея Намёткина (1876–1950).

Рекомендация авторитетного учёного и диплом университета, где значилась специальность «Теоретическая механика», стали убедительным доводом для руководства ГИНИ, и Владимира Щелкачёва



Профессор Л. С. Лейбензон (1879–1951) дал Владимиру Щелкачёву путёвку в нефтяную науку

качёва приняли на должность научного сотрудника в отдел промысловой механики. Здесь работал мощный творческий коллектив специалистов, проводивший исследования на высоком тео-

ретическом и экспериментальном уровне. Ещё в 1925–1926 гг. профессор Леонид Лейбензон привлёк в отдел своих лучших учеников из Московского университета и Горной академии – Всеволода Яблонского, Бориса Булгакова, Давида Лозинского, Ивана Муравьёва, Исаака Чарного, Петра Шумилова, Михаила Чарыгина и других. Тем самым были заложены основы отечественной научной школы в области подземной нефтяной гидравлики и гидрогазомеханики. Сформированный научный коллектив активно вёл работы в области установившейся и неустановившейся фильтрации воздуха в песке. Проводились исследования по теории поршневых насосов с воздушными колпаками, в которых учитывалась упругость перекачиваемой жидкости.

Уже в первый день работы Владимира Щелкачёва профессор Леонид Лейбензон в качестве проверочного задания поручил ему решение замысловатой задачи о движении вязкой жидкости в трубе. С этим Щелкачёв справился блестяще, показав высокую эрудицию и задатки талантливого теоретика. После чего перед ним были поставлены новые, более сложные задачи в области вязкоэластичности и гидродинамики.

В 1930 г. в июльском номере журнала «Нефтяное хозяйство» была опубликована статья Владимира Щелкачёва «Движение вязкой жидкости по трубе, внутри которой находятся трубки меньшего диаметра». Это свидетельствовало о признании научным сообществом ценности данной работы. Казалось, что перед молодым учёным открылись хорошие перспективы для дальнейших исследований в нефтяной науке. Но судьба уже приготовила ему суровые испытания...

### На Лубянской голгофе

В ночь с 9 на 10 октября 1930 г. сотрудники ОГПУ арестовали находящегося в собственной квартире Владимира Щелкачёва и доставили его во «всероссийскую кузницу», расположенную во внутреннем дворе дома № 2 на Лубянской площади. Подследственные называли её «внутрянкой». Её особый статус был зафиксирован в инструкции ВЧК, утверждённой ещё 29 марта 1920 г.: «Внутренняя (секретная) тюрьма имеет своим назначением содержание под стражей наиболее важных контрреволюционеров и шпионов на то время, пока ведётся по их делам следствие или когда в силу известных причин необхо-

димо арестованного совершенно отрывать от внешнего мира, скрыть его местопребывание, абсолютно лишить его возможности каким-либо путём сноситься с волей и бежать...»

У тех, кто дожидался здесь своей участи, гнетущая тишина и толстые стены одиночных камер вызвали оцепенение, ужас и отчаяние. Кроме мер физического воздействия и пыток бессонницей следователи ОГПУ использовали разнообразные приёмы угнетения психики подследственных с целью получения от них признаний, порой, в самых фантастических деяниях против пролетарского государства. Впоследствии Владимир Щелкачёв вспоминал: «Завели в какую-то маленькую каморку, а в ней стоит узенькая скамья, лампочка тускло горит. И разглядел я на стене надпись – то ли карандашом, то ли выцарапанную ногтем на известке: «Кто здесь не был, тот будет. А кто был, тот не забудет»».

Его дело взялся вести сам начальник 6-го отделения секретного отдела ОГПУ Иван Полянский (1898–1956). Он, возможно, думал быстро и без особых усилий «расколоть» молодого подследственного. Возглавляемое им подразделение специализировалось на борьбе с «антисоветскими проявлениями в православной церкви и других конфессиях». Надо сказать, что дальнейшая судьба чекиста Полянского оказалась весьма благополучной. После разоблачений ряда «религиозных контрреволюционных организаций», он был удостоен высокой награды – ордена Ленина, – дослужился до звания полковника госбезопасности. А закончил свою карьеру уже в специфической должности председателя Совета по делам религиозных культов при СНК СССР, который возглавлял с 1944 г. до своей кончины в октябре 1956 г.

Дело № 7377, по которому был арестован Владимир Щелкачёв, носило звучное название «О церковно-христианской монархической организации “Истинно православная церковь”». Сотрудники ОГПУ достаточно быстро сфабриковали разветвлённую структуру этой организации во главе с «Церковно-политическим центром», возглавляемым известным православным деятелем, публицистом и писателем Михаилом Новосёловым (1864–1938). Был арестован ряд известных учёных, среди которых – выдающийся философ Алексей Лосев (1893–1988), автор капитальной монографии «Диалектика мифа» (1930); математик,



Плакат «15 лет ВЧК-ОГПУ» (1930 годы)

почётный член Академии наук Дмитрий Егоров (1869–1931); палеонтолог Александр Сузин (1898–1948), а также многие видные церковные деятели.

В ходе ночных допросов следователь сообщил подследственному Щелкачёву, что он обвиняется в принадлежности к молодёжному кружку, созданному «Церковно-политическим центром» с целью подготовки «надёжных кадров для борьбы с Советской властью». Однако доказательством «подрывной деятельности» было только то, что его имя среди многих прочих значилось в списке прихожан храма святого Николая в Плотниках. Владимир держался стойко, не поддавался на всевозможные ухищрения со стороны следователя Полянского. Однако продолжительные ночные допросы подкосили молодой организм так, что его вынуждены были поместить в тюремную больницу. Возможно, это стало спасением от «следовательских тисков» чекиста Полянского, которые, несомненно, могли привести к печальной развязке.

А после выздоровления, поскольку камеры «внутрянки» были переполнены многочисленными обвиняемыми по более резонансному делу «Промпартии», подследственного Щелкачёва перевезли в Бутырскую тюрьму. Здесь никаких допросов уже не велось. Потянулись меся-

цы долгого ожидания... Позже, вспоминая это время, профессор Щелкачёв говорил: «Посчастливилось находиться в то время среди самых порядочных людей, каких только мог представить».

20 сентября 1931 г. его вызвали к начальнику тюрьмы и зачитали приговор Особого совещания ОГПУ. Он был осуждён по статье 58 пункт 11 УК СССР и приговорён к заключению в лагере на три года. Сокамерники уже давали многочисленные советы молодому осуждённому, как выжить на пересылочном этапе. Но неожиданно через неделю тюремное начальство объявило Владимиру Щелкачёву, что лагерное заключение ему заменено на ссылку в Казахстан. Оказалось, что его младшая сестра Татьяна сумела попасть на приём к Председателю Центрального исполнительного

комитета СССР Михаилу Калинину и тот дал указание судебным органам «ввиду молодых лет» смягчить строгий приговор для осужденного Щелкачёва.

В Алма-Ате ссыльный Владимир Щелкачёв с октября 1931 г. работал преподавателем математики в Промышленно-экономического техникуме. А через год он начал читать в Казахском педагогическом институте курсы аналитической геометрии, теоретической механики, дифференциального и интегрального исчисления.

### Грозненская пятилетка

После освобождения из ссылки в 1934 г. Владимиру Щелкачёву было запрещено проживание в Москве и Ленинграде. Поэтому Наркомпрос направил его на работу в Грозненский нефтяной институт. Это высшее учебное заведение в то время носило имя советского деятеля Георгия Ломова (1888–1938), заместителя председателя Госплана СССР, бывшего руководителя «Нефтесиндиката СССР» и объединения «Союзнефть».

Здесь Владимир Щелкачёв возглавил кафедру теоретической механики. О своей педагогической работе в Грозном он вспоминал так: «То были жёсткие годы. Мне приходилось завоевывать репутацию активной работой – и педагогической, и научной». Как специалист с об-



Главное здание Грозненского нефтяного института (1930 годы)

ширными знаниями и эрудицией он быстро заслужил авторитет в студенческой среде. Созданный им студенческий кружок по теоретической механике оказался одним из самых посещаемых среди внеаудиторных занятий. Его активными участниками были: Валентин Шашин (1916–1977), впоследствии многолетний министр нефтяной промышленности СССР; Алексей Шмарёв (1913–1993), будущий заместитель министра геологии РСФСР; Сергей Князев (1908–2002), ставший председателем Татарского совнархоза и осуществлявший непосредственное руководство освоением нефтяных месторождений республики.

Однако ограничиться только педагогической деятельностью Владимир Щелкачёв не мог. Он вспоминал: «Я, математик, понял, что необходимо свои математические познания применять в области нефтедобычи. Я стал изучать движение нефти по пласту. Это – подземная гидромеханика. В данной области мне удалось многое сделать, благодаря наработкам грозненских геологов».

Таким образом, Владимир Щелкачёв приступил к исследованиям в области



Одной из дорогих наград для профессора В. Н. Щелкачёва была медаль «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

подземной гидродинамики и разработки нефтяных месторождений в Грозненском научно-исследовательском нефтяном институте. По совместительству он занимал там должность научного сотрудника. Уже вскоре определился его многолетний научный интерес к подземной гидродинамике и изучению интерференции скважин. Первые впечатляющие результаты этой работы были представлены научному сообществу в начале 1939 г. в монографии «Интерференция скважин и теория пластовых водо-

напорных систем». В ней излагалась теория водонапорного режима и интерференции скважин, основанная на представлении о единой пластовой водонапорной системе. Весной 1939 г. по совокупности опубликованных научно-исследовательских работ доценту Грозненского нефтяного института Щелкачёву была присвоена учёная степень кандидата технических наук.

Однако всё время своей работы в Грозном он чувствовал,

что «политически неблагонадежный человек» в любой день может вновь оказаться в застенках НКВД. И когда на глаза ему попало газетное объявление о конкурсе на замещение должности заведующего кафедрой теоретической механики Днепропетровского государственного университета, решение было сразу принято. Все необходимые документы он отправил в Днепропетровск и в августе 1939 г. получил извещение об успешном прохождении конкурса и готовности Днепропетров-

ского государственного университета зачислить Владимира Щелкачёва в штат профессорско-преподавательского состава. Из Грозного отпускали его с большой неохотой. Понимая ценность этого учёного, директор Грозненского научно-исследовательского нефтяного института Виктор Фёдоров (1912–1990) предложил ему остаться на правах совместителя, продолжая исследования по теме «Расстановка скважин в пластах с водонапорным режимом».

Следует отметить, что и руководство Днепропетровского государственного университета оценило важность данной работы и в последующие два года не создавало каких-либо значимых препятствий для её выполнения. В итоге успешно завершённое исследование получило высокую оценку в научном сообществе и было рекомендовано к защите в качестве докторской диссертации. В начале июня 1941 г. решением Учёного совета Московского нефтяного института Владимиру Щелкачёву присудили учёную степень доктора технических наук. Кстати, это была первая в СССР докторская диссертация по вопросам эффективной разработки нефтяных месторождений.

### В годы военного лихолетья

После начала Великой Отечественной войны Днепропетровский государственный университет был эвакуирован. А Владимир Щелкачёв в июле 1941 г. вернулся в Грозный и вновь стал работать в Грозненском нефтяном институте, возглавив кафедру теоретической механи-



Агитационный плакат (1942 г.)

ки. В сложных прифронтовых условиях он добился разрешения областного руководства на проведение на одном из нефтепромыслов экспериментальных работ, позволивших установить определённые закономерности взаимовлияния скважин и поведения нефтяного пласта. На основе результатов этих исследова-

ний впоследствии профессор Щелкачёв разработал точную гидродинамическую теорию упругого режима разработки нефтеносных пластов.

Эта работа, имевшая реальные практические перспективы, не осталась без внимания со стороны Наркомата нефтяной промышленности СССР. В 1943 г. Технический отдел Наркомнефти обратился к профессору Щелкачёву с предложением проверить новый метод определения положения уровня нефти в скважине без подъёма насосно-компрессорных труб эхолотом конструкции Линдтропа. В условиях военного времени, несмотря на отсутствие нужной аппаратуры, Щелкачёв на промыслах Новогрозненского и Старогрозненского районов определил с помощью данного устройства положения уровней жидкости во многих скважинах со спущенными насосными трубами. Это позволило устанавливать правильные режимы их работы.

В 1944 г. профессор Щелкачёв был включён в состав Особой группы по интенсификации нефтедобычи при Наркомате нефтяной промышленности и переехал в Москву. Основными задачами, поставленными наркомом Иваном Седым (1906–1972) перед сотрудниками группы, были: подбор объектов на отечественных нефтяных месторождениях для внедрения новейших методов интенсификации нефтедобычи и увеличения нефтеотдачи, оказание помощи производственным организациям при внедрении этих методов, изучение и обобщение соответствующего зарубежного опыта.



Профессор В. Н. Щелкачёв, заведующий кафедрой теоретической механики МНИ, во время подготовки к лекционным занятиям



Знак лауреата Сталинской премии

В сентябре 1944 г. в Башкирской АССР открыли Туймазинское нефтяное месторождение. Ознакомление с результатами исследований скважин позволило профессору Щелкачёву выдвинуть предложение о том, что девонский пласт должен разрабатываться только в условиях упруговодонапорного режима. В то время представления об упругом режиме пластов были мало кому известны, поэтому в начале 1945-го он сделал сообщение по этому вопросу новому наркому нефтяной промышленности Николаю Байбакову (1911–2008). А затем последовал обстоятельный доклад в Институте механики АН СССР. Таким образом, профессор Щелкачёв непосредственным образом подключился к разработке крупнейших нефтяных месторождений Волго-Уральского региона. Заслуженной наградой за его плодотворную деятельность в военный период стала медаль «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

## НА ВЕРШИНЕ НАУЧНОГО ОЛИМПА

В 1950 г. Щелкачёв в составе группы учёных и специалистов был удостоен Сталинской премии 1-й степени «за разработку и освоение законтурного заводнения Туймазинского нефтяного месторождения, значительно повысившего его нефтеотдачу». В 1952 г. его включили в состав редакционной коллегии авторитетного отраслевого журнала «Нефтяное хозяйство».

В 1950 годах под его руководством коллектив кафедры теоретической механики Московского нефтяного института провёл целую серию комплексных исследований по вопросам разработки нефтяных месторождений. При этом учёным пришлось выполнить многочисленные гидродинамические расчёты, критически проанализировать отечественный и зарубежный опыт разработки нефтяных месторождений и опубликованную литературу по этим вопросам.

В 1963 г. профессор Щелкачёв был включён в состав Центральной комиссии по освоению нефтяных месторождений. Он стал официальным экспертом по крупнейшим месторождениям – Ромашкинскому в Татарской АССР и Самолторскому в Тюменской области. Щелкачёв – один из самых активных участников обсуждения различных проблем разработки месторождений, который всегда настойчиво отстаивал собственную точку зрения.



В 1997 г. профессор В. Н. Щелкачёв был награждён орденом «За заслуги перед Отечеством» IV степени



Книга воспоминаний профессора В. Н. Щелкачёва «Дорога к истине» была издана в ноябре 2007 г.

В 1964 г. по его инициативе в Московском нефтяном институте создали лабораторию по изучению передового зарубежного опыта освоения нефтяных и газовых месторождений, плодотворно работающую и в настоящее время. В том же году он был утверждён заместителем председателя Научно-ме-

тодического совета по теоретической механике при Министерстве высшего образования СССР.

За свою долгую жизнь профессор Щелкачёв стал автором 290 научных работ, в том числе монографий: «Движение вязкой жидкости по трубе, внутри которой расположены трубки меньшего диаметра» (1931), «Интерференция скважин и теория пластовых водонапорных систем» (1939), «Подземная гидравлика» (1949), «Избранные труды» (в 3-х т., 1990), «Анализ разработки крупнейших нефтяных месторождений СНГ и США» (1994), «Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта» (2004) и др. Он подготовил 40 кандидатов и 17 докторов технических наук. И до последних дней жизни принимал активное участие в научной деятельности кафедры теоретической механики РГУНГ им. И. М. Губкина.

За заслуги перед Родиной он награждён высокими правительственными наградами. Удостоен званий – Заслуженный деятель науки и техники РСФСР, Почётный работник нефтяной промышленности, Почётный работник высшего образования России, Лауреат Сталинской премии 1-й степени. Он награждён орденами Ленина, Трудового Красного Знамени, За заслуги перед Отечеством IV степени и многими медалями. Его портрет помещён в Галерею славы Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина.

Профессор Владимир Щелкачёв ушёл из жизни 13 апреля 2005 г. и был похоронен в Москве на Хованском кладбище, рядом с могилой его супруги.

К 100-летию со дня рождения Владимира Николаевича Щелкачёва, в ноябре 2007 г., в московском издательстве «Нефтяное хозяйство» вышла книга воспоминаний «Дорога к истине», основанная на неопубликованных при жизни рукописных записках, хранившихся в его личном архиве. Это увлекательный рассказ о важных событиях в жизни этого удивительно скромного человека и талантливого учёного, связанных с ключевыми этапами развития отечественной нефтяной отрасли, о замечательных людях, с кем сводила судьба. И как заключительный аккорд повествования звучат его проникновенные слова: «Сейчас, на закате жизни, хотел бы отметить потрясающее для меня явление. Я никогда не думал, что доживу до 97 лет и увижу то, как воплотятся мои идеи... Для меня это великое счастье!»

# Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



**7 декабря 2017**

## НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

- OIL-GAS.RU** — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа



**15 марта 2018**

## НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

- OIL-GAS.RU** — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования



**31 мая 2018**

## НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

- OIL-GAS.RU** — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового строительства



**12 сентября 2018**

## НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

- OIL-GAS.RU** — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий



**17 октября 2018**

## НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками — нефтегазовыми компаниями

- OIL-GAS.RU** — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

# ITE Oil&Gas

**2017–2018**

## НЕФТЕГАЗОВЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ ITE



# Global Oil&Gas



**Connecting  
your business  
to the world**

## АЗЕРБАЙДЖАН

CASPIAN OIL & GAS

25-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

**5–8 июня 2018 | Баку**



## ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

AFRICA INDEPENDENTS FORUM

**май 2018 | Лондон**

## ГРЕЦИЯ

GLOBAL OIL & GAS SOUTH EAST  
EUROPE AND MEDITERRANEAN  
3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«НЕФТЬ И ГАЗ  
ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И  
СРЕДИЗЕМНОМОРСКОГО РЕГИОНА»

**27–28 сентября 2017 | Афины**

## ИНДИЯ

IORS

24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НЕФТЬ И ГАЗ ИНДИИ»

**сентябрь 2017 | Мумбаи**

## КАЗАХСТАН

KIOGE

25-я КАЗАХСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И  
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

**4–6 октября 2017 | Алматы**



## РОССИЯ

### МIOGE

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»

**18–21 июня 2018 | Москва  
Крокус Экспо**



### RPGC

14-й РОССИЙСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС  
в рамках выставки  
«НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2018

**18–19 июня 2018 | Москва  
Крокус Экспо**

## ТУРКМЕНИСТАН

OGT

22-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»

**2–3 ноября 2017 | Ашхабад**

## УЗБЕКИСТАН

OGU

22-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И  
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

**16–18 мая 2018 | Ташкент**



## ЮЖНО-АФРИКАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

AFRICA OIL WEEK

24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА  
«АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ»

**23–27 октября 2017 | Кейптаун**

## ОРГАНИЗАТОР

Международная Группа компаний ITE — лидер в организации выставок в России и одна из ведущих выставочных компаний мира.

За 25-летнюю успешную историю развития создана **международная сеть офисов ITE: более 30 офисов в 17 странах мира, в том числе 5 офисов в России.**

**Портфель нефтегазовых мероприятий ITE** включает выставки и конференции в различных регионах мира, по праву являющиеся ключевыми событиями отрасли в своих странах.

ITE неоднократно являлась Организатором или Партнером нефтегазовых и энергетических мероприятий мирового масштаба, в т.ч.:

- Мировой нефтяной конгресс / WPC (2005 г., ЮАР; 2008 г., Испания; 2014 г., Россия)
- Международная конференция и выставка по сжиженному природному газу / LNG-16 (2010 г., Алжир)
- Мировой энергетический конгресс / WEC (2013 г., Южная Корея; 2016 г., Турция).



### ITE МОСКВА

+7 (499) 750 0828  
oil-gas@ite-expo.ru  
www.mioe.ru

### ITE GROUP PLC

+44 (0) 207 596 5011  
og@ite-events.com  
www.oilgas-events.com