

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ

27–30 июня 2017
КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • Залы 13 и 14
www.mioge.ru



13-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС
в рамках выставки

МОСКВА
МВЦ "КРОКУС ЭКСПО"
www.oilgascongress.ru

Впервые

- 40 мероприятий Технической программы выставки от ведущих экспертов отрасли
- 8 тематических разделов выставки

**ДО ВСТРЕЧИ
В ИЮНЕ
В КРОКУС ЭКСПО!**

ст. метро МЯКИНИНО

НЕФТЬ РОССИИ № 3 2017

РЕКЛАМА

Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Март
2017

<https://neftrossii.ru>

НГК-2030:
цифровой, оптический
и роботизированный

Энергобаланс будущего:
каким он станет?

Вызовы «молодого»
сервисного рынка

Кто победит в борьбе
за автолюбителя?

Американские
«пляски на Аляске»

Российская нефть: расписание на послезавтра

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Ставка на интеллект

При новой парадигме развития нефтяного рынка в выигрыше окажется тот, кто сможет предложить наиболее «умные» решения старых проблем

Валерий АНДРИАНОВ

Происходящие ныне пертурбации на глобальном нефтяном рынке очень хочется объяснить «временными трудностями». Мол, это всего лишь очередной ценовой цикл, каких отрасль немало повидала на своём веку. В самом деле, ей не привыкать к низким ценам на «чёрное золото», едва покрывающим себестоимость добычи, и к затовариванию рынка сырьём. Может быть, и на этот раз всё обойдётся и котировки вновь пойдут вверх, а вернувшаяся к бурному росту мировая экономика будет «с руками отрубать» всё новые и новые партии энергоресурсов?

Никто не спорит: колебания конъюнктуры весьма характерны для нефтяного рынка. И отнюдь не исключено, что НГК, оказавшийся ныне на голодном инвестиционном пайке, отреагирует на это снижением добычи сырья. Следовательно, цены на него пойдут вверх.

Но это сценарий, в лучшем случае, завтрашнего дня. А уже послезавтра отрасль неизбежно ждёт смена парадигмы. Ценовые горки могут смениться долгим спуском вниз, завершающимся лишь с окончанием «эры нефти». Это будет обусловлено как изменениями внутри самой нефтегазовой промышленности, так и усилением конкуренции с другими видами энергоресурсов. И надо уже сегодня начинать готовиться к такому сценарию.

Недавние высокие цены на нефть сместили на второй план вопрос о себестоимости добычи. Благодаря заоблачным котировкам рентабельной оказывалась разработка самых «экзотических» запасов. Теперь же ситуация коренным образом поменялась. В категорию неэффективных перешли громадные ресурсы, в том числе залегающие на российском арктическом шельфе. Но чем их заменить?

Как отмечает наш автор К. Сергеев, даже для поддержания в долгосрочной перспективе производства «чёрного золота» на текущем уровне российским операторам уже сегодня стоит серьёзно задуматься о расширении геологоразведочных работ в целях своевременной замены выработанных месторождений. В частности, согласно подсчётам экспертов Ernst & Young, для сохранения существующих объёмов производства российские нефтяники должны будут к 2025 г. добывать из новых месторождений до 20 млн т, а к 2030-му – уже 90 млн т «чёрного золота». И если раньше расчёт делался именно на арктический шельф, то теперь, судя по всему, необходимо искать другие источники (см. статью «Российская нефть: расписание на послезавтра»).

Впрочем, чтобы выдержать жёсткую конкуренцию с другими странами-производителями, имеющими низкие издержки, надо не только располагать «дешёвыми» запасами, но и снижать себестоимость по всей вертикали нефтяного производства. А этого можно добиться только на основе использования последних достижений научно-технического прогресса.

Как подчёркивают учёные Института проблем нефти и газа РАН, необходимо развитие собственных интеллектуальных нефтегазовых технологий, способных повысить конкурентоспособ-

ность НГК и нивелировать влияние санкций. А для этого требуется системная интеграция перспективных разработок РАН. Российская наука способна создавать прорывные инновации по всей производственной цепочке нефтегазового комплекса, включая прогноз, поиск, разведку, разработку нефтяных и газовых месторождений, транспортировку и переработку нефти и газа (см. статью А. Дмитриевского и Н. Ерёмина «НГК-2030: цифровой, оптический и роботизированный»).

Вместе с тем, надо готовиться не столько к внутренним, сколько к внешним вызовам. Прежде всего, они связаны с двумя факторами – повышением энергоэффективности и развитием возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Как отмечает наш автор Татьяна Невзорова, интерес к этим направлениям постоянно повышается. Так, в 2016 г. 117 банков из 42 стран, присоединившихся к Программе повышения энергоэффективности, выделили 4 трлн долларов на реализацию соответствующих проектов. Важное новшество, которое будет определять прогресс глобальной энергетики в ближайшие десятилетия – «интеллектуальные» счётчики, позволяющие оптимизировать потребление электроэнергии.

Что касается альтернативной энергетики, то, по данным Bloomberg New Energy Finance, в прошлом году во всём мире в ВИЭ (в том числе в крупные ГЭС) было инвестировано около 287,5 млрд долларов. Примечательной тенденцией последнего времени стал нарастающий бум прибрежной ветроэнергетики. Её можно назвать «самым ярким пятном» в глобальной инвестиционной картине 2016 г. За прошлый год капитальные вложения в неё составили 29,9 млрд долларов, что на 40% больше, чем в предыдущем году (см. статью «Энергобаланс будущего: каким он станет?»).

Непростая ситуация складывается и на топливном рынке. Спрос на бензин и дизель может сократиться как вследствие повышения эффективности двигателей внутреннего сгорания, так и в связи с активным наступлением электромобилей. Как подчёркивают эксперты компании VYGON Consulting, за последние 20 лет средние расходы топлива для бензиновых и дизельных модификаций личного транспорта сократились на 26–30%. Лёгкие грузовики стали потреблять на 18% меньше бензина и на 25% дизеля. А тяжёлые дизельные грузовики теперь экономичнее на 20%. В перспективе эта тенденция будет только нарастать (см. статью «Кто победит в борьбе за автомобиль?»).

Таким образом, нефтяная промышленность «обложена» со всех сторон. Ей будет с каждым годом всё труднее поддерживать свою конкурентоспособность. Поэтому надо забыть о старой парадигме и не надеяться на новый взлёт цен. Сегодня побеждает не тот, кто обладает наибольшими запасами сырья. И даже не тот, кто располагает значительными финансовыми средствами. Преимущество на стороне того, кто способен предложить и внедрить интеллектуальные технологии, эффективно решающие проблемы производства и потребления энергии. А значит, у российской «нефтянки» нет иного выхода, как превращаться из «ресурсной» отрасли в «интеллектуальную».

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

**Нефть
россии**
АНАЛИТИЧЕСКИЙ 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)

и

**НЕФТЯНОЙ
СЕРВИС**

16+

Журнал «Нефтяной сервис»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53537,
выдано 04.04.13 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

Генадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленников

Александр РОМАНИХИН
Президент Союза производителей нефтегазового
оборудования

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

Над выпуском работала:
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

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

e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: https://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 28.03.2017

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».
Изучение геологических карт. 2016 г.



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Ставка на интеллект

При новой парадигме развития нефтяного рынка в вы-
игрыше окажется тот, кто сможет предложить наиболее
«умные» решения старых проблем

1

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

А. ДМИТРИЕВСКИЙ,

академик РАН, доктор геолого-минералогических
наук, научный руководитель;

Н. ЕРЁМИН,

доктор технических наук, заведующий Аналитиче-
ским центром научно-технического прогнозирования
в нефтегазовой отрасли

(Институт проблем нефти и газа РАН, РГУ нефти и га-
за (НИУ) имени И. М. Губкина)

НГК-2030: цифровой, оптический и роботизированный

Коренная модернизация отрасли на базе программ им-
портозамещения позволит вовлечь в разработку «труд-
ные» запасы и увеличить добычу нефти

4



К. СЕРГЕЕВ

Российская нефть: расписание на послезавтра

Участие западных компаний в геологоразведке и добыче
на территории РФ при определённых условиях было бы
крайне выгодно обеим сторонам

11

М. БЕЛОВА,

директор по исследованиям;

А. БЫЛКИН,

старший консультант;

Е. КОЛБИКОВА,

аналитик

(VYGON Consulting)

Кто победит в борьбе за автолюбителя?

В отличие от ТС на газе и топливных смесях, на стороне
электромобиля продолжает работать как научно-техни-
ческий прогресс, так и фактор топливной экономии

17



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»

ДЕЛА КОМПАНИЙ**Четверть века по пути инноваций**

За 25-летнюю историю развития РИТЭК добился больших успехов в сфере разработки и внедрения новых технологий добычи углеводородов

22**АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КПМГ**

А. УСОВ,
партнёр, руководитель практики по работе с компаниями нефтегазового сектора;
К. РЫБАКОВ,
партнёр;
Р. СУЛТАНОВ,
старший менеджер
Группа операционной эффективности
КПМГ в России и СНГ

Когда низко висят плоды уже собраны...

Как найти возможности для оптимизации функции снабжения?

24**РЕСУРСЫ****Т. НЕВЗОРОВА****Энергобаланс будущего: каким он станет?**

Ряд глубоких изменений на глобальном энергетическом рынке создают дополнительные риски для углеводородного сектора

28**НЕФТЕПРОДУКТЫ****Масла ЛУКОЙЛ: эффективные решения для «нефтянки»**

Оригинальные разработки российского лидера открывают новые возможности для техники и оборудования

32

«Лукойл»

СЕРВИС

Александра УТОЧКИНА,
ведущий аналитик исследовательской компании
«Текарт»

Вызовы «молодого» рынка

Несмотря на падение цен на нефть, нефтегазовый сектор имеет в России неплохие перспективы развития

36**МИРОВОЙ РЫНОК****К. СЕРГЕЕВ****Пляски на Аляске**

Компании США лишены возможности как освоения собственной арктической нефти, так и участия в аналогичных проектах в России

42

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

В единстве сила

Обзор международных и региональных организаций в области энергетики

49**ЛЮДИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ**

А. МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук, действительный член
РАЕН

Гражданский подвиг геолога Тихоновича

К 145-й годовщине со дня рождения выдающегося русского геолога-нефтяника

56



НГК-2030: цифровой, оптический и роботизированный

Коренная модернизация отрасли на базе программ импортозамещения позволит вовлечь в разработку «трудные» запасы и увеличить добычу нефти

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ,
академик РАН, доктор геолого-минералогических наук,
научный руководитель Института проблем нефти и газа РАН;
Николай ЕРЁМИН,
доктор технических наук, заведующий Аналитическим центром
научно-технического прогнозирования в нефтегазовой отрасли
(Институт проблем нефти и газа РАН, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина)

В проекте Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017–2030 гг. цифровая экономика определяется как деятельность, в которой ключевыми факторами производства являются данные, представленные в цифровом виде.

С нашей точки зрения, краеугольный камень цифровой экономики страны – цифровая нефтегазовая промышленность, сформированная на новой парадигме цифрового развития нефтегазового дела, роста капитализации (стоимости основных активов) компаний и отрасли в целом [1].

Один из безусловных приоритетов внутренней политики России – научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса. В ближайшее время предстоит осуществить эволюционный переход к безлюдным и цифровым технологиям добычи углеводородов на больших глубинах, шельфах морей (в том числе Северного Ледовитого океана), к их добыче из нефтяных сланцев, к эксплуатации нефтяных и газовых месторождений на поздних стадиях разработки, к транспортировке газа и нефти на большие расстояния по трубопроводам, производству сжиженного природного газа (СПГ), синтетического бензина и синтетического дизельного топлива [12, 13, 14, 15].

РАЗВИТИЕ В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ

Отечественный НГК столкнулся с серьёзными вызовами, угрожающими его эффективному развитию, – нестабильностью мирового энергетического рынка, высокой зависимостью от иностранных передовых технологий (в том числе морских), а также от внешней политики других стран, которые ввели санкции с целью подорвать нефтегазовую отрасль. К серьёзным внешним вызовам следует отнести и влияние низких цен на производство энергоресурсов. Происходит снижение добычи нефти из глубоководных месторождений, низкопроницаемых коллекторов, нефтеносных песчаников, на арктическом шельфе.

Зависимость отечественных нефтегазовых компаний от зарубежного оборудования, по оценкам Министерства промышленности и торговли РФ, в среднем составляет 50–60%. С учётом услуг, которые оказывают российские «дочки» иностранных компаний, доля импортного оборудования и технологий может достигать 75%.

По данным Минэнерго, доля отечественных и локализованных технологий

при добыче традиционной нефти достигает 80%, трудноизвлекаемых запасов – от 40 до 60%, при реализации шельфовых проектов – менее 20% [20, 21].

С 2014 г. объектами экономических санкций со стороны США и ЕС являются:

- высокотехнологичные процессы, важные для разработки трудноизвлекаемых ресурсов и бурения;
- импортная электроника, используемая для комплектования морских нефтедобывающих платформ и подводно-добычных комплексов;
- оборудование для строительства подводных трубопроводов и заводов по сжижению газа [20, 21].

Высокая зависимость от иностранных компаний может угрожать долгосрочной энергетической и экономической безопасности страны [16, 17]. Для снижения рисков руководство страны поставило задачу развития отечественной промышленности и осуществления импортозамещения в энергетике. Эта цель имеет приоритетное значение для обеспечения устойчивого функционирования ТЭК в будущем вне зависимости от геополитических обстоятельств.

Необходимо развитие собственных интеллектуальных нефтегазовых технологий, способных повысить конкурентоспособность НГК и нивелировать влияние санкций. А для этого требуется системная интеграция перспективных разработок РАН. Российская наука в состоянии обеспечить непрерывный процесс формирования научно-технического задела и создания прорывных инструментальных, технических и технологических инноваций по всей производственной цепочке нефтегазового комплекса, включая прогноз, поиск, разведку, разработку нефтяных и газовых месторождений, транспортировку и переработку нефти и газа [20, 21, 22, 23, 25].

ГЛАВНЫЙ ВЫЗОВ – СТРУКТУРА ЗАПАСОВ

Среди внутренних вызовов для российского НГК следует особо выделить изменение структуры запасов. Оно обусловлено вступлением нефтяных месторождений, в том числе крупных и гигантских (Самотлорское, Ромашкинское и другие), в завершающий период разработки и сокращением в связи с этим добычи лёгкой маловязкой нефти. Балансовые запасы нефти категорий АВС₁ в России превышают 18 млрд т, из них две трети относятся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ). Степень вы-

работанности разведанных запасов достигает 55%, нефтеотдача – 30%, уровень разведанности начальных суммарных ресурсов – 46%. По оценке ГКЗ, в истощающихся месторождениях содержится 3,9 млрд т нефти с обводнённостью более 90%.

Анализ прогнозных ресурсов углеводородов свидетельствует, что России ещё предстоит открыть около 60% нефтяных и более 70% газовых и газоконденсатных месторождений.

Анализ прогнозных ресурсов углеводородов свидетельствует, что России ещё предстоит открыть около 60% нефтяных и более 70% газовых и газоконденсатных месторождений. Поэтому необходимо реализовать масштабные работы по поиску, разведке и освоению углеводородных ресурсов в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях в регионах Восточной Сибири, Крайнего Севера и арктического шельфа. Требуется также организовать добы-

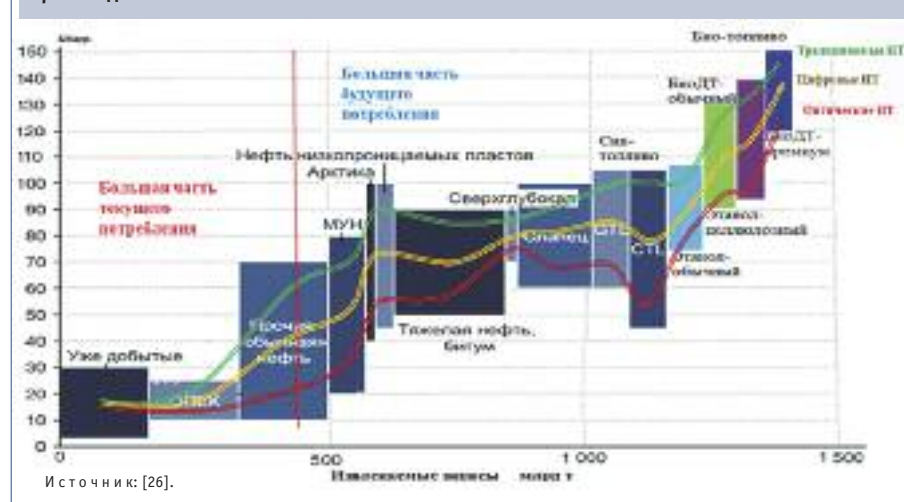
проблем нефти и газа РАН и ГИН РАН. В ходе реализации данного проекта планируется, в частности, впервые создать скважинную и поверхностную антенную решётку для мониторинга сложных процессов миграции углеводородов в верхних слоях мантии [5].

К внутренним рискам также следует отнести следующие аспекты: низкий уровень цифровизации и интеллектуализации нефтегазовых скважин и месторождений; незначительный фонд эксплуатационных скважин, управляемых в режиме реального времени; отсутствие государственных и региональных программ для моногородов в старых нефтегазоносных регионах [18, 19].

Цифровизации НГК препятствует отсутствие следующих документов [3]:

- Государственной программы цифровизации;
- Положения о заявительном характере НИОКР по принципу «одного окна» по аналогии с Китаем, Индией, США и ЕС. Это позволило бы использовать научный потенциал институтов РАН и нефтегазовых университетов;
- Государственной программы конвертирования аэрокосмических и атомных технологий в безлюдные нефтегазовые;

Рис. 1. Прирост запасов нефти за счёт цифровизации и оптимизации нефтегазового производства



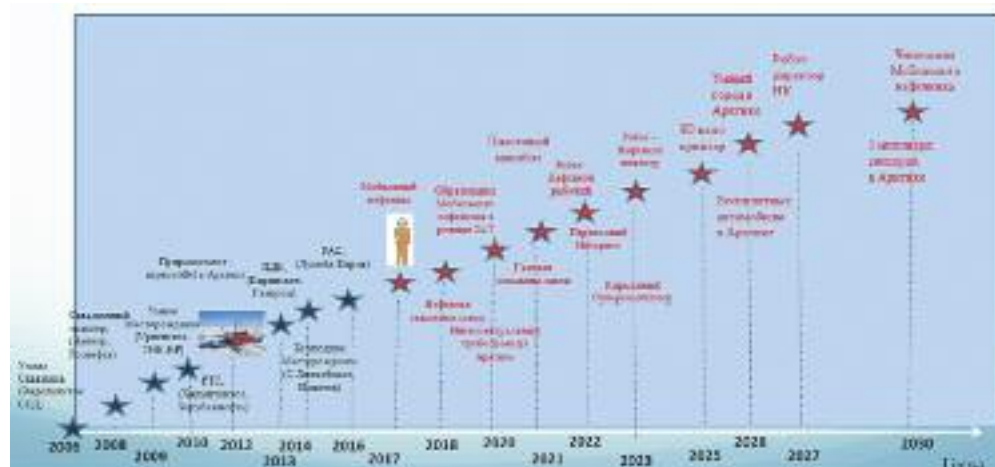
чу нефти на больших глубинах в Западной Сибири (5–7 км) и Прикаспийской впадине (6–8 км), в зонах действия высоких температур и давлений, из месторождений сложного состава, содержащих агрессивные газы (см. рис. 1).

Президенты России и Казахстана уже одобрили проект бурения самой глубокой скважины в мире (15 км). Его инициаторами от России являются Институт

- Государственной программы оптимизации нефтегазового производства [26];
- единых протоколов (стандартов) передачи больших объёмов геоданных (Big GeoData).

По оценке учёных ИПНГ, в случае неинновационного развития НГК добыча может снизиться к 2022 г. на 45–50 млн т. Для извлечения лёгкой маловязкой нефти необходимо создать высокоэффективные

Рис. 2. Эволюция цифровизации нефтегазовой отрасли России



Источник: [3].

инновационные технологии – цифровые, интеллектуальные, роботизированные, оптоволоконные.

Столь же масштабные задачи по созданию новых инновационных технологий стоят перед газовой промышленностью. Гигантские месторождения сеноманского газа – Уренгойское, Ямбургское, Медвежье – также вступили в период падающей добычи. Необходимы новые подходы к разработке гигантских месторождений с низконапорным газом.

Серьёзные проблемы связаны с эксплуатацией старых и со строительством новых трубопроводных систем. Значительная часть действующих нефте-, газо- и продуктопроводов достигли или приближаются к завершению проектного срока службы. Большинство подземных хранилищ, обеспечивающих надёжность и стабильность поставок газа потребителям, в связи с известными событиями 1990-х оказались за пределами России.

Следует отметить и позитивные факторы. Коэффициенты эксплуатации основных фондов компаний возрастают за счёт цифровизации, интеллектуализации, роботизации и оптимизации всей производственной цепочки добычи нефти и газа (см. рис. 2). У лидеров в области инноваций – «Газпрома», «Роснефти» и «ЛУКОЙЛа» – эксплуатационные затраты на добычу нефти самые низкие среди ведущих мировых компаний. Так, «Роснефть» в сотрудничестве с ВР добилась снижения эксплуатационных затрат до 2,3 долл./барр., «ЛУКОЙЛ» – до 3,5 долл./барр.¹

¹ Материалы II Конференции «Технологии в области разведки и добычи» ПАО «Роснефть», 4–5 октября 2016 г.

СНИЖЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ

Основная предпосылка к внедрению интеллектуальных технологий и организации цифрового месторождения – существенное снижение эксплуатационных затрат, что, в свою очередь, приводит к увеличению извлекаемых запасов нефти и газа. Если первое положение (снижение эксплуатационных затрат) достаточно широко известно в профессиональных кругах, то второе (увеличение извлекаемых запасов УВ) комментируется достаточно узким кругом специалистов.

С момента начала добычи нефти, с середины XIX столетия, в основном разрабатывались месторождения с лёгкой, маловязкой нефтью. Достигнутая общемировая средняя нефтеотдача по таким месторождениям составляет 30% (в Западной Сибири – 29%), то есть 70% открытых ресурсов нефти остаются лежать нетронутыми в нефтенасыщенных горизонтах. Снижение

У лидеров в области инноваций – «Газпрома», «Роснефти» и «ЛУКОЙЛа» – эксплуатационные затраты на добычу нефти самые низкие среди ведущих мировых компаний. Так, «Роснефть» добилась снижения эксплуатационных затрат до 2,3 долл./барр., «ЛУКОЙЛ» – до 3,5 долл./барр.



«Газпром нефть»



эксплуатационных затрат позволяет извлечь эти остаточные запасы за счёт незначительных вложений в цифровизацию и интеллектуализацию месторождений (соответственно 1–2 и 3–4 доллара на 1 баррель добытой нефти).

По оценке Cambridge Energy Research Associates (CERA), внедрение интеллектуальных технологий позволит увеличить среднюю нефтеотдачу до 50%. Общие затраты на цифровизацию и интеллектуализацию нефтегазовой отрасли РФ в ближайшие 5–15 лет могут достичь от 500 млн до 2 млрд долларов в год.

Профильный комитет Госдумы по энергетике поддержал предложения РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина и ИПНГ РАН по цифровизации и интеллектуализации нефтегазовой отрасли РФ. Они направлены на то, чтобы «восстановить эффективную добычу лёгкой маловязкой нефти обводненных месторождений, вступивших в позднюю стадию разработки, в недрах которых ещё остаётся 50–70% нефти, продлить жизнь крупных и гигантских месторождений, возродить старые регионы нефтегазодобычи»².

Для возрождения старых гигантских месторождений, находящихся на поздней или завершающей стадии разработки, и выработки крупных остаточных запасов «сухого» газа необходимо использование недорогих высокотехнологичных цифровых и интеллектуальных инноваций, а

Для возрождения старых гигантских месторождений, находящихся на поздней или завершающей стадии разработки, и выработки крупных остаточных запасов «сухого» газа необходимо использование недорогих высокотехнологичных цифровых и интеллектуальных инноваций, а также создание центров интегрированных или цифровых операций.

также создание центров интегрированных или цифровых операций [6, 7].

В традиционных районах добычи требуется решить задачу максимально полного извлечения запасов низконапорного «сухого» газа из старых месторождений за счёт внедрения высокотехнологичных цифровых и интеллектуальных инноваций и управления эксплуатацией месторождений в режиме реального времени [20, 21, 22, 23, 25]. А в среднесрочной перспективе – ввести в эксплуатацию уже разведанные запасы «жирного» газа, содержащие тяжёлые гомологи метана.

ЭФФЕКТЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ

На начало 2016 г. количество цифровых месторождений (включая те, на которых был частично внедрён ряд элементов цифровых технологий) в мире достигло 240; число интеллектуальных месторождений – 2. В том числе в РФ действует 27 цифровых месторождений («Роснефть» – 10, «Газпром» – 7, «ЛУКОЙЛ» – 5,

«НОВАТЭК» – 2, «Татнефть», «РИТЭК», «Зарубежнефть» – по одному). Российский подход к строительству цифрового месторождения от зарубежного принципиально не отличается.

Хотелось бы отметить, что «идеального цифрового месторождения» ни в РФ, ни за рубежом не существует. Каждая компания развивает и внедряет те элементы цифровых и интеллектуальных технологий, которые наиболее пригодны для того или иного объекта.

За рубежом первое цифровое месторождение было запущено в эксплуатацию в 2001 г., в РФ – в 2008-м. Лидеры внедрения данной технологии за границей – компании Shell и BP, все остальные корпорации – как зарубежные, так и российские – являются последователями. Как правило, они отстают по внедрению инновационных интеллектуальных технологий от лидеров на 3–5 лет.

Представителями отечественной нефтегазовой отрасли наиболее востребованы следующие «умные» технологии:

- строительство цифровых нагнетательных и добывающих скважин;
- создание центров управления операциями в режиме реального времени;
- организация оптоволоконных систем сбора, передачи исходных данных и управляющих параметров [20, 21, 22, 23, 25, 26].

Количество цифровых скважин в мире на начало 2016 г. превысило 50 тыс., из них в России – более 2 тыс. единиц. Компания Shell в 2016 г. завершила перевод всего своего фонда эксплуатационных скважин на режим дистанционного управления в реальном времени.

Внесение изменений в налоговую систему в части стимулирования перехода

² См. решение Комитета по энергетике ГД № 3.255/114 от 11 декабря 2015 г. «Наука и производство: применение инновационных разработок в нефтегазодобыче»; решение Комитета по энергетике ГД № 3.25-5/116 от 23 декабря 2015 г. по результатам проведения «круглого стола» 30 ноября 2015 г. «Импортозамещение нефтегазового оборудования как основа экономической и энергетической безопасности».

Импортзамещение оптических волокон

В настоящее время США, Великобритания, Германия и Япония резко ограничили поставки специальных оптических волокон с уникальными параметрами для освоения шельфовых месторождений [4, 10]. Оказались недоступны радиационно стойкие оптические волокна, а также волокна для волоконных лазеров. В небольших объёмах спецволокна двойного назначения могут изготавливаться «под заказ» в лабораторных условиях в институтах РАН. Однако при отсутствии технологических регламентов весьма сложно обеспечить воспроизводство характеристик от образца к образцу [20, 21].

Перспективная потребность российских нефтегазовых предприятий в специальных оптических волокнах для цифровых и интеллектуальных месторождений и скважин оценивается в 5 млрд руб. Данные изделия широко востребованы и в иных отраслях промышленности и науки: для электронных трансформаторов тока и напряжения, интеллектуальных распределительных систем, си-



стем энергоснабжения кораблей. Радиационно стойкие оптические волокна необходимы для создания долговечных отказоустойчивых систем измерения и автоматизации объектов атомной энергетики. Значительное потребление специальных оптических волокон ожидается в оборонных отраслях при создании новых высокотехнологичных и интеллектуальных лазерных систем вооружений и средств противодействия.

Организация промышленного производства специальных оптических волокон позволит развить на их основе выпуск оптоволоконных приборов и систем измерения двойного назначения с объёмом рынка по России примерно до 50 млрд рублей.

Специальные оптические волокна востребованы и на мировом нефтегазовом рынке. Это обусловлено растущим неудовлетворённым спросом, в первую очередь в Китае.

НГК на цифровой формат производства обеспечит внедрение цифровых и интеллектуальных технологий. Это приведёт к повышению коэффициента извлечения нефти. В результате суммарный прирост запасов составит около 3 млрд т до 2030 г. А объём дополнительно добытой нефти достигнет 60 млн т в год.

Цифровизация и интеллектуализация нефтегазовой отрасли на базе программ импортзамещения позволят обеспечить увеличение добычи нефти, поставку на внутренний и внешний рынки новой

нефтегазохимической продукции (синтетического бензина, синтетического ДТ). Это снизит зависимость страны от экспорта первичных ресурсов, а также активизирует инновационные процессы и модернизацию смежных отраслей экономики с одновременным созданием новых высокопроизводительных рабочих мест.

Основные задачи цифровой нефтегазовой экономики – это создание:

- инструментального базиса для цифровизации, оптикализации, роботизации нефтегазового дела;

- технического базиса с целью организации оперативного мониторинга в режиме реального времени: эксплуатационного фонда скважин (свыше 180 тыс. нефтяных и 17 тыс. газовых); лицензионных соглашений по поиску, разведке и разработке; мирового нефтегазового производства;

- технологического базиса с целью конверсии аэрокосмических и атомных технологий в безлюдные нефтегазовые (скважинные, пластовые и подлёдные роботы).

От цифровизации нефтегазовой экономики ожидаются следующие результаты:

- эксплуатационный фонд скважин, дистанционно управляемых в режиме реального времени: 2020 г. – 40 тыс. шт. (из них газовых – 10 тыс.); 2030 г. – 100 тыс. (газовых – 17 тыс.);

- прирост капитализации нефтегазовых компаний в процентах к 2016 г.: 2020 г. – 20%; 2030 г. – 100%; 2035 г. – 150%;

- суммарный прирост запасов лёгкой маловязкой нефти: 2020 г. – 0,2 млрд т; 2030 г. – до 2,5 млрд т; 2035 г. – до 3 млрд т;

- увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН): 2016 г. – 29%; 2020 г. – 31–32%; 2030 г. – 40–42%, 2035 г. – 45–50%;

- увеличение нефтедобычи до 620–630 млн т к 2035 г.

Индикаторами поступательного развития цифровой нефтегазовой отрасли можно рассматривать следующие показатели:

- прирост капитализации компаний, млрд руб.;

- снижение удельных капитальных затрат на добычу, руб./т;

- уменьшение удельных эксплуатационных затрат на добычу, руб./т;

- количество центров интегрированных операций на цифровых месторождениях, штук;

- площадные (донные) оптоволоконные антенны для постоянно действующего мониторинга месторождений, тыс. км², либо % от общей площади месторождений;

- скважинные оптоволоконные распределённые антенны, тыс. км²;

- эксплуатационный фонд скважин, дистанционно управляемых в режиме реального времени, штук;

- оптоволоконные точечные сенсоры, тыс. шт.;

- интеллектуальный трубопровод, тыс. км;

- количество мобильных нефтегазовых рабочих и ИТР, оснащённых пере-

носным оборудованием и средствами связи в режиме реального времени, тыс. чел.;

- число интегрированных моделей месторождений (ГОСТ 56450-2015), штук.

Итак, наиболее актуальными направлениями развития нефтегазовой отрасли до 2030 г. являются следующие:

- создание новой цифровой нефтегазовой промышленности для безлюдного освоения углеводородных ресурсов в российской 200-мильной морской экономической зоне, а также в Арктике, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке;

- ускоренное импортозамещение подводных (подлёдных) заводов и добычных комплексов для освоения арктических ресурсов углеводородов;

- формирование благоприятных стимулирующих условий для развития ресурсно-инновационной деятельности, направленной на цифровизацию и интеллектуализацию нефтегазовой отрасли, на коренное обновление отечественной производственно-технологической базы освоения арктических ресурсов нефти и газа;

- государственная поддержка и развитие научно-технических работ, технологий и промышленного производства спецволокна на базе имеющихся заделов;

- распространение опыта создания цифровых месторождений в целях снижения капиталоемкости, ресурсоемкости и повышения энергоэффективности при освоении новых и эксплуатации старых месторождений нефти и газа на море и на суше;

- разработка Государственной программы интеллектуализации нефтегазовой отрасли и Государственной программы конверсии аэрокосмических технологий в арктические нефтегазовые [8, 9];

- обеспечение перевода процессов управления нефтегазовым производством, фондом эксплуатационных скважин в режим реального времени, внедрение низкзатратных высокотехнологичных, цифровых и интеллектуальных нефтегазовых инноваций;

- организация постоянно действующего оперативного мониторинга рационального использования недр, защиты окружающей среды, выполнения лицензионных соглашений, а также поведения ключевых игроков на мировом нефтегазовом рынке;

- обеспечение развития малых и средних нефтегазовых компаний для введения в оборот истощённых, мелких и очень мелких месторождений, залежей с низконапорным газом в старых добывающих регионах. Система стимулов должна быть направлена на продление срока работы промыслов, полное извлечение из недр остаточных запасов нефти, обеспечение занятости местного населения;

- экономическое стимулирование сокращения потребления водных ресурсов недропользователями при разработке нефтегазовых месторождений за счёт повышения качества подготовки нагнетаемой воды для поддержания пластового давления, в том числе за счёт использования низкоминерализованной («умной») воды [11];

- переобучение кадров, которые высвобождаются в рамках проводимой реструктуризации нефтегазовой отрасли с целью освоения новых высокотехнологичных специальностей – геологов, инженеров, операторов цифрового и интеллектуального нефтегазового производства; операторов роботизированных скважинных и процессинговых комплексов.

Литература

1. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2015. № 6. С. 10–16.
2. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. Нефтегазовый комплекс РФ – 2030: цифровой, оптический, роботизированный // Материалы II Всероссийской конференции «Конкурентоспособность и импортозамещение в нефтегазовом комплексе России». 15 декабря. 2016.
3. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. Цифровая нефтегазовая экономика / Материалы «круглого стола» «Мозговой штурм» по направлению «Цифровая экономика». – Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. 2 февраля. 2017.
4. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. Создание инструментальной, технической и технологической основы инновационного освоения нефтегазовых месторождений Арктики // Материалы VI Международного Форума «Арктика: настоящее и будущее», 5–7 декабря 2016. – Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный центр «Экспофорум». 5 декабря 2016 / рабочая сессия «Развитие научных исследований в Арктике», зал 9.
5. Скважинные сенсорные системы / Н. А. Ерёмин, А. Н. Дмитриевский, В. Г. Мартынов, С. П. Скопинцев, Ал. Н. Ерёмин // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 2. – С. 50–55.
6. Ерёмин Н. А., Дмитриевский А. Н. Цифровизация и интегрированные операции на нефтегазовых месторождениях // Партнёрский саммит по решениям Cisco для нефтегазового сектора. – М., Бизнес-центр «Крылатские холмы». 19 мая. 2016. – Материалы на CD.
7. Инновационные методы управления нефтегазодобычей на основе интегрированных операций / С. В. Волков, А. Н. Дмитриевский, Н. А. Ерёмин, Л. И. Тихомиров // III Национальный нефтегазовый форум. Москва. 18–21.04.2016 / Доклад на сессии «Современные информационные и цифровые технологии в ТЭК» 20.04.2016. – Материалы на CD.
8. Абукова Л. А., Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. О необходимости разработки Государственной программы интел-

лектуализации нефтегазовой отрасли // Интегрированные операции как инструмент повышения эффективности процесса нефтедобычи: Совместный семинар ИПНГ РАН и ITPS, Центр Cisco. 23 июня. 2016 г. – Материалы на CD.

9. Абукова Л. А., Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. OilNet и интегрированные операции // Интегрированные операции как инструмент повышения эффективности процесса нефтедобычи: Совместный семинар ИПНГ РАН и ITPS, Центр Cisco. 23 июня. 2016 г.

10. Обоснование новых технологий освоения месторождений в акваториях Азовского моря / Н. А. Ерёмин, О. Н. Сарданавили, Ю. Г. Богаткина, П. Г. Терещенко // Труды РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина. – 2016. – № 2/283. – С. 48–58.

11. Ерёмин Н. А., Ерёмин Ал. Н., Ерёмин Ал. Н. МПН/МУН – современное состояние и тренды развития // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 4. – С. 64–69.

12. Цифровизация и интеллектуализация нефтегазовых месторождений / А. Н. Дмитриевский, В. Г. Мартынов, Л. А. Абукова, Н. А. Ерёмин // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. – 2016. – № 2 (24). Апрель – июнь. – С. 13–19.

13. Дмитриевский А. Н., Мартынов В. Г., Абукова Л. А., Ерёмин Н. А. Вопросы цифровизации и интеллектуализации нефтегазовой отрасли // Тез. докладов. XXI Губкинские чтения «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России». Секция 5. Разработка и освоение месторождений УВ. – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина. 24–25 марта. 2016. С. 29–38.

14. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. Нефтегазовый комплекс РФ – 2030: цифровой, оптический, роботизированный печатный // Сб. материалов II Всероссийской конференции «Конкурентоспособность и импортозамещение в нефтегазовом комплексе». М. – РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, Союз нефтегазопромышленников России. 15 декабря 2016. С. 19–26.

15. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. Инновационный потенциал умных нефтегазовых технологий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 1. С. 4–9.

16. Богаткина Ю. Г., Пономарёва И. А., Ерёмин Н. А. Применение информационных технологий для экономической оценки инвестиционных проектов. – М.: МАКС Пресс, 2016. – 148 с. ISBN 978-5-317-05187-7.

17. Ерёмин Н. А., Богаткина Ю. Г., Лыдин В. Н. Проблемы разработки месторождений шельфа и методология их технико-экономической оценки // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – № 11. – С. 37–40.

18. Ерёмин Н. А., Дмитриевский А. Н., Тихомиров Л. И. Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 12. – С. 44–49.

19. Ерёмин Ал. Н., Ерёмин Н. А. Современное состояние и перспективы развития интеллектуальных скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 12. – С. 50–53.

20. Решение Комитета по энергетике ГД РФ шестого созыва № 3.25-5/114 от 11 декабря 2015 г. «Наука и производство: применение инновационных разработок в нефтегазодобыче».

21. Решение Комитета по энергетике ГД РФ шестого созыва № 3.25-5/116 от 23 декабря 2015 г. по результатам проведения «круглого стола». 30 ноября. 2015. «Импортозамещение нефтегазового оборудования как основа экономической и энергетической безопасности».

22. Гаричев С. Н., Ерёмин Н. А. Технология управления в реальном времени: Учеб. пособие: В 2 ч. – М.: МФТИ, 2015. – Ч. 1. – 196 с.: ил. ISBN 978-5-7417-0563-6 (Ч. 1).

23. Garichev S. N., Eremin N. A. Technology of management in real time. The Moscow Institute of Physics and Technology (State University). Part 1. 2013. ISBN 978-5-7417-0501-8; ISBN 978-5-7417-0503-2 (Part 1). 228 p.

24. Eremin A. N., Eremin N. A., Eremin N. A. Smart Fields and Wells, Publishing Center of Kazakh-British Technical University (KBTU) JSC. 2013. 320 p. Almaty. ISBN 978-601-269-053-8.

25. Ерёмин Н. А., Ерёмин А. Н., Ерёмин А. Н. Управление разработкой интеллектуальных месторождений: Учеб. пособие для вузов. В 2-х кн.: учеб. пособие для вузов. – Кн. 2. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина. 2012. – 210 с.: ил. ISBN 978-5-91961-329-7.

26. Ерёмин Н. А., Ерёмин Ал. Н., Ерёмин Ал. Н. Оптикализация нефтегазовых месторождений // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 12. – С. 40–44.



XIV МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ



www.rpi-conferences.com

ОРГАНИЗАТОР



2017

18-19 мая,
Москва, «Балчуг Kempinski»

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2017!

**СУДЬБА ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ В УСЛОВИЯХ НЕГАТИВНОЙ
ЦЕНОВОЙ КОНЬЮНКТУРЫ И ЗАПАДНЫХ САНКЦИЙ**



НОВОЕ!

Технический семинар
«Проектирование,
строительство и
эксплуатация наземных и
подводных трубопроводов:
технологические вызовы
сегодняшнего дня»



Освоение шельфа южных,
арктических и
дальневосточных морей:
перспективы
нефтегазоносности
месторождений,
опыт реализации проектов,
проблемы и пути
их решения



2,5 года санкций для
нефтегазовой отрасли
РФ – первые итоги
импортозамещения.
Оборудование и
технологические решения
для реализации шельфовых
нефтегазовых
проектов



Экономические и нормативно-
правовые аспекты
освоения месторождений
на шельфе РФ. Как
достичь экономической
эффективности проектов
в современных российских
условиях и снизить
риски?



14

лет

ВЕДУЩЕЙ
НЕФТЕПРОМЫСЛЕННОЙ
ОТРАСЛИ,
на которой
осуществляется
три четверти
ПАО «Газпром»



130+

ВЕДУЩИХ
ИГРОКОВ
ОТРАСЛИ



30+

АВТОРИТЕТНЫХ
СПИКЕРОВ
ЭКСПЕРТОВ



Российская нефть: расписание на послезавтра



Участие западных компаний в геологоразведке и добыче на территории РФ при определённых условиях было бы крайне выгодно обеим сторонам

Константин СЕРГЕЕВ

Запад внимательно следит за успехами российских нефтяников и ещё пристальнее – за объёмами доказанных запасов углеводородов. Он даже не прочь оказать нам помощь в разведке и разработке новых месторождений, прежде всего в шельфовой зоне. Основной вопрос – на каких условиях?

Судя по текущим оценкам, реальные возможности российской нефтедобычи продолжают оставаться для западных отраслевых экспертов «загадкой внутри головоломки», несмотря на казалось бы полную прозрачность официальной статистики. За последние пять месяцев можно отметить лишь некоторое снижение уровня пессимизма в отношении добывающей отрасли РФ, и то отнюдь не безусловное.

В частности, по сравнению с октябрём прошлого года специалисты Агентства энергетической информации США (EIA) несколько улучшили свои ожидания на ближайший год, в то время как в долгосрочной перспективе их прогноз остался без изменений (см. табл. 1).

Воспоминания о будущем

Характерно, что некоторое увеличение объёмов производства «чёрного золота» в России допускается, несмотря на обязательства по сокращению добычи, принятые ею в рамках Венских соглашений от 10 декабря 2016 г. Однако возможный прирост достаточно жёстко ограничен временными рамками (до 2020–2025 гг.). Более того – согласно мнению профильных западных источников, по истечении этого срока Россия рискует столкнуться с вынужденным сокращением добычи нефти, если заранее не позаботится о разведке новых запасов, в том числе с помощью и активным участием западных операторов.

Как известно, соглашения с ведущими зарубежными корпорациями по совместному освоению месторождений в удалённых районах (шельф Карского и Охотского морей и т. д.) были заключены ещё в предсанкционный период. Эти шаги расценивались как свидетельство осознания российской стороной важности заблаговременной подготовки новых ресурсов

Табл. 1. Ожидаемая динамика добычи нефти в России, тыс. барр./сут

Период	I кв. 2017 г.	II кв. 2017 г.	III кв. 2017 г.	IV кв. 2017 г.	2020 г.
Объёмы производства	10100	10400	10500	10600	10800
Разница с прогнозом III кв. 2016 г.	-100	+200	+200	+100	0,0

Источник: EIA.

углеводородов к промышленному использованию, что является необходимым условием успешной работы отрасли в долгосрочной перспективе.

По мнению отраслевых специалистов (например, Bloomberg, Goldman Sachs и других), ожидаемое (пусть даже неофициальное) смягчение режима санкций при новом руководстве США будет способствовать активизации данного процесса. При этом особо подчеркивается заинтересованность со стороны западных компаний. Хотя за два последних года официальной «экономической изоляции» России удалось самостоятельно достичь признанных успехов в разведке и разработке запасов как обычной, так и трудноизвлекаемой (сланцевой) нефти (см. «Русские идут!», № 1-2/2017).

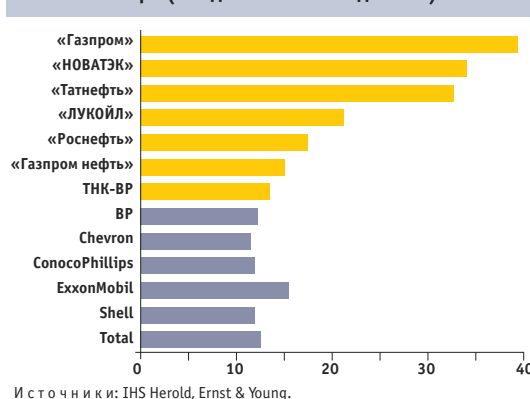
Кстати, эксперты (в частности, британской Ernst & Young) отмечают, что курс на заблаговременное обнаружение и освоение новых ресурсов углеводородов в России в настоящее время сохраняется благодаря настойчивости высшего руководства страны, в то время как значительная часть «профессионалов» национальной добывающей отрасли склонна чрезмерно полагаться на уже известные доказанные запасы. Большая степень взаимопонимания отмечается по вопросу развития и широкого применения современных отраслевых технологий, в том числе не прошедших испытаний в «глобальном» масштабе.

Что касается объемов доказанных запасов, то российские компании действительно могут чувствовать себя достаточно уверенно, по крайней мере в среднесрочной перспективе (см. рис. 1).

Согласно приведенным оценкам, даже гигант ExxonMobil (бывший генеральный директор которого Рекс Тиллерсон недавно стал новым Госсекретарём США) обладает достаточно скромными (по российским меркам) объемами доказанных запасов – чуть более чем на 15 лет, если сохранятся сегодняшние темпы добычи. Среднее же значение этого показателя для пяти ведущих западных нефтедобывающих корпораций не превышает 13 лет, в то время как их российские коллеги теоретически обеспечены сырьём в среднем лет на 18–20.

Тем не менее даже для поддержания в долгосрочной перспективе производства на текущем уровне российским операторам уже сегодня стоит серьезно задуматься о расширении геологоразведочных работ в целях своевременной замены выработанных месторождений. В частности, согласно подсчётам экспертов Ernst &

Рис. 1. Сравнительные характеристики доказанных запасов углеводородов ведущих добывающих компаний мира (в годах возможной добычи)



Young, для сохранения существующих объемов производства российские нефтяники должны будут к 2025 г. добывать из новых месторождений до 20 млн т, а к 2030-му – уже 90 млн т «чёрного золота».

БЕЗ ШЕЛЬФА НЕ ОБОЙТИСЬ?

Стоит заметить, что подобные оценки базировались на перспективных планах развития российского энергетического сектора, обнародованных официальными источниками ещё задолго до кризиса 2014–2015 гг., в частности на положениях Энергетической стратегии РФ на период до 2030 г., Генеральной схеме развития нефтяной отрасли, представленной Минэнерго, и соответствующих планах лидирующих операторов.

Согласно перечисленным документам, добыча нефти и конденсата в России действительно должна достигнуть целевого потолка – 530 млн т – только к 2030 г. С

учётом же санкций, введённых на фоне резкого снижения мировых цен на энергоносители, западным экспертам представлялось сомнительным не только достижение Россией целевого, но и сохранение базового результата (500 млн т), даже при условии введения льготного режима налогообложения (см. рис. 2).

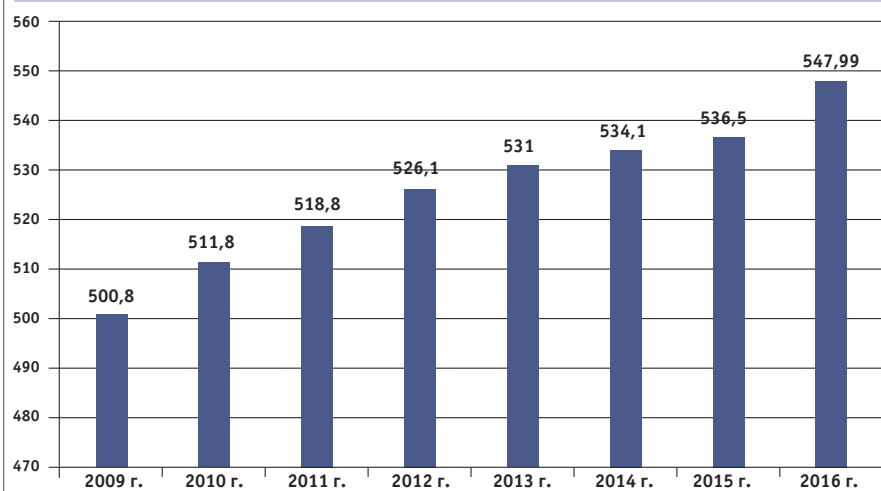
Реальность оказалась гораздо более благосклонной к российской «нефтянке». Похоже, санкции лишь стимулировали досрочное преодоление «потолка» в 530 млн т, после чего добыча продолжила свой рост в направлении планки – 550 млн т (см. рис. 3).

Несмотря на достаточную оптимистичность (а скорее – благодаря ей), достигнутые результаты лишь подстегнули прогнозы об ускоренной выработке Россией доказанных запасов «чёрного золота». По мнению западных экспертов, в период до 2025 г. у нашей страны ещё есть некоторые шансы удержать производство на требуемом уровне благодаря «старым» запасам (преимущественно за счёт применения методов повышения нефтеотдачи пластов и других передовых технологий). Но уже к 2030 г., а тем более к 2035-му эта задача может быть решена только благодаря вводу в эксплуатацию новых мощных месторождений, потенциальные ресурсы которых ещё только предстоит превратить в доказанные запасы. Таким образом, счастливое будущее национальной добывающей отрасли

Рис. 2. Ожидаемая динамика добычи сырой нефти и конденсата в России, млн т



Рис. 3. Реальное производство сырой нефти и конденсата в России, млн т



Источники: ЦДУ ТЭК РФ, British Petroleum.

ли ставится в прямую зависимость от оперативности этого процесса.

Более того, материковая часть страны уже не рассматривается в качестве основного источника углеводородных ресурсов. Например, аналитики Ernst & Young полагают, что, учитывая ограниченную вероятность открытия новых мощных залежей углеводородов на суше, Россия в ближайшие годы будет вынуждена предпринять масштабные систематические исследования в прилегающей шельфовой зоне.

Главным образом речь идёт об открытии новых месторождений на арктическом и дальневосточном шельфе. Однако западные эксперты не склонны пренебрегать и потенциалом Азовского и Чёрного морей. По различным оценкам, запасы «чёрного золота» в российском секторе азовского шельфа достигают 200–300 млн т н. э., а черноморского (даже без учёта Крыма) – от 3 до 11,5 млрд т.

Кстати, рост активности российских нефтяных компаний в западной части Чёрного моря (ставший возможным вследствие известных событий 2014 г.) сегодня лишь подогревает интерес западных коллег к участию в совместных проектах в этом регионе. Примечательно, что на третьем году антироссийских санкций основным аргументом в пользу привлечения иностранных партнёров для поиска российской же нефти (как на севере, так и на юге) выдвигается уже не столько технологический, сколько финансовый фактор.

ДОРОГОЕ УДОВОЛЬСТВИЕ

Исходя из официальной статистики западных компаний, затраты на ГРП достигают 50–70% инвестиционного бюджета

малых и средних операторов. Для лидеров отрасли этот показатель накануне ценового кризиса на рынке энергоносителей составлял порядка 12–14%, но с наступлением эры дешёвой нефти динамично вырос уже до 17–20%. Причём «твёрдость» национальных валют (особенно доллара США) сыграла с операторами злую шутку, способствуя дополнительному повышению себестоимости барреля.

В России же (по оценкам Morgan Stanley, Rystad Energy) вплоть до середины 2014 г. средняя доля этих затрат не превышала 7–10% инвестиционного бюджета, а её дальнейший рост (+3%... +5%) с лихвой компенсировался «смягчением» рубля. Кстати, именно возможность относительно безболезненной девальвации национальной валюты сыграла на руку российской добывающей отрасли в целом (см. «Санкции в помощь», № 11-12/2016).

К тому же, по мнению западных экспертов, российские операторы до последнего времени были несколько «избалованы» высоким коэффициентом результативности разведочного бурения. Согласно подсчётам E&Y, в среднем значение этого показателя в России составляет 50–90%, что заметно выше мировых уровней (40–70%). Однако по мере смещения основной части ГРП в малоизученные районы российским нефтяникам пророчат проседание коэффициента результативности вплоть до 20–30%. От последствий подобного снижения «гибкий» рубль уже вряд ли спасёт, тем более что в последнее время он норовит укрепиться.

Из-за увеличения объёмов ГРП в прибрежной зоне ожидается и чувствитель-

ный рост общих расходов на поиск новых запасов углеводородов, включая затраты на строительство скважин. Если максимальная стоимость бурения скважины на суше оценивается в 12–15 млн долларов, то на шельфе она может достигать 60–120 млн.

Ожидаемый рост расходов возрождает надежды западных операторов на то, что Россия несколько смягчит свой «ресурсный национализм», то есть расширит доступ зарубежных партнёров к разработке не только трудноизвлекаемых запасов нефти, требующих применения сложных технологий и специфического профессионального опыта.

В условиях, когда санкции с России ещё не только не сняты, но даже и не смягчены, подобные надежды представляются особенно знаковыми. Это можно считать косвенным признанием успехов российского добывающего сектора в сложной обстановке последних двух лет. За наигранным (порой) сожалением по поводу того, что для освоения новых месторождений российским операторам может не хватить собственных средств, явно просматривается желание поскорее возобновить импорт не только технологий, но и капитала.

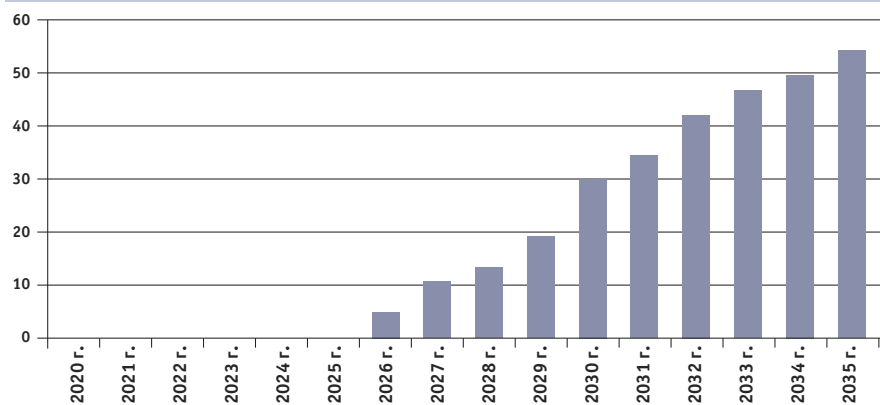
В связи с этим представляется интересным ознакомиться с западными оценками возможностей российских компаний самостоятельно нарастить добычу на новых месторождениях, расположенных преимущественно в шельфовой зоне.

БОЛЬШЕ ДЕНЕГ – ХОРОШИХ И РАЗНЫХ?

Как и следовало ожидать, первенство в решении данной проблемы западные отраслевые специалисты отдают компаниям «Роснефть» и «Газпром нефть». При этом учитывается не только их государственный статус (более 50% акций принадлежит государству), но и значительный (более 5 лет) опыт работ на континентальном шельфе. В качестве основного финансового ориентира отдельного проекта принимается объём ежегодных инвестиций – 500 млн долл. Также априори предполагается, что для обнаружения нового месторождения требуется бурение как минимум двух скважин, а промежуток между собственно открытием новых залежей нефти и началом их промышленной эксплуатации – 9 лет.

С учётом таких параметров аналитики Ernst & Young прогнозируют ощутимое увеличение добычи на новых российских месторождениях не ранее 2026 г. При-

Рис. 4. Ожидаемый прирост добычи нефти в России на новых месторождениях (млн т) за счёт собственных средств национальных операторов



Источники: Ernst & Young.

чём, несмотря на достаточно обнадеживающую динамику, ожидается, что даже спустя 10 лет (к 2035 г.) общий прирост данного показателя не превысит 50–55 млн т (см. рис. 4).

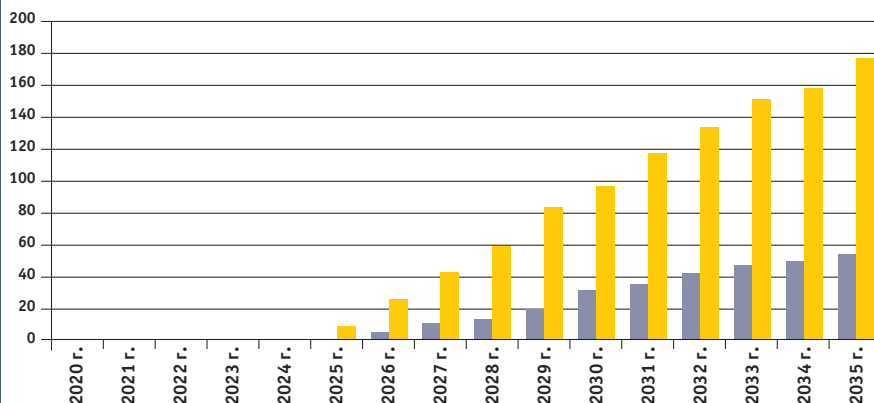
По мнению исследователей, этого далеко не достаточно, чтобы полностью компенсировать выработку уже существующих доказанных запасов. Для такого показателя к 2035 г. потребуются извлекать порядка 100–110 млн т нефти и конденсата из новооткрытых месторождений. Вывод вполне ожидаемый: надо как минимум утроить объёмы инвестиций в ГРП путём привлечения средств транснациональных корпораций (см. рис. 5).

Картина представляется достаточно впечатляющей, особенно учитывая декларируемый перенос начала нефтяного «прилива» на целый год (уже с 2025-го). Но сразу же возникает вопрос: на каких, собственно, условиях зарубежные партнёры готовы обеспечить столь активное финансирование поисков российской нефти на российской же территории? Ответ прост: даже после отмены санкций щедрые инвестиции можно ожидать лишь в обмен на существенные изменения правил игры, а именно благодаря перераспределению долевого участия в проектах и «совершенствованию» законодательных норм.

Игры в патриотов

В качестве главного аргумента приводятся высокие риски вложения средств в ГРП при невозможности заранее предсказать надёжный результат. С учётом этих обстоятельств интерес потенциальных западных партнёров к значительным инвестициям (в среднем до 1–1,5 млрд долларов в год на проект) может существенно

Рис. 5. Предполагаемый прирост добычи нефти в России на новых месторождениях (млн т) с учётом зарубежных инвестиций



Источники: Ernst & Young.

возрасти, если российская доля в этих разработках будет ограничена 30–40%. В отдельных случаях считается возможным (и даже «оптимальным» для России) уменьшение этого показателя вплоть до 20–30%.

Остающиеся же 60–80% предлагается распределять между двумя-тремя членами международного консорциума, который и будет управлять всем комплексом ГРП, а также разработкой обнаруженных с их помощью месторождений. Преимуществом подобного долевого распределения декларируется значительное снижение рисков для российской стороны. В частности, речь идёт о привлечении значительных средств на начальном (непродуктивном) этапе и возможности (в случае недостаточной мощности залежи) отсрочить начало компенсации негативных денежных потоков на срок от 4 до 6 лет.

Барьером для расширения инвестиций западные компании считают практическую невозможность приобретения ли-

цензий на поиск и добычу углеводородов на российской территории. В результате преимущественным форматом сотрудничества в этой области остаются так называемые договоры на техническое обслуживание, действие которых, согласно нормам российского гражданского права, может быть в любое время приостановлено. Это внушает потенциальным партнёрам «чувство неуверенности», заставляет требовать дополнительных гарантий.

И наконец, уже традиционные жалобы вызывают особенности режима налогообложения в отрасли, а также практика реализации соглашений о разделе продукции (СРП). При этом отмечается, что наблюдаемые изменения законодательства в этой сфере пока недостаточ-

ны, чтобы оживить интерес иностранных инвесторов к широкому участию в ГРП в России (особенно на шельфе).

С одной стороны, упреки в «сырьевом национализме» представляются вполне закономерной реакцией на принятый Россией курс на поддержание реального суверенитета над собственными запасами углеводородов. С другой стороны, они свидетельствуют о всё более возрастающем интересе потенциальных партнёров к участию в их освоении.

Не торопясь отменять санкции, Запад продолжает внимательно изучать сильные и слабые стороны российского добывающего сектора и, похоже, не против конструктивного сотрудничества в этой области. Какие окончательные условия при этом будут приняты? Это ещё предстоит решить. Главное, чтобы переговоры проходили на равных, а их результаты были безусловно взаимовыгодными.

О РЕАЛИЗАЦИИ АКЦИЙ

ОАО «Волжская Нефтяная Компания», а также прав требования к данному обществу



ООО «АСВ ресурс» (ОГРН 1152304001332) рассматривает возможность реализации принадлежащих ему на праве собственности 84,64 % **акций ОАО «Волжская Нефтяная Компания»** (ОГРН 1116450015648), а также прав требования к данному обществу.

Приоритетным направлением деятельности ОАО «Волжская Нефтяная Компания» является добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа.

ОАО «Волжская Нефтяная Компания» является единственным лицом, имеющим право на геологическую разведку и разработку месторождений нефти, газа, конденсата и попутных компонентов в пределах **Курдюмского лицензионного участка недр (Саратовская область)**.

Срок действия лицензии на геологическую разведку и разработку месторождений нефти, газа, конденсата и попутных компонентов **до 31.12.2042 г. Лицензия актуализирована.**



В настоящее время в пределах Курдюмского лицензионного участка функционирует скважина № 204 Трофимовская, на которой ежедневно осуществляется добыча нефти, а также имеется объект незавершенного строительства – поисково-оценочная скважина № 203 Трофимовская и ряд нефтегазоперспективных объектов.

Курдюмский лицензионный участок недр частично находится в черте города Саратова, частично – на территории Саратовского района, в связи с чем обладает высокой транспортной доступностью.

Для уточнения информации по активу и условий его приобретения обращайтесь в ООО «АСВ ресурс»: тел. 8 (495) 223-64-50, адрес: 125040, город Москва, Ленинградский проспект, дом 26, корпус 1, подъезд 2, этаж 4, офис ООО «АСВ УА» (управляющая организация ООО «АСВ ресурс»), сайт: <http://www.asv-ptm.ru> (раздел «Продажа»).

Обращаем внимание потенциальных приобретателей актива на то, что условия приобретения актива по сравнению с ранее опубликованными существенно улучшились, в том числе существенно снижена минимальная цена актива.



21-я специализированная выставка с международным участием

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ. 2017

7-9 ИЮНЯ

- Официальная поддержка:
- Правительство Саратовской области
 - Министерство промышленности и энергетики Саратовской области
 - Союз нефтегазопромышленников РФ
 - Союз производителей нефтегазового оборудования
 - Российский Союз химиков



НЕФТЕГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ХИМИЧЕСКАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ
КОНТРОЛЬ
(СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ
РАЗДЕЛ)



ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
СОФИТ ЭКСПО
Тел.: (8452) 227 247, 227 248
<http://expo.sofit.ru>
<http://vk.com/sofit.expo>

Кто победит в борьбе за автолюбителя?

В отличие от транспортных средств на газе и топливных смесях, на стороне электромобиля продолжает работать как научно-технический прогресс, так и фактор топливной экономии*

Мария БЕЛОВА,
директор по исследованиям;
Александр БЫЛКИН,
старший консультант;
Екатерина КОЛБИКОВА,
аналитик
(VYGON Consulting)

Согласно мировой практике, государственные инициативы одновременно нацелены на стимулирование экологически чистого транспорта и повышение топливной эффективности двигателей внутреннего сгорания (ДВС).

Правительственные субсидии и научно-технический прогресс определяют рост конкурентоспособности как традиционных автомобилей, так и моделей на альтернативных топливах.

Когда и при каких условиях «зелёные» транспортные средства смогут конкурировать с традиционной бензиновой машиной? Произойдёт ли это до окончания действия субсидий, или электромобиль будет вытеснен другими технологиями? Получив ответ на эти вопросы, можно с достаточно высокой точностью оценить дальнейшую траекторию развития данных транспортных средств.

ЭФФЕКТ НТП В АВТОМОБИЛЕСТРОЕНИИ

Развитие технологий происходит под воздействием возрастающих требований рынка. Потребители становятся более взыскательными и делают выбор в пользу наиболее совершенных и продвинутых автомобилей. Автопроизводители, вынужденные соответствовать требованиям покупателей и органов власти, выпускают всё более экономичные машины.



За последние 20 лет средние расходы топлива для бензиновых и дизельных модификаций личного транспорта сократились на 26–30%. Лёгкие грузовики стали потреблять на 18% меньше бензина и на 25% дизеля. А тяжёлые дизельные грузовики теперь экономичнее на 20%. НТП работает в двух основных направлениях – увеличение КПД двигателя и оптимизация эффективности его использования (см. рис. 1).

Среди технологий, увеличивающих КПД двигателя, можно отметить следующие:

- сокращение потерь на трение. Достигается за счёт более точной подгонки трущихся деталей двигателя, а также благодаря использованию более совершенных смазочных материалов. Все производители пытаются внедрять подобные новшества, но потенциал здесь практически исчерпан;

- повышение степени сжатия двигателя за счёт изменения геометрии камеры сгорания, что приводит к более эффективному сжиганию смеси. Лишь малая часть производителей идёт этим путём

из-за дороговизны и сравнительно небольшой эффективности данной технологии;

- непосредственный впрыск топлива в камеру сгорания. Это обеспечивает более полное и эффективное сгорание топлива. Популярность этой технологии растёт;

- внедрение турбонаддува. Задача изменения количества поступающего в двигатель воздуха в широких пределах решается за счёт установки турбонагнетателя. Реже – менее эффективного механического нагнетателя или их сочетания. Турбина благодаря использованию энергии выхлопных газов нагнетает в двигатель воздух под давлением выше атмосферного, позволяя одновременно получить больше мощности при меньшем количестве сжигаемого топлива. Система турбонаддува также позволяет регулировать мощность в широких пределах, тем самым помогая оптимизировать работу двигателя и сократить расход топлива. Турбонаддувом сейчас оснащаются практически все дизельные двигатели;

*Материал подготовлен на базе исследования VYGON Consulting «Развитие технологий в автотранспорте: близок ли пик потребления нефти?». Октябрь 2016 г.

- совершенствование газораспределительного механизма. Прежде всего, это использование изменяемых фаз газораспределения, что помогает варьировать время открытия впускных или выпускных клапанов для оптимизации сгорания топлива в зависимости от оборотов двигателя;

- применение более двух клапанов на один цилиндр. Давно известная технология, позволяющая сжигать топливо более эффективно. Практически все автомобили, кроме самых бюджетных, сейчас оснащаются четырьмя клапанами на цилиндр.

Для наилучшего использования производимой двигателем энергии внедряются следующие новшества:

- сокращение потерь на трение в трансмиссии. Разработки в этом направлении ведутся всеми без исключения производителями, так как потери в трансмиссии составляют порядка 15% мощности двигателя. Использование переднего привода вместо заднего или полного, а также применение антифрикционных материалов в конструкциях механизмов и их смазки помогают снизить трансмиссионные потери;

- многоступенчатые и бесступенчатые коробки передач. Увеличение количества ступеней в КПП или использование бесступенчатых коробок-вариаторов призвано помочь двигателю работать на оборотах максимальной эффективности. ДВС имеет переменную мощность, разные крутящиеся моменты и расход топлива при различных оборотах, часть из которых характеризуется экономичностью, а часть – максимальной отдачей мощности. Бесступенчатая трансмиссия призвана удерживать обороты в зоне наивысшей эффективности для выбранного режима движения, помогая тем самым оптимально использовать топливо. Однако устаревшие КПП всё ещё масштабно применяются из соображений экономии;

- отключение части цилиндров. Для двигателей с большим объёмом применяется система деактивации части цилиндров во время перемещения без значительных ускорений. Это новшество сравнительно просто в эксплуатации и находит всё большее распространение, хотя и не слишком эффективно;

- система старт-стоп. Она автоматически глушит двигатель при остановке и заводит при касании акселератора;

Рис. 1. Диапазон влияния основных технологий на сокращение расходов топлива, %



- снижение лобового сопротивления. Обтекаемые автомобили пришли на смену угловатым не только в результате изменения моды, но и для достижения минимального сопротивления воздуха при движении. Благодаря продуманной аэродинамике современные машины заметно экономичнее своих предшественников;

- покрышки низкого сопротивления. Колёса автомобиля спроектированы таким образом, чтобы обеспечить уверенное сцепление с дорогой при достаточном комфорте. Излишне эластичная покрышка поглощает часть передаваемой на неё мощности, за счёт чего повышается расход топлива. Современные шины позволяют минимизировать потери энергии, имея положительное влияние на расход топлива;

- гибридные двигатели. Традиционные неподзаряжаемые гибриды позволяют сократить расход топлива до двух раз за счёт совместной работы ДВС и электродвигателя. Такая работа силовых установок в сочетании с высокотехнологичной трансмиссией, аккумуляторным блоком и системой рекуперации тормозной энергии позволяет дозированно и максимально эффективно использовать ДВС. Благодаря этому и достигаются высокие результаты экономии топлива. Гибридные автомобили достаточно дороги, поэтому не получили широкого распространения. Тем не менее они длительный время существуют как самостоятельный продукт, то есть без государственного субсидирования.

Многие технологии сочетаются друг с другом, позволяя достичь впечатляющих показателей в экономии топлива. Если сравнить традиционный для середины 1990-х автомобиль с 8-клапанным двигателем на механике и современный аналог с малообъёмным турбодвигателем и 6-ступенчатой АКПП, то 30-про-

центная разница в расходе топлива уже не кажется такой невероятной.

СТИМУЛИРОВАНИЕ ТОПЛИВНОЙ ЭКОНОМИИ

Помимо научно-технического прогресса, важным фактором в снижении расходов топлива является государственная политика.

Вопрос повышения энергоэффективности транспорта начал прорабатываться с 1975 г., после введённого двумя годами ранее нефтяного эмбарго арабскими странами ОПЕК. Тогда цены на нефть выросли в четыре раза, а на внутреннем рынке США образовался значительный дефицит топлива. В ответ на это Конгресс утвердил Закон «Об энергетической политике и охране природы» (EPCA), который предусматривал введение так называемого стандарта CAFÉ (Corporate Average Fuel Economy).

CAFÉ устанавливал минимальный уровень топливной экономии (выраженный через показатель миль за галлон) для легковых автомобилей и лёгких грузовиков, реализуемых на американском рынке. В сентябре 2016 г. похожие стандарты были введены для грузовых машин весом более 3,5 т, что должно было привести к дополнительному снижению расходов.

Но по абсолютному значению топливной эффективности и по её динамике лидируют европейские страны. Из-за инфраструктурных ограничений европейцы вынуждены покупать компактные автомобили с двигателями малого объёма. За последние 20 лет в европейских государствах-членах ОЭСР средние топливные расходы новых автомобилей сократились примерно на 30% для бензиновых двигателей и до 40% для дизельных. Этому предшествовало начавшееся в 1980 годы введение множества регуляторных мер.

Изначально европейская государственная политика заключалась в повышении налоговой составляющей в конечной цене моторных топлив и регулировании предельных выбросов автомобилями. По примеру США, но с некоторым отставанием, были введены стандарты топливной экономичности, которые сейчас полностью гармонизированы со стандартами по эмиссии CO₂, а также экологические стандарты топлив «Евро», регламентирующие состав выхлопных газов.

Не последнюю роль в снижении расходов топлива сыграла дизелизация парка. Для повышения экономической привлекательности дизельных машин многие страны пошли на снижение ввозных пошлин на такие автомобили. Но ключе-

вым моментом с точки зрения влияния на стоимость владения стало повсеместное снижение акцизов на дизтопливо. В результате в 2016 г. дифференциал между размером акцизов на бензин и дизтопливо в среднем для европейских стран составил порядка 30%.

Начиная с 2000 годов восемь стран-членов ЕС ввели дополнительные налоговые льготы для тяжёлого коммерческого транспорта на дизеле (в виде частичного возмещения уплаченной суммы акциза в размере от 10 до 90 центов за галлон). Следовательно, с 1998 г. парк бензиновых автомобилей в Европе непрерывно сокращается под воздействием дизелизации. С тех пор их доля в автопарке снизилась на 43%.

Китай является крупнейшим эмитентом парниковых газов. Несмотря на это, до недавнего времени страна принимала весьма скромное участие в международных договорённостях по снижению выбросов. В 2002 г. КНР ратифицировала Киотский протокол, но как развивающаяся страна не приняла обязательств по квотированию эмиссий. Ситуация изменилась в 2015 г., после того как на Парижской климатической конференции была установлена цель – снизить к 2030 г. выбросы на 60–65%.

Правда, ещё с 2004 г. правительством Китая регулируются расходы топлива и устанавливается экологический класс бензина и дизеля по доле содержания в них серы. Хотя в структуре китайского автопарка преобладают малолитражные небольшие ТС, они преимущественно бензиновые. При этом сроки внедрения действующего экологического класса топлива в Китае (China-5, по характеристикам аналогичен Euro-5) на несколько лет отстали от европейских.

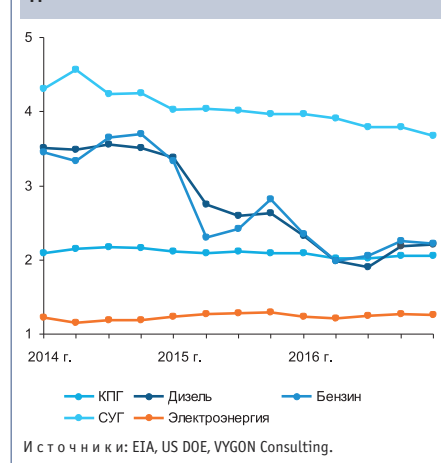
УЖЕСТОЧЕНИЕ СТАНДАРТОВ РАСХОДА ТОПЛИВА

Необходимость сокращения эксплуатационных издержек или вредных выбросов, связанных с использованием автобензина и дизтоплива, толкает на поиск более дешёвых и экологичных альтернатив ископаемому топливу.

Технологические решения для транспортнх средств на альтернативном топливе существуют достаточно давно. Электромобили возникли ещё в эпоху Генри Форда, а появление машин на газе и биотопливе датируется началом 1930-х. Однако стимулы для массового внедрения и коммерциализации таких технологий появились относительно недавно.

В США ощутимая господдержка в отношении практически всех видов альтернативного транспорта осуществлялась исторически. Однако в последнее время такие ранее лоббировавшиеся правительством виды «экологичного» топлива, как газ, этанол и биодизель, перестают получать достаточные субсидии. Свежие программные документы признают ТС на электротяге основой дальнейшей экологической политики США в области дорожного транспорта.

Рис. 2. Динамика цен на топливо в США, долл. на эквивалент галлона бензина



Одним из наиболее популярных на американском рынке экологичных топлив является этанол, 57% его мирового потребления сосредоточено в этом регионе. Этанол не реализуется в рознице в чистом виде, а только в смеси с автобензином. Наиболее распространён биоэтанол E10 (10% этанола и 90% бензина), который возможно использовать в любых бензиновых автомобилях. Биоэтанол E85 (содержание этанола варьируется от 51 до 83%) имеет меньшее распространение, так как может применяться лишь отдельными видами автомобилей, индифферентными к доле содержания спиртов в топливе (flex-fuel car). Спрос на данное биотопливо перешёл в активную фазу роста после 2004 г., с введением субсидии для производителей смеси в размере 0,51 доллара на галлон этанола (впоследствии она сократилась до 0,45 долл./галл.). Но после 2011 г. эта льгота не была продлена по причине существенного падения доходов государства – за весь период её действия бюджет недополучил 45 млрд долларов.

После начала промышленной добычи сланцевого газа особое внимание в стране стало уделяться стимулированию его

использования на транспорте, особенно в коммерческом секторе (из-за высоких пробегов он эффективнее окупает стоимость ТС за счёт низких затрат на топливо). В период с 2005-го по 2010 г. транспорт на газомоторном топливе (ГМТ) получал единовременную субсидию при покупке в пределах 4 тыс. долларов. Однако впоследствии льгота не была продлена.

С начала 2016 г., впервые за долгий период, цена бензина находится ниже 2 долл./галл. (см. рис. 2). В результате он стал стоить дешевле, чем сжатый природный газ (СПГ) в эквиваленте галлона бензина. Это говорит о нежизнеспособности газа как моторного топлива без господдержки в периоды низких цен на нефть.

Высокая зависимость Европы от импорта нефти и нефтепродуктов (более 80% от потребления) и текущие обязательства по снижению выбросов парниковых газов являются основными стимулами развития парка альтернативного транспорта. Следуя примеру Норвегии и Нидерландов, которые к 2025 г. намерены ввести полный запрет на продажи автомобилей с ДВС, Еврокомиссия поставила цель по росту потребления альтернативных источников энергии – до 15–17% от общего спроса на транспорте к 2030 г.

Кроме того, информационный бюллетень ЕС по транспорту (EU White paper) от 2011 г. предполагает снижение эмиссии парниковых газов на 60% к 2030 г., а к 2050 г. – полный отказ от использования ископаемых топлив в городах.

До сих пор высокие цены и неоднородная инфраструктура тормозят проникновение альтернативного транспорта, несмотря на достаточно обширный перечень инициатив по его поддержке. На сегодняшний день основным источником альтернативной энергии на дорожном транспорте являются электричество и КПГ.

В июле 2016 г. Европейская комиссия (ЕК) приняла новую стратегию экологически чистого транспорта, которая относит автомобили с выбросами менее 50 г CO₂/км к категории приоритетных. Данная категория включает некоторые гибриды, подключаемые и водородные электромобили. Но газовые автомобили в неё не попадают. В стратегии также подчёркивается, что дальнейшие перспективы использования газа на транспорте будут связаны с судовым топливом или заменой тяжёлых дизельных грузовиков.

Максимальный эффект на продажи оказывает разовая субсидия на приобре-

тение электромобиля – её размер варьируется от 1 до 8 тыс. долларов. Наиболее активно мероприятия по продвижению ТС с электроприводом осуществляются в Норвегии, Франции, Великобритании, Италии и Германии.

Реальная угроза для роста продаж автомобилей с ДВС в Китае – ухудшающаяся экологическая обстановка, особенно в мегаполисах. Сегодня правительство принимает меры по ограничению регистрации личных ТС и их въезду в отдельные города. Так, крупные мегаполисы квотируют выдачу регистрационных номеров (эта мера не распространяется на электромобили). Если продажи новых машин будут так же высоки, как и сейчас, то в течение ближайших 10 лет автопарк в КНР удвоится. В связи с этим основным вопросом остаётся структура будущего парка, в частности доля альтернативных ТС.

Электромобиль сегодня не решает экологической проблемы Китая. Ведь более 70% электроэнергии в стране до сих пор вырабатывается из угля. Однако он позволяет снижать концентрацию выбросов в мегаполисах. По итогам 2016 г. продажи подключаемых электромобилей в КНР превысили 500 тыс. единиц, что выше уровня 2015 г. на 85%.

Две трети реализованных ТС с электродвигателем приходится на личный сегмент, в результате чего их доля в общей регистрации новых автомобилей составила 1,5%. Бурный рост продаж в 2016 г. мог произойти в результате появления информации о снижении объёмов разовых федеральных и региональных субсидий на 20% и 50% соответственно. Сегодня власти Поднебесной полагают, что эффект технологического масштаба должен компенсировать снижение господдержки.

Вторым по значимости экологичным транспортом являются грузовики и транзитные автобусы на КПП и СПГ. Их внедрение в основном приходится на коммерческий и государственный секторы. На сегодняшний день газовый автомобиль в Китае экологичней электрокара, так как эмиссия последнего с учётом выработки электроэнергии из угля сопоставима с бензиновым авто. Поэтому развитие транспорта на ГМТ лучшим образом отвечает краткосрочной цели по снижению выбросов парниковых газов на 40–45% к 2020 г. относительно 2005 г.

Тем не менее ГМТ в Китае рассматривается как переходное топливо. Поэтому оно пользуется меньшей поддержкой государства, чем электромобили. ТС на

газотопном горючем освобождены от дорожных сборов, производители получают финансирование НИОКР, а потребители – региональные субсидии на переоборудование. В результате в течение последних пяти лет автомобильный парк на ГМТ увеличивался на 40% ежегодно и к началу 2016 г. составил 5 млн единиц, или 1,6% от общего парка.

УСЛОВИЯ ДЛЯ МЕЖТОПЛИВНОЙ КОНКУРЕНЦИИ

Текущая и прогнозная экономика владения транспортными средствами на альтернативном топливе позволяет определить их конкурентоспособность относительно аналогов на бензине и дизеле. Мы предполагаем, что при достижении стоимостного паритета скорость проникновения «зелёных» автомобилей в структуру глобального автопарка будет многократно возрастать.

Дифференциал стоимости пятилетнего владения альтернативными ТС и их бензиновыми аналогами зависит от множества параметров, начиная от страны, спецификации конкретных моделей и заканчивая ценой на нефть, уровнем субсидий и т. д. Большую роль играет также кривая обучения в отношении стоимости новых технологий – батареи в электромобиле, производства водорода и комплекующих в автомобиле на водороде (FCV). На рис. 3 представлен расчёт текущей и прогнозной стоимости владения ТС и чувствительности для рынка США. Он наилучшим образом отражает реакцию цен на бензин и прочие топлива к цене на нефть, фактор господдержки и эффект НТП.

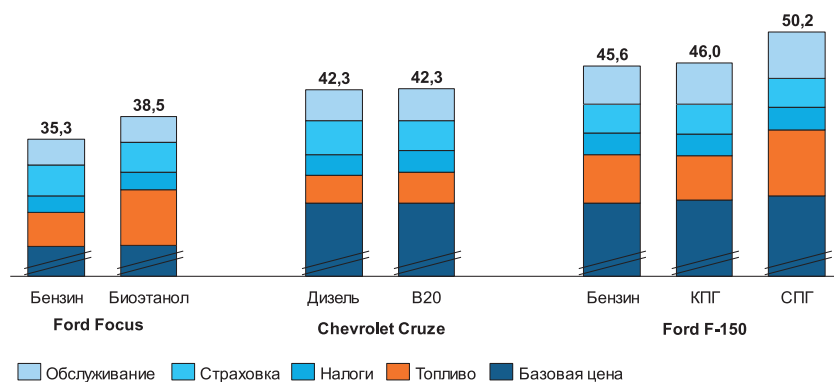
Отметим, что при текущих ценах на нефть и отсутствии субсидий любые ав-

томобили на альтернативном топливе массового сегмента неконкурентоспособны или находятся на грани окупаемости. При этом потенциал удешевления так называемых автомобилей flex-fuel полностью исчерпан. После отмены в 2011 г. субсидий для производителей биоэтанола стоимость смеси Е85 значительно возросла. Так как расход биоэтанола на 25% выше, чем горючего для обычного ДВС, за 5 лет владения потребитель переплатит за топливо порядка 3 тыс. долларов. Хотя базовая цена этих ТС одинакова, в результате автомобиль на Е85 обходится потребителю на 9% дороже своих бензиновых аналогов. Цены биодизеля (В20) и дизтоплива практически эквивалентны, переоборудования двигателя не требуется, поэтому стоимость владения автомобилями Chevrolet Cruze на этих топливах сопоставима.

ТС на газе также перестали конкурировать с бензиновыми после отмены разовой субсидии на покупку (4 тыс. долларов) и падения цен на нефть. Топливные затраты автомобиля на КПП за 5 лет владения сегодня на 1200 долларов выше, чем на автобензин. И если авто на КПП за этот период окупается при цене нефти 80 долл./барр., то на СПГ только при 150 долл./барр. Помимо расходов на топливо, потребитель несёт дополнительные затраты на переоборудование двигателя, которые варьируются от 500 до 1000 долларов. Поэтому масштабный переход на газ даже в коммерческом сегменте парка сегодня не представляется целесообразным.

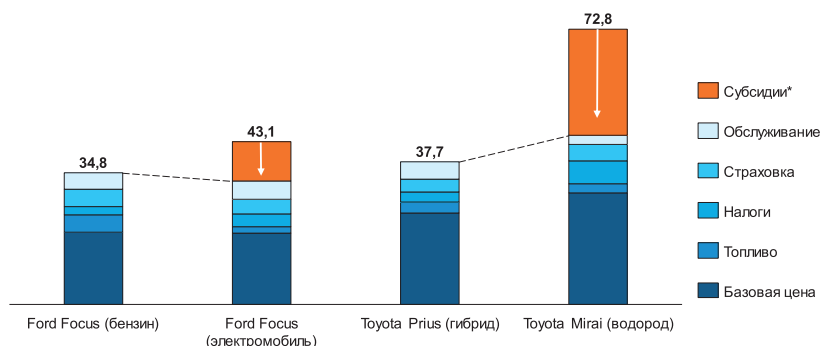
Транспортные средства с нулевым выхлопом также пока не в состоянии конкурировать с бензиновыми (без правительственных субсидий), хотя имеют большой потенциал к удешевлению.

Рис. 3. Сравнение стоимости пятилетнего владения автомобилями на альтернативном и традиционном топливе на примере США, тыс. долл.



Источник: YGON Consulting.

Рис. 4. Сравнение стоимости пятилетнего владения автомобилями с электродвигателями и ДВС в США, тыс. долл.



* Учитываются в базовой цене ТС.

Источник: VYGON Consulting.

Автомобиль на топливных элементах не только слишком дорог (базовая цена Toyota Mirai¹ – 57 тыс. долларов), но и требует высоких затрат на заправку водородом. Они не покрываются даже щедрыми субсидиями в 28 тыс. долларов (см. рис. 4). Более половины таких машин выпускает Toyota. При этом она предоставляет первые 3 года бесплатного обслуживания, а также компенсирует затраты на топливо. В то же время она выдаёт разовую выплату в размере 7,5 тыс. долларов. С учётом этой поддержки сегодня дифференциал стоимости владения Mirai и бензиновым аналогом составляет 10 тыс. долларов.

Автомобиль на топливных элементах окупится при увеличении субсидий на 40%, то есть эффект масштаба в стоимости владения должен составить от 8 до 11 тыс. долларов при цене на нефть в пределах 50–80 долл./барр.

Также требуется накапливать опыт как в технологиях сборки, так и в производстве водорода.

Примечательно, что стоимость владения электромобилем Ford Focus EV уже ниже бензиновой модели (с учётом субсидий в размере 10,3 тыс. долларов). Пока это скорее исключение из правила, но в целом отражает глобальную тенденцию к удешевлению стоимости батареи и прочей электроники. Однако правительственные выплаты с высокой вероятностью будут полностью отменены до 2020 г., в то время как сегодня паритет стоимости владения электромобилем и бензиновым авто достигается только при сохранении 80% текущих субсидий.

Потенциальное снижение стоимости батареи с нынешних 460 до 150

долл./кВт • ч и удешевление прочей электроники на 30% смогут полностью компенсировать отмену субсидий при цене на нефть выше 50 долл./барр. (см. рис. 5).

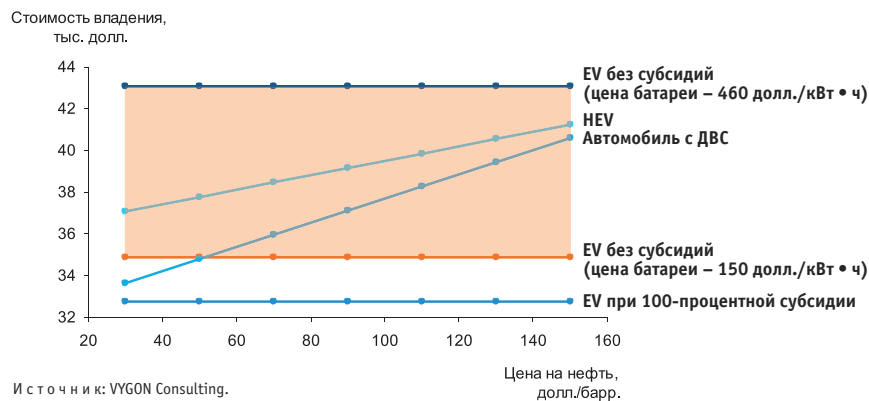
Чистые гибриды, такие как Toyota Prius, на всём диапазоне возможных цен на нефть имеют более высокую стоимость владения в сравнении с бензиновым автомобилем – от 31 до 41,2 тыс. долларов. Они практически нечувствительны к эффекту производственного масштаба и с 2010 г. не получают правительственной поддержки. В перспективе уменьшение текущей разницы стоимости владения, составляющей 3 тыс. дол-

влияние на изменение стоимости владения транспортными средствами. Автомобили на смеси E85 и B20 имеют максимальную зависимость от колебаний стоимости бензина, поэтому практически не получают преимуществ в виде более низких расходов на топливо относительно бензина. Стоимость владения автомобилем на биоэтаноле и вовсе увеличивается быстрее бензинового при росте цен на нефть.

Высокое преимущество получает автомобиль на КПГ, так как внутренние цены на газ в США относительно низкие. Они не привязаны к нефти и, соответственно, слабо коррелируют. При росте цен на нефть условно до 150 долл./барр. стоимость владения газовым автомобилем увеличится всего на 1,3 тыс. долларов, в то время как бензиновая машина подорожает на 5,8 тыс. долларов.

Дешёвая электроэнергия обеспечивает электромобилю лучшие показатели как за счёт абсолютного уровня топливных расходов (они за пять лет составили всего 1,7 тыс. долларов в сравнении с 4,7 тыс. долларов для бензина), так и благодаря слабой чувствительности к ценам на нефть. Это ещё один весомый аргумент в пользу владения электромобилем. Ведь только он остаётся устойчивым к изменению рыночной конъюнктуры и продолжает окупаться.

Рис. 5. Зависимость пятилетней стоимости владения разными типами ТС от цен на нефть, субсидий и цен на аккумуляторные батареи



Источник: VYGON Consulting.

ларов, будет происходить только за счёт увеличения топливной экономии. С ростом стоимости бензина на 1 долл./галл., что приблизительно соответствует цене на нефть 90 долл./барр., дифференциал уменьшается на 900 долларов, но не исчезает полностью.

Динамика цен на нефть оказывает существенное, порой разнонаправленное

Таким образом, в отличие от ТС на газе и топливных смесях, которые уже жили себя с точки зрения господдержки и технологий, на стороне электромобиля продолжает работать как научно-технический прогресс, так и фактор топливной экономии. Поэтому в среднесрочной перспективе можно ожидать повышения его конкурентоспособности.

¹ В 2016 г. с выходом на рынок Toyota Mirai был дан старт коммерческим продажам FCV.



Четверть века по пути инноваций

За 25-летнюю историю своего развития РИТЭК добился больших успехов в сфере разработки и внедрения новых технологий добычи углеводородов

В марте нынешнего года отмечает свое 25-летие один из инновационных лидеров российского нефтегазового комплекса – АО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» (РИТЭК). Компания специализируется на разработке, испытаниях и внедрении новых технологий и техники для добычи нефти, в том числе трудноизвлекаемой. С 2010 г. РИТЭК является научно-техническим полигоном «ЛУКОЙЛа». РИТЭК в полной мере подтверждает статус технологического лидера. За счёт применения новых технологий и собственных инновационных разработок компания добывает свыше 20% от общего объёма нефти. Инновационные проекты РИТЭКа – это действенное подспорье стандартным методам разработки нефтяных месторождений.

Безотходная технология

Свой четвертьвековой юбилей РИТЭК встречает высокими показателями по всем направлениям. Ему принадлежит более ста объектов интеллектуальной собственности, в том числе около 80 патентов на изобретения и почти 30 патентов на полезные модели.

Приоритеты инновационной деятельности РИТЭКа – поиск эффективных методов разработки ТРИЗ. В частности, компания ведёт испытания технологий водогазового и термогазового воздействий.

Водогазовое воздействие (ВГВ) и его модификации применяются для освоения залежей с низкопроницаемым коллектором. Оно заключается в закачке в нефтеносные пласты попутного газа и воды, которые имеют взаимодополняющие друг друга физические свойства. Это позволяет вовлечь в разработку ранее не охваченные

области пласта. Таким образом, одновременно достигаются три цели: повышается коэффициент извлечения нефти, увеличивается объём полезного использования ПНГ, сокращается негативное воздействие на окружающую среду. По существу, эта технология представляет собой практически безотходный замкнутый цикл полезного применения попутно добываемых газа и пластовой воды.

РИТЭК также разработал комплекс приготовления и закачки в пласт в качестве рабочего агента мелкодисперсной водогазовой смеси. Испытания, проведённые на Сандибинском месторождении (ЯНАО), показали высокую эффективность этой модификации технологии ВГВ. Она была признана лучшей в номинации «Повышение нефтеотдачи пластов» отраслевой премии OFS Awards, учреждённой компанией Russian Petroleum Investor. Дополнительная добыча нефти за счёт применения технологии ВГВ на шести месторождениях РИТЭКа составила более 100 тыс. т.

НАША СПРАВКА

В состав АО «РИТЭК» входят четыре территориально-производственных предприятия, работающие в 9 регионах России – ХМАО, ЯНАО, республиках Татарстан, Удмуртия и Калмыкия, в Самарской, Ульяновской, Волгоградской и Астраханской областях. В компании работает около 3,5 тыс. специалистов.

На сегодня извлекаемые запасы нефти РИТЭКа по категории $AB_1C_1 + B_2C_2$ превышают 406 млн т. Перспективные ресурсы углеводородов составляют более 1 млрд ТУТ.

РИТЭК является участником одного из старейших в России совместных предприятий на паритетной основе с немецкими партнёрами – «Волгодеминойл», – которое разрабатывает месторождения в Волгоградской области.

РИТЭК ЗАЖИГАЕТ

С целью освоения залежей углеводородов баженовской свиты РИТЭК ведёт опытно-промышленные испытания технологии термогазового воздействия. Этот метод основан на закачке в пласт воздуха для

инициирования окислительных процессов и вытеснения нефти продуктами реакции. В результате взаимодействия кислорода с углеводородами выделяется тепло, что приводит к повышению пластовой температуры, вплоть до инициирования фронта горения. Генерируемое тепло конвективно переносится в область впереди фронта горения газами и водой, образовавшейся в результате окислительных реакций и первоначально содержащейся в пласте. Конденсирующаяся влага создаёт зону повышенной водонасыщенности. Выделяющийся диоксид углерода растворяется в воде и нефти, изменяя их подвижность. Тяжёлые фракции нефти подвергаются пиролизу и крекингу, что увеличивает выход углеводородов из пласта. В качестве топлива при реализации этих процессов преимущественно используется кероген, который содержится во всех литотипах пород баженовской свиты.

Основной способ реализации термогазового воздействия на баженовскую свиту – закачка в пласт водовоздушной смеси. Это позволяет не только запустить внутрипластовые окислительные процессы и тем самым обеспечить вытеснение лёгкой нефти и тепловое воздействие, но и одновременно создать термогидро разрыв. Благодаря этому создаются дополнительные трещины и частично раскрываются уже существующие микротрещины. Одновременное тепловое и гидровоздействие дают синергетический эффект по расширению зоны дренирования и существенному улучшению фильтрационных характеристик.

Первый опытный участок термогазового воздействия был обустроен в 2009 г. на Средне-Назымском месторождении в ХМАО. На нём получены результаты, подтверждающие теоретические основы этой технологии. Объём дополнительно добытой нефти за период исследований составил более 20 тыс. т. В 2015 г. там была пробурена специальная скважина с отбором керна из зоны высокотемпературного окисления. Это позволило собрать дополнительную информацию о протекании окислительных реакций и распространении фронта горения. Кроме этого, введён в эксплуатацию второй опытный участок. В конце 2016 года была пробурена первая скважина на третьем опытном участке.

ИННОВАЦИИ В ДЕЙСТВИИ

У компании имеются и другие достижения в сфере инноваций. Так, в 2015 г. были разработаны химические составы много-

функционального реагента для кислотных обработок, для повышения нефтеотдачи пластов и водоизолирующего состава для ограничения водопритоков в добывающие скважины.

РИТЭК ведёт испытания опытной партии бесштанговых и насосных установок НПУ-ВД с шарико-винтовым приводом и вентильным электродвигателем. Модернизация конструкции установки позволила увеличить подачу жидкости, оптимизировать кинематику привода, повысить напор. В результате отмечено снижение удельного энергопотребления более чем в два раза по сравнению с приводами традиционных станков-качалок. Конкурент-



ные преимущества НПУ-ВД с шарико-винтовым приводом и вентильным электродвигателем перед установкой штангового глубинного насоса также заключаются в отсутствии металлоёмкого станка-качалки и колонны штанг. Помимо этого, они могут работать в скважинах с аномальной кривизной ствола.

Приоритетный проект РИТЭКа – опытно-промышленная эксплуатация месторождения имени Владимира Виноградова в ХМАО, большая часть запасов нефти которого относится к ТРИЗ. Компания ведёт испытания различных методов для рентабельного освоения этого актива, в том числе многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. Например, на этом месторождении РИТЭК первым в России успешно выполнил операцию 16-интервального ГРП с применением гибких насосно-компрессорных труб за одну спускоподъёмную операцию.

С ЗАБОТОЙ О ПРИРОДЕ

РИТЭК уделяет большое внимание экологическим аспектам. Компания регулярно проводит экологический и геологический мониторинг. Главное направление природоохранной политики – повышение уровня утилизации ПНГ. С этой целью строятся объекты, которые используют газ для производства тепловой и электрической энергии, автомобильного топлива, нефтехимической продукции. Так, в Волгоградской области и в Татарстане компания вышла на уровень полезного использования ПНГ в 95%. В ближайшие годы эта планка будет достигнута во всех регионах деятельности РИТЭКа.

НЕФТЬ ДЛЯ ЛЮДЕЙ

Неотъемлемой составляющей работы РИТЭКа является участие в социальном развитии регионов, спонсорская и благотворительная помощь. При этом компания руководствуется девизом: «Не люди для нефти, а нефть для людей».

Так, в Татарстане РИТЭК софинансирует республиканскую программу социальной ипотеки, а также участвует в реконструкции культурно-исторических памятников в городе Болгар и на острове-граде Свяжск. В Волгоградской области компания профинансировала строительство двух детских садов, в Самарской области – двух многофункциональных спортивных комплексов.

РИТЭК ежегодно проводит конкурсы социальных и культурных проектов «ЛУКОЙЛа» в Татарстане и в Самарской области. Общая сумма грантов, выделенных на выполнение более 900 проектов-победителей, составила более 165 млн рублей.

Когда низко висящие плоды уже собраны...



Какие возможности для оптимизации функции снабжения актуальны сегодня?



www.kpmg.ru

Антон УСОВ,
партнёр, руководитель практики
по работе с компаниями нефтегазового
сектора;
Константин РЫБАКОВ,
партнёр;
Ридаль СУЛТАНОВ,
старший менеджер
Группа операционной эффективности
КПМГ в России и СНГ

Падение стоимости нефти в течение 2014–2016 гг. более чем на 75%¹ потребовало серьёзной мобилизации всех функций нефтегазовых и нефтесервисных компаний. По всем направлениям начался пересмотр затрат с целью оптимизации и сохранения их баланса в новых рыночных условиях. Одной из функций, находившейся в авангарде этого процесса, стала функция снабжения. Закупщики начали резко сокращать объёмы закупаемых материально-технических ресурсов (МТР), работ, услуг, замораживать проекты и пересматривать коммерческие условия договорённостей с поставщиками.

Надо отметить, что данные шаги не прошли даром: и поставщики, и подрядчики нефтегазовых корпораций по всему миру были вынуждены снизить свои цены в среднем на 20–30%². Сегодня «низко висящие плоды» уже собраны, а запрос на оптимизацию остался. На чём же следует фокусировать свои усилия дирекциям и департаментам МТО/закупок/снабжения нефтегазовых компаний сегодня?

ПЛАНИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ЗАПАСАМИ

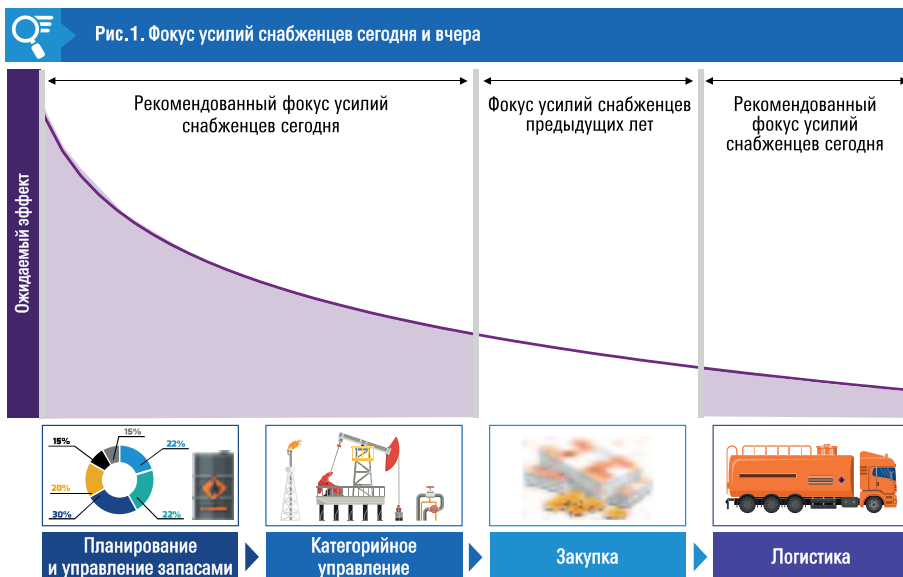
Сегодня одной из самых актуальных зон оптимизации затрат нефтегазовых компаний является управление запасами. Эта сфера неразрывно связана с функцией планирования снабжения (см. рис. 1). Проблематика во многих ресурсных компаниях схожая.

Во-первых, это низкая оборачиваемость запасов (до 300 дней и более), которая приводит к росту уровня невостребованного ликвидного имущества и потребности в дополнительных складских мощностях.

Во-вторых, неудовлетворительная доступность запасов МТР (при их общем высоком уровне). Это приводит к тому, что иногда нужных МТР не хватает для проведения срочных ремонтных работ

¹ Эффективное падение // Нефть России. 2017. № 1–2.

² Oil producers retool for lower prices // Financial Times, 1 February 2016.



и реализации капитальных проектов. Прошли те времена, когда закупщик просто получал заявку на приобретение МТР и приступал к тендерным процедурам. Современная функция планирования и управления запасами нефтегазовых компаний должна проделать большую предварительную работу перед отправкой заявки в отдел закупок. Данная работа может охватывать исключительно базовый функционал или же быть более комплексной.

Базовый функционал планирования включает в себя:

- оценку возможности удовлетворения плановой потребности посредством уже имеющихся в компании запасов, включая невостребованное имущество (НВИ), годное к использованию;
- определение параметров планирования запасов (уровень страхового запаса, периодичность приходов МТР, размер партии поставки и т. п.);
- определение моделей пополнения запасов в зависимости от группы МТР.

«Продвинутый» функционал планирования предусматривает:

- оценку возможности использования аналогов, то есть МТР, имеющих сходные характеристики с закупаемым. Данный инструмент, по нашему опыту, серьезно недооценён. Он, несомненно, потребует предварительной совместной работы снабженцев и представителей производства по созданию справочника аналогов. Но выгода от использования аналогов в процессе снабжения очевидна — этот инструмент существенно расширяет возможности по контролю уровня запасов;

- объёмное планирование или оценку достаточности логистических мощностей компании для закупаемых МТР. Без данного функционала в компании систематически возникают ситуации, когда прибывшие по заказу МТР некуда складировать или их нечем везти. Это приводит к необоснованным расходам на дополнительную аренду транспортных средств или площадей;

- формирование межфункциональной группы (комитета) по запасам. Как показывает наш опыт, создание подобной группы позволяет быстро взять под контроль рост уровня запасов и, если необходимо, эффективно его снижать. (см. рис. 3);
- выстраивание функции проектного снабжения. В докризисные времена за-

купки для капстроя нефтегазовых компаний реализовывались без особой оглядки на расходующие ресурсы. Сегодня же грамотное планирование снабжения под капитальное строительство становится насущной необходимостью. Оно может принести 20% и более экономии на закупаемых МТР, работах и услугах за счёт более продуманной стратегии контрактования и стандартизации закупаемого оборудования.

Хотя вышеперечисленные методы являются весьма действенными механизмами оптимизации процессов планирования и управления запасами, на наш взгляд, наиболее системным решением всё же стало бы внедрение сквозного процесса «от потребности до списания МТР». Он предполагает выстраивание процесса обеспечения производства с момента регистрации потребности в МТР, работах и услуг в ИТ-системе до момента списания МТР в производство, подписания акта о выполненных работах и услугах. В результате ресурсные компании могут всего за несколько месяцев получить экономическую выгоду в размере высвобожденного замороженного капитала до 15-20%³.

СОЗДАНИЕ КАТЕГОРИЙНЫХ СТРАТЕГИЙ

Второй зоной, где, на наш взгляд, можно существенно повысить ценность функции снабжения, является разработка и реализация категорийных стратегий по отдельным МТР, работам и услугам (см. рис. 2).

³ Анализ КПМГ.

Рис. 2. Сопоставление категорийной и закупочной стратегии по ключевым элементам

Ключевые элементы		Категорийная стратегия	Закупочная стратегия
1	Разработка (обновление) стратегии усилиями кросс-функциональной категорийной команды. Помимо закупщиков участвуют представители функционального подразделения (например, производство, ИТ и т.п.), представители финансов.	✓	✗
2	Инициативы носят сугубо закупочный характер: оптимизация закупочного процесса или оптимизация работы с поставщиками.	✗	✓
3	Инициативы носят комплексный характер, в т.ч. могут касаться изменений смежных процессов — производства, логистики и т.п.	✓	✗
4	Анализ совокупной стоимости владения.	✓	✗



Рис. 3. Пример: деятельность межфункциональной группы по управлению запасами



привлечением инженеров, представителей финансово-экономического блока, планировщиков и закупщиков позволяет компании на деле сократить количество закупочных процедур, оптимизировать функцию и, следовательно, сэкономить средства.

Оптимизация логистической сети

Третья актуальная зона повышения эффективности функции снабжения в долгосрочной перспективе – это логистика. Как показывает практика, затраты на логистику и логистическую инфраструктуру могут составлять 5–15%⁴ всех операционных затрат нефтегазовой компании. Поэтому любая экономия позволит положительно повлиять на прибыль.

Так, в ходе нашего недавнего проекта по трансформации функции снабжения крупной компании в одном из главных регионов её присутствия были определены основные логистические риски и статьи затрат. Были также диагностированы известные «болезни» логистической инфраструктуры и операций:

- использование неоптимальных маршрутов доставки;
- низкая скорость погрузочно-разгрузочных работ;
- недостаточная вместимость складов и их неоптимальное расположение;
- сложная логистическая инфраструктура и т. п.

Внедрение разработанных в рамках проекта инициатив позволит в среднесрочной перспективе сэкономить компании на логистических расходах до 15%.

Волатильность нефтяных котировок последних лет усилила и без того высокое давление на функцию закупок нефтегазовых компаний. Поэтому необходимо постоянное внимание к проблеме снижения совокупной стоимостикупаемых МТР, работ и услуг. Для получения наилучшего эффекта снабженцам следует стратегически выбирать точки приложения усилий. Планирование и управление запасами, категорийное управление и логистика могут стать новыми ориентирами в деятельности снабженцев, что позволит нефтегазовым компаниям существенно сэкономить и высвободить дополнительный денежный поток для своей операционной деятельности.

Встречи на ежемесячной основе

- Финансовый директор
- Директор по снабжению
- Директор по кастроу, гл. инженер и т. п.



Основные функции МФГ:

- Мониторинг состояния системы управления запасами
- Анализ ключевых показателей эффективности
- План-факт анализ, анализ причин отклонений
- Разработка плана мероприятий, контроль исполнения
- Выработка и принятие управленческих решений

Категорийная стратегия – это формализованный документ, созданный в результате всестороннего анализа отдельной категории закупок (например, транспортные услуги, ИТ-оборудование и т. п.) силами кросс-функциональной команды. Этот документ обновляется каждые 1–3 года. Целью категорийных стратегий являются формирование и реализация перечня инициатив по сокращению совокупных затрат.

К сожалению, сегодня мы всё чаще наблюдаем ситуации, когда снабженцы ре-

сурсных компаний сужают фокус стратегий до сугубо закупочных инициатив, таких как расширение базы поставщиков, добавление шагов по предквалификации, технический аудит и т. п. В таких случаях стоит критически переоценить подход к созданию категорийных стратегий и отдать приоритет кросс-функциональным категорийным командам и глубокой проработке инициатив за пределами закупок.

Как свидетельствует наш опыт, разработка категорийной стратегии с участием кросс-функциональной команды с

⁴ Анализ КПМГ.



OGU
Uzbekistan



21-Я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

21st UZBEKISTAN
INTERNATIONAL

OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.ogu-expo.ru

17-19
МАЯ / MAY
2017

УЗБЕКИСТАН, ТАШКЕНТ
UZBEKISTAN, TASHKENT

ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В УЗБЕКИСТАНЕ

THE LEADING
OIL & GAS EVENT
IN UZBEKISTAN

РЕКЛАМА

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY



CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD

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

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



Энергобаланс будущего: каким он станет?

Глубокие изменения на глобальном энергетическом рынке создают дополнительные риски для углеводородного сектора

Татьяна НЕВЗОРОВА

В последние годы рост цен на энергоносители (по крайней мере до 2014 г.) и процессы изменения климата заставили обратить пристальное внимание на энергоэффективность. Особо актуальной эта тема стала в связи с обязательствами, которые ведущие страны мира взяли на себя в рамках Парижского соглашения. Экологически ориентированная политика правительств, а также сокращение энергозатрат позволят в течение последующих 25 лет удвоить долю возобновляемых источников энергии и природного газа в глобальном энергобалансе. Тем временем роль угля и нефти будет сокращаться. Потенциал ВИЭ сегодня достаточно велик. А ведь ещё 10 лет назад он оценивался совсем по-другому. С чего же всё начиналось? Когда человечество начало задумываться об антропогенном воздействии на окружающую среду и о поиске энергетических альтернатив?

КАК ВСЁ НАЧИНАЛОСЬ

Отправной точкой «климатической политики» можно считать... 1820 годы. Именно тогда при вычислении количества тепла, полученного Землёй от Солнца и отражённого ею обратно в космос, было выявлено, что атмосфера планеты оказалась на 10 °C «теплее» предполагаемого значения.

В дальнейшем было выдвинуто много гипотез о влиянии человека на изменение климата. Среди них – теория парникового эффекта французского физика Ж. Б. Жозефа (1827), идея воздействия концентрации газов на климат британского физика Дж. Тинделла (1859), предположение шведского учёного, будущего Нобелевского лауреата С. Аррениуса (1896) о повышении средней температуры за счёт накопления углекислого газа в атмосфере. Однако все эти предположения не были поддержаны в обществе.

Первое научное подтверждение данных гипотез получено в 1938 г. английским метеорологом Г. Каллендаром. Он проанализировал данные 147 метеостанций, начиная с середины XIX века, и выявил повышение температуры на 0,3 °C за преды-

дущие 50 лет. Главной причиной он назвал человеческий фактор, который увеличивает количество выбросов газов в атмосферу.

В 1960-е сразу три научные организации США – Национальный фонд науки (1963), Комитет советников по вопросам науки при президенте США (1965) и Национальная академия наук (1966) – констатировали влияние человека на изменение температуры поверхности Земли.

В 1970-е данная проблема получила широкое обсуждение в мире – развитие движения по охране окружающей среды (1970), конференция по проблеме окружающей среды в Стокгольме (1972), статья о «Глобальном потеплении» в журнале Science (1975) и т. д.

В 1988 г. была создана Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК), а в 1990-м опубликовали её первый отчёт, в котором приводились неутешительные доводы в пользу огромного влияния выбросов парниковых газов на нагрев земной поверхности.

Стоит отметить, что в 1990-е годы энергетическая эффективность не относилась к числу главных приоритетов. Цены на уг-

леводороды упали в конце 1980-х, Европа переживала дерегулирование в энергетическом секторе. К тому же вопрос изменения климата не был столь острым.

Частично на это повлиял нефтяной кризис 1970-х. Однако в начале 1980-х некоторые страны, в большинстве своём государства-участники Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), начали разрабатывать структурную политику в области энергоэффективности. Она включала в себя создание организаций и агентств в области энергосбережения и энергоэффективности, внедрение новых стандартов строительства зданий, а также минимальных требований к эффективности бытовых приборов. Страны с развивающейся экономикой, такие как Китай, Тунис, Индия, Гана, Бразилия, последовали данному примеру.

КЛИМАТИЧЕСКИЕ СОГЛАШЕНИЯ

В 1988 г. вступила в силу Венская конвенция об охране озонового слоя. Это был первый международный документ по защите окружающей среды и здоровья людей от неблагоприятных воздействий в связи с изменениями, происходящими в озоновом слое. А уже через четыре года, 4 июня 1992 г., на Конференции ООН по окружающей среде и развитию в Рио-де-Жанейро более чем 180 стран мира подписали Рамочную конвенцию об изменении климата (РКИК).

Конечной целью РКИК является «стабилизация концентрации парниковых газов в атмосфере на таком уровне, который не допускал бы опасного антропогенного воздействия на климатическую систему». «Такой уровень должен быть достигнут в сроки, достаточные для естественной адаптации экосистем к изменению климата... и обеспечивающие дальнейшее экономическое развитие на устойчивой основе», – говорится в документе. Таким образом, сферой регулирования Конвенцией являются только антропогенные выбросы и стоки парниковых газов.

Однако РКИК определяла только общие принципы и обязательства сторон Конвенции, а также основные направления деятельности по решению проблемы изменения климата. В дополнение к нему в 1997 г. был принят Киотский протокол, в котором описаны конкретные меры по ограничению или снижению выбросов парниковых газов.

С 1992 г. Мировой энергетический совет (МИРЭС) (World Energy Council, WEC) в сотрудничестве с французским Агентством по вопросам окружающей

среды и рационального использования энергии (АДЕМЕ) выпустил серию трёхгодичных докладов о различных подходах к стратегии энергоэффективности, принятых более чем в 95 странах мира.

В первом десятилетии XXI века рост цен на энергоносители только усилил интерес к энергоэффективности на мировых рынках. Всё больше и больше правительств разрабатывали программы и меры по сбережению энергии. Это теперь является важнейшим фактором обеспечения конкурентоспособности промышленности и снижения выбросов парниковых газов.

Следующим важным «климатическим драйвером» является Программа по борьбе с изменением климата на период 2013–2020 гг., так называемый План «20-20-20». Он был утверждён на саммите Евросоюза в декабре 2008 г. Его суть

Без сомнения, 2016 г. был историческим для возобновляемой энергетики. Наблюдалось быстрое снижение стоимости солнечной и ветровой энергии, расширялось инвестирование в проекты развития ВИЭ.

заключается в том, что к 2020 г. следует сократить на 20% от уровня 1990 г. объём выбросов, загрязняющих атмосферу, повысить долю ВИЭ в общей структуре энергопотребления на 20% и сократить энергозатраты на 20%.

В 2014 г. уровень выбросов в атмосферу парниковых газов достиг рекордно высокой отметки. В январе – сентябре 2015 г., согласно данным метеобюро Великобритании, средняя температура на Земле оказалась на 1,02 °C выше, чем среднегодовые показатели за период с 1850-го по 1900 г.

В декабре 2015 г. на Всемирной конференции ООН по климату в Париже 195 делегаций со всего мира одобрили глобальное соглашение, которое должно прийти на смену Киотскому протоколу (его срок действия заканчивается в 2020 г.). Цель соглашения – добиться снижения выбросов парниковых газов, чтобы удержать повышение средней температуры на планете в пределах 1,5–2 °C. И 4 ноября 2016 г. климатический договор вступил в силу.

Без сомнения, 2016 г. был историческим для возобновляемой энергетики. Наблюдалось быстрое снижение стоимости солнечной и ветровой энергии, расширялось инвестирование в проекты развития ВИЭ.





Почему падают инвестиции

«Энергоэффективность – это “первое топливо” для перехода к безуглеродной экономике», – заявил исполнительный директор по исследованиям, стратегии и международным отношениям АДЕМЕ Франсуа Муасан. Действительно, к 2030 г. темпы повышения энергетической эффективности должны увеличиться вдвое по сравнению с нынешней ситуацией, то есть примерно на 2,5% в год.

Как отмечает Ф. Муасан, в целях ускорения глобального прогресса в области энергоэффективности «ценовой сигнал должен быть рассчитан с учётом среднесрочных и долгосрочных аспектов». «Нынешняя цена ископаемого топлива на международных рынках не стимулирует энергоэффективности», – полагает французский эксперт. Другими словами, требуется изменение политики ценообразования на углеводороды.

На Всемирной конференции ООН по вопросам изменения климата (COP-22), которая прошла с 7-го по 18 ноября 2016 г. в марокканском городе Марракеше, многие представители бизнеса выступали за установление цен на выбросы углекислого газа. Как считают некоторые экономисты, данный механизм будет работать только при наличии глобального соглашения по цене газа. Достижение договорённости по этому поводу, несомненно, займёт немало времени. Поэтому на первых порах специалисты рекомендуют создать аналогичные механизмы на национальном либо региональном уровне.

Также на конференции было отмечено, что для повышения энергоэффективности необходимо внедрить «инновационные инструменты финансирования для сокращения государственных расходов на финансовые и налоговые стимулы». Иными словами, груз стимулирования энер-

гоэффективности должен переместиться с плеч государства на частный бизнес.

В последние два года страны-члены Международного партнёрства в области энергоэффективности (The Partnership for Energy Efficiency Cooperation, IPEEC) работают над расширением инвестиций в энергоэффективные проекты.

Принятие Программы повышения энергоэффективности (Energy Efficiency Leading Programme, EELP) ещё более укрепило взаимодействие мирового финансового сектора. В 2016 г. 117 банков из 42 стран, включая 5 ведущих банков Китая, одобрили эту программу и выделили 4 трлн долларов под данные проекты.

Принятие Программы повышения энергоэффективности (Energy Efficiency Leading Programme, EELP) ещё более укрепило взаимодействие мирового финансового сектора. В 2016 г. 117 банков из 42 стран, включая 5 ведущих банков Китая, одобрили эту программу и выделили 4 трлн долларов под данные проекты.

В то же время Bloomberg New Energy Finance, одна из ведущих исследовательских компаний в области возобновляемой энергетики, заявила, что в 2016 г. во всём мире в ВИЭ (в том числе в крупные ГЭС) было вложено около 287,5 млрд долларов. Это на 18% меньше, чем годом ранее.

Примерно половина данного снижения была обусловлена уменьшением цен на панели солнечных батарей. Негативную роль сыграло также «заметное охлаждение двух ключевых рынков – Китая и Япо-

нии». В 2016 г. инвестиции КНР в экологически чистую энергию составили 87,8 млрд долларов, что на 26% меньше, чем в рекордном 2015 г. (119,1 млрд). В Японии аналогичный показатель – 22,8 млрд долларов (сокращение на 43%).

Инвестиции США упали на 7%, до 68,6 млрд долларов, Канады – на 46%, до 2,4 млрд. Во всём Азиатско-Тихоокеанском регионе, включая Индию и Китай, снижение составило 26%, до 135 млрд (около 47% от мирового объёма).

Вместе с тем, в прошлом году у некоторых развивающихся стран объёмы финансовых вливаний в сферу ВИЭ обвалились просто катастрофически. К примеру, в ЮАР они рухнули на 76% (до 914 млн долларов), в Чили – на 80% (до 429 млн долларов). Зато Бразилия уменьшила их всего на 5%, до 6,8 млрд.

Европа тоже оказалась исключением – инвестиции снизились всего на 3%, до 70,9 млрд долларов. Такой относительно неплохой результат был обеспечен в основном за счёт сооружения новых прибрежных ветровых парков. В их числе – самый большой в мире сухопутный ветровой парк Fosen complex в Норвегии. Его создание обошлось в 1,3 млрд долларов.

Но стоит отметить, что инвестиции Германии снизились на 16%, до 15,2 млрд долларов, Франции – на 5%, до 3,6 млрд. А Великобритания, которая приняла решение о выходе из Европейского союза, наоборот, увеличила их на 2%, до 25,9 млрд долларов.

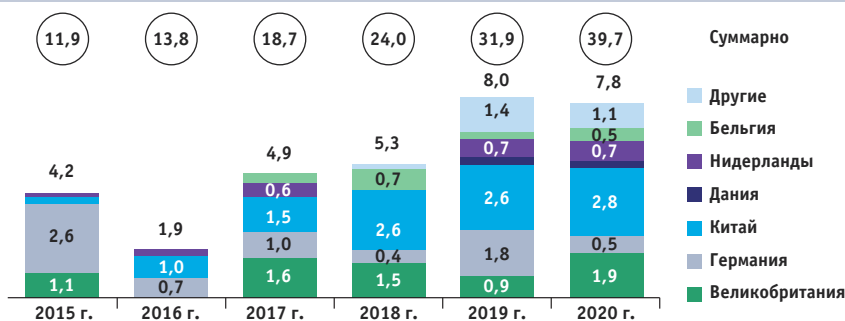
В целом Bloomberg New Energy Finance положительно оценивает ситуацию. Эксперты заявляют: «Несмотря на то что общий объём инвестиций в возобновляемые источники энергии в 2016 г. снизился, общая установленная мощность увеличилась». Так, в солнечной энергетике она возросла на 70 ГВт, в ветровой – на 56,6 ГВт.

Драйверы энергетики будущего

Важной тенденцией последнего времени стал уже упомянутый нарастающий бум прибрежной ветроэнергетики. Её можно назвать «самым ярким пятном» в глобальной инвестиционной картине 2016 г. За прошлый год капитальные вложения в неё составили 29,9 млрд долларов, что на 40% больше, чем в предыдущем году. Это обусловлено появлением турбин большей мощности и ноу-хау в области строительства ветровых парков.

Главный исполнительный директор Shell Бен ван Берден недавно признал,

Потенциал развития морских ветроустановок к 2020 г.



Источник: Bloomberg New Energy Finance.

что их компания совершила огромную ошибку, выйдя из сферы ветровой энергетики. В 2008 г. она покинула консорциум, который строил огромный морской ветропарк London Array мощностью 630 МВт. Данный объект является крупнейшим морским ветропарком в мире. В то время компания считала, что проект будет слишком дорогим, чтобы работать с ним без субсидий.

Но сейчас Shell кардинально поменяла своё мнение. В конце прошлого года ей удалось выиграть тендер на строительство ветроэлектростанции мощностью 700 МВт в Борселе (Нидерланды). Данный проект может стать первым крупным шагом компании в прибрежную ветроэнергетику. Для отрасли в целом это хорошая новость: Shell способна использовать свой огромный опыт в области строительства морских конструкций, что поможет снизить цены на ВИЭ и вывести данный бизнес на новый уровень.

До 2023 г. Нидерланды планируют построить ещё 5 морских ветроэлектростанций на побережье Северного моря мощностью 700 МВт, что весьма впечатляет, хотя в ряде стран реализуются и более масштабные проекты (см. рис.).

В свою очередь, шведская генерирующая компания Vattenfall недавно выиграла тендер на строительство прибрежной ветроэлектростанции Kriegers Flak мощностью 600 МВт на побережье Балтийского моря.

Ещё одно важное новшество, которое будет определять прогресс глобальной энергетики в ближайшие десятилетия – «интеллектуальные» счётчики (или, как их ещё называют, «умные», или «смарт-счётчики»).

«Умный» счётчик – это не только датчик. Он снабжён радиомодемом и программным обеспечением, что позволяет собирать и обрабатывать данные приборов учёта,

Согласно прогнозу МЭА, мировой спрос на нефть продолжит расти до 2040 г., в основном из-за отсутствия полноценной альтернативы «чёрному золоту» в транспортном секторе и нефтехимической промышленности.

рассчитывать стоимость потребления, формировать отчётность для управляющих компаний, поставщиков и потребителей.

В последнее время интеллектуальные счётчики стали популярны во всём мире. К примеру, в Австралии, где существует дефицит пресной воды, они дают возможность управляющим компаниям моментально реагировать на слишком большие объёмы водопотребления и быстро устранять аварии. Такая же ситуация во многих европейских странах.

Китай является лидером рынка учёта энергии. Он уже выпустил 250 млн единиц интеллектуальных счётчиков и планирует занять 70% азиатского рынка этих приборов. Смарт-счётчиками пользуются 40% американских семей, практически 90% потребителей в Италии и Швеции.

В Европе принята Директива по энергоэффективности, которая требует от государств-членов ЕС тотального внедрения смарт-счётчиков к 2020 г. В данном документе также отмечается, что «интеллектуальные счётчики должны быть использованы в сочетании с веб-приложениями и хорошо разработанными программами, с которыми можно было бы легко работать потребителям в домашних условиях».

Такие меры, несомненно, приведут к тому, что процесс повышения энергоэффективности значительно ускорится.

ВЕК НЕФТИ ЕЩЁ НЕ ОКОНЧЕН

Как же все эти процессы повлияют на рынок углеводородного сырья? В соответствии с недавно вышедшим отчётом Международного энергетического агентства (МЭА) и прогнозом мировой энергетики World Energy Outlook 2016 (WEO), возобновляемые источники энергии и природный газ будут являться лидерами в гонке потребительского спроса на энергию до 2040 г.

«Мы можем видеть ясных победителей в течение последующих 25 лет – это природный газ и в особенности ветровая и солнечная энергетика. Они являются достойной заменой угля, чемпиона предыдущих 25 лет. Однако на практике государственная политика будет определять вектор мировой энергетики, поэтому точно предсказать энергобаланс будущего довольно сложно», – заявил, исполнительный директор МЭА Фатих Бироль.

Согласно прогнозу МЭА, мировой спрос на нефть продолжит расти до 2040 г., в основном из-за отсутствия полноценной альтернативы «чёрному золоту» в транспортном секторе и нефтехимической промышленности. Тем не менее спрос на нефтяное топливо для легковых автомобилей снизится, несмотря на то что количество транспортных средств удвоится в течение последующей четверти века. Это произойдёт благодаря росту энергоэффективности и внедрению различных видов биотоплива и электромобилей.

Газовый рынок тоже изменится. Международная торговля сжиженным природным газом вырастет более чем на 50%, в результате доля СПГ в трансграничной торговле «голубым топливом» окажется больше, чем доля трубопроводного газа. Выход на рынок новых поставщиков СПГ из Австралии и США приведёт к повышению конкуренции и изменит условия контрактов и цены на сырьё.

В то же время при условии соблюдения уже заключённых международных соглашений рост выбросов углекислого газа существенно замедлится – с 650 млн т в 2000 г. до 150 млн т в 2040-м. Это будет способствовать тому, что средняя глобальная температура к 2100 г. повысится не более чем на 2,7 °C. Чтобы ограничить этот показатель рамками 2 °C, необходимо создать низкоуглеродные и энергоэффективные технологии. Поэтому следующим шагом в истории энергетики может быть именно расширение использования ВИЭ в различных отраслях.



Масла ЛУКОЙЛ: эффективные решения для «нефтянки»

Оригинальные разработки российского лидера открывают новые возможности для техники и оборудования

Российская специфика – сложные условия эксплуатации техники и экстремальные перепады температур – предъявляет особые требования к смазочным материалам. ЛУКОЙЛу, благодаря использованию уникального базового сырья, модернизированным мощностям и собственным научным разработкам, удалось создать широкий ассортимент подобных масел и смазок, получивших одобрения ведущих мировых производителей оборудования. Далеко не случайно продукты, производимые на лукойловских заводах, сегодня востребованы не только на его собственных предприятиях, но в таких компаниях, как «Сургутнефтегаз», «Газпром», «Роснефть», «НОВАТЭК», «Ямал СПГ», БК «Евразия», ERIELL, а также в ряде независимых нефтяных компаний.

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ПРОДУКТЫ

Тесно взаимодействуя с производителями техники и промышленного оборудования (так называемыми original equipment manufacturers – OEM), а также нефтяными и сервисными компаниями, ЛУКОЙЛ за последние несколько лет вывел на рынок целый ряд новых видов масел. И их эксплуатационные характеристики превзошли лучшие импортные аналоги.

Автопарки нефтяных компаний предпочитают использовать полусинтетические и синтетические моторные масла с низкотемпературными свойствами, обеспечивающие безотказную работу грузовой техники в суровых климатических условиях Севера и Сибири.

Простои техники, в том числе и для проведения техобслуживания, негативно влияют на рентабельность производства. Сократить время простоев можно,

например, за счёт увеличения интервала замены масла. ЛУКОЙЛ прислушался к этому требованию рынка и сумел разработать продукты, удовлетворяющие ему. Добиться этого удалось благодаря использованию собственного базового масла группы III+ по классификации API (VHVI). В результате было создано моторное масло ЛУКОЙЛ АВАНГАРД УЛЬТРА МЗ 15W-40 с интервалом замены до 1000 моточасов. Продукт получил официальные допуски к использованию от MTU, Cummins, Mack, Volvo и Renault. Он является единственным полусинтетическим маслом с одобрением MTU Oil Category 3. Результаты тестов масла на двигателе Caterpillar продемонстрировали расход на угар в 3,3 раза меньше требований API CI-4.

Из числа гидравлических масел среди профессионалов всё большую популяр-



ность приобретает линейка ЛУКОЙЛ ГЕЙЗЕР, в частности ГЕЙЗЕР УНИВЕРСАЛ, предназначенное для всесезонного использования. Гарантированный диапазон рабочей температуры масла в гидросистеме – от -35°C до $+80^{\circ}\text{C}$. Температура застывания – не выше -45°C . Тесты показали, что УНИВЕРСАЛ абсолютно нейтрален к резиновым уплотнителям, лучше (до 40%) защищает гидросистему от износа, чем масла типа МГЕ-46В и ВМГЗ.

К слову, сегодня заводы ЛУКОЙЛа в России единственные, где выпускают уникальное гидравлическое масло ВМГЗ, способное работать на Крайнем Севере при температуре -60°C .

Для разведки и добычи

Как показывает российская практика, сервисные предприятия, обслуживающие нефтяные станки-качалки, часто в целях экономии используют простейшие трансмиссионные масла, выпущенные по ГОСТу небольшими компаниями, не имеющими собственной системы контроля качества.

Эти масла старых спецификаций не достаточно хорошо отделяют от масла воду, образующуюся благодаря конденсату при перепадах температуры. «Скупой платит дважды» – потери от преждевременного износа механизмов в данном случае несопоставимы с ценой смазочных материалов.

Применение редукторных масел ЛУКОЙЛ СТИЛО ЛТ и СТИЛО ПОЛАР помогает избежать эти проблемы. Эти масла, произведённые на гидросинтетической основе, полностью отвечают между-

народному отраслевому стандарту DIN 51517, при этом их температура застывания равна -55°C .

Перспективный продукт в сегменте upstream – новое масло ЛУКОЙЛ ИНДУКТО ESP для двигателей электропогружных насосов. ИНДУКТО – электро-

сел серии МДПН. Новинки обладают улучшенными противозносными свойствами, температурой застывания не менее -50°C , отличаются максимальными значениями электроизоляционных характеристик (пробивным напряжением и удельным сопротивлением), а также отличной термоокислительной стабильностью.

ЭФФОРСЕ – ГАЗОПОРШНЕВЫМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМ

Доступность газового сырья – природного и попутного нефтяного – делает газопоршневые электростанции (ГПЭС) актуальным решением проблемы энергоснабжения удалённых объектов добычи.

Газопоршневые двигатели требуют применения специальных малозольных моторных масел. До недавних пор при обслуживании таких двигателей главным образом использовались импортные смазочные материалы.

В 2013–2014 гг. ЛУКОЙЛ провёл серию испытаний своей новинки в этом сегменте – масла ЛУКОЙЛ ЭФФОРСЕ 4004 – на газопоршневых двигателях Caterpillar, Cummins, GE Jenbacher и Waukesha. Результаты подконтрольной эксплуатации



изоляционные масла, изготавливаемые на основе высокоочищенных минеральных и синтетических масел, полученных с применением технологии гидрокрекинга и высокоэффективных присадок. ЛУКОЙЛ ИНДУКТО ESP разработано специально для всесезонного использования в закрытых системах электродвигателей погружных насосов взамен ма-



на ряде предприятий – «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго», «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго» и Де-Кастринской ТЭЦ – показали, что масло сохраняло отменные рабочие характеристики в течение всего интервала межсервисного обслуживания. По отзывам партнёров, экономический эффект от замены импорта маслом ЭФФОРСЕ в ряде случаев достиг 80%.

ЛУКОЙЛ ЭФФОРСЕ 4004 активно противостоит процессам нитрования и окисления, приводящим к образованию в системе отложений и лаков, влекущих за собой уменьшение срока службы масла и оборудования. Использование продукта позволило российским предприятиям увеличить интервал замены масла в системе не менее чем в 1,3 раза.

Результатом дальнейших работ по совершенствованию ЭФФОРСЕ стало появление в 2016 г. масла ЛУКОЙЛ ЭФФОРСЕ XDI 4004 с увеличенным интервалом замены – до 2 раз (по сравнению с обычными минеральными маслами для газопоршневых двигателей).

Для газовиков и нефтехимиков

Научный и технический потенциал ЛУКОЙЛа позволяет создавать практически любые масла, исходя из потребностей потенциальных заказчиков. Например, специалисты компании разработали ЛУКОЙЛ ГЕЙЗЕР А – рабочую жидкость для запорной и фонтанной арматуры, оснащённой гидравлическими приводами. Масло способно работать в температурном диапазоне от -70°C до $+50^{\circ}\text{C}$! Продукт изготовлен полностью из российских компонентов. Это позволяет «Газпрому» замещать дорогостоящие масла (в т.ч. импортные) на синтетической основе.

Также совместно с «Газпром ВНИИ-ГАЗом» были разработаны масла для газотурбинных агрегатов ЛУКОЙЛ МГК-8гп и ЛУКОЙЛ ТОРНАДО GT с отменными рабочими характеристиками.

Эти продукты предназначены для применения в системах смазки авиационных (МГК-8гп) и судовых (ТОРНАДО GT) двигателей, используемых в качестве приводов газоперекачивающих агрегатов (ГПА), генераторов электростанций и дру-

гих энергетических установок. При этом они полностью совместимы со всеми марками масел, применяемыми в них.

Одна из последних разработок ЛУКОЙЛа в линейке масел ТОРНАДО – ЛУКОЙЛ ТОРНАДО SNH для турбокомпрессоров в химической промышленности. Созданное специально для работы в условиях агрессивных сред, масло устойчиво к воздействию аммиака, серной кислоты и т.д. Его подконтрольная эксплуатация уже началась на предприятиях «Дорогобуж», «СибурТюменьГаз» и «Уралхим».

Ассортимент ЛУКОЙЛа сегодня включает около 700 видов масел и смазок, большинство из которых могут применяться в нефтегазовой промышленности. Существенный экономический эффект от внедрения, соответствие требованиям самых строгих международных отраслевых стандартов и наличие более 1100 одобрений ведущих OEM делают продукты российского лидера рынка смазочных материалов одними из самых востребованных в нефтяной сфере.



**ПРОДУКТ,
КОТОРЫЙ
ЖДАЛИ!**

ЛУКОЙЛ ТОРНАДО SNH

КОМПРЕССОРНОЕ МАСЛО ДЛЯ ХИМИЧЕСКИХ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ*

- оптимальная формула для работы в условиях воздействия агрессивных сред (аммиака, синтез-газа, нитрозных газов, серной кислоты)
- интервал замены масла 1 раз в 2 года и реже (в зависимости от условий эксплуатации)
- широкий диапазон рабочих температур
- увеличение срока службы оборудования

Одобрено: Dresser-Rand (отвечает требованиям DR Spec 003-406-001); ГИАП в насосных системах центробежных компрессоров Dresser-Rand, Hitachi, Fuji, Mitsubishi, GE Nuovo Pignone, а также агрегатов производства анимавы фирмы TEC (ноз. 101, 102, 103, 105).

Показатель	ЛУКОЙЛ ТОРНАДО SNH 32	Т-22С	Роснефть Эксперт	Индустриальное
Вязкость	129	95	98	105-117
Коэффициент индекса, кг/л	0,029	0,04	0,05	0,04-0,10
Время деаэрации, с	90	120	-	-
Температура вспышки, $^{\circ}\text{C}$	220	186	195	210-228
Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$	-37	-15	-15	до -32

* ЛУКОЙЛ ТОРНАДО SNH (ISO-VG 32 / 46) применяется в циркуляционных системах центробежных компрессоров, в узлах смазки подшипников и вспомогательных узлах турбоагрегатов.

www.lukoil-masla.ru



Caspian Oil&Gas
Azerbaijan



24-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

24th AZERBAIJAN INTERNATIONAL

CASPIAN OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.caspianoilgas.ru

6-9
ИЮНЯ / JUNE
2017

ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В АЗЕРБАЙДЖАНЕ

АЗЕРБАЙДЖАН, БАКУ
AZERBAIJAN, BAKU

THE LEADING
OIL & GAS EVENT
IN AZERBAIJAN

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY



CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD

ITE МОСКВА

+7 (499) 750 0826
oil-gas@ite-expo.ru
www.caspianoilgas.ru

ITE GROUP PLC

+44 (0) 207 595 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

Вызовы «молодого» рынка

Несмотря на падение цен на нефть, нефтегазовый сектор имеет в России неплохие перспективы развития

Александра УТОЧКИНА,
ведущий аналитик исследова-
тельской компании «Текарт»

Рынок сервисных услуг в нефтегазовом комплексе считается «молодым». Он зародился на постсоветском пространстве в результате приватизации геофизических трестов, ранее входивших в состав министерств.

На заре развития рынка (1990 годы) отечественные сервисные компании были представлены на нём массой мелких независимых игроков, специализировавшихся на разведочном и эксплуатационном бурении, а также текущем капитальном ремонте скважин (ТКРС). Для того времени вполне характерными явлениями были недопоставка услуг либо низкое качество проводимых сервисных работ со стороны российских предприятий.

В свою очередь, зарубежные сервисные компании в тот период активно осваивали наш рынок. Прежде всего, они предлагали услуги по интенсификации добычи и повышению нефтеотдачи пластов.

С 2000 годов, когда наблюдался рост мировых цен на нефть, интерес инвесторов к отрасли повысился. Были созданы крупные независимые российские компании, рынок стал более цивилизованным и прозрачным. Вследствие этого до 2008 г. данный сегмент оказался наиболее быстрорастущим в российской нефтегазовой отрасли.

В докризисный период тенденция увеличения стоимости сервисных активов была характерна для всего мирового рынка. Это связано с тем, что добывающие компании для обеспечения потребностей растущей экономики вынуждены поддерживать и даже наращивать добычу нефти и газа. Между тем, с течением времени продуктивность старых месторождений падает, и поэтому требуется всё больший объём услуг по повышению нефтеотдачи.



НАША СПРАВКА

Сервис в нефтегазовой отрасли – это комплекс услуг по разведке, разработке, эксплуатации и ремонту нефте- и газодобывающих скважин, а также работы в области интегрированного управления проектами.

Перечень основных сервисных услуг включает такие направления, как:

- геологоразведка, сейсморазведка, геофизические работы, направленные на выявление и подготовку перспективных нефтегазоносных геологических структур к дальнейшему поисковому бурению, а также геофизические исследования бурящихся, действующих или восстанавливаемых скважин;
- бурение и сопровождение бурения вертикальных, наклонных, наклонно-направленных и горизонтальных разведочных и эксплуатационных скважин, а также резка боковых стволов. К числу вспомогательных операций, выполняемых в процессе бурения и строительства скважин, относятся выш-комонтажные работы, сервис буровых растворов, цементирование и заканчивание скважин;
- текущий и капитальный ремонт скважин (ТРС, КРС, ТКРС, well workover). К данному сегменту относятся и работы по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП) и интенсификации добычи нефти (ИДН);
- интегрированное управление проектами (Integrated project management, IPM).

Взлёты и падения

Стимулом для роста (в денежном выражении) сервисного рынка в России стало также уменьшение легкодоступных запасов нефти. Это вынудило добывающие компании перемещать свою деятельность в районы с более сложными условиями, вести разработку ресурсов шельфа. С каждым годом увеличивалось число сложных проектов. А следовательно, росли затраты на инжиниринг и сервис. В период 2003–2008 гг. средние ежегодные темпы прироста (CAGR) на российском рынке нефтесервиса достигли 22,3%.

Однако в 2009 г. девальвация рубля и снижение цен на оказываемые услуги спровоцировали замедление активности сервисных компаний. Падение рынка достигло 26,4%.

С конца 2009 г. наблюдается посткризисное восстановление отрасли. Среднегодовые темпы роста за последние семь лет составили 10,2%, объём реализации сервисных услуг увеличился с 14,5 млн долларов в 2009 г. до 27,8 млн долларов в 2016 г.

Драйверами роста нефтесервисного рынка стали сегменты эксплуатационного бурения, гидроразрыва пласта и текущего и капитального ремонта скважин. Так, показатели эксплуатационного бурения увеличивались не только за счёт большей проходки, но и благодаря расширению спектра задействованных технологий. Набирает популярность горизонтальное бурение (ГБ), зачастую реализуемое с гидроразрывом пластов (ГРП). Всё чаще в целях интенсификации нефтедобычи на скважинах с низким дебитом применяется резка боковых стволов (ЗБС).

В 2014–2016 гг. введение санкций со стороны США и ЕС привело к снижению темпов развития российского нефтесервисного рынка. Возникли сложности с привлечением капитала, технологий и оборудования. В результате объём потребления услуг в отрасли в 2015 г. составил около 27,5 млрд долларов. Оценочная величина рынка по итогам 2016 г. практически соответствует уровню предыдущего периода, она выросла всего на 1,1% (см. рис. 1).

Почти 97% всех сервисных услуг в России приходится на четыре основных региона: Западную Сибирь (71%), Восточную Сибирь и Дальний Восток (10%), Волго-Уральскую (9%) и Тимано-Печорскую (7%) нефтегазоносные провинции (см. рис. 2).

Рис. 1. Динамика российского рынка нефтегазового сервиса в 2008–2016 гг. *, %

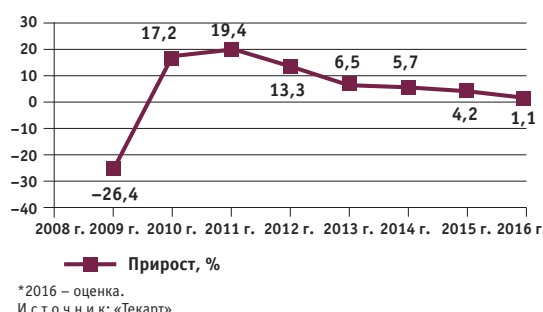


Рис. 2. Региональная структура нефтесервисного рынка России в 2016 г., % (в денежном выражении)



Рис. 3. Структура российского рынка нефтегазового сервиса по видам услуг в 2016 г., % (в стоимостном выражении), оценка

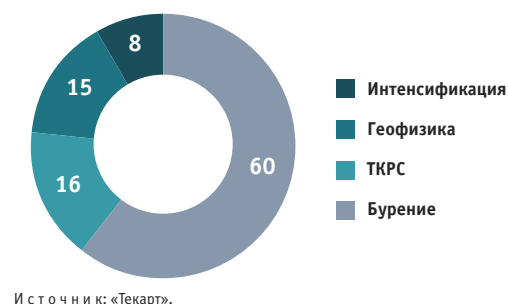
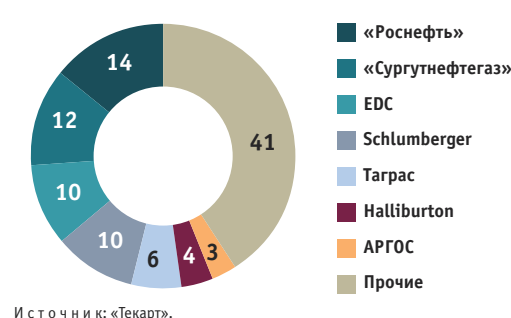


Рис. 4. Оценка структуры рынка нефтегазового сервиса в разрезе основных игроков в 2016 г., % (в денежном выражении)



В Западной Сибири расположен основной объём добывающих скважин и создана необходимая инфраструктура. Восточная Сибирь и Дальний Восток являются весьма перспективными регионами, несмотря на высокую себестоимость освоения месторождений. Это связано с необходимостью заполнения трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан.

Высокий потенциал сервиса в Тимано-Печоре объясняется сложным геологическим строением месторождений и значительным объёмом залежей УВС (около 2,4 млрд т).

К другим регионам, богатым углеводородами, относятся южные районы РФ, шельф Каспийского и Баренцева морей. При наличии государственной поддержки и стабильно высоких ценах на нефть и газ в них возможно кратное увеличение объёмов сервисных работ. Однако отсутствие или недостаточное качество инфраструктуры (дороги, трубопроводы), а также суровые климатические условия и невысокие цены на нефть снижают интерес участников рынка к реализации ряда уникальных проектов.

Структура российского рынка по видам услуг, согласно данным «Текарт», в последние несколько лет является стабильной. Свыше половины общего объёма работ приходится на бурение, ещё 16–20% – на текущий и капитальный ремонт скважин, 14–16% – на геологоразведку. Оставшуюся часть занимают интенсификация добычи УВС и повышение нефтеотдачи пластов (см. рис. 3).

ЛИДЕРЫ И АУТСАЙДЕРЫ

Лидерами российского сервисного рынка являются собственные подразделения компаний «Роснефть» и «Сургутнефтегаз». Их суммарная доля превышает 25% совокупного объёма оказанных услуг (см. рис. 4). Среди не-

Табл. 1. Сегментирование рынка нефтегазового сервиса по типу основных игроков

Характеристика участников	Основные представители
Иностранные сервисные компании	
- высокотехнологичные услуги: интерпретация результатов сейсморазведки, бурение скважин со сложной геометрией, ГРП, колтюбинг и т. п.; - высокий технологический уровень; - привлекаются для выполнения одной или нескольких специализированных функций (например, подготовки буровых растворов) или комплексного управления проектами; - основной недостаток – высокая стоимость проводимых работ.	- Baker Hughes: «Оренбургнефтегеофизика» - CAT oil: «Катконевть», «Катобнефть», «Катойл-Геодата», «Катойл-Дриллинг», «Фил-ОрАм»; - Halliburton: «Бурсервис»; - KCA Deutag: «КСА Дойтаг Дриллинг», «КСА Дойтаг Раша»; - Nabors Industries; - Parker Drilling: «Паркер СМНГ Дриллинг»; - Schlumberger: «ПетроАльянс», «Тюменьпромгеофизика»
Сервисные подразделения ВИНК	
- выполняют основной объём работ на рынке; - средний технологический уровень; - в основном оказывают услуги только для материнской компании, однако при необходимости могут выступить в качестве подрядчиков для сторонних организаций; - тенденция по выделению сервисных подразделений из состава ВИНК и переход на рыночные условия работы с материнской компанией.	«Газпром»: «Газпром геологоразведка», «Газпром георесурс»; «Газпром нефть»: «Газпромнефть-Нефтервис», «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика»; «Роснефть»: «РН-Бурение», «РН-Сервис», «Удмуртнефть-Бурение», «Оренбургбурнефть», «Нижевартовскбурнефть», Нижевартовское предприятие по ремонту скважин-1; «Славнефть»: «Славнефть-Научно-производственный центр», Мегионское управление буровых работ; «Сургутнефтегаз»: Управление буровых работ, Управление по ЗБС и КРС, Управление ПНП и КРС, Управление поисково-разведочных работ (УПРР), Центральная база производственного обслуживания; «Татнефть»: Татарское геологоразведочное управление, «Севергазнефтепром», «Севергеология»
Независимые российские сервисные организации. Крупные компании/группы компаний широкого профиля	
- наиболее значимые участники рынка в перспективе; - часть компаний были созданы на основе активов ВИНК; - проявляют наибольшую активность на рынке M&A за счёт приобретения специализированных компаний; - средний технологический уровень	- Eurasia Drilling Company: Буровая компания «Евразия», «БКЕ-Шельф», «СГК-Бурение»; - АРГОС: филиалы ЧУРС, КЕДР, ПРОМЕТЕЙ, СУМР; - ГЕОТЕК Холдинг: Богучанская геофизическая экспедиция, «ГЕОТЕК-Восточная Геофизическая Компания», Илимпейская геофизическая экспедиция, «ГЕОТЕК Сейсморазведка», Оренбургская геофизическая экспедиция, «Ханты-Мансийск – геофизика», «Нарьян-Мар – сейсморазведка», «Севергеофизика»; - Группа компаний «Интегра»: «Буровая техника», «Геофизсервис», «Интегра-Бурение», «Интегра-Сервисы», «Обънефтеремонт», «Смит Сайбириан Сервисез»; «Нефтьсервисхолдинг»: «Пермнефтеотдача», ПИТЦ «Геофизика», «Сервис трубопроводного транспорта», ФЛЭК, СПО-Алнас»; - ГК «Римера»: «Римера-Сервис», «Юганскнефтегазгеофизика»; - Сибирская Сервисная Компания; «Газпром бурение»
Независимые российские сервисные компании. Средние и малые участники рынка	
- значимый сегмент с точки зрения численности; - как правило, это небольшие компании, привлекаемые для осуществления простых низкотехнологичных работ; - они предлагают базовый набор услуг в небольших объёмах по низким ценам; - часто прибегают к демпингу; - низкая стоимость оказываемых услуг не позволяет им осуществлять инвестиции в перевооружение; - неспособны предоставить решения «под ключ»	«Волгограднефтегеофизика»; «Калиниградгеофизика»; «Калиниградгеофизика»; «Коминеттегеофизика»; «Краснодарнефтегеофизика»; «Пермнефтегеофизика»; «Самаранефтегеофизика»; «Саратовнефтегеофизика»; «Усинскгеонефть»; «Иркутскгеофизика»; «Якутскгеофизика»; «Самотлорнефтепромхим»

Источники: «Текарт».

зависимых подрядчиков крупнейшими игроками являются EDC (10%), Schlumberger (10%), Halliburton (4%) и АРГОС (3%).

На прочие компании, средние и малые, в совокупности приходится 41% объёма сервисных работ. Однако доля каждого участника не превышает 2%. Такие предприятия, как правило, оказывают услуги в области вспомогательного

сервиса для геофизики, строительства и ремонта скважин.

Основные иностранные сервисные компании, представленные на российском рынке, являются лидерами мировой индустрии: Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes и Weatherford. Эти холдинги имеют более чем 50-летний опыт работы в США и других странах. При этом они умеют действовать совершенно в

различных геологических, климатических, экономических и политических условиях.

Как уже отмечалось, данные гиганты пришли в Россию в 1990 годы. Их экспансия заключалась в приобретении разрозненных региональных сервисных компаний, что позволило им лучше понять состояние конкретных направлений рынка и получить в распо-

ряжение специалистов с опытом работы в местных климатических условиях.

Однако за последние два года обороты мировых лидеров сократились в среднем в два раза. Так, падение выручки в 2016 г. в сравнении с 2015 г. составило для Schlumberger – 21,7% (27,8 млрд долларов), для Halliburton – 31,8% (16,1 млрд), для Baker Hughes – 42% (9,8 млрд) и для Weatherford – 43,4% (5,6 млрд).

Основное конкурентное преимущество зарубежных игроков, которое позволило им закрепиться на рынке, – новейшие технологии сервиса. Иностранные корпорации одними из первых в России начали выполнять сложные гидроразрывы, перенесли на новый уровень услуги цементирования, подготовки буровых растворов и другие операции сопровождения бурения, впервые применили технологию колтюбинга. Они также удерживают первенство в области программных средств.

Вместе с тем, высокая стоимость услуг препятствует более глубокому проникновению мировых лидеров на рынок. Практика показывает, что российские нефтедобывающие компании предпочитают обращаться к отечественным подрядчикам. Услугами же иностранных корпораций они пользуются преимущественно в случае реализации сложных проектов. Кроме того, зарубежные партнёры имеют сильные позиции в области интегрированного управления проектами, задачи которого зачастую решаются силами российских компаний по договору субподряда.

В России также работают совместные предприятия, позиционирующие себя как представительства или отделения иностранных компаний: «Катконнефть», «Катобнефть» (оба – СП CAToil AG), «Рус Империял Групп» (Imperial Energy Corporation).

С точки зрения технологических возможностей сервисные структуры ВИНК относятся к среднему уровню участников рынка. Как правило, они имеют наиболее тесные связи с научными от-

Рис. 5. Объём (млрд руб., левая шкала) и динамика (изменения в % к предыдущему году) капитальных вложений в нефтяную отрасль в 2008–2016 гг. в рублёвом эквиваленте

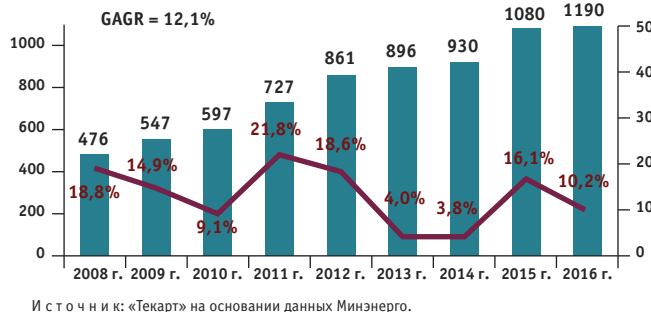


Рис. 6. Объём (в долларовом эквиваленте, млрд долл., левая шкала) и динамика (изменения в % к предыдущему году) капитальных вложений в нефтяную отрасль в 2008–2016 гг.

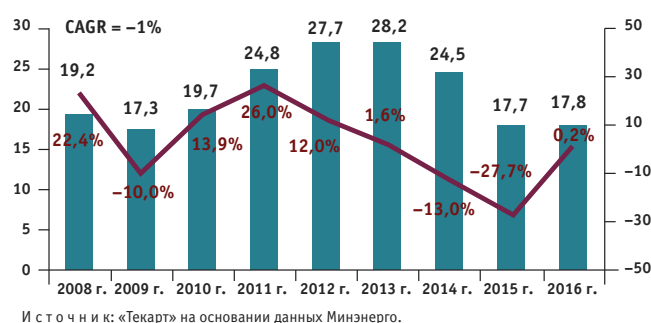
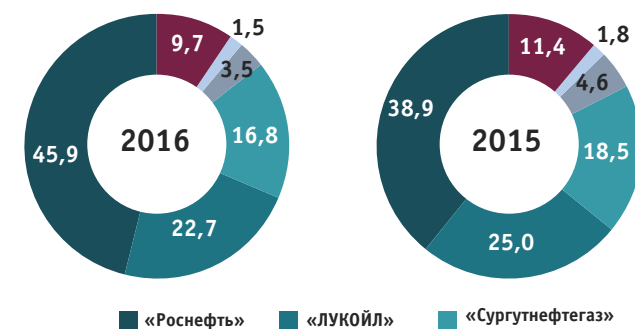


Рис. 7. Структура капитальных вложений в разрезе ВИНК в 2015–2016 гг. % (в денежном выражении)



раслевыми институтами и обладают рядом уникальных патентов. Их дополнительными преимуществами являются большой запас прочности и доступ к средствам материнской компании для финансирования закупки дорогостоящих основных фондов.

Среди независимых российских сервисных предприятий можно выделить два типа участников рынка:

- относящиеся к среднему уровню крупные компании широкого профиля;
- относящиеся к низшему уровню средние и мелкие фирмы.

Первые являются основой отечественного рынка сервиса. Часть предприятий этой группы были созданы на базе активов, выведенных из состава ВИНК. Технологический уровень таких организаций оценивается как «средний», и мировому рынку они могут пока предложить лишь «стандартные услуги». Но их плюс – оптимальное соотношение цена/качество (по сравнению с общепризнанными лидерами глобального рынка).

Средние и мелкие компании представлены в основном организациями, которые были основаны в советские времена. Они обычно имеют значительный опыт работы в одном географическом регионе. Однако «технологичность» предоставляемых услуг остаётся на относительно низком уровне.

Помимо компаний, созданных в советский период, появляются новые предприятия, которые стремятся занять определённые ниши. Впоследствии они либо переходят в разряд широкопрофильных компаний, либо перепродают свой бизнес другим участникам рынка.

БАРЬЕРЫ И ВОЗМОЖНОСТИ

Ключевым показателем развития нефтегазового

сервиса является объём капитальных вложений в добычу, транспортировку и переработку углеводородов. По данным Минэнерго, в 2016 г. он составил 1,19 трлн рублей, что выше уровня предыдущего периода на 10,2% (см. рис. 5).

В долларовом выражении объём инвестиций показывал рост до 2013 г. (см. рис. 6). Однако падение мировых цен на нефть и девальвация рубля обусловили



«Газпром»

в 2014–2015 гг. снижение капвложений до 17,72 млрд долларов. В 2016 г. этот показатель практически не изменился (+0,2%).

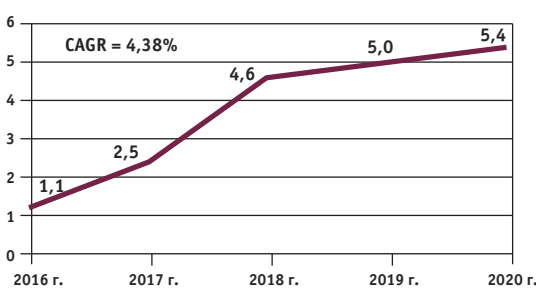
Лидерами по размеру инвестиций являются крупнейшие нефтяные компании – «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз». На их долю суммарно приходится свыше 80% капвложений (см. рис. 7).

Рынок нефтегазового сервиса развивается в соответствии с рядом основных тенденций. Первая из них – расширение собственного или аффилированного сервиса нефтегазовых компаний. Данный тренд во многом определяется геополитической ситуацией: импорт оборудования для добычи нефти на сложных месторождениях и на арктическом шельфе стал невозможен. Это заставило российских игроков задуматься о возвращении в сектора нефтесервиса и производства оборудования.

Первой из отечественных ВИНК увеличить своё присутствие в нефтесервисе решила «Роснефть». В её планах – рост доли собственного бурового сервиса до 75–80%. На данный момент проведена реорганизация компании «РН-Бурение»: в её структуру вошли Оренбургская буровая компания и бывшие буровые активы Weatherford в России. Ожидается, что примеру «Роснефти» могут последовать и другие ВИНК.

Вторая тенденция – консолидация рынка, укрепление позиций основных игроков. Ожидается, что сервис в этом плане повторит тенденции развития сектора добычи. Со временем, помимо

Рис. 8. Прогноз темпов роста российского рынка нефтесервиса до 2020 г., % к предыдущему году



Источник: «Текарт».

структурных сервисных подразделений ВИНК, на рынке останется 8–9 крупных компаний.

Третья тенденция – влияние санкций. В связи с введением ограничений поставок оборудования со стороны США и ЕС доступ к некоторым высокотехнологичным операциям в нефтесервисе оказался закрытым. Это, в свою очередь, приводит к повышению спроса на услуги российских предприятий.

Ещё один немаловажный фактор – диверсификация услуг, повышение эффективности сервиса. Из крупных компаний выделяются обособленные подразделения, выполняющие различные виды технологически сложных работ. Этому способствует рост спроса на такие сервисы, как горизонтальное бурение, ГРП, ТКРС и геофизические операции.

К числу основных барьеров развития рынка в среднесрочной перспективе можно отнести сдержанный характер

капвложений (+0,2% в долларовом эквиваленте по отношению к 2015 г.), высокий износ производственных и основных фондов, а также уже упоминавшиеся ограничения на импортные поставки высокотехнологичного оборудования.

Отметим, что объём инвестиций, направляемый российскими нефтедобывающими компаниями на разработку новых месторождений и капитальный ремонт скважин, значительно меньше тех средств, которые выделяются ведущими зарубежными компаниями НГК. Так, ежегодный объём мирового рынка нефтесервиса, по разным оценкам, составляет от 300 до 700 млрд долларов.

Тем не менее спрос на сервис будет расширяться. Учитывая, что Россия является крупнейшей нефтедобывающей страной в мире, а также такие факторы, как ежегодный рост фонда эксплуатируемых скважин, освоение месторождений в новых регионах со сложными условиями (Восточная Сибирь, Дальний Восток, шельф), низкая насыщенность рынка (по сравнению с США), российскому сервису предоставляются благоприятные возможности для развития.

По прогнозам компании «Текарт», в период до 2020 г. среднегодовые темпы роста рынка составят почти 4,4%. В результате подобной динамики объём услуг к указанному году может достигнуть 33 млрд долларов (см. рис. 8). ■

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO - 9001 и ISO 14001



КАЗАНСКАЯ
ЯРМАРКА



ТАТАРСТАНСКИЙ
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

деловая программа выставки - актуальные вопросы
содействия развитию науки и техники

24-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ⚡ ГАЗ ⚡ НЕФТЕХИМИЯ



Привлечение и стимулирование
технологий для нефтяной, газовой
и газохимической промышленности

6-8
СЕНТЯБРЯ
Казань, 2017

При поддержке:

Правительства Республики Татарстан и Президента Республики Татарстан

www.oilexpo.ru

16+

Нефтехимия и нефтепереработка: современная продукция,
технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспорти-
ровка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа

Добыча нефти и газа



420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8
ОАО «Казанская ярмарка»
тел./факс: +7 (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: expokazan02@mail.ru,
d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru
www.expokazan.ru

Пляски на Аляске

Компании США лишены возможности как освоения собственной арктической нефти, так и участия в аналогичных проектах в России

Константин СЕРГЕЕВ

Освоение запасов «чёрного золота» на арктическом шельфе требует максимальных усилий по привлечению средств и самых современных технологий. При этом регион может послужить как удобной площадкой для взаимовыгодного сотрудничества добывающих компаний России и США, так и ареной для жёсткой конкуренции. Сложившаяся обстановка объективно свидетельствует в пользу первого варианта, но не исключает и второй. Похоже, Россия не проиграет в любом случае. Стабилизация, а затем и постепенный рост рыночных котировок энергоносителей до относительно комфортного уровня (50–55 долл./барр. для нефти и 3,0 долл./млн БТЕ для газа) способствовали дополнительному усилению интереса к освоению Арктического региона. Особенно это происходило в странах, не присоединившихся к Венскому соглашению членов ОПЕК и ряда независимых производителей нефти об ограничении добычи (которое, собственно, и придало ценам «бычий» импульс). Как и следовало ожидать, наиболее наглядной стала реакция США, которые традиционно рассматривают Арктический бассейн в качестве богатой «запасной» кладовой энергоносителей, но пока не могут определиться с вариантами и сроками её «распечатывания».

В недрах мирового холодильника

Согласно оценкам Геологической службы США, потенциальные ресурсы нефти в арктической зоне достигают почти 90 млрд барр., а природного газа – порядка 1,7 трлн ф³. Все эти богатства достаточно неравномерно распределены между Данией, Канадой, Норвегией, Россией и



Рис. 1. Схема перспективных районов добычи нефти в Арктике

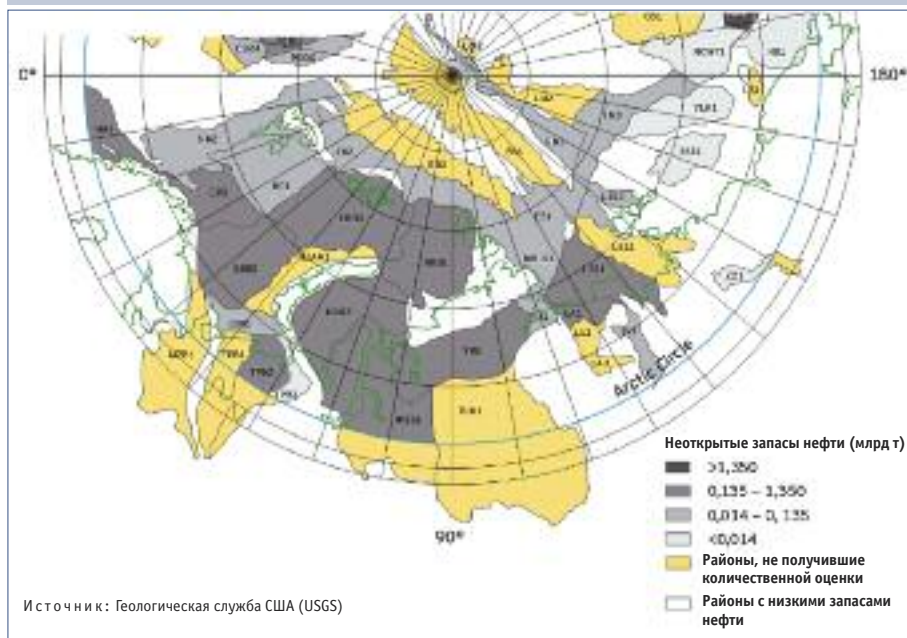


Табл. 1. Запасы углеводородов по основным регионам Арктики

Код района	Район	Нефть (млн барр.)	Газ (млрд ф³)	NGL (млн барр.)	Всего (млн б. н. э.)
WSB	Западно-Сибирский бассейн	3659,88	651498,56	20328,69	132571,66
AA	Арктическая Аляска	29 960,94	221397,60	5904,97	72765,52
EBB	Восточный бассейн Баренцева моря	7406,49	317557,97	1422,28	61755,10
EGR	Восточно-Гренландский рифтовый бассейн	7274,40	51818,16	1152,59	17063,35
LSS	Шельф моря Лаптевых	3115,57	32562,84	867,16	940987
NM	Норвегия	1437,29	32281,01	504,73	7322,19
BP	Платформа Баренцева моря	2055,51	26218,67	278,71	6704,00
EB	Евразийский бассейн	1342,15	19475,43	520,26	5108,31
NKB	Северо-Карские бассейны и платформы	1807,26	14973,58	390,22	4693,07
TPB	Тимано-Печорский бассейн	1667,21	9062,59	202,80	3380,44
NGS	Северо-Гренландский регион	1349,80	10207,24	273,09	3324,09
LM	Ломоносов – Макаров	1106,78	7156,25	191,55	2491,04
SB	Бассейн Свердруп	851,11	8596,36	191,20	2475,04
LA	Ленско-Анабарский бассейн	1912,89	2106,75	56,41	2320,43
NCWF	Северо-Чукотский прибрежный бассейн, о. Врангеля	85,99	6065,76	106,57	1203,52
VLK	Бассейн пр. Вилькицкого	98,03	5741,87	101,63	1156,63
NWLS	Северо-западный шельф моря Лаптевых	172,24	4488,12	119,63	1039,90
LV	Ленско-Вилюйский бассейн	376,86	1335,20	35,66	635,06
ZB	Бассейн Зырянки	47,82	1505,99	40,14	338,95
ESS	Восточный бассейн Сибирского моря	19,73	618,83	10,91	133,78
HB	Бассейн Хоуп	2,47	648,17	11,37	121,87
NWC	Внутренние бассейны Северо-Западной Канады	23,34	305,34	15,24	89,47
Всего		89983,21	1 668657,84	44064,24	412057,09

Источники: Геологическая служба США (USGS).

США (см. рис. 1, табл. 1), однако основную их часть так или иначе предстоит осваивать именно двум последним членам этой «великолепной пятёрки».

В своих выводах Геологическая служба США исходит из того, что большую часть (свыше 75%) углеводородных запасов Арктики составляет всё же природный газ. Исследования Wood Mackenzie отдают «голубому топливу» ещё более явное предпочтение – около 85% всех открытых ресурсов и порядка 74% потенциальных. В обоих случаях США претендуют на первенство по ресурсам собственно нефти (свыше 30 млрд барр.), в то время как на долю России отводится от 3–4 млрд (Wood Mackenzie) до 12–13 млрд барр. (USGS). Данные российского Минприроды ещё более оптимистичны: только разведанные запасы «чёрного золота» в арктическом секторе страны оцениваются в 7,7 млрд т.

Однако до начала промышленной добычи все рассуждения о гигантских ресурсах скорее напоминают делёж шкуры не то что не убитого, а ещё и не найденного белого медведя. Текущие же результаты охоты на ценного полярного зверя представляются довольно любопытными.

Блокада и... САМОБЛОКАДА

В России темпы разведки и разработки арктических месторождений были в значительной степени снижены из-за экономических санкций, «случайно» совпавших

с периодом пикирования нефтяных котировок. Заметим, что и при таких условиях национальным операторам удалось добиться заметных успехов (см. «Русские идут!», № 1-2/2017). Это заставило даже западных экспертов призадуматься о неожиданных последствиях ограничения импорта технологий и капитала (см. «Санкции в помощь», № 11-12/2016).

А США, похоже, пошли по пути самоограничения. Так, участие американских операторов в разработке российского сектора Арктики было эффективно (и, надо признаться, эффективно) предотвращено благодаря введению санкций ещё с весны 2014-го.

А робкая попытка разработки собственных ресурсов (у северного побережья Аляски), предпринятая летом 2015 г., закончилась осенью того же года буквально выдавливанием англо-голландской Shell с широким применением при этом «экологического оружия». В результате на будущем перспективных участках шельфа Чукотского моря и моря Бофорта, в разработку которых Shell вложила порядка 8 млрд долларов, был поставлен крест. Впрочем, как и на проектах магистральных нефтепроводов, которые должны были соединить эти разработки с районом North Slope, где сосредоточена действующая промышленная нефтедобыча Аляски (см. рис. 2).

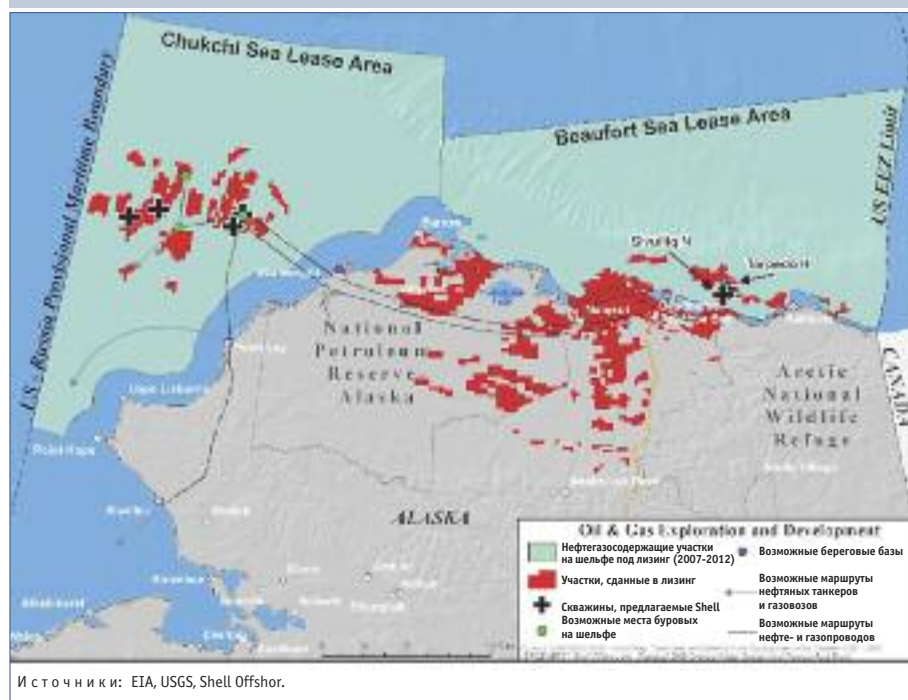
Более того, уже в декабре 2016 г., перед тем как навсегда покинуть Белый

дом, Барак Обама издал указ о запрете ГРП и разработки месторождений углеводородов не только на арктическом шельфе, но и у северо-восточного Атлантического побережья страны (Новая Англия). Кстати, это решение связало руки операторам ещё и на юге, в Мексиканском заливе, который в течение последних двух лет частично компенсировал падение добычи углеводородов на материковой части США.

Замороженным оказался пятилетний план (2017–2022 гг.) Министерства внутренних дел США по сдаче в лизинг части федеральных территорий под разведку и добычу нефти и газа, обнаруженный лишь месяцем раньше (18 ноября 2016 г.). Этот документ предусматривал возможность лизинга 11 перспективных участков, 10 из которых располагались в Мексиканском заливе и лишь один – в арктической зоне (в районе о. Кука у южного побережья Аляски). Заметим, что участки шельфа Чукотского моря и моря Бофорта у северной оконечности полуострова (которые ранее безуспешно пыталась освоить Shell) вообще не вошли в перспективный план лизинга.

Несмотря на мощное «экологическое» прикрытие прощального указа Б. Обамы, фактически закрывающего Америку для масштабных ГРП в Арктике, сами же американские эксперты считают его «миной замедленного действия», заботливо под-

Рис. 2. Перспективные районы добычи углеводородов в арктической зоне США



готовленной для преемника. Что же касается национальных операторов, то они, в полном соответствии с предвыборными обещаниями нового главы государства (см. «Голосует "Большая нефть"», № 1-2/2017), ожидают возвращения возможностей по разработке арктических запасов углеводородов как на территории США, так и за её пределами. Причём, исходя из особенностей взаимоотношений между президентом и Конгрессом, последнее может оказаться проще первого.

В гости к русскому медведю

Эти надежды отчётливо оживились после назначения Госсекретарём США Рекса Тиллерсона, занимавшего до этого пост генерального директора ExxonMobil. Стоит напомнить, что именно этот нефтяной гигант США понёс максимальные потери из-за санкций, введённых Белым домом против России. Согласно собственным подсчётам, только в 2014 г. ExxonMobil недополучила около 1,1 млрд долларов прибыли из-за того, что ей пришлось заморозить 9 совместных проектов с российскими операторами, 4 из которых сосредоточены именно в арктической зоне. По оценкам американской стороны, только месторождения, обнаруженные в Карском море (Восточно-Приновоземельский участок, скважина Университетская-1), содержат до 36 млрд баррелей извлекаемых углеводородов. Это значительно превышает и суммарный объём собст-

венных запасов компании, и приводившиеся выше оценки всего нефтяного потенциала Российской Арктики.

Неслучайно же в обмен за возможность освоения нефтяных богатств Российской Арктики ExxonMobil предоставила «дочкам» «Роснефти» долевое участие в разработке двух крупных месторождений сланцевой нефти в Западном Техасе и на западе Канады, а также нескольких нефтегазовых полей на дне Мексиканского залива.

Поэтому и призывы (в том числе непосредственно к Р. Тиллерсону как главе Госдепа) заново «открыть Русскую Арктику для Америки» (то есть для ExxonMobil), которые всё чаще появляются в западных отраслевых медиа, не представляются такими уж неожиданными. Можно предположить, что в дальнейшем эти обращения станут ещё более настойчивыми. Ведь по мере роста нефтяных котировок Россия получает дополнительный шанс укрепить свои позиции в Арктике самостоятельно.

Безусловно, западные санкции (особенно их технологическая составляющая) оказались весомым сдерживающим фактором при освоении арктического шельфа. Так, поиск новой буровой установки взамен West Alpha, отозванной компанией ExxonMobil из Карского моря в 2015 г., привёл к существенной задержке в изучении запасов Университетской-1. Однако в целом ограничения на

импорт западных технологий и капитала так и не смогли полностью заморозить нефтедобычу в Российской Арктике.

Более того, по итогам последних двух лет объёмы производства в регионе заметно возросли. Согласно официальным данным Минэнерго, добыча нефти в арктической зоне в 2015 г. достигла 82,5 млн т (из них на шельфе – 19 млн т), а по итогам 2016-го эти показатели увеличились соответственно до 85 и 21,5 млн т.

При этом в дополнение к уже действующему Приразломному месторождению в скором времени ожидается начало промышленной добычи и на Долгинском месторождении (оператор обоих – «Газпром нефть»). Планы же на долгосрочную перспективу по итогам двух наиболее тяжёлых санкционных лет скорректированы незначительно: Минэнерго ожидает, что к 2035 г. добыча нефти на арктическом шельфе России достигнет 31–35 млн т вместо 35–36 млн т, ожидавшихся ранее.

Западные отраслевые эксперты (в частности, Ernst&Young, Bloomberg и другие) не считают подобные планы избыточно оптимистичными, особенно учитывая темпы развития существующих российских арктических проектов.

В частности, достаточно широкий резонанс вызвал более чем двукратный рост добычи в течение года на Приразломном (до 2,154 млн т). «Газпром нефть» рассчитывает довести производительность этого месторождения до 5 млн т уже к 2020 г. При этом отмечается, что возможный последующий спад этого показателя (до 2–2,2 млн т к 2030 г.) России, скорее всего, удастся компенсировать вводом в действие новых мощностей на других площадках.

Надежды западных (главным образом, американских) операторов поучаствовать в их развитии пока ещё подкрепляются тезисом о недостаточности у России собственных средств для оперативного расширения ГРП в шельфовой зоне. Однако ожидаемая нехватка денег на практике может оказаться столь же преувеличенной, как и уязвимость экономики РФ в целом. К тому же недавний опыт реализации 19,5% акций «Роснефти» (за 11,4 млрд долларов) наглядно свидетельствует, что финансовая блокада отечественной «нефтянки» не столь уж непроницаема.

В сложившейся обстановке санкции мешают уже не столько Москве, сколько потенциальным инвесторам, намеревающимся принять участие в разработке месторождений углеводородов в Российской Арктике. Особенно болезненным это может оказаться для добываю-

щих компаний США, которые пока лишены возможности осваивать собственную арктическую зону.

НЕФТЬ ЕСТЬ – ДОБЫЧИ НЕТ?

Согласно данным Минэнерго США, к началу постепенного возрождения «бычьих» настроений на нефтяном рынке доказанные запасы нефти на Аляске составляли около 3 млрд барр. (см. рис. 3) или порядка одной десятой части ресурсов, предполагаемых национальной Геологической службой.

Однако, несмотря на стабилизацию и даже последующий рост нефтяных цен, добыча «чёрного золота» на Аляске практически не замедлила своего снижения. Более того, судя по прогнозам Агентства энергетической информации США (EIA), решительных позитивных перемен на этом фронте вряд ли следует ожидать даже в долгосрочной перспективе (см. рис. 4).

Наиболее вероятная динамика добычи соотносится с текущим уровнем цен (50–60 долл./барр.). «Высоким» подразумевается горизонт в 80–100 долл./барр., а при очередном снижении котировок – ниже 40 долл./барр. – предполагается резкое падение производства нефти, вплоть до полной остановки буровых.

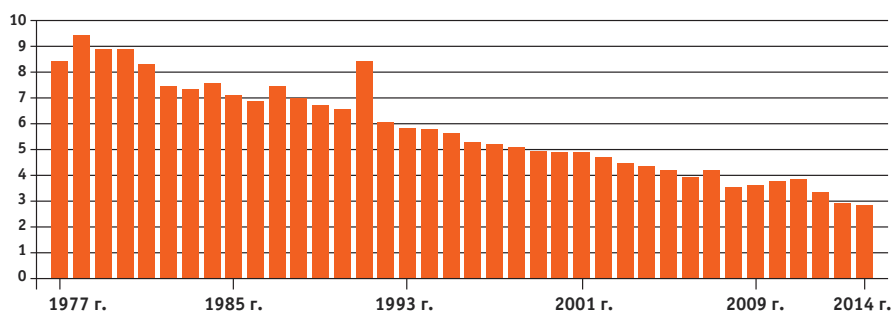
Исходя из собственной официальной статистики, американские эксперты приходят к выводу, что без разработки новых месторождений в арктической зоне (в первую очередь – на шельфе) оживить добычу углеводородов в регионе не удастся, даже если нефтяные котировки не опустятся ниже 50–55 долл./барр. При этом особо отмечается, что месторождения North Slope обладают почтенным эксплуатационным возрастом и производительность их со временем будет неизбежно снижаться.

Так, согласно данным Департамента государственных сборов Аляски, средний уровень добычи «чёрного золота» в штате по итогам 2016 г. составил порядка 475 тыс. барр./сут, что на 3,84% ниже показателя 2015 г. Между тем, именно месторождения North Slope до сих пор служат основным источником наполнения Трансальяскинской трубопроводной системы (см. рис. 5).

С естественным угасанием производственных возможностей North Slope сокращаются и объёмы перекачки сырья по Трансальяскинской «трубе» – с более чем 2 млн барр./сут в период расцвета до едва 500 тыс. барр./сут к настоящему времени.

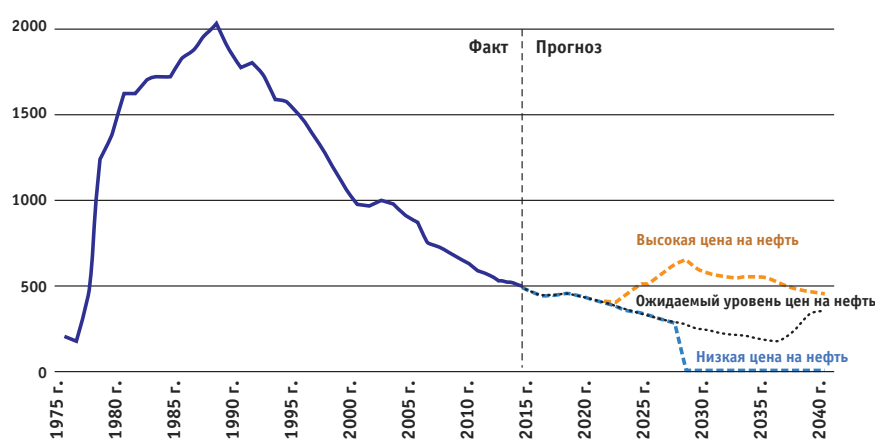
При сохранении этих тенденций потери главной трубопроводной артерии

Рис. 3. Доказанные резервы нефти Аляски, млрд барр.



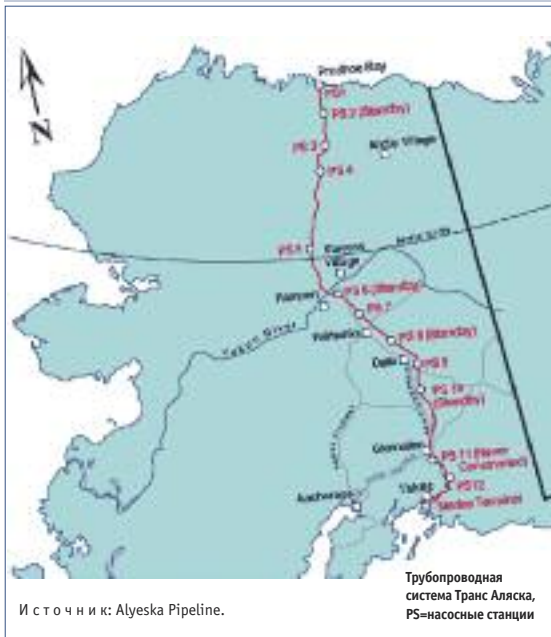
Источники: Министерство энергетики США, Bloomberg.

Рис. 4. Динамика добычи нефти на Аляске, тыс. барр./сут



Источник: EIA.

Рис. 5. Схема трубопроводной Трансальяскинской системы



Источник: Alyeska Pipeline.

Аляски составят как минимум 5% ежегодно. При этом существенно возрастают технологические риски: по мере падения объёмов перекачки уменьшается внутреннее давление в трубе, что, в свою очередь, способствует дополнительному снижению скорости потока. В условиях низких температур это приводит к угрозе замерзания влаги и к нарастанию темпов коррозии внутренних поверхностей нефтепровода. Падение загрузки магистральной трубы до критического уровня может привести к необходимости остановки всей системы, иначе говоря – к нефтетранспортному коллапсу в масштабах региона. К счастью, пока подобный сценарий представляется гипотетическими, однако экономика Аляски уже

несёт реальные убытки, в первую очередь связанные с сокращением добычи нефти.

В частности, в своём последнем (от 17 января 2017 г.) послании законодательному собранию губернатор Аляски Билл Уолкер сообщил, что только за последние четыре года доходы штата упали на 80%. За тот же период расходы бюджета были сокращены на 44% (в том числе на 30% срезана зарплата самого губернатора). Однако и на сегодняшний день бюджету грозит почти 3-миллиардный дефицит. В ближайшее время особых улучшений не предвидится. Согласно подсчётам администрации штата, если средняя цена на нефть в 2018 г. удержится на уровне 54 долл./барр., структурный дефицит бюджета составит около 3 млрд долларов, а если котировки просядут до 40 долл./барр., то эта «дыра» расширится уже до 3,5 млрд.

Спасти положение может либо резкий рост мировых цен на нефть – вплоть до 100–110 долл./барр., – либо увеличение добычи за счёт оперативного ввода в эксплуатацию новых месторождений углеводородов. Для сохранения своего относительного благополучия Аляска остро нуждается в активизации деятельности добывающих компаний – об этом руководство штата заявляет практически открытым текстом. Времени же для этого остаётся всё меньше – при сохранении наблюдаемых тенденций запасы резервного фонда штата могут быть исчерпаны к 2022 г.

Кстати, в Департаменте сборов Аляски уже сейчас поговаривают о необходимости введения дополнительных налогов на 200 млн долларов в год, львиную долю которых власти штата намерены взыскать именно с нефтегазовых корпораций.

ВЫСТРЕЛ В НОГУ ИЛИ КОНТРОЛЬНЫЙ В ГОЛОВУ?

В сложившейся обстановке отраслевые эксперты США расценивают прощальный жест администрации Б. Обамы по замораживанию разведки и разработки углеводородных запасов Арктики как «выстрел в ногу» добывающей отрасли страны в целом и экономике Аляски – в частности. Крупных игроков и без того отпугивает печальный опыт Shell: вслед за ней о своём намерении свернуть работы на арктическом шельфе США заявили СопосоPhillips (61 участок в Чукотском море), итальянская Eni и испанская Repsol (порядка 9,7 га на шельфе моря Бофорта). Добавим, что ранее (2012–2015 гг.) из региона ушли такие крупные операторы, как французская Total, канадская EnCana и американская Armstrong Oil&Gas.

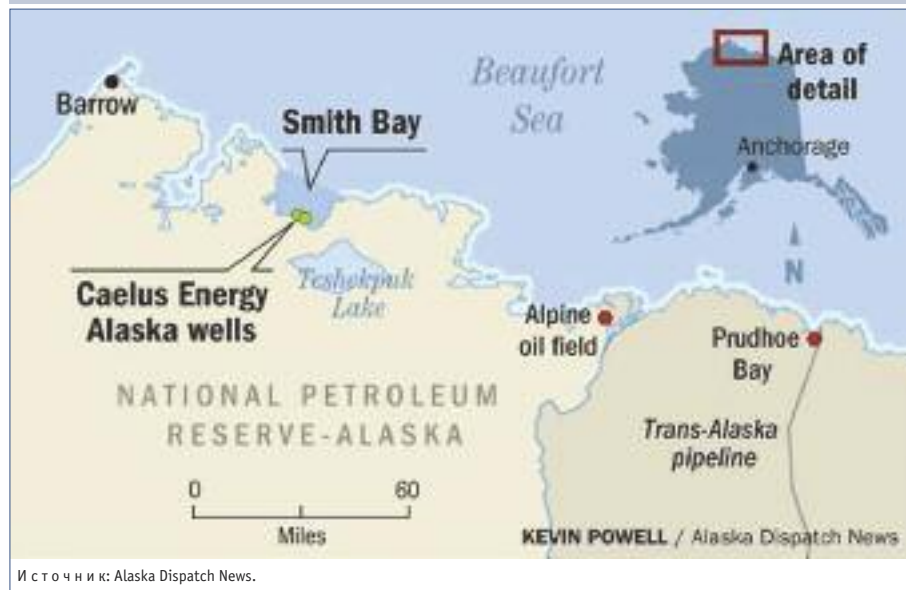
Более скромные по своим размерам и финансовым возможностям операторы вплоть до последнего времени продолжали ГРП в регионе на свой страх и риск, причём даже имели определённый успех. Так, в октябре 2016 г. небольшая частная компания Caelus Energy (шт. Техас, США) по итогам бурения двух разведочных скважин объявила об открытии значительных залежей нефти на дне бухты Смита в море Бофорта (см. рис. 6).

По предварительным оценкам экспертов Caelus, объём извлекаемых запасов нового месторождения достигает 2,4 млрд барр., что означает почти 80-процентную прибавку к общим извлекаемым ресурсам Аляски. Однако необходимы значительные средства – от 8 до 10 млрд долларов, – чтобы промышленная разработка место-

проекта. К тому же администрация Аляски решительно настроена на усиленное «выдаивание» нефтегазовых компаний. Таким образом, «малыши», чрезмерно активные в разработке арктической нефти, оказываются между молотом (федеральными законами) и наковальней (фискальными законами штата).

По мнению отраслевых экспертов, делу мог бы помочь приход крупных операторов, в первую очередь – ExxonMobil. При этом особенно подчёркивается способность руководства этого нефтяного гиганта «конструктивно» договариваться с местными властями по вопросам налогов. В связи с этим американские источники настойчиво напоминают, что своё красноречивое прозвище «Т-Рекс», или «Тираннозавр Рекс», нынешний Гос-

Рис. 6. Схема перспективных разработок компании Caelus Energy на шельфе Аляски (бухта Смита)



рождений стала возможной к 2022 г. При этом помимо собственно добывающей инфраструктуры придётся инвестировать в сооружение соединительного нефтепровода к системе Транс Аляска.

Добыть эти немалые деньги в сжатые сроки и без медвежьей услуги ушедшей федеральной администрации представлялось делом далеко не простым. До памятного указа Б. Обамы руководство Caelus считало этот вопрос решаемым при условии подъёма нефтяных котировок как минимум до 60–65 долл./барр. и при «взвешенном» отношении властей штата к особенностям налогообложения. Теперь же (при ценах ниже 60 долл./барр. и запрете на разработку арктического шельфа) к прежним проблемам добавились риски правовой неопределённости

секретарь США Р. Тиллерсон получил именно за свою решительную позицию в переговорах с властями Аляски.

Однако даже для ExxonMobil с бывшим гендиректором на посту главы внешнеполитического ведомства США будет затруднительно добиться успеха в американском секторе Арктики без предварительного излечения последствий «выстрела в ногу». Отмена ограничений на освоение арктического шельфа будет решаться в треугольнике: президент – Конгресс – Верховный суд США. К тому же этот процесс может потребовать слишком долгого времени, которого у национальной добывающей промышленности остаётся не так уж много: ведь неумолимый рынок бесстрастно ожидает победителя гонок за арктической нефтью. ■

Календарь мероприятий 2017

VOSTOCK CAPITAL



15-16 февраля 2017,
Тбилиси

Международный
конгресс и выставка
Гидроэнергетика.
Каспий и Центральная
Азия 2017

www.hydropowercongress.com



1-3 марта 2017,
Тюмень

III ежегодная серия
технических визитов
и интерактивных
дискуссий
Строительство
и модернизация НПЗ,
ГПЗ и НХП

www.oilandgasrefining.ru



15-17 марта 2017,
Москва

IV конгресс и выставка
Крупно-
и малотоннажные СПГ
проекты России

www.lngussiacongress.com



26-27 апреля 2017,
Владивосток

II ежегодный форум
и выставка
Агро Дальний Восток
и Сибирь

www.agrofarast.ru

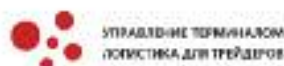


Управление
тепличным
бизнесом

31 мая - 2 июня 2017,
Нидерланды

Технические визиты
и конференция
«Управление тепличным
бизнесом 2017»

www.greenhousesmanagement.com



7-9 июня 2017,
Нидерланды

V ежегодная програм-
ма мастер-классов по
обмену опытом и серия
технических визитов на
терминалы

www.oilterminalmanagement.com



7-8 июня 2017,
Салехард

VI форум и выставка
Комплексное освоение
нефтегазовых
месторождений Ямала

www.yamaloilandgas.com



27-28 июня 2017,
Москва

Ежегодный форум
и выставка
АгроЦентры:
инфраструктура,
переработка,
реализация

www.agrocentres.com



5-6 июля 2017,
Владивосток

II Международный
форум и выставка
Реализация новых
проектов Восточной
Сибири и Дальнего
Востока

www.eastrussiaoilandgas.com



21-22 сентября 2017,
Ставрополь

III ежегодный форум
и выставка
АгроЮг

www.forumagroyug.com



1-2 ноября 2017,
Москва

II ежегодная конференция
и выставка
Генерация энергии 2017:
инвестиции,
строительство
и модернизация

www.powergenerationconference.com



9 ноября 2017,
Москва

IV конференция
и выставка
Геологоразведка

www.georazvedkaforum.com



23-24 ноября 2017,
Санкт-Петербург

XII стратегический
конгресс
Транспортировка,
переработка и торговля
нефтью, СУГ
и нефтепродуктами

www.oilterminal.org



23-24 ноября 2017,
Санкт-Петербург

XII техническая
конференция
Нефтебазы и нефтяные
терминалы: от совре-
менного проектирования
до эффективной эксплу-
атации

www.oilterminal.org



6-7 декабря 2017,
Москва

II ежегодный форум
и выставка
Тепличные комплексы:
инвестиции, инновации
и обустройство

www.greenhousesforum.com

Российский Нефтегазохимический Форум



Газ. Нефть. Технологии

XXV юбилейная международная выставка

23-26 мая, Уфа 2017



ОРГАНИЗАТОРЫ



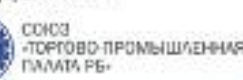
ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



СОДЕЙСТВИЕ



ПОДДЕРЖКА



25 ЛЕТ!
ВСТРЕТИМ
ЮБИЛЕЙ
ВМЕСТЕ!



www.gntexpo.ru

(347) 246 41 77, 246 41 93

e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:

ВДНХЭКСПО

В единстве сила

Обзор международных и региональных организаций в области энергетики

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

В настоящее время в мировой энергетике насчитывается порядка 26 институционально оформленных международных организаций и более 50 региональных. Их история уходит корнями в начало прошлого века, когда в 1906 г. Deutsche Bank совместно с Ротшильдами и братьями Нобель объединил ведущие нефтяные компании Европы в Европейский нефтяной союз (European Petroleum Union, или сокращенно EPU) – первый региональный картель для раздела европейского нефтяного рынка. Затем, в 1923 г., возник, в общем-то, миролюбивый лондонский Всемирный энергетический совет (World Energy Council, WEC), объединяющий сейчас почти 100 стран, заинтересованных в развитии всех отраслей энергетики.

От МНК к ОПЕК

Новый важный этап в развитии мирового нефтяного рынка наступил, когда 17 августа 1928 г. руководители семи крупнейших нефтяных компаний мира того времени – Standard Oil of New Jersey (впоследствии корпорация Exxon и компания ExxonMobil), Mobil (Standard Oil of New York или Socony), Gulf Oil, Texas (Texaco), Standard Oil of New California (Sokal или Chevron), Royal Dutch/Shell (RDS) и Anglo-Persian Oil (British Petroleum) – собрались в охотничьем домике в шотландском местечке Акнакарри под вполне естественным предлогом – «пострелять куропаток». А на самом деле для подписания негласного соглашения «о неизменных сущностях», то есть о создании Международного нефтяного картеля (International Petroleum Cartel,

Рис. 1. Доказанные запасы нефти и ГЖ в странах ОПЕК по состоянию на конец 2015 г.



Рис. 2. Доли стран ОПЕК в мировой нефтедобыче и мировой торговле нефтью в 2000–2015 гг., %



МНК), поделившего мировой рынок нефти и установившего свой многолетний контроль над ценами на нефть.

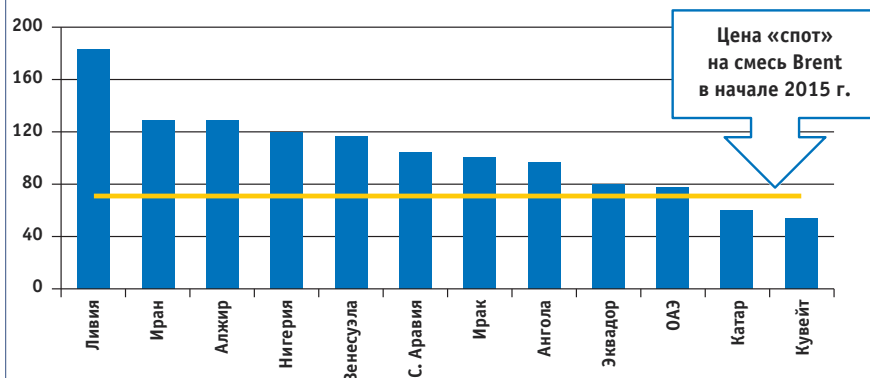
И хотя о далеко не безобидной деятельности МНК принято рассказывать страшные вещи, важно подчеркнуть, что мировая нефтяная торговля была сравнительно хорошо организована под контролем картеля. «Семь сестёр» оказались профессионалами в своём деле и отлично знали, что, куда и по какой цене следует продавать.

В сентябре 1960 г. на сцене появляется ОПЕК (Organization of the Petroleum Exporting Countries, OPEC) с её относитель-

но нестабильным составом¹. И с середины 1970-х – в результате активизации деятельности этой организации, которую часто именуют «новым нефтяным

¹ В настоящее время в состав этой международной организации картельного типа входят 13 государств: Саудовская Аравия, Иран, Ирак, Кувейт, Катар, ОАЭ, Ливия, Алжир, Ангола (официально присоединившаяся к ОПЕК в декабре 2006 г. – с вступлением в силу с начала 2007 г.), Нигерия, Венесуэла, Индонезия и Эквадор (переставший платить ежегодные членские взносы в 1992 г., но восстановивший своё членство в этой организации в ноябре 2007 г.). В 1995 г. из состава ОПЕК вышел Габон, а в сентябре 2008 г. ОПЕК официально удовлетворила просьбу Индонезии, ставшей нетто-импортёром нефти и заявившей в марте 2008 г. о своём выходе из организации с начала 2009 г., куда вновь вступила в конце 2016 г.

Рис. 5. Минимальные цены на нефть, требуемые для сведения бюджетов стран ОПЕК в 2015 г., долл./барр.



Источники: <http://www.fundresearch.de/PartnerCenter/Schroders/Nachrichten/Schroders-A-game-of-chicken-in-the-oil-market>

тов. Для этого, скажем, Нигерии в 2015 г. требовалась мировая цена на нефть (а точнее, цена смеси Brent) на уровне не менее 120 долл./барр., а Ливии – свыше 180 долл./барр. (см. рис. 5).

Вопреки широко распространённому заблуждению, ОПЕК никогда не контролировала и не устанавливала мировые цены на нефть, а лишь координировала цены на собственные сорта и всегда (нередко с заметным опозданием) пыталась «идти за рынком» в сложном деле ценообразования на нефть.

России (СССР) в прошлом неоднократно предлагали вступить в ОПЕК. Однако в уставе этой организации есть важный пункт, означающий по существу проведение странами ассоциации политики «от-

Табл. 1. Международные организации в области энергетики

Полное название	Аббревиатура/сокращённое название	Год основания
Международная ассоциация нефтегазопроизводителей (International Association of Oil & Gas Producers)	OGP	1974
Европейская Энергетическая Хартия (European Energy Charter)	ЕС, ЕЭХ	1991 (подписана большинством стран; идея обнародована в июне 1990 г.)
Организация стран-экспортёров нефти (Organization of the Petroleum Exporting Countries)	ОПЕК, ОПЕК/ОСЭН	1960
Форум стран-экспортёров газа (Gas Exporting Countries Forum)	GECF, ФСЭГ	2001
Международное энергетическое агентство (International Energy Agency)	МЭА, IEA	1974
Всемирный энергетический совет (World Energy Council)	WEC, ВЭС	1923
Международная ассоциация энергоэкономики (International Association for Energy Economics)	IAEE, МАЭЭ	1977
Всемирная ассоциация нефтепереработки (World Refining Association)	WRA, МАН, ВАПН	1997
Всемирная ассоциация СНГ (World LPG Association)	WLPGA	1987
Партнёрство по возобновляемой энергии и энергоэффективности (Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership)	REEEP	2002
Международный энергетический семинар (International Energy Workshop)	IEW	1981
Международный энергетический форум (International Energy Forum)	IEF	1991–1992
Международный газовый союз (International Gas Union, Union Internationale de l'Industrie du Gaz)	IGU, МГС	1931
Международный центр информации по природному газу и газообразным углеводородам (Centre International d'Information sur le Gaz Naturel et tous Hydrocarbures Gazeux)	CEDI-GAZ, Седигаз	1961
Сеть по возобновляемой энергии в XXI веке (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)	REN21	2005
Информационная сеть по возобновляемой энергии и энергоэффективности (Information Gateway for Renewable Energy and Energy Efficiency)	REEGLE	2005
Межправительственная организация по возобновляемой энергии (Intergovernmental (International) Renewable Energy Organization)	I.R.E.O.	2008
Всемирный нефтегазовый совет (World Petroleum Council)	WPC, ВНС	1933
Международная нефтегазовая ассоциация по охране окружающей среды (International Petroleum Industry Environmental Conservation Association)	IPIECA	1974
Мировой конгресс (Всемирная сеть) по ВИЭ (World Renewable Energy Congress / Network)	WREC/ WREN	1992
Всемирный совет по ветровой энергии (Global Wind Energy Council)	GWEC	2005
Всемирная ассоциация ветровой энергии (World Wind Energy Association)	WWEA	2001
Международная энергетическая сеть (International Network for Sustainable Energy)	INFOR-SE	1992
Всемирная гуманитарная сеть по энергетике (International Network on Gender and Sustainable Energy)	ENER – GIA	1996
Международное агентство по возобновляемой энергии (International Renewable Energy Agency)	IRENA	2009
Международный центр по возобновляемой энергии (International Research Center for Renewable Energy, Internationales Forschungszentrum für Erneuerbare Energien – Deutschland)	IFEED	1999

Табл. 2. Европейские организации в области энергетики

Полное название	Аббревиатура/ сокращенное название	Год основания
Союз независимых европейских нефтяных компаний (Union of European Petroleum Independents)	UPEI	1960
Европейская ассоциация СНГ (Association Européenne des Gaz de Pétrole Liquéfiés)	AEGPL	1968
Независимый союз европейской промышленности смазочных материалов (Independent Union of the European Lubricants Industry)	UEIL	1963
Техническая ассоциация европейской промышленности смазочных материалов (Technical Association of the European Lubricants Industry)	ATIEL	1985
Общественный центр по возобновляемой энергии (Folkecenter for Renewable Energy)	FCRE	1983
Европейская ассоциация ветровой энергии (European Wind Energy Association)	EWEA	1982
Европейская ассоциация малой гидроэнергетики (European Small Hydropower Association)	ESHA	1989
Европейский совет энергоэффективной экономики (European Council for Energy Efficient Economy)	ECEEE	1993
Европейский энергетический форум (European Energy Forum)	EEF	1981
Европейский форум по возобновляемым источникам энергии (European Forum for Renewable Energy Sources)	EUFO-RES	1995
Балкано-черноморская нефтегазовая ассоциация (Balkan and Black Sea Petroleum Association)	BBSPA	1995
Европейская ассоциация биомассы (European Biomass Industry Association)	EUBIA	1996
Европейский газовый союз (European Gas Union, European Union of the Natural Gas Industry)	EURO-GAS	1998
Европейская ассоциация жидкого отопительного топлива (European Heating Oil Association)	EURO-GAS	1999
Европейский совет по возобновляемой энергии (European Renewable Energy Council)	EREC	2000
Конфедерация европейских заводов по получению энергии из отходов (Confederation of European Waste-to-Energy Plants)	CEWEP	2002
Европейская нефтяная ассоциация (European Petroleum Industry Association, Association de l'Industrie Pétrolière Européenne)	EUROPIA	2003
Европейская федерация энерготрейдеров (European Federation of Energy Traders)	EFET	2004
Европейский энергетический институт (European Energy Institute)	EEI	2004
Европейская федерация возобновляемой энергии (European Renewable Energies Federation)	EREF	1999

крытых дверей» в отношении иностранных нефтяных компаний, что было, понятно, совершенно неприемлемо для прежней России по идеологическим соображениям. Другое дело новая, демократическая Россия. Но вступать ей в ОПЕК теперь, по крайней мере официально и правомочно, уже не предлагают. Да если бы и предложили, она вряд ли бы пошла на это, принимая во внимание устоявшуюся международную репутацию ОПЕК как алчного нефтяного картеля, враждебного интересам Запада.

Региональное сотрудничество

Как уже отмечалось выше, в настоящее время в мировой энергетике насчитывается порядка 26 институционально оформленных международных (см. табл. 1) и более 50 региональных организаций.

В Латинской Америке в настоящее время действуют 4 региональные энергетические организации. В ноябре 1973 г. создана Латиноамериканская организация по энергетике (Organización Latinoamericana de Energía, OLADE), к которой в июле 2001 г. присоединился вездесущий Алжир. С октября 1965 г. работает Региональная ассоциация нефтегазовых предприятий Латинской Америки (Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe, ARPEL). В рамках организации «ПетроКарибе» (PetroCaribe)

с середины 2005 г. государства Карибского бассейна и Центральной Америки получают венесуэльскую нефть по сниженным ценам. Она заменила Сан-Хосейский пакт (Pacto De San José De Costa Rica), действовавший с августа 1980 г. Наконец, это Южноамериканский энергетический совет [Consejo Energético Suramericano (de Unasur), SEC], созданный в апреле 2007 г. и являющийся консультативным энергетическим органом Южноамериканского союза наций (УНАСУР).

Достаточно большое число региональных организаций действуют в Африке. В 1983 г. создана Совместная программа по энергетике и окружающей среде (Joint Energy and Environment Programme / Project(s) Organization, JEEP). В конце 1986 г. основана Ассоциация африканских нефтедобывающих стран (African Petroleum Producers Association, APPA), в которую входят 18 государств: Алжир, Ангола, Бенин, Камерун, Чад, Конго, ДР Конго, Кот-д'Ивуар, Египет, Экваториальная Гвинея, Габон, Гана, Ливия, Мавритания, Нигер, Нигерия (инициатор), ЮАР и Судан.

В 1987 г. запущена Африканская энергетическая сеть [Energy, Environment and Development (Energy Policy Research) Network for Africa/Foundation for Woodstove Dissemination, AFRE-PREN/ FWD, Inforse-Africa]. В июле 1999 г. создан малийский Folkecenter (MFC). С мая 1999 г. проводит-

ся Африканский энергетический форум (Africa Energy Forum, AEF), который является не только регулярной региональной энергетической конференцией, но и исследовательским центром и издательством, спонсируемыми африканскими правительствами и относящимися к энергетическим предприятиям по всему миру.

В середине 2001 г. учреждена Африканская энергетическая комиссия (African Energy Commission, AFREC, АфрЭК), которая является энергетическим подразделением Африканского Союза (AU).

В марте 2006 г. создана Африканская ассоциация нефтепереработки (Association des Raffineurs Africains, ARA, AfrRA). В июле того же года возникла Ассоциация африканских нефтяных производителей (Pan-African Non-Petroleum Producers Association, PANPP или Green OPEC), в которую входят 15 стран: Бенин, Буркина-Фасо, ДР Конго, Гамбия, Гана, Гвинея, Гвинея-Бисау, Мадагаскар, Мали, Марокко, Нигер, Сенегал, Сьерра-Леоне, Того и Замбия. Она преследует цель уменьшения нефтяной зависимости Африки посредством замещения нефти биотопливом.

В районе Средиземноморья действует созданная в апреле 1995 г. Средиземноморская группа нефтяной промышленности (MOIG). Она образована 20 европейскими, американскими, канадскими и североафриканскими нефтяными компаниями, ра-

ботающими в данном регионе. Её цель – оказание помощи в борьбе с нефтяными загрязнениями. В начале 2004 г. учреждён Средиземноморский центр по возобновляемой энергии (MEDREC). С 1988 г. существует Средиземноморская обсерватория энергии (Observatoire Méditerranéen de l'Energie, OME).

В 2003 г. началось Транссредиземноморское сотрудничество по возобновляемой энергии (Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation, TREC). Оно предусматривает строительство в Европе не загрязняющих атмосферу высоковольтных электротросетей, работающих от солнечных и ветровых электростанций в пустынях Ближнего, Среднего Востока и Северной Африки. Сейчас к нему присоединились более 1 тыс. индивидуальных и корпоративных членов из Европы, Азии, Африки, Америки и Океании.

В 1965 г. создан Арабский нефтегазовый исследовательский центр (Arab Petroleum Research Center, APRC), издающий в частности журнал Arab Oil & Gas и справочник Arab Oil & Gas Directory.

Государства Африки и страны-члены ЕС объединены с октября 2006 г. Пактом по биоэнергии (Bioenergy Pact, BioPact), предусматривающим развитие производства биотоплива в развивающихся африканских странах (особенно южнее Сахары).

Говоря о ЕС и Азии, следует упомянуть образованную в начале 2007 г. Рабочую группу ЕС – Индия по нефти и природному газу (EU-India Working Group on Petroleum & Natural Gas).

Что касается Азии, то региональные энергетические организации сосредоточены главным образом в ЮВА. Это, в частности, созданный в октябре 1975 г. Нефтегазовый совет АСЕАН (ASEAN Council on Petroleum, ASCOPE), в состав которого входят все страны-члены этой ассоциации (за исключением Лаоса) – Бруней, Камбоджа, Индонезия, Малайзия, Мьянма, Филиппины, Сингапур, Таиланд и Вьетнам.

С 1986 г. существует Центр энергетической экологии (Centre for Energy Environment Resources Development, CEERD). В начале 1999 г. учреждён Энергетический центр АСЕАН (ASEAN Centre for Energy, ACE), в состав которого вошли все члены организации. В апреле 1999 г. создан Форум АСЕАН по углю (ASEAN Forum on Coal, AFOC, или AFCCO).

Кроме того, с ноября 1997 г. функционирует Северо-восточный Азиатский форум по природному газу и трубопроводам (Northeast Asian Natural Gas & Pipeline Forum, NAGPF), объединяющий 29 членов

из Японии, России, КНР, Южной Кореи и Монголии и имеющий постоянный секретариат в Токио.

В Индии базируется ТЭРИ (The Energy and Resources Institute, TERI), который спонсируется правительствами Индии, Бутана, Канады, Нидерландов, Норвегии, Швейцарии, Великобритании и США, а также Азиатским банком развития (ADB), Европейской комиссией, Японским Банком международного развития, REEEP, UNDP, UNEP и Мировым банком. До 2003 г. он был известен как Tata Energy Research Institute.

В АТР существует три региональные структуры по энергетике. И все они связаны с Организацией Азиатско-Тихоокеанского экономического сотрудничества (АПЕК). В июле 1996 г. образован Азиатско-тихоокеанский энергетический исследовательский центр (Asia Pacific Energy Research Centre, APERC). В его работе принимают участие все 21 член АПЕК: Австралия, Бруней, Канада, Чили, НРК, Гонконг, Индонезия, Япония, Республика Корея, Малайзия, Мексика, Новая Зеландия, Папуа – Новая Гвинея, Перу, Филиппины, Россия, Сингапур, Тайвань, Таиланд, США и Вьетнам.

С начала 2006 г. действует Азиатско-Тихоокеанское партнёрство по чистому развитию и климату (Asia-Pacific Partnership on Clean Development & Climate, AP6), охватывающее лишь Австралию, Канаду (принятую в члены в октябре 2007 г.), Индию, Японию, КНР, Республику Корея и США. Это партнёрство, как принято считать, дополняет Киотский протокол 1997 г. по выбросам парниковых газов.

Наконец, в сентябре 2005 г. образован Форум АПЕК по газу [APEC Gas (& LNG) Forum, APGAS], в котором принимают участие все члены ассоциации.

Говоря об Азии и Африке, следует упомянуть об Организации арабских стран-экспортёров нефти (Organization of Arab Petroleum Exporting Countries, ОАПЕК), созданной в начале 1968 г. В неё входят 11 арабских государств: Алжир, Бахрейн, Египет, Ирак, Катар, Кувейт, Ливия, Саудовская Аравия, Сирия, Тунис и ОАЭ. Её штаб-квартира расположена в Эль-Кувейте. Хотя основу экономики большинства перечисленных стран составляет нефть, это не товарная нефтяная ассоциация (как ОПЕК или АППА), а региональная организация экономического развития. Египет был исключён из ОАПЕК в 1979 г. (до 1989 г.) из-за заключения им Кэмп-Дэвидской сделки с Израилем. В 1986 г. Тунис подал заявку на выход из ОАПЕК с 1987 г. С этого времени он лишился всех прав и обязательств (но не членства) в данной структуре.

Европа является безусловным лидером по числу существующих региональных энергетических организаций. Их здесь, по меньшей мере, два десятка (см. табл. 2).

Не является организацией и даже формальной группировкой «нон-ОПЕК» (non-OPEC). Она представляет из себя группу нефтеэкспортирующих стран, не входящих в ОПЕК. К ней с начала 1980-х обычно относили Россию (СССР), Норвегию, Мексику, Анголу (присоединившуюся к ОПЕК в конце 2006 г.), Оман, Малайзию и другие государства, оказы-

Табл. 3. Суммарные товарные запасы жидкого топлива на суше в странах ОЭСР в 2013–2016 гг. (на конец квартала)

Квартал	Млн тонн*			В сутках потребления**		
	Всего	Контролируемые правительством	Контролируемые частными компаниями	Всего	Контролируемые правительством	Контролируемые частными компаниями
IV/13	579,6	221,5	357,9	90	35	56
I/14	582,4	221,7	360,7	93	35	57
II/14	591,5	221,0	370,5	92	34	58
III/14	601,0	220,7	380,1	93	34	59
IV/14	599,3	221,0	378,2	92	34	58
I/15	611,5	221,4	390,1	96	35	61
II/15	624,2	221,7	402,5	95	34	61
III/15	634,0	220,8	413,1	98	34	64
IV/15	639,6	222,0	417,6	98	34	64
I/16	644,2	222,8	421,3	100	35	66
II/16	649,4	222,5	426,9	98	34	65
III/16	650,6	222,9	427,7	100	34	66
IV/16***	641,5	223,9	417,6	99	35	65

* Пересчёт из баррелей в тонны сделан с использованием единого коэффициента (1 т = 7,15 барр.).

** В расчёте на среднесуточный уровень внутреннего потребления жидкого топлива в следующем квартале.

*** Прогнозная оценка МЭА.

Источники: IEA Oil Market Report, 10 February 2017, p.10.

вавшие заметное влияние на мировой нефтяной рынок.

К числу не существующих пока организаций в области энергетики относится предложенная АфрЭК в декабре 2006 г. АОИК (African Oil-Importing Countries). Она могла бы объединить 10 африканских государств – нетто-импортёров нефти – Танзанию, Намибию, Замбию, Кению, Буркина Фасо, Эфиопию (включая Эритрею), ЦАР, Руанду и Того, ЮАР. Кроме того, АфрЭК предложила также учредить АфрОПИК (Organization of African Oil Producing and Importing Countries) – панафриканскую организацию, призванную создать континентальный рынок нефти и нефтепродуктов и обеспечить энергетическую безопасность посредством «интеграции нефтяной промышленности и повышения самообеспеченности в нефтяных поставках на благо всего африканского континента».

В мае 2005 г. АфрЭК выдвинула идею создания Организации Соглашения по африканскому газовому рынку (Organization of African Gas Market Agreement). В свою очередь, Венесуэла в марте 2007 г. предложила учредить Организацию южно-американских стран-производителей газа (Organización de Países Productores de Gas de América del Sur, Oppegasur). Боливия, Перу, Аргентина и Тринидад и Тобаго проявили заинтересованность в появлении такой организации, а Бразилия, Эквадор, Парагвай, Суринам и Гайана обсуждали возможность присоединения к ней.

Даже беглый анализ вышеприведённых данных однозначно говорит об усилении тенденции к регионализму и явном преобладании сообществ по возобновляемой энергии, в том числе по биотопливам. В частности, в этом тысячелетии уже было создано около 20 (в основном региональных) сообществ по ВИЭ.

МЭА как «анти-ОПЕК»

Особый интерес представляет анализ деятельности Международного энергетического агентства (International Energy Agency, IEA, МЭА). Это ведущая энергетическая организация стран-импортёров энергии, созданная в Париже в ноябре 1974 г. по инициативе бывшего госсекретаря США Генри Киссинджера как противовес ОПЕК. Она известна, в частности, как «анти-ОПЕК». МЭА было создано для борьбы с мировыми и региональными энергетическими кризисами посредством координации национальных энергетических политик.

В настоящее время МЭА насчитывает 29 полноправных членов (стран ОЭСР) и 4 ассоциированных члена (КНР и Таиланд,

Табл. 4. Суммарные товарные запасы жидкого топлива на суше в странах ОЭСР (по состоянию на конец III кв. 2016 г.)

Регион, страна	Товарные запасы	
	Млн т*	В сутках потребления**
Северная и Южная Америка, ОЭСР		
Канада	25,8	...
Чили	1,7	...
Мексика	6,4	...
США***	286,7	...
Итого^{4*}	323,7	94
Азия и Океания, ОЭСР		
Австралия	5,1	...
Израиль	–	...
Япония	82,0	...
Южная Корея	33,5	...
Новая Зеландия	1,2	...
Итого	121,9	106
Европа, ОЭСР^{5*}		
Австрия	3,0	...
Бельгия	7,1	...
Чехия	3,2	...
Дания	4,2	...
Эстония	0,3	...
Финляндия	6,3	...
Франция	23,3	...
Германия	39,8	...
Греция	4,3	...
Венгрия	3,3	...
Ирландия	1,6	...
Италия	17,8	...
Люксембург	0,1	...
Нидерланды	21,6	...
Норвегия	3,2	...
Польша	9,6	...
Португалия	3,2	...
Словакия	1,6	...
Словения	0,6	...
Испания	19,4	...
Швеция	5,0	...
Швейцария	5,1	...
Турция	10,7	...
Великобритания	10,8	...
Итого	205,1	108
Итого по ОЭСР	650,6	100
В сутках нетто-импорта ^{6*}	–	202

* Пересчёт из баррелей в тонны сделан с использованием единого коэффициента (1 т = 7,15 барр.).

** В расчёте на прогнозный среднесуточный уровень внутреннего потребления жидкого топлива в I квартале 2017 г. (последний прогноз МЭА).

*** Исключая территории США.

4* Включая территории США.

5* Исключая Исландию, данные по которой отсутствуют.

6* По методике МЭА. В расчёте на среднесуточный нетто-импорт жидкого топлива в 2016 г.

Источники: IEA Oil Market Report, 10 February 2017, p.10.

Сингапур и Индонезия, примкнувшие к агентству в качестве членов-ассоциатов в 2016 г.). Чтобы быть полноправным членом МЭА, страна должна являться участником ОЭСР. Однако такое членство не

возникает автоматически (например, Израиль, Исландия, Мексика, Словения и Чили, являющиеся членами ОЭСР, тем не менее не входят в МЭА), а должно сопровождаться выполнением следующих условий (не говоря уже о подаче и положительном рассмотрении соответствующей заявки):

- статус нетто-импортёра жидкого топлива;
- обладание товарными запасами нефти и/или нефтепродуктов на уровне не менее 90 суток нефтяного нетто-импорта страны в предшествующем году, готовыми к немедленному коллективному использованию в случае перебоев с нефтяными поставками (см. табл. 3 и 4);
- наличие программы по снижению национального потребления жидкого топлива в объёме не менее 10%;
- наличие законодательства и организации для коллективного использования сверхнормативных запасов жидкого топлива в случае перебоев с нефтяными поставками;
- принятие законодательства и мер по предоставлению нефтяными компаниями, действующими в рамках национальной юрисдикции, требуемой информации.

Ещё одним важным и интересным положением было применение странами МЭА так называемой минимальной гарантированной цены на нефть (Minimum Safeguard Price). Под ней понимался минимальный уровень регулируемых (посредством таможенного обложения) импортных (и внутренних) цен на нефть. Их поддержание правительствами нефтеимпортирующих государств было призвано обеспечить защиту топливно-энергетического хозяйства в случае существенного ухудшения конъюнктуры мирового рынка нефти (или возможных ценовых провокаций со стороны нефтеэкспортёров) и существенного снижения мировой цены на нефть. Минимальную цену предложили США на уровне 7 долл./барр. в октябре 1975 г. и после горячих дебатов она была взята на вооружение большинством стран-членов МЭА в 1976 г. И как тут ещё раз не подумать о роли и заинтересованности США в установлении относительно высокой мировой цены на нефть?

Список литературы

1. Annual Statistical Bulletin 2016. – Vienna: OPEC, 2016, 142 p.
2. Annual Statistical Bulletin 2001–2016. – Vienna: OPEC, 2001–2016.
3. <https://www.statista.com/statistics/262858/change-in-opec-crude-oil-prices-since-1960>
4. <http://www.fundresearch.de/PartnerCenter/Schroders/Nachrichten/Schroders-A-game-of-chicken-in-the-oil-market>
5. IEA Oil Market Report, 10 February 2017.



ВОСЬМАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
**ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ
ГАЗ 2017**

21 МАРТА
ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ», МОСКВА

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

**РЫНОК БУНКЕРОВКИ.
СПГ КАК АЛЬТЕРНАТИВА 2017**

24 МАРТА
ОТЕЛЬ «КЕМПИНСКИ МОЙКА 22», САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

ДЕВЯТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

МОТОРНЫЕ ТОПЛИВА 2017

11 АПРЕЛЯ
ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ», МОСКВА

РЕКЛАМА

ДОПОЛНИТЕЛЬНУЮ ИНФОРМАЦИЮ О ПРЕДСТОЯЩИХ КОНФЕРЕНЦИЯХ ВЫ МОЖЕТЕ ПОЛУЧИТЬ
В ОРГКОМИТЕТЕ ПО ТЕЛ.: +7 (495) 276-77-88 ИЛИ E-MAIL: ORG@CREONENERGY.RU

Гражданский подвиг геолога Тихоновича

К 145-й годовщине со дня рождения выдающегося русского геолога-нефтяника*

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук, действительный член РАЕН

В начале 1940 г. великий русский учёный, академик Владимир Вернадский записал в своём дневнике: «Судьба Тихоновича, как и судьба тысяч, если не сотен тысяч людей, – это общее явление, создающее неудобство жизни в нашей стране, – одно из проявлений гниения государственного аппарата... Мой старый ученик девять лет провёл на каторжной работе в Печорских лагерях». Эти слова относились к талантливому геологу-нефтянику Николаю Тихоновичу (1872-1952), плодотворная деятельность которого, несмотря на тяжелейшие жизненные испытания, стала подлинным гражданским подвигом во славу отечественной геологической науки.

В первой части данной статьи рассказывалось о дореволюционном этапе деятельности Н. Н. Тихоновича. В этой части пойдёт речь о послереволюционных, наиболее трагичных годах жизненного пути выдающегося геолога.

В Поволжье и на Северном Кавказе

Февральскую революцию 1917 г. Николай Тихонович, как и большинство его коллег-геологов, встретил с большой надеждой и верой в светлое будущее новой России. Однако дальнейший ход событий показал, что его оптимистические ожидания не оправдались. Последующая Октябрьская революция 1917 г. в Петрограде, в результате которой власть захватило большевистское правительство, привела к грандиозным социально-экономическим потрясениям в стране и кро-

вопролитной Гражданской войне. Поскольку вариант с эмиграцией для Николая Тихоновича был всё же неприемлем, он продолжил работу в Геологическом комитете, который с января 1918 г. находился в прямом подчинении ВСНХ.

В первый год своего существования Советская Россия, отрезанная от нефтяных промыслов Апшеронского полуострова, находилась в тисках «топливного голода». Поэтому требовалось принятие срочных мер по поискам и разведке новых месторождений углеводородного сырья.

В первый год своего существования Советская Россия, отрезанная от нефтяных промыслов Апшеронского полуострова, находилась в тисках «топливного голода». Поэтому требовалось принятие срочных мер по поискам и разведке новых месторождений углеводородного сырья.

И здесь внимание Геолкома в первую очередь привлекла территория вблизи села Сюкеево, в Казанской губернии, расположенная в 20 км к северу от города Тетюши. Эта местность была известна ещё с давних пор по обильным нефтепроявлениям в обрывах правого берега Волги. В дореволюционной России в 1912 г. даже было создано акционерное общество «Казань Ойл Филдс лимитед» с участием британского капитала для разработки нового нефтеносного района. Специалисты этой компании начали разведочное бурение, результаты которого опубликованы в «Кратком геологическом очерке Сюкеевского нефтяного месторождения». Однако в 1914 г. в связи с началом Первой мировой войны разведочные работы прекратились.

В летний полевой сезон 1918 г. по поручению руководства Геологического ко-

митета Николай Тихонович провёл изучение Сюкеевского месторождения. В этом деле ему оказали большую помощь ассистенты кафедры геологии Казанского университета Пётр Драверт (1879-1945) и Виктор Чердынцев (1882-1954).

В 1920 г. в журнале «Нефтяное хозяйство» Николай Тихонович опубликовал статью «Сюкеевское месторождение нефти и гудрона Казанской губернии», где изложил результаты своей командировки. Он подчеркнул: «Главная цель моей поездки заключалась в том, чтобы более точно выяснить район, подлежащий изучению и разведкам, равно как и сам характер предстоящих изысканий. Само собой понятно, что при этом мне было необходимо, прежде всего, произвести возможную оценку имеющихся признаков нефтеносности с точки зрения их благонадёжности для разведок».

Вернувшись в Петроград, он на основе изучения полученных геологических данных и собранных образцов сделал вывод: «Я пришёл к убеждению в необходимости серьёзной и планомерной постановки изучения и разведок месторождений нефти и гудрона в пермских отложениях восточной части Европейской России. Этот вопрос рационально может быть разрешён только в том случае, если подойти к нему на основе предварительного широко и планомерно поставленного общего геологического исследования всей или большей части территории, на которой обнаруживаются признаки нефти».

Отчёт геолога Тихоновича послужил основой для обсуждения вопроса «О сланцевых и нефтяных разведках в Поволжье» на заседании президиума ВСНХ 1 сентября 1919 г. Докладчиками выступили член коллегии Главного нефтяного комитета, профессор Иван Губкин (1871-1939) и председатель Горного совета Фёдор Сыромолотов (1877-1949). В своём выступлении профессор Губкин отметил перспективу Сюкеевского месторождения: «При благоприятных условиях раз-

*Окончание. Начало в № 1-2/2017.

ведки к жизни может быть вызван новый громадный нефтяной район, который будет иметь мировое значение».

По решению президиума ВСНХ с весны 1919 г. были начаты работы по геологическому исследованию нефтеносности ряда территорий Поволжского региона. В течение 1919–1920 гг. в районе села Сюкеево было пробурено 13 сравнительно неглубоких разведочных скважин. Однако дальнейшие работы прекратились, так как в конце апреля 1920 г. Апшеронский полуостров был взят воинскими соединениями рабоче-крестьянской 11-й армии Кавказского фронта, после чего возобновились поставки нефти и нефтепродуктов из Бакинского промышленного района в Советскую Россию.

НА ОРГАНИЗАЦИОННОЙ РАБОТЕ

Возвратившись из командировки в Поволжье, Николай Тихонович был приглашён к председателю ВСНХ Алексею Рыкову (1881-1938). Там ему предложили возглавить Центральный комитет промышленных разведок (Центропромразведка), созданный 7 августа 1919 г. при Горном совете Высшего совета народного хозяйства. На новое учреждение были возложены следующие задачи: осуществление промышленных разведок на всём пространстве страны; контроль и регулирование разведочных работ; учёт и распределение необходимых для разведки материалов, инструментов и орудий производства; рассмотрение разведочных и изыскательных программ и смет; распоряжение кредитами в порядке утверждённой сметы.

В короткие сроки Николай Тихонович выполнил большой объём организационной работы по комплектованию штатов сотрудников своего ведомства. Затем началось создание региональных отделений «Центропромразведки» в Петрограде, Свердловске, Томске, Иркутске, Краснодаре и Киеве.

С 1-го по 13 июня 1922 г. Николай Тихонович принимал участие в работе Первого Всероссийского съезда геологов, состоявшегося в Петрограде. На нём главным событием стал программный доклад директора Геологического комитета Анатолия Рябина (1874-1942) «Организация геологической службы в России и координация деятельности различных государственных геологических учреждений». В резолюции съезда чётко выражена позиция научного сообщества о необходимости централизации геологической службы страны как основы



Журнал «Известия Геологического комитета» (1927 г.)

эффективного решения важных практических народнохозяйственных задач.

Основываясь на этом, в декабре 1922 г. президиум ВСНХ утвердил новое «Положение о Геологическом комитете». Оно определило Геолком как главное в стране ведомство, организующее и регулирующее все исследования и геологоразведочные работы общегосударственного значения, и одновременно как ведущее отраслевое научное учреждение. Было также предусмотрено включение в его состав «Центропромразведки» со всеми подчинёнными структурными подразделениями. 13 марта 1923 г. президиум ВСНХ утвердил новый состав дирекции Геологического комитета. Директором был назначен профессор Николай Яковлев (1870-1966), его заместителем – профессор Иван Губкин, а помощниками – Николай Тихонович и Александр Герасимов (1869-1942).

Освободившись от управленческих обязанностей в «Центропромразведке», Николай Тихонович вновь вернулся к практической геологической работе. В летний полевой сезон 1923 г. он вместе с геологом Владимиром Орловским (1874 – после 1937) выехал на Северный Кавказ с целью провести геологические исследования Гудермесского хребта в Грозненском промышленном районе. Для получения наиболее полного представления о разрезе была проделана большая работа, досконально изучены литология, фауна и фации отложений. В результате ана-

лиза собранных данных Николай Тихонович сделал обоснованный вывод о том, что с целью поисков предполагаемых здесь залежей нефти тресту «Грознефть» следует пробурить в районе оврага Наурус глубокую разведочную скважину.

Полевые исследования на Северном Кавказе Николай Тихонович продолжал в течение двух последующих лет. Он руководил разведочными и геологическими партиями, изучающими Гудермесскую, Брагунскую и Бенойскую площади Грозненского нефтепромышленного района. Впоследствии здесь было открыто несколько крупных нефтяных месторождений.

За колючей проволокой ГУЛАГА

Поздним вечером 18 ноября 1928 г. в квартиру помощника директора Геолкома Николая Тихоновича ворвались незванные гости. Сотрудники Объединённого государственного политического управления (ОГПУ) предъявили ему постановление об аресте и произвели тщательный обыск. Доставленный в «серый дом», он узнал от следователя, что арестован по обвинению в принадлежности к контрреволюционной и шпионской организации в Геологическом комитете.

Потянулись долгие месяцы ночных допросов и очных ставок, в ходе которых сменявшие друг друга чекисты требовали от Николая Тихоновича полного признания в передаче сведений горно-экономического характера врагам советского государства. Наконец, 21 июля 1929 г. было утверждено «Обвинительное заключение по делу о контрреволюционной и шпионской организации в Геологическом комитете ВСНХ СССР», которое направили в коллегию ОГПУ «на предмет внесудебного рассмотрения».

По сфабрикованному заключению следствия «контрреволюционная и шпионская организация в Геологическом комитете... стремилась использовать богатейшие статистические и разведочные данные, имевшиеся в распоряжении Геолкома, для исправления хозяйственной политики Советского правительства в области горной и горно-заводской промышленности, способствуя восстановлению в СССР буржуазно-капиталистического строя».

Николай Тихонович был приговорён коллегией ОГПУ к «высшей мере наказания» с последующей заменой десятью годами лагерного заключения. Смягчение судебного наказания было связано с дву-

ма обстоятельствами. Так, 27 июня 1929 г. Политбюро ЦК ВКП(б) приняло постановление «Об использовании труда уголовно-заключённых» *«в целях колонизации их северных районов и эксплуатации их природных богатств путём применения труда лишённых свободы»*. Ответственность за выполнение решения сталинского руководства возложили на ОГПУ – репрессивный орган, внушавший страх каждому советскому гражданину.

И 28 июня 1929 г. приказом по чекистскому ведомству была создана специальная структура – Северные лагеря особого назначения, – которой отвели главную роль в разведке и эксплуатации природных богатств в районах рек Ухты и Печоры.

Вторым обстоятельством в пользу смягчения участи Николая Тихоновича стало то, что, находясь в следственном изоляторе, он сумел по приказу чекистов представить им обоснование нефтеносности Ухтинского района и дать конкретные рекомендации по подготовке разведочной экспедиции в эту местность.

13 октября 1929 г. Тихонович по этапу прибыл в посёлок Чибью, а затем с партией других заключённых в количестве 50 человек его доставили на место базирования Ухтинской экспедиции, в район реки Ухты. С ними прибыл и вольнонаёмный специалист Иван Косолапкин, буровой мастер из Грозного. В составе прибывших находился и чекист Яков Мороз (Иосема), который 2 ноября 1929 г. издал приказ следующего содержания: *«Сего числа вступаю в обязанности руководителя Ухтинской экспедиции Северных лагерей особого назначения ОГПУ. О ходе работ по всем отраслям ежедневно информировать меня»*.

23 ноября Николай Тихонович написал докладную записку начальнику экспедиции Якову Морозу о закладке разведочно-эксплуатационной скважины № 5. Буровую вышку строили в зимнее время, а бурение скважины ударно-канатным способом было начато под руководством мастера Ивана Косолапкина 4 апреля 1930 г. Впоследствии Николай Тихонович вспоминал: *«Никаких механических средств для поднятия и передвижения тяжестей, даже конской силы, у нас не было, и постройка огромной вышки, для которой пришлось перетаскать несколько брусьев, доходивших до 2,5 т весом, была совершена людьми. Подъём 10-тонного котла на гору – всем составом экспедиции, который впрягся в лямку и решил таким путём задачу»*.



Начальник геологического отдела Ухтпечлага Николай Тихонович

По решению Якова Мороза Николай Тихонович был назначен руководителем топогеологического сектора экспедиции. Подобрал из числа заключённых квалифицированных специалистов, он взялся за организацию геологоразведочных ра-

И 28 июня 1929 г. приказом по чекистскому ведомству была создана специальная структура – Северные лагеря особого назначения, – которой отвели главную роль в разведке и эксплуатации природных богатств в районах рек Ухты и Печоры.

бот в районе. И если в 1929 г. семь геологических партий прошли общий маршрут около 1 тыс. км, то в 1930 г. – 14 партий прошли уже 10 тыс. км. Наряду с этим продолжалось активное строительство буровых вышек: в 1929 г. их соорудили две, а в 1930 г. – уже десять. Резко были расширены и объёмы буровых работ: в 1929 г. – 234 м, а в 1930 г. – 1 тыс. 270 м.

Первые результаты, достигнутые на Ухтинском промысле, впечатлили высокое чекистское начальство. 19 июля 1930 г. коллегия ОГПУ приняла решение выделить Ухтинскую экспедицию *«ввиду важности работ»* как самостоятельную единицу с непосредственным подчинением Главному управлению лагерей (ГУЛАГ).

К 13-й годовщине пролетарской революции начальник Ухтинской экспедиции рапортовал своему начальству в Москве: *«...проходка скважины № 5 завершена 25 октября 1930 г. получением значимого нефтяного притока»*. Это была первая промышленная нефть, ознаменовавшая открытие крупного Чибьюского месторождения. К концу 1930 г. на Ухтинском промысле уже было добыто 88 т нефти.

На основании записки Николая Тихоновича приказом начальника экспедиции от 23 января 1931 г. было определено три главных направления геологоразведочных работ. Первое имело базу на реке Вое и охватило исследования районов рек Большая и Малая Кожва, Щуго-ра, Соплеса. Второе – работы в районе рек Лег-Кема, Ишмыса с базой в селе Намедь. Третье – исследования районов рек Яреги, Чуть, Речь-Йоль с базой на бывшем промысле инженера Гансберга.

Следует отметить, что подобный размах работ потребовал существенного увеличения числа заключённых в Ухтинской экспедиции. Если 21 августа 1929 г. их было всего 125 человек, то на 14 июля 1930 г. – 484, а на 1 июня 1931 г. – уже 1 тыс. 982 человека.

21 апреля 1931 г. ВСНХ принял постановление «О развитии топливной базы в Северном крае», согласно которому началась реорганизация Ухтинской экспедиции в Ухто-Печорский исправительно-трудовой лагерь (Ухтпечлаг). Он был официально учреждён приказом чекистского ведомства от 6 июня 1931 г. Руководителем геологической службы Ухтпечлага был назначен заключённый Николай Тихонович. А через четыре месяца постановлением коллегии ОГПУ от 23 октября 1931 г. *«за примерное поведение»* его лагерное заключение заменили ссылкой в посёлок Ухту на последующие восемь лет.

В 1932 г. было открыто Ярегское месторождение тяжёлой нефти в отложениях среднего девона. Одновременно с разведочными работами, геолого-промысловыми исследованиями на газонефтяном Седьинском месторождении, изучением залежей асфальтитов на Ижме геологи Ухтпечлага под руководством Николая Тихоновича вели съёмку на других площадях Тимана, Притиманья и Приуралья.

За десятилетний срок заключения в своих научных исследованиях – «Нефтяные месторождения Ухто-Печорского края» (1937), «О возрасте Тиманского «верхнего карбона»» (1938), «Структур-



Вид на один из промыслов на Ухте (1931 г.)

ные черты Тимано-Уральской нефтеносной провинции» (1941) – Николай Тихонович обосновал нефтеносность региона, составил подробный геологический отчёт о состоянии изученности Ухтинского района и подробную геологическую карту Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, обозначил перспективные направления разведочных работ.

Он стал инициатором создания первых отраслевых научно-производственных коллективов в лагерях ГУЛАГа. Так, в «Ухткомбинате» им были созданы Центральная геологическая лаборатория, лаборатория радиового промысла, а также проектный отдел. Он выдвинул новаторское предложение об использовании природного газа ухтинских месторождений в качестве сырья для производства технического углерода (газовой сажи).

Исследовательские работы Николая Тихоновича стали базой для дальнейшего развития геологоразведки на нефть и природный газ в Коми АССР. На основе его предсказаний в послевоенный период ухтинскими геологами были открыты Западно-Тэбукское, Мичаюское, Усинское, Пашнинское, Савиноборское нефтяные месторождения, а также Нибельское, Верхнеомринское и Нижнеомринское газовые.

ПОСЛЕДНИЕ ДВЕНАДЦАТЬ ЛЕТ

После полного отбытия срока заключения и ссылки в 1940 г. Николай Тихонович вернулся в Москву. И его без особой волокиты сразу зачислили в штат Московского геологического треста, созданного всего год назад и испытывавшего острую нехватку в квалифицированных геологических кадрах. В уставе Мосгеолтреста, находившегося в подчинении Главного геологического управления Народного комиссариата нефтяной промышленности, было указано, что он осуществляет поисковые геологоразведочные работы и связанные с ними топографические и научно-исследовательские работы на нефть и газ на территориях Среднего Поволжья и Прикамья. В тресте были созданы отделы полевой геологии, опорного бурения и картографо-геодезический. В летний полевой сезон 1940 г. были организованы первые геологические экспедиции в Кировскую область и Мордовскую АССР.

Через три месяца после начала войны сотрудников Московского геологического треста эвакуировали в Пензу, где после завершения организационных мероприятий они продолжили свою деятельность. В связи с угрозой захвата немецкими оккупантами нефтяных месторождений Кавказа приоритетными стали

геологоразведочные работы по поискам нефти на Средней Волге. Летом 1942 г., когда шли тяжёлые бои под Сталинградом, геологическая партия Мосгеолтреста произвела разведку мест заложения глубоких нефтеразведочных скважин в Барановском районе Пензенской области. Затем для нефтепоисковых целей были проведены широкомасштабные геолого-съёмочные работы в Сарапуль-



Николай Тихонович (середина 1940-х годов)



Агитационный плакат (1950 г.)

ском Прикамье и бассейне р. Иж в Удмуртской АССР.

Наряду с этим, в летний полевой сезон 1942 г. под руководством Николая Тихоновича начала работу комплексная экспедиция по изучению нефтеносности территорий Пензенской, Саратовской, Ивановской, Ярославской, Горьковской областей. Результаты исследований этой обширной территории были опубликованы в работе «К вопросу нефтеносности девонских отложений русской платформы и Западного Приуралья», увидевшей свет в первый послевоенный год. На титульном листе значились два автора – Н. Н. Тихонович и В. М. Сенюков. В ней обобщены обширные данные по тектонике, стратиграфии Ульяновско-Саратовской синеклизы и определены благоприятные направления для поисков нефти на территории Среднего Поволжья и Западного Приуралья.

Активная работа Николая Тихоновича в военный период не осталась без внимания научного сообщества. В 1943 г. Высшая аттестационная комиссия по совокупности научных трудов и за большие заслуги в организации науки присудила ему учёную степень доктора геолого-минералогических наук. Причём при рассмотрении этого вопроса академик Владимир Обручев (1863-1956) в отзыве о научной деятельности Николая Тихоновича на Сахалине особо отметил: «Труды по геологии и полезным ископаемым острова являются очень солидными и заслуживают большого внимания, не потеряв своего значения и в настоящее время».

В целом в период Великой Отечественной войны сотрудники Мосгеолтреста осуществили широкий комплекс геоло-

Исследовательские работы Николая Тихоновича стали базой для дальнейшего развития геологоразведки на нефть и природный газ в Коми АССР. На основе его предсказаний в послевоенный период ухтинскими геологами были открыты Западно-Тэбукское, Мичаюское, Усинское, Пашнинское, Савиноборское нефтяные месторождения, а также Нибельское, Верхнеомринское и Нижнеомринское газовые.

гических исследований по поискам и разведке углеводородного сырья, выполнили большой объём геолого-съёмочных работ, включая геолого-структурную съёмку для поискового бурения на нефть и газ, а также гидрогеологические, инженерно-геологические, топографо-геодезические работы на территории Среднего Поволжья и Западного Приуралья.

В числе тех, кто в тяжелейших условиях самоотверженно работал в геологических экспедициях, приближая тем самым час победы над врагом, медалью «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.» был награждён и Николай Тихонович.

В 1947 г. на базе научно-исследовательской лаборатории Мосгеолтреста создали Московский филиал Всероссийского научно-исследовательского геологического геологоразведочного института. Директором был назначен доктор геолого-минералогических наук Васи-

лий Сенюков (1907-1975). Он и пригласил на должность старшего научного сотрудника своего соратника Николая Тихоновича, которому в тот же год было присвоено звание заслуженного деятеля науки РСФСР.

В 1948 г. указом Президиума Верховного Совета СССР Тихоновича наградили орденом Трудового Красного Знамени. Вскоре он был удостоен учёного звания «профессор».

В то время Московский филиал ВНИГРИ представлял собой уникальную организацию, одновременно являвшуюся научно-исследовательским учреждением и производственным буровым предприятием. В его составе организованы партии роторной нефтеразведки – Кировская, Мордовская, Солигаличская, Балахнинская Сундырская, Чаадаевская. О значительном размахе буровых работ свидетельствует тот факт, что к 1950 г. дополнительно было создано ещё десять подобных партий для работы в Горьковской, Костромской, Калининской, Ярославской областях и Мордовской АССР.

В Московском филиале ВНИГРИ профессор Тихонович проработал всего пять лет. Главным итогом его многолетнего плодотворного труда на геологическом поприще стала фундаментальная монография «Девонские отложения Русской платформы и Приуралья», выпущенная под редакцией академика Степана Миронова издательством «Гостоптехиздат» в 1951 г.

Как вспоминают современники, до последних дней жизни, закончившейся 17 июня 1952 г., Николай Николаевич Тихонович оставался бодрым и энергичным и в научной работе, и в общении с коллегами. В августовском номере журнала «Нефтяное хозяйство» был опубликован некролог, в котором говорилось, что он внёс большой вклад в исследование геологии многих регионов России.

Жизнь доктора геолого-минералогических наук, профессора Николая Тихоновича была долгой и яркой, насыщенной суровыми испытаниями и крупными свершениями, сопровождавшимися большими открытиями. И об этом хорошо знает и помнит нынешнее поколение россиян. В городе Ухте, что в Республике Коми, есть улица, названная именем геолога Тихоновича. На ней на одном из зданий в 1982 г. была установлена мемориальная доска. В октябре 2000 г. решением сессии Городского совета Николаю Тихоновичу было присвоено почётное звание «Ухтинец XX века».

IX МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПАО «ЛУКОЙЛ» ПО ПРОБЛЕМАМ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

«Перспективные направления развития техники и
технологии строительства и реконструкции скважин»

24 - 28 апреля 2017 года

Организатор Конференции:
Департамент по строительству скважин ПАО «ЛУКОЙЛ»
Технический оператор: ООО «НЕГУС ЭКСПО Интернэшнл»

www.oilconf.com

РЕКЛАМА

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



23 мая
2017

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

- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты
- Обсуждение проблем нефтегазового строительства



12 сентября
2017

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

- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Презентация настенной нефтегазовой карты
- Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий



17 октября
2017

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

- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты
- Обсуждение проблем нефтегазового сервиса



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

- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Презентация настенной нефтегазовой карты
- 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

- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Презентация настенной нефтегазовой карты
- Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

РЕКЛАМА