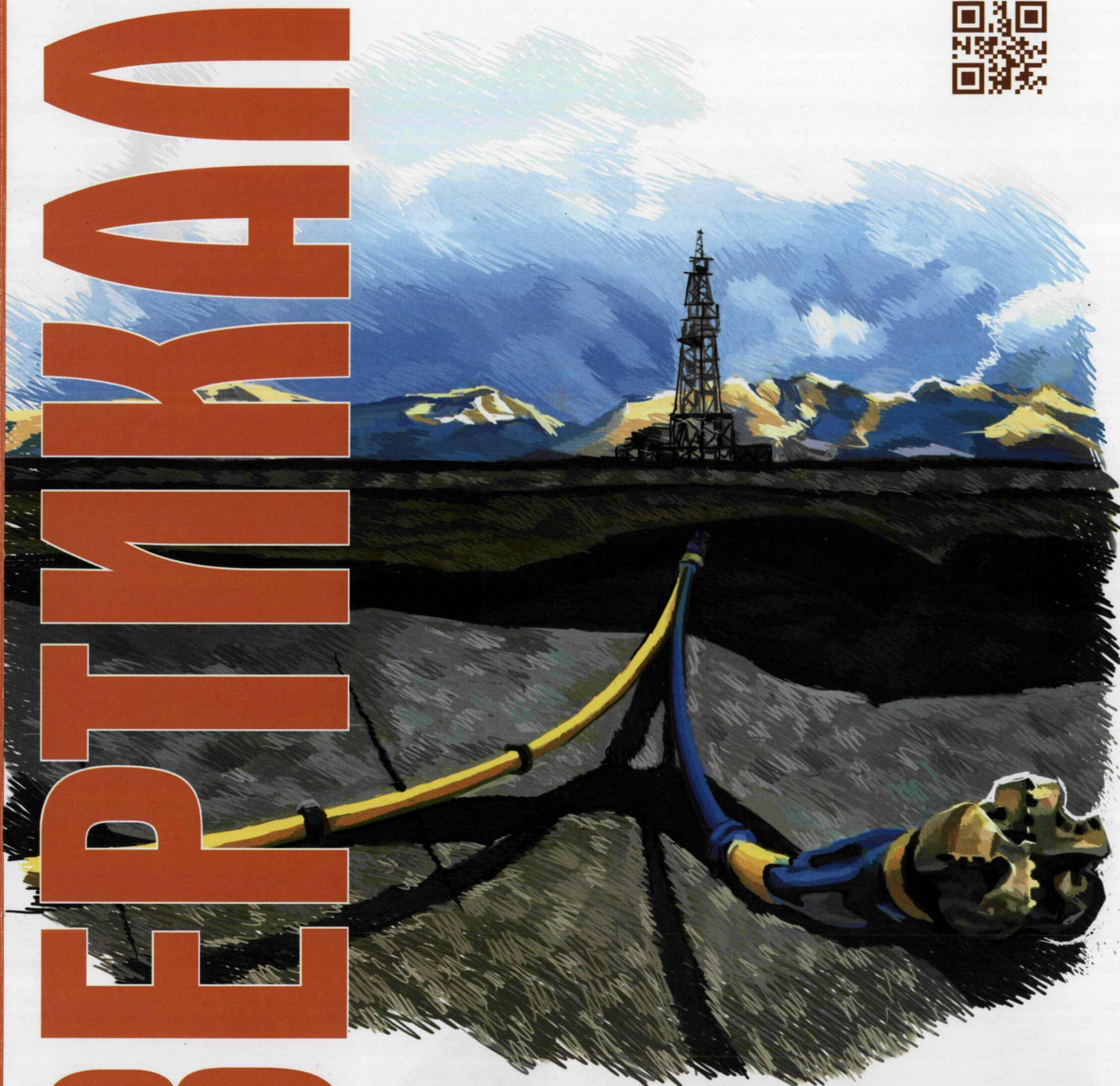




ФИСКАЛЬНАЯ ПОЛИТИКА НА ДЕШЕВОЙ НЕФТИ



ВЕРТЯКА НЕФТЕГАЗОВАЯ

РЫНОК НЕФТИ: ЖИЗНЬ ПОСЛЕ ДОХИ, стр. 12

РОСНЕФТЬ: УСПЕХИ ВОПРЕКИ КРИЗИСУ, стр. 40

СЕВМОРПУТЪ: ТРАНСНЕФТЬ ПРОТИВ ЯНАО, стр. 46

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ: ВЕСЬ ПАР В ГУДОК? стр. 52

ВЫСОКИЕ ПЕРЕДЕЛЫ: НОВЫХ ПРОЕКТОВ НЕ БУДЕТ... стр. 58

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

19-24
сентября,
г. Анапа

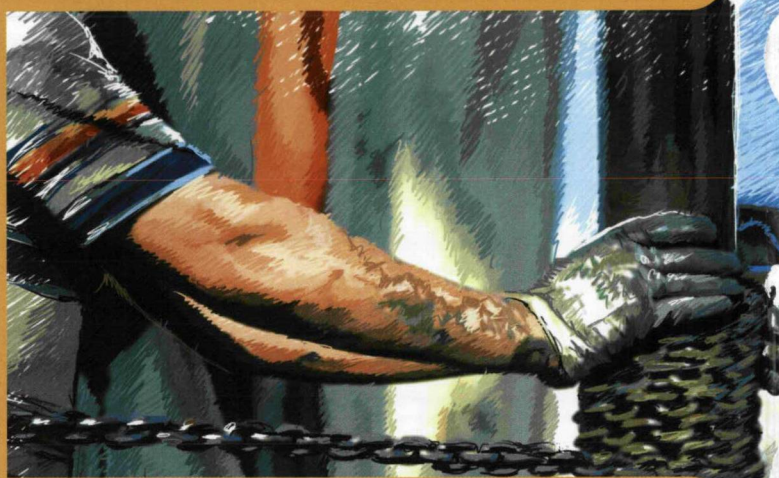
11 лет проекту!

iOilGas
conference

Официальная поддержка:

- Министерство промышленности и энергетики Краснодарского края;
- Союз «Торгово-промышленная палата Краснодарского края».

Организаторы



темы

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважины, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС резкой боковых стволов;
- буровые установки и установки для КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колтюбинговые технологии, оборудование и инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;
- цементирование скважин: технологии, оборудование и материалы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы;
- трубы нефтяного сортамента, резьбовые соединения, защита от коррозии;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность;
- тендерная политика нефтегазодобывающих компаний в области снабжения;
- методология кадрового подбора на предприятиях нефтегазовой отрасли.

Крупнейшие отечественные недропользователи:

- ОАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «НК «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть», ПАО АНК «Башнефть», ОАО «НГК «Славнефть», АО НК «РуссНефть»...

Сервисные компании и производители продукции для нефтегазовой отрасли:

- ГК «Интегра», ООО «БК «Евразия», Weatherford, Schlumberger, ООО НПФ «Пакер», ООО «Югсон-Сервис», АО «ИНК-СЕРВИС», Zirax, Welltec, TOO «DrillTech-Актобе», Vallourec Drilling Products, ООО «ПФ «Пакер Тулз», ООО НПФ «АМК ГОРИЗОНТ», ООО «Перекрыватель», ПАО «ТМК», ООО «НТ-Сервис», ООО НПФ

«БУРИНТЕХ», ООО «Уралмаш НГО Холдинг», АО «КВС Интернэшнл», ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг», АО «ОМК», ООО «ТНГ-Групп», АО «ПромТехИнвест», ЗАО «ЗМ Россия» и другие;

Научно-исследовательские и проектные институты, научные и инженерно-технические центры, академические институты, ФГБУ ВПО

участники

Оргкомитет конференции по тел.:

+7 (495) 510-57-24

или эл.почте: drill@ngv.ru



СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

Восточная Африка — на смену Северному морю 4

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Сигналы из Дохи 8

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Рынок нефти: жизнь после Дохи 12

Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

Впервые на Салыме — технология АСП 16

Интервью с ЯКОВИМ ВОЛОКИТИНЫМ,
начальником Управления геологии
и разработки месторождений
и новых технологий СПД

Газ для Польши российским просили не называть 19

Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Чем ниже цена — тем острее налоговые противоречия 22

АНДРЕЙ МЕЩЕРИН,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Неурожай на поле нефтедолларов 33

АНДРЕЙ МЕЩЕРИН,
«Нефтегазовая Вертикаль»

«Роснефть»: стабильность вопреки кризису 40

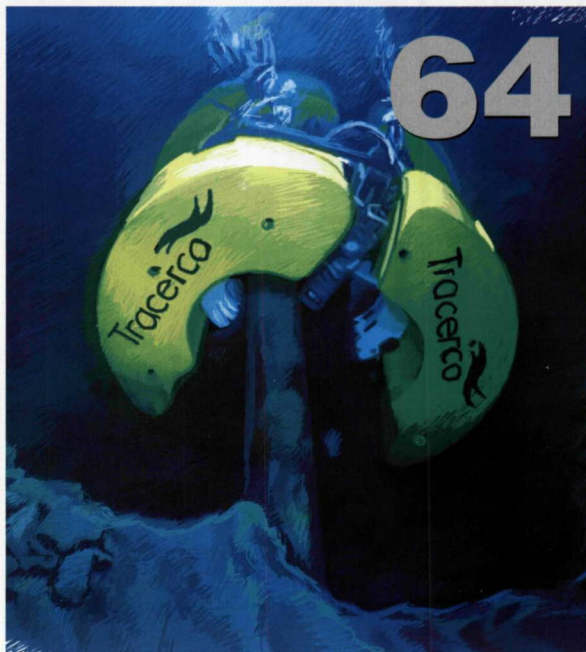
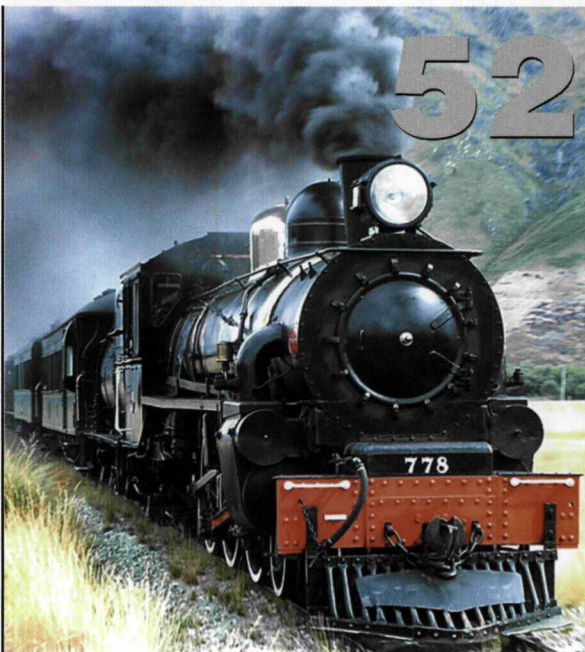
ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Севморпуть: «Транснефть» vs ЯНАО 46

ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Импортозамещение: весь пар в гудок? 52

ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ,
«Нефтегазовая Вертикаль»



РЫНКИ

**Нефтепереработка
и нефтехимия:
новых проектов не будет...**
ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

58

ТЕХНОЛОГИИ И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

**Подводные трубопроводы:
взгляд снаружи — вид изнутри**
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

64

СТАТИСТИКА

69

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор
Александр Клевлин

Главный редактор
Николай Никитин nikitin@ngv.ru

Зам. ген. директора
Сергей Никитин sergey@ngv.ru

Фактический адрес:
Научный пр-д, д. 14 А, стр. 1, офис 4.1,
г. Москва, 117246
Тел./факс: +7 (495) 510-57-24
(многоканальный).
<http://www.ngv.ru/info@ngv.ru>

Почтовый адрес:
Россия, 117321 г. Москва,
ул. Профсоюзная, д.124

Председатель редакционной Коллегии
Андрей Мещерин andrey@ngv.ru

Заместитель главного редактора
Валерий Андрианов vvandrianov@rambler.ru

Выпускающий редактор
Ирина Сизова ira@ngv.ru

Дизайн и верстка
Надежда Гребенникова nadart@list.ru

Фотограф
Игорь Ребров irebrov@gmail.com

Художник-иллюстратор
Ирина Сухорукова

**Редактор отдела
«Международные рынки»**
Ольга Виноградова
olgav@ngv.ru

**Редактор отдела
«События и комментарии»**
Анастасия Никитина
anikitina@ngv.ru

**Редактор отдела
«Нефтегазовые рынки»**
Екатерина Атепаева
kateatepaeva@gmail.com

Представитель в Азербайджане
Владимир Мишин, г.Баку
Тел./факс: (99412) 465-94-32
mishin1306@mail.ru

Арт-директор сайта
Дмитрий Гречанюк
dmitry@ngv.ru

**Менеджер по компьютерному
оборудованию**
Евгений Белов evgeny@ngv.ru

**Отдел маркетинга
и рекламы:**
Любовь Захарова zakharova@ngv.ru
Елена Маринич marinich@ngv.ru
Светлана Санфирова sanfirova@ngv.ru
Тел./факс: (495) 510-57-24
(многоканальный)

Отдел подписки:
Наталья Шитова podpiska@ngv.ru
По Украине
Тел./факс: 10 (38044) 536-1175/80
info@prescentr.kiev.ua

Группа рассылки:
Анатолий Алексеев,
Геннадий Белоусов

Журнал зарегистрирован
Комитетом РФ по печати.
Регистрационное свидетельство №016629

Заявленный тираж 15 000 экземпляров.

Отпечатано в ООО «ПАИС-Т»
Москва, Б. Семеновская, д. 49, офис 119

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль»

При перепечатке материалов ссылка
на журнал «Нефтегазовая Вертикаль»
обязательна

Подписной индекс:
ОАО Агентство «Роспечать» 47571
Объединенный каталог
«Пресса России» том 145380

Редакция не несет ответственности
за достоверность информации,
опубликованной в рекламных
объявлениях

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

**Модульные установки газоподготовки:
внимание к деталям – от идеи до воплощения**



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА

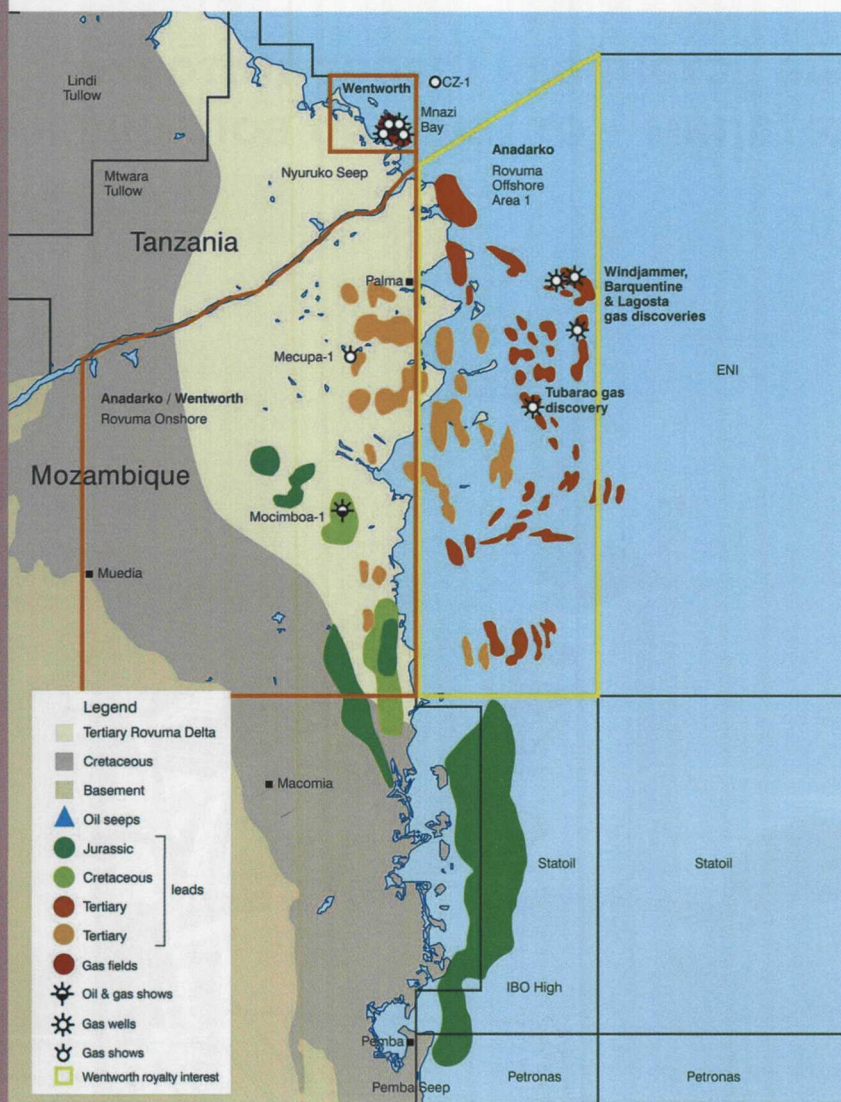


КОМПРИМИРОВАНИЕ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, с.1. Тел.: +7 (495) 589-36-61. Факс: +7 (495) 589-36-60.

info@energass.ru www.energass.ru

ВОСТОЧНАЯ АФРИКА — НА СМЕНУ СЕВЕРНОМУ МОРЮ



Подрастают регионы, которые придут на смену агонизирующему Северному морю или России, где нефть, как недавно сообщило агентство Роснедра, кончится через 28 лет. Карта глобальных потоков нефти и газа и нефтегазовая геополитика существенно изменятся.

В выигрыше окажутся те, кто сумел вовремя переориентировать накопленный опыт и экспертизу на новые перспективные регионы, которые только начинают развивать свой потенциал. Один из них — Восточная Африка, где на шельфе Мозамбика и Танзании открыты крупные запасы газа, а на суше Кении, Уганды и Сомали появились месторождения нефти.

ONGC, бразильская Petrobras, малайзийская Petronas, независимая американская компания Anadarko и британская Tullow Oil.

Российский бизнес представлен двумя госкомпаниями. В октябре 2015 года были объявлены результаты пятого лицензионного тендера в Мозамбике, в котором, в паре с ExxonMobil, участвовала «Роснефть». На тендер были выставлены 15 блоков в пределах нефтегазовых бассейнов Рувума, Ангоче, Замбези на шельфе и в двух бассейнах на суше. «Роснефть» и ExxonMobil были признаны победителями на трех ЛУ: A5-B в бассейне реки Ангоче и Z5-C и Z5-D в дельте реки Замбези.

Оператором в каждом из них, с долей 60%, стал американский партнер. «Роснефть» и местная компания ENH имеют по 20%. В течение четырех лет первого разведочного периода партнеры должны пробурить по одной-две скважины на каждом блоке и

Восточная Африка, которая еще несколько лет назад в одном контексте с нефтью или газом упоминалась редко, теперь признается новым центром энергетических инвестиций. Регион имеет потенциал стать производителем и экспортером нефти и газа мирового класса. По оценке IHS, открытия нефти и газа в Восточной Африке в течение 2010–2013 годов составили более 25% мирового роста запасов газа за этот период.

Привлеченные успехами разведочных работ в эти и последующие годы, в Кению, Уганду, Сомали, Танзанию, Мозамбик пришли мировые нефтяные компании. Первые три страны стали ареной открытий нефти, в то время как на шельфе Танзании и Мозамбика выявлены крупные газовые месторождения. В этих странах работают транснациональные компании BG, Eni, Shell, Statoil, Total, национальные компании Китая CNOOC и CNPC, индийская

провести сейсмическую съемку 2D и 3D.

В 2014 году в четвертом лицензионном раунде в Танзании принял участие «Газпром», подав самостоятельную заявку на шельфовый ENH блок 4/3В площадью 3045 км² на глубине воды 2,5–3 км.

Нефть в Кении, Уганде, Сомали

Кения, экономически наиболее продвинутая и индустриально развитая страна в Восточной и Центральной Африке, считается самой перспективной нефтеносной территорией в регионе. Прогнозы обещают, что к 2027 году в стране будет добываться 85 тыс. барр/д (более 4 млн тонн) нефти в год. В настоящее время нефтяные потребности Кении обеспечиваются импортом готовых нефтепродуктов в объеме 70–80 тыс. барр/д.

Активные поиски нефти в Кении начались в 2010 году, когда в страну пришла компания Tullow Oil. На паритетной основе с канадским партнером Africa Oil компания владеет лицензиями на несколько перспективных площадей на суше. Первое месторождение нефти было открыто в марте 2012 года на блоке 10BV. За открытием, вскрывшем потенциал бассейна South Lokichar, последовали новые успешные скважины.

К настоящему времени в Кении открыто девять месторождений нефти, извлекаемые запасы которых оценены в 600 млн барр (82 млн тонн). В 2014 году Tullow Oil сообщила о намерении принять окончательное инвестиционное решение по разработке открытых ресурсов в 2016 году. Однако низкая цена нефти затормозила деятельность партнеров. Более того, в 2015 году Africa Oil продала половину своей доли в кенийских проектах датской Maersk Oil. Так что планы разработки месторождений могут быть сдвинуты.

В Уганде, со времени первого коммерческого обнаружения нефти в 2006 году, открыто 21 месторождение нефти с извлекаемыми запасами 2,5 млрд баррелей (340 млн тонн). В геологическом отношении они приурочены к грабену Альберт, общие начальные ресурсы которого оценивают-

Самые крупные открытия газа на шельфе Мозамбика и Танзании, 2012–2014 гг.

Месторождение	Глубина моря, м	Извлекаемые запасы, млрд м ³
2012 г.		
МОЗАМБИК (бассейн Рувума)		
Мамба С–В	1 848	1 700
Голфинхо	1 027	524
Coral	2 260	226
Мамба С–В–2	1 994	184
ТАНЗАНИЯ (бассейн Рувума)		
Зафарани	2 580	113,2
2013 г.		
МОЗАМБИК (бассейн Рувума)		
Агулья	2 492	127,4
Ореа 1	1 061	51,1
ТАНЗАНИЯ (бассейн Мафия Дип)		
Тангавизи	2 300	107,6
2014 г.		
МОЗАМБИК (бассейн Рувума)		
Тубарао Тигре 1	595	51,0
ТАНЗАНИЯ (бассейн Мафия Дип)		
Пири-1	2 360	53,8
Источник: Доклад «Наиболее крупные открытия мира в 2012–2014 гг.» МГУ, Геологическая конференция, май 2015 г.		

ся в 6,5 млрд барр (885 млн тонн). Лицензии на поисково-разведочные работы на различных блоках грабена имеют компании Tullow Oil, Total и китайская CNOOC.

Правительство планирует начать добычу нефти в 2018 году на уровне 200 тыс. барр/д, что в десять раз превосходит внутреннее потребление жидкого топлива, составляющее 2,2 тыс. барр/д. Ранее планировалось, что 140 тыс. барр/д нефти Уганды будет экспортироваться. Пока выдана только одна лицензия на добычу, которую получила китайская компания на разработку месторождения Kingfisher. С двумя другими иностранными компаниями продолжаются переговоры по планам разработки оперируемых ими месторождений.

В 2015 году в стране проведен лицензионный тендер, в котором участвовали 17 компаний. Среди победителей конкурса Tullow Oil, индийская ONGC, норвежская Petrica, южноафриканская Sasol, другие компании из Нигерии, ОАЭ, Турции, Австралии и Китая.

В Сомали, до начала внутренних конфликтов и распада государства в 1991 году, поисками нефти занимались многие иностранные компании. По заключению Heritage Institute for Policy Stu-

dies в Могадишо, на основе данных тех лет, суммарные ресурсы углеводородов на суше и шельфе страны могут составлять 110 млрд баррелей (15 млрд тонн)

Открытия в Восточной Африке в 2010–2013 годах составили 25% мирового роста запасов газа

нефтяного эквивалента. Доказанных запасов нефти, как и добычи, в стране нет, но на основе геологической аналогии с находящимся по другую сторону Аденского залива Йеменом они могут составлять порядка 3 млрд баррелей (400 млн тонн).

В Кении открыто 9 месторождений нефти, 82 млн тонн запасов; в Уганде – 21 месторождение, 340 млн тонн; в Сомали ресурсы УВ оценены в 15 млрд тонн н.э.

Граница между Сомалилендом и Пунтлендом, полунезависимыми образованиями на территории Сомали, покрыта концессионными участками, которые предоставлены нескольким иностранным компаниям. Правительство непри-

Оценки ресурсов газа на шельфе Мозамбика и Танзании, трлн ф³

		Неоткрытые ресурсы (на начало 2013 г.)		Оценки по открытым месторождениям (на начало 2013 г.)			На начало 2015 г.	
		USGS	Министерство минеральных ресурсов Мозамбика (оценка ICF International)	Министерство минеральных ресурсов Мозамбика (оценка ICF International)	Министерство энергетики и минеральных ресурсов Танзании	Oil and Gas Investor, Global business report	Wood Mackenzie	Gaffney, Cline & Associates по оценкам операторов
Мозамбик	трлн ф³	182,3	148,0	128,0		77–112	100	150
	трлн м³	5,2	4,2	3,6		2,2–3,2	2,8	4,2
Танзания	трлн ф³	71,1			30–40		100	36
	трлн м³	2,0, вкл. Кению			0,85–1,10		2,8	1,0

знанного Сомалиленда заключило СРП с британской Ophir Energy, турецко-британской Genel Energy, арабо-американской RAK Gas, австралийской Jacka Resources.

За пять лет шельф Мозамбика и Танзании стал самым перспективным газоносным бассейном мира

Правительство автономного района Пунтленд, на северо-востоке страны, в сентябре 2015 года подписало контракт с ION Geophysical Corp. на проведение геологоразведочных работ на 25 блоках страны, 7 из которых находятся в Аденском заливе и 18 в Индийском океане.

Коэффициент успешности бурения на шельфе Мозамбика и Танзании — 80%, открыто 5,2 трлн м³ газа

С 2013 года поисково-разведочными работами в Сомали занимается британская компания

2D на площади 20,5 тыс. км² и другие необходимые для заключения СРП документы, подписание которого ожидается в 2016 году.

Газ в Мозамбике и Танзании

Всего за пять лет глубоководный шельф Индийского океана Мозамбика и Танзании, в пределах развития песчаников третичного и мелового возраста бассейна Рувума, сформировался в качестве самого перспективного газоносного бассейна мира.

Первое месторождение на шельфе Восточной Африки было открыто в Мозамбике в 2010 году. Открывший его консорциум во главе с Anadarko и с участием Mitsui E&P, Videocon и Cove Energy в следующие два года выявил еще четыре месторождения газа, а компания Eni на соседнем блоке сделала пять открытий.

Всего в течение 2010–2012 годов в Мозамбике было открыто 12 месторождений с оцененными ресурсами 100–170 трлн ф³ (3–4 трлн м³). Одновременно одно за другим появлялись сообщения об буровых успехах в Танзании, где компании BG/Ophir и Statoil/ExxonMobil на шельфе страны открыли восемь газовых месторождений.

Таким образом, за короткий срок в отдаленном от традиционных центров поисково-разведочных работ на нефть и газ возникла новая газоносная провинция. Успешность поисково-разведочного бурения на шельфе Мозамбика и Танзании феноменально высокая. За период 2009–2014 годов здесь была пробурена 81 скважина, из которых 65 оказа-

лись успешными, т.е. коэффициент успешности составлял 80%.

Открытия продолжались в 2013–2014 году, но размер их был значительно меньше (см. «Самые крупные открытия газа на шельфе Мозамбика и Танзании»).

По последним оценкам, на начало 2015 года на шельфе Мозамбика и Танзании открыто 185 трлн ф³ начальных ресурсов газа (5,2 трлн м³), 80% которых или 150 трлн ф³ (4,2 трлн м³) находятся в зоне Мозамбика и 36 трлн ф³ (1 трлн м³) у берегов Танзании (см. «Оценки ресурсов газа на шельфе Мозамбика и Танзании»). Правительство Танзании оценивает открытые ресурсы газа в 55 трлн ф³ (1,6 трлн м³).

Сообщения о новых открытиях в 2015 году поступали реже. Одно из самых заметных — скважина Mdalasini-1 компании Statoil, которая вскрыла 1,0–1,8 трлн ф³ газа, доведя суммарный потенциал блока 2 компании Statoil на шельфе Танзании до 22 трлн ф³.

Учитывая, что протяженность береговой линии Восточной Африки составляет 4000 миль (от Сомали до Южной Африки), а 85 пробуренных скважин на 90% сконцентрированы в пределах 250 миль (в бассейне Рувума), глубоководный шельф этого региона в значительной степени недоразведан.

В скором времени в бассейне Рувума на шельфе Мозамбика начнутся работы по освоению открытых запасов газа. Компания Eni получила одобрение правительства на бурение шести подводных скважин на месторождении Coral. Открытое в 2012 году и оконтуренное в 2013-м гигантское месторождение находится в

Уганда, Кения и Танзания обсуждают варианты строительства экспортного нефтепровода на побережье

Soma Oil and Gas. По информации ТАСС, одним из ее инвесторов с 2014 года является инвестиционный фонд Winter Sky, который принадлежит бывшим менеджерам подконтрольной Александру Джапаридзе компании Eurasia Drilling.

В декабре 2015 года Soma Oil and Gas представила правительству Сомали результаты сейсмики

80 км от берега на глубине воды 2000 метров.

В декабре 2015 года Anadarko и Eni договорились о согласованной разработке смежных площадей в северной части бассейна Рувума с суммарными ресурсами 24 трлн ф³ газа.

Инфраструктура

Полномасштабному освоению нефтегазового потенциала Восточной Африки, наряду с напряженной геополитической обстановкой, территориальными проблемами и неопределенной регуляторной средой, препятствует отсутствие транспортной инфраструктуры. Для зажатой в глубине континента Уганды вопрос экспорта нефти может быть решен только через строительство трансграничного нефтепровода в один из портов Кении или Танзании.

Несмотря на то, что в 2015 году Уганда и Кения подписали меморандум о намерении по поводу совместного строительства трубопровода, окончательный выбор пока не сделан. В марте 2016 года о подписании аналогичного соглашения объявили президенты Уганды и Танзании.

Экономически более рентабельным считается нефтепровод в Кению протяженностью 1500 км. Преимущество этого маршрута в том, что по трубопроводу будет транспортироваться не только нефть Уганды (600 млн баррелей),

но и 6,5 млрд баррелей нефти кенийских месторождений. Однако правительство Кении настаивает на высоком транзитном тарифе, в то время как руководство Танзании, стремясь перетянуть выгодный проект на свою территорию, предложило ряд привлекательных для Уганды условий.

В начале апреля этого года в столице Уганды представители трех заинтересованных сторон обсуждали технические и коммерческие условия двух предложенных маршрутов. Результаты совещания будут представлены на саммите в Кампале в конце апреля. Прокладка нефтепровода по любому из двух маршрутов связана со специфическими для региона проблемами отсутствия дорог для доставки оборудования, недостатка квалифицированной рабочей силы, уязвимости к диверсионным и террористическим актам. Ориентировочная стоимость двух нефтепроводов примерно одинаковая, на уровне \$4–5 млрд.

Поскольку спрос на газ в окружающих странах Африки практически отсутствует, поставка газа на мировые рынки из Мозамбика и Танзании возможна только в сжиженном виде. Газовые ресурсы Танзании и особенно Мозамбика достаточны для строительства заводов СПГ. Существующие проекты в обеих странах продвигаются, однако окончательное инвестиционное решение ни по одному из них не принято.

В Мозамбике компания Anadarko, которая продолжает развивать \$15-миллиардный проект строительства завода мощностью 6,8 млрд м³ в год, планирует принять окончательное инвестиционное решение в первом полугодии 2016 года. В декабре компания подписала соглашение о поставках 4,5 млрд м³ в год СПГ, или 66% всего объема производства, азиатским потребителям.

Проекты СПГ в Мозамбике и Танзании находятся на стадии планирования, реализация не ранее 2019 года

Второй проект СПГ в Мозамбике развивает Eni. Компания получила мандат правительства на строительство и установку плавучего завода СПГ мощностью 3,4 млн тонн в год на базе разработки 5 трлн ф³ запасов первой фазы месторождения Coral.

В Танзании четыре компании, которые имеют открытые месторождения на шельфе, договорились о возможности строительства единого \$30-миллиардного завода СПГ, оператором которого будет BG.

Все проекты СПГ в Мозамбике и Танзании находятся на стадии планирования и могут быть реализованы в Мозамбике не ранее 2019–2020 годов и в Танзании не ранее 2022–2023 годов. 

www.ngv.ru

АНАЛИТИКА

ОТ ГРОССМЕЙСТЕРОВ

ОТРАСЛИ



Оценки, прогнозы и рекомендации топ-менеджеров нефтегазовых компаний, независимых корреспондентов Вертикали и отраслевых экспертов



СИГНАЛЫ ИЗ ДОХИ

ОЛЬГА ВИНОВАТОВА
«Нефтегазовая Вертикаль»



Встреча в Дохе шестнадцати стран, готовых заморозить добычу нефти для поддержания баланса на рынке, провалилась. Саудовская Аравия показала, кто правит бал. Жесткость поставленного Эр-Риядом условия о присоединении Ирана к соглашению может сравниться только с упорством Ирана продолжать наращивать добычу до предсанкционного уровня. Парадокс в том, что конфронтация двух государств, простирающаяся за пределы нефтяной сферы в политическую область, не была сюрпризом и возможность заключения соглашения была заранее обречена на неудачу.

Главным сигналом из Дохи можно считать то, что какие-либо соглашения по нефтяной политике между ОПЕК и внекартельными экспортерами нефти, призрачные и раньше, после снятия санкций с Ирана стали еще менее вероятными.

Подписания декларации о заморозке добычи нефти в Дохе не произошло. Произошло другое. Саудовская Аравия устроила циничный розыгрыш своих коллег по картелю и представителей еще пяти стран-экспортеров нефти, собрав их на

Саудовская Аравия устроила циничный розыгрыш своих коллег, собрав их на заведомо провальные переговоры

заведомо провальные переговоры об условиях соглашения, подписывать которое не собиралась.

Это было очевидно еще за две недели до назначенной на 17 апреля встречи, когда устами Мухам-

меда бен Салмана, заместителя наследного принца Королевства, было заявлено, что Саудовская Аравия подпишет соглашение только в том случае, если к договоренностям присоединится Иран. Но к тому времени Иран неоднократно заявлял, что инициативу в целом одобряет, но присоединяться к ней не собирается. Тем не менее встреча в Дохе состоялась.

В итоге произошло то, что произошло. Консенсус об условиях стабилизации добычи нефти на уровне января 2016 года достигнут не был, единственная за последние 15 лет попытка экспортеров общими усилиями укрепить рынок провалилась, так как бен Салмана, возглавлявшего делегацию саудитов в Дохе, не устроил ни один из вариантов текста соглашения.

Остается только гадать, какую цель преследовал Эр-Рияд, создавая видимость поддержки выдвинутой с его участием инициативы заморозить добычу нефти на январском уровне и стабилизировать ее до октября текущего года, результатов которой рынок ждал на протяжении двух последних месяцев

Их было 16

В переговорах в Дохе участвовали страны ОПЕК (за исключением Ирана и Ливии), а также Россия, Азербайджан, Казахстан, Оман и Бахрейн. Мексика присутствовала в качестве наблюдателя. На 16 стран-участников приходится более 50% глобальной нефти: 50 млн барр/д из 96 млн

барр/д мировой добычи в феврале этого года.

Суммарные свободные мощности 11 стран ОПЕК, принявших участие во встрече в Дохе, составляют 404 тыс. т/д. Около 300 тыс. т/д приходится на Саудовскую Аравию и еще 98 тыс. т/д — на ОАЭ, Нигерию, Ирак и Венесуэлу (см. «Добыча стран-участников переговоров в Дохе, 2016 г.»).

В остальных странах резерв увеличения добычи практически отсутствует. Это значит, что для большинства присутствовавших в Дохе стран переговоры о стабилизации собственной добычи на январском уровне без дальнейшего роста не имели никакого смысла, так как они уже добывают нефть на пределе своих возможностей.

При этом суммарная добыча 11 стран ОПЕК по сравнению с январем была на 9 млн тонн меньше в феврале и на 2 млн тонн в марте. Суммарная добыча всех 16 стран-участниц переговоров в Дохе в январе превышала мартовский уровень на 6 млн тонн.

Из этого следует, что в случае достижения договоренности о заморозке добычи на уровне января, сдерживания роста суммарной добычи присоединившихся к соглашению стран произойти не могло.

Правда, семи странам, которые в марте добывали больше, чем в январе, пришлось бы сократить добычу. В эту группу попадают Ангола, Эквадор, Индонезия, Кувейт, Катар, Азербайджан и Россия (см. «Страны с превышением добычи относительно января»).

Суммарное сокращение этих стран составило бы 156 тыс. барр/д (21,2 тыс. т/д), или 636 тыс. т/мес. Но в шести других странах

добыча в марте была значительно ниже, чем в январе. В эту группу входят Алжир, Ирак, Ливия, Нигерия, ОАЭ и Венесуэла, для которых заморозка добычи на уровне январской планки никаких жертв не требовала (см. «Страны с добычей в марте ниже, чем в январе»).

Более того, они имели бы право даже поднять добычу. Допустимое по условиям соглашения потенциальное увеличение добычи этих стран до уровня января могло бы максимально составить 614 тыс. барр/д (83,5 тыс. т/д), или 2,5 млн т/мес., что вчетверо больше, чем расчетное снижение объема добычи стран первой группы.

Итак, при подписании соглашения о заморозке суммарная добыча 16 стран-участниц переговоров в лучшем случае могла бы оказаться на 636 тыс. т/мес., чем была в январе. Лучший случай — это при условии, что стра-

ны второй группы не воспользовались бы правом поднять свою добычу до январского уровня. А они бы воспользовались (разумеется, при наличии резервных

На 16 участников встречи в Дохе приходится более 50% глобальной добычи нефти, но идея замораживания имеет смысл только в отношении Саудовской Аравии

мощностей), потому что положительный результат совещания в Дохе поднял бы цены и создал бы стимул для максимального увеличения добычи.

Сигналы Дохи

Из изложенных выше соображений следует, что инициатива по замораживанию добычи имела



Добыча стран-участников переговоров в Дохе, 2016 г., млн т

	Январь	Февраль	Март	Мощности добычи, млн т/д	Свободные мощности, млн т/д*
11 стран ОПЕК	122,5	113,2	120,6	4,3	0,404
в т.ч. С. Аравия	42,7	40,0	42,7	1,7	0,292
Россия	46,0	43,0	46,15		
Казахстан	5,7	5,3	5,7		
Азербайджан	3,5	3,3	3,65		
Оман	4,2	4,3	4,1		
Бахрейн	0,2	0,2	0,2		
Всего 16 стран	182,1	169,3	176,1		

*Относительно добычи в марте. Источник: ОПЕК, ОАПЕК, МЭА

Страны с превышением добычи относительно января 2016 г., тыс. барр/д

	Добыча в январе	Добыча в марте	Объем сокращения
Ангола	1 742	1 778	36
Индонезия	716	725	9
Катар	649	664	15
Кувейт	2 760	2 772	12
Эквадор	534	547	13
Азербайджан	830	865	35
Россия	10 910	10 946	36

практический смысл только в отношении Саудовской Аравии. Поэтому единственной реальной целью стран-участниц переговоров

Суммарная добыча 16 стран в марте была на 6 млн тонн меньше, чем в январе — сдерживания роста суммарной добычи произойти не могло

могла быть попытка вынудить Саудовскую Аравию остановить на какое-то время (до 1 октября, как было определено в проекте соглашения) дальнейшее наращивание добычи нефти.

Саудовская Аравия — игрок, который устанавливает правила игры. Но если добычу сланцевой нефти США можно подавить низкими ценами, то Иран к ним неуязвим

Саудовская Аравия — игрок, который устанавливает правила игры. Это первое, что продемонстрировала Доха.

Скоординированной политики ОПЕК и других производителей не будет, пока из контекста не будет выведен политический компонент

Возможности Королевства маневрировать объемом производства в том и другом направлении уникальны. Добыча может быть поднята до 11,5 млн барр/д немедленно и до 12,5 млн барр/д в течение шести-девяти месяцев, сообщает агентство Bloomberg со ссылкой на интервью Мухаммеда бен Салмана. Если Эр-Рияд примет решение об увеличении инве-

стиций в нефтедобывающую отрасль, то производственные мощности могут быть доведены до 20 млн барр/д. Но это предел, дальнейший рост невозможен, признается бен Салман, добавляя, что пока выходить на такие высоты намерений нет.

В настоящее время добыча в Саудовской Аравии стабильна на уровне 10,2 млн барр/д. Рекордный за три десятилетия объем производства 10,564 млн барр/д нефти был зарегистрирован в июне прошлого года. Как известно, Саудовская Аравия переориентировалась на стратегию увеличения поставок нефти на мировой рынок в стремлении остановить рост сланцевой нефти в США и отвести угрозу потери рынков сбыта.

В определенной мере это удалось. Но в середине января 2016 года Эр-Рияд получил нового конкурента: на мировую арену вышел освобожденный от санкций Иран. Теперь Саудовская Аравия ведет ценовую войну на два фронта.

Однако если добычу сланцевой нефти США можно подавить низкими ценами, то Иран к ним неуязвим. Лишенный за время действия санкций экспортных доходов, Иран не скрывает, что готов торговать нефтью со скидкой 10%, и продолжает наращивать добычу, стремясь вернуть потерянные рынки. В настоящее время добыча в

стране выросла до 3,2 млн барр/д, экспорт — до 1,7 млн барр/д. Из них 500 тыс. барр/д идет в Европу, куда успешно продвигается Иран. Аналитики считают, что ключевым регионом конкуренции иранской и саудовской нефти, помимо Европы, будет Азия.

На нефтяной конференции в Париже, которая состоялась спустя несколько дней после провала переговоров в Дохе, Мехди Хосейни, ответственный чиновник Министерства нефти Ирана, заявил, что Иран не будет рассматривать возможность присоединения к любой инициативе по сдерживанию добычи до тех пор, пока производственные мощности не будут доведены до предсанкционного уровня 4,2 млн барр/д, а экспорт нефти увеличится до 2,5–2,6 млн барр/д.

Не менее категоричен в своих заявлениях Эр-Рияд, настаивающий на присоединении Ирана как на непременном условии заключения соглашения о сдерживании роста добычи. Принимая во внимание, что отношения между Саудовской Аравией и Ираном простираются за пределы нефтяной сферы в политическую и религиозную области, в упорстве Саудовской Аравии можно усмотреть, что речь идет не столько о нефти, сколько о политике.

И это второй сигнал Дохи: скоординированной политики ОПЕК и других производителей в отношении нефтяного рынка не произойдет до тех пор, пока из контекста не будет выведен политический компонент.

Цена нефти до и после

Прекрасно понимая непреодолимость заявленных Саудовской Аравией условий и упорный отказ Ирана присоединиться к инициа-

Страны с добычей в марте ниже, чем в январе 2016 г., тыс. барр/д

	Добыча в январе	Добыча в марте	Потенциальный объем повышения добычи
Алжир	1 087	1 084	3
Ирак	4 399	4 199	200
Ливия	393	345	48
Нигерия	1 853	1 722	131
ОАЭ	2 909	2 682	227
Венесуэла	2 325	2 320	5

тиве, участники совещания вряд ли могли всерьез надеяться на подписание соглашения о замораживании добычи. Тогда уместен вопрос: зачем была нужна Доха?

Со стороны Эр-Рияда это была наглядная демонстрация силы. В позиции саудовской делегации можно усмотреть и сигнал остальным участникам: мол, срыв переговоров произошел из-за несоворчивости Ирана, так что если хотите поднять цены — остановите Иран.

Остальным участникам Дохи был интересен не столько исход фактически предрешенных переговоров, сколько эффект самого факта встречи стран ОПЕК и не ОПЕК, который не мог не отразиться на цене нефти. Призывы к встрече на уровне министров стран ОПЕК и других крупных производителей нефти появились в конце января. В то время нефтяные котировки находились в районе \$30/барр (см. «Цена нефти до и после Дохи»).

16 февраля Россия, Венесуэла, Катар и Саудовская Аравия на встрече в Дохе договорились заморозить добычу, если к инициативе присоединятся другие страны. С этого времени тема заморозки добычи стала одной из первых новостей. По мере обсуждения возможных результатов инициативы и сообщений о росте числа присоединившихся стран цена нефти ползла вверх. К концу февраля в списке участников инициативы было уже 15 стран, а котировки превысили \$36/барр.

Дата переговоров о замораживании добычи сначала предполагалась 20 марта, но потом была перенесена на середину апреля. Цена марки Brent продолжала подниматься и накануне заседания пробила отметку в \$43. Таким образом, за два месяца ожидания предстоящего события цена нефти поднялась с \$30 до \$44/барр.

Результат переговоров в Дохе мог бы сбросить котировки с рекордных уровней, но тут грянула забастовка в Кувейте, которая увела с рынка 1,5 млн барр/д нефти. К настоящему времени забастовка прекратилась и добыча нефти в Кувейте восстановилась, но цены остаются на отметках около \$45/барр. Аналитики приво-

ЦЕНА НЕФТИ BRENT ДО И ПОСЛЕ ДОХИ



дят тысячи причин, по которым при сохранении превышения предложения над спросом котировки остаются высокими.

Не исключено, что не последнюю роль в этом играет надежда на новые переговоры стран ОПЕК с внекартельными производителями нефти, которая целенаправленно поддерживается неофициальными заявлениями заинтересованных сторон. Например, заместитель министра нефти Ирака уже дважды гово-

рил об этом, обещая возобновление переговоров сначала в июне,

Тем не менее, встречи, подобные Дохе, пока являются фактором, который способствует росту цен на нефть

а потом сдвинув их на май. Новые встречи действительно можно организовать, но результаты их вряд ли изменятся. 📰

www.ngv.ru



ИНФОРМАЦИЯ

ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО

ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ

РЫНОК НЕФТИ: ЖИЗНЬ ПОСЛЕ ДОХИ

Долгожданная встреча ОПЕК в столице Катара официально закончилась безрезультатно: как и на предыдущем «нерешительном» саммите в Вене договориться о замораживании объемов добычи не удалось. Тем любопытнее оказалась реакция рынка — вместо затяжного падения котировки «черного золота» поднялись до новых годовых максимумов. Чем это вызвано и к чему может привести в недалеком будущем?

Мировой рынок нефти интересует общий баланс между спросом, который хоть медленно, но растет, и предложением, которое хоть понемногу, но проседает. Что же в этом случае можно ожидать от цен? Эксперты полагают, что при отсутствии попыток активизации нерыночных инструментов продолжительное пребывание цен на нефть ниже порога \$40/барр маловероятно...

Уже воскресным вечером 17 апреля (с началом азиатской сессии) котировки WTI стремительно просели ниже \$39, а Brent — почти протестировали отметку \$40/барр.

Рынок жмурится — цены дуются

Аналитики (в первую очередь, западные) заговорили было о новом периоде обрушения цен, но... буквально на следующий день котировки начали понемногу восстанавливаться и вскоре вернулись в ожидаемо комфортный диапазон.

Буквально на следующий день после «неудачной» встречи в Дохе нефтяные котировки начали расти, фиксируя годовые максимумы

Поначалу главным (если не единственным) виновником столь неожиданного «бычьего» торжества был признан Кувейт, где добыча

Краткосрочный, но резкий (до 1,7 млн барр/сут.) спад добычи нефти в Кувейте дополнил долговременные потери Венесуэлы и Нигерии (до 200–250 тыс. барр/сут.)

нефти буквально рухнула с 2,8 до 1,1 млн барр/сут. из-за забастовок рабочих отрасли.

Но вот 19 апреля «бессрочная» забастовка была прекращена, объемы производства нефти в

стране поднялись до 1,6 млн барр/сут., но... цены все равно продолжили свой рост, демонстрируя новые максимумы 2016 года. Частично это можно было объяснить инерционными процессами рынка, а частично тем, что сравнительно кратковременный кризис добычи в Кувейте наложился на менее глубокий, но долгосрочный спад производства «черного золота» в других странах-членах ОПЕК. Например, в Венесуэле (на 150–200 тыс. барр/сут.) и в Нигерии (до 250 тыс. барр/сут.), где эти нисходящие тенденции, как и предупреждала ранее «Вертикаль», рискуют получить свое дальнейшее развитие. Кроме падения предложения, не стоит забывать и о таком факторе, как динамика спроса.

Растущий спрос — в чем вопрос?

Исследование долговременного тренда свидетельствует о поступательном увеличении мирового спроса на «черное золото» как следствие роста потребления нефтепродуктов — в виде различных видов углеводородного топлива, смазочных материалов и разнообразного промышленного сырья. Примечательно, что происходит это на фоне все более громких деклараций об усилении борьбы за чистоту окружающей среды и переходе на исключительно чистые источники энергии.

С начала 2000-х мировой спрос на сырую нефть ежегодно растет в среднем на 1–1,5 млн барр/сут. Ис-

ПРОГНОЗ МИРОВОГО СПРОСА НА СЫРУЮ НЕФТЬ (ПО СОСТОЯНИЮ НА 14.04.16)

млн барр/сут.



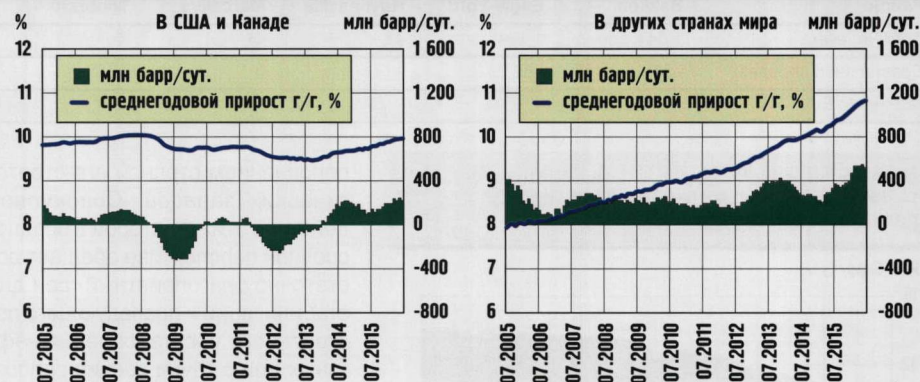
Источник: IEA

ключением явился лишь период глобального экономического кризиса 2008–2009 годов, когда данный показатель продемонстрировал отчетливое проседание. Тем не менее в 2010 году его очередной прирост составил 3,3 млн барр/сут., что вполне компенсировало это снижение. Тенденция сохранилась и даже видимо окрепла в период уже текущего (2014–?? гг.) ценового кризиса на рынке энергоносителей. Так, согласно данным МЭА (IEA), по итогам 2015 года объемы спроса увеличились на 1,8 млн барр/сут. и ровно такой же прирост ожидается только за три первых квартала 2016-го (см. «Прогноз мирового спроса...»).

Что касается общих объемов спроса на «черное золото» по итогам всего 2016 года, то в своем апрельском отчете о рынке нефти (который вышел в свет всего за трое суток до встречи в Дохе) IEA прогнозирует его на уровне 97 млн барр/сут. При этом основная часть прироста этого показателя (+2,2 млн по сравнению с первым кварталом 2016-го) ожидается именно в летние месяцы.

Последнее наблюдение может показаться парадоксальным только на первый взгляд: вплоть до середины 1990-х сезонный фактор имел противоположные (зимние) максимумы в связи с высокой долей «отопительной» составляющей общего нефтяного спроса. Постепенный переход ко все более массовому применению для этих целей природного газа и (в меньшей степени) альтернативных видов энергии, на

ДИНАМИКА СПРОСА НА МОТОРНЫЕ ТОПЛИВА (БЕНЗИН)



Источник: Credit Suisse, IEA, EIA

фоне явно выраженного глобального потепления, способствовал перераспределению пиковых значений в пользу весенне-летнего сезона, который традиционно сопровождается всплеском потребления моторного топлива.

Хитрый джинн — Бензин

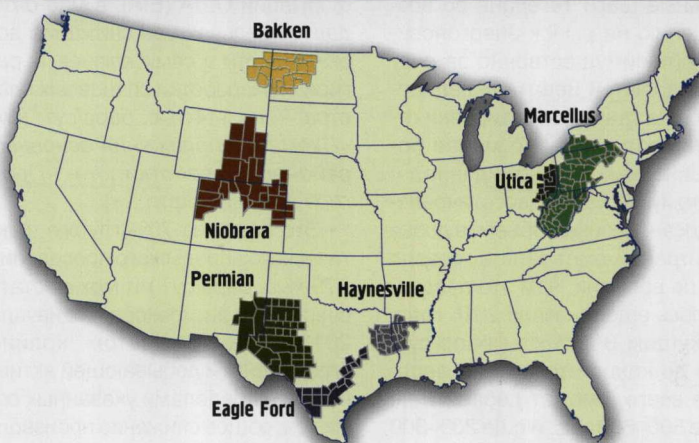
Да-да, несмотря на все заверения в верности курсу на «очищение» транспортной энергетической составляющей за счет массового перехода на биодизель, использования электромобилей и т.п., в большинстве промышленно развитых стран (за исключением разве что Японии) продолжает наблюдаться увеличение спроса на углеводородное топливо, подстегиваемое ростом объемов автопродаж.

Кстати, почти полумиллиардный (500 тыс. барр/сут.) дополнительный весенний всплеск спроса на сырую нефть обуславливают потребности... США, которые (декларативно) столь активно выступают против «грязного» топлива.

С начала 2000-х потребность в сырой нефти ежегодно растет на 1–1,5 млн барр/сут. — главным образом за счет увеличения спроса на традиционное топливо

Главным образом, эти дополнительные поставки необходимы американским НПЗ с целью обеспечения выпуска нужных объемов бензинов летних марок, для производства которых они не могут использовать газоконденсатные жидкости (NGL) столь же широко, как для зимних смесей.

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОСНОВНЫХ РАЙОНОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ СЛАНЦЕВЫХ ПЛАСТОВ В США



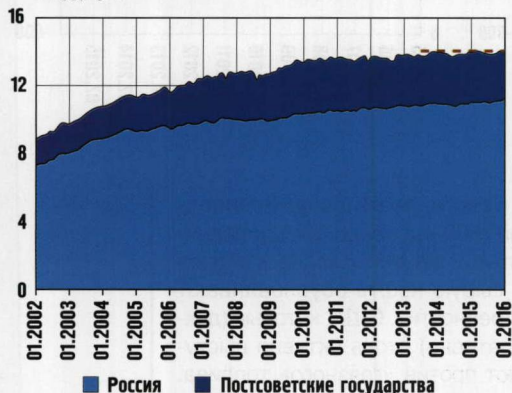
Полумиллиардный (500 тыс. барр/сут.) дополнительный всплеск спроса на сырую нефть обуславливают США, столь активно выступающие против «грязного» топлива

По наблюдениям западных отраслевых экспертов, в текущем году этот сезонный всплеск ожидается минимум на 15–18% выше среднего уровня, несмотря на аномально теплую зиму. Впрочем, это не представляется особо удивительным, учитывая активное переключение на вывоз готовых нефтепродуктов, который способствует ускоренному размыванию «сэкономленных» за зи-

Район	Bakken	Eagle Ford	Haynesville	Marcellus	Niobrara	Permian	Utica	Всего
Добыча, май	1 047	1 184	47	41	404	2 032	81	4 836
Сравнение с апрелем	-31	-62	-1	0	-16	-4	0	-114
Источник: EIA								

ДОБЫЧА ЖИДКИХ УВ (СЫРАЯ НЕФТЬ + КОНДЕНСАТ + ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ ЖИДКОСТИ) В РОССИИ И ДР. ПОСТСОВЕТСКИХ ГОСУДАРСТВАХ

млн барр/сут.



Источник: IEA

му запасов товарной нефти и дальнейшему наращиванию импорта «черного золота» в США, вместо обещанного (но так и не осуществленного) расширения его экспорта.

Эксперты США заговорили о печальной необходимости распрощаться с идеей энергетической независимости, причем в масштабах всей Северной Америки

Укрепление подобных внешне-торговых тенденций будет стимулировать дальнейший рост потребления сырой нефти, тем более что уже сегодня спрос на моторное топливо в США и Канаде составляет почти половину мирового (и продолжает увеличиваться), а в остальных странах мира наблюдается еще более активный рост этого показателя (см. «Динамика спроса на моторные топлива...»).

Среди этих «остальных» IEA особо выделяет Индию, где прирост спроса на сырую нефть по итогам 2016 года оценивается на уровне в 300 тыс. барр/сут., а также Китай, видимое снижение потребления «черного золота» которым компенсируется усиленным

пополнением страной его стратегических запасов. Совокупное действие этих факторов в среднесрочной перспективе обещает достаточно благоприятный фон для стабилизации и последующего постепенного восстановления нефтяных цен с точки зрения спроса. Теперь посмотрим, как обстоит дело с прогнозом предложения.

Неуспех — не у всех

В своем отчете от 14.04.16 специалисты IEA констатировали снижение добычи нефти странами ОПЕК на 90 тыс. барр/сут. по итогам марта, за которым последовали дополнительные «забастовочные» потери апреля с сокращением производства в Нигерии и Венесуэле (да и в Ираке). В отличие от Кувейта, эти явления будут иметь затяжной характер из-за перманентной политической нестабильности, которой сопровождается «демократизация» углеводородных запасов указанных стран.

К этому стоит добавить и некоторое (достаточно скромное) проседание добычи в Саудовской Аравии к рубежу «всего лишь» 10,2 млн барр/сут. На другой чаше весов — ожидаемый рост экспортных мощностей Ирана, которому ОПЕК не хочет (да и не может) помешать. Впрочем, как и предупреждала ранее «Вертикаль», на реальные шаги Тегерана по возвращению на рынок энергоносителей (преимущественно за счет ранее добытой нефти, складированной на танкерах) котировки отреагировали гораздо менее болезненно, чем на их ожидание.

К тому же полное восстановление досанкционных объемов добычи в стране может занять гораздо больше времени, чем это предполагалось еще в начале 2016 годп. К текущим 3–3,3 млн барр/сут. Иран до конца этого года, вероятнее всего, сможет добавить не более 500–600 тыс. и еще 200–300 тыс. в следующем. Итого — плюс

700–900 млн барр/сут. к исходу 2017 года при минимально ожидаемом приросте мирового спроса на 1–1,2 млн барр/сут. (до 98–98,5 млн барр/сут. в соответствии с долгосрочной тенденцией). Да и этот достаточно существенный прирост (если случится) будет частично поглощен снижением добычи другими странами ОПЕК, не говоря уже о производителях, не являющихся членами этого мирового клуба. Ситуацию с последними стоит рассмотреть подробнее.

После фактического прироста в 2015 году (+1,5 млн барр/сут.), по итогам 2016-го IEA ожидает проседания производства «черного золота» в странах не-членах ОПЕК на 700 тыс. барр/сут., однако ряд западных отраслевых экспертов считают возможные потери гораздо более значительными, причем главным образом за счет снижения добычи в Северной Америке (которая, помимо лидерства по внутреннему потреблению нефтепродуктов, так увлеклась их экспортом).

Согласно данным аналитиков компании Baker Hughes, по состоянию на 15.04.16 количество нефтяных рабочих буровых установок в США сократилось до 351, т.е. почти на 78% по сравнению с докризисным периодом (1609 в октябре 2014). При этом, согласно прогнозам Агентства энергетической информации США (EIA), в мае ожидается дальнейшее снижение добычи нефти в семи ключевых регионах разработки сланцевых пластов — на 114 тыс. барр/сут. (см. «Схема расположения основных районов разработки...» и «Прогноз добычи нефти...»).

Это почти на 70% глубже фактического апрельского проседания (-79 тыс. барр/сут.) и может стать очередным антирекордом с начала 2016 года. С учетом крайне ограниченной добывающей активности за пределами указанных семи зон, общее снижение производства в сухопутной части США с

апреля по декабрь текущего года оценивается в 0,8–1 млн барр/сут. Эти потери вряд ли удастся компенсировать относительными успехами в шельфовой зоне Мексиканского залива (150–200 тыс. барр/сут.) за тот же период.

Что касается Канады, то здесь число нефтяных буровых, находящихся в эксплуатации, упало до 10 ед., а при затяжном снижении цен на нефть ниже \$40/барр прокладка новых скважин может быть вообще прекращена. Подобное развитие событий поневоле заставляет вспомнить, что свыше 40% всего своего нефтяного импорта (41,06% на начало апреля 2016 года) США получают именно из Канады... Неудивительно, что в сложившейся обстановке даже отраслевые эксперты заговорили о печальной необходимости распрощаться с идеей энергетической независимости, причем в масштабах всего североамериканского континента.

На фоне этих потерь положение дел в нефтедобывающей отрасли России (которую западная энергетическая статистика привычно рассматривает в совокупности с «прочими» постсоветскими государствами) представляет еще достаточно обнадеживающим (см. «Добыча жидких УВ...»).

Согласно наблюдениям IEA, несмотря на незначительное (ок. 10 тыс. барр/сут.) проседание в феврале, объемы производства углеводородного сырья в регионе по-прежнему остаются достаточно высокими (свыше 14 млн барр/сут.), стабильно удерживаясь на этом уровне уже порядка трех лет. При этом подчеркивается, что с начала 2016 года добыча «черного золота» собственно в России даже несколько возросла, в то время как в остальных постсоветских государствах наблюдалось ее снижение.

Для сравнения: в тот же период падение этого показателя в США составило 640 тыс. барр/сут. (до 12,6 млн барр/сут.). Но мировой рынок нефти интересуют не столько результаты соревнования между производителями из Восточного и Западного полушарий, сколько общий баланс между спросом (который хоть медленно, но растет) и предложением (которое хоть поне-

Варианты прогноза цен на нефть, 2016–2017 гг., \$/барр					
Марки нефти/источник прогноза	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	Средняя цена
2016 г.					
Bloomberg (консенсус-прогноз)	100,00	101,10	100,50	98,25	99,96
WTI (фьючерсы)	35,62	38,47	40,52	42,13	39,19
WTI (RJ)	35,00	40,00	60,00	65,00	50,00
Brent (фьючерсы)	39,80	39,98	42,48	44,49	41,69
Brent (RJ)	37,00	43,00	63,00	69,00	53,00
Спред Brent — WTI	2,00	3,00	3,00	4,00	3,00
2017 г.					
WTI (фьючерсы)	43,81	44,84	46,01	46,85	45,38
WTI (RJ Oil)	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00
Brent (RJ Oil)	79,00	79,00	79,00	79,00	79,00
Спред Brent — WTI	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Источник: Raymond James Energy (RJ)					

много, но проседает). Что же в этом случае можно ожидать от цен?

Медвежий аппетиты — бычьи настроения

Исходя из текущего положения на рынке «черного золота» и предстоящего (конец второго — начало третьего квартала) сезонного всплеска спроса на топливо, наиболее вероятным представляется, что нефтяные котировки в рассматриваемый период продолжат свое восстановление в диапазоне \$40–50/барр. Конечно, оно вряд ли станет столь триумфальным, как это предполагали данные консенсус-прогноза, составленного специалистами Bloomberg в январе 2016 года (см. «Варианты прогноза цен...»), однако на фоне предыдущих критических снижений может оказаться вполне комфортным для большинства производителей.

Обнадеживающим является и то обстоятельство, что при сохранении существующих тенденций спроса и предложения (при безусловном отсутствии попыток активизации нерыночных инструментов), продолжительное пребывание котировок ниже порога \$40/барр представляется маловероятным, в том числе и в среднесрочной перспективе.

Заметим, что приведенные в таблице данные западных экспертов (в частности, Raymond James Energy) по отношению к текущему году в целом неплохо коррелируют с прогнозами российских отраслевых специалистов. Так, согласно последним исследованиям Минэнерго, во втором полугодии 2016

года средняя цена на нефть может составить порядка \$45/барр. Что же касается последующих двух лет, то здесь западные оценки оказались более оптимистичными по сравнению с российскими (\$45–50/барр в 2017-м и \$50–65/барр в 2018 году, по данным Минэкономразвития и Минэнерго соответственно).

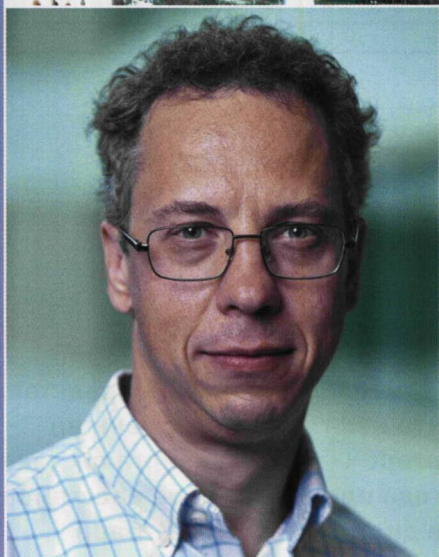
Наиболее вероятным представляется, что нефтяные котировки во втором–третьем кварталах текущего года продолжат свое восстановление в диапазоне \$40–50/барр

Впрочем, учитывая глубину, на которой может располагаться истинное дно нефтяных котировок, осторожность в оценке ценовой динамики представляется гораздо предпочтительнее эйфории. Об этом, кстати, свидетельствуют

При отсутствии попыток активизации нерыночных инструментов продолжительное пребывание цен на нефть ниже порога \$40/барр маловероятно

и последние (16.04) предложения российского Минфина о коррекции соответствующих бюджетных показателей до \$40/барр в 2016 и 2017 годах. Что ж, если вы хотите мира — готовьтесь к войне. Тем более что основные сражения на нефтяных фронтах еще впереди, а дальнейшая судьба цен на «черное золото» теперь будет решаться на очередной встрече ОПЕК в октябре и, возможно, как раз в Москве. ■

ЯКОВ ВОЛОКИТИН: ВПЕРВЫЕ НА САЛЫМЕ — ТЕХНОЛОГИЯ АСП



ИНТЕРВЬЮ

ЯКОВ ВОЛОКИТИН

Начальник Управления геологии и разработки месторождений и новых технологий СПД

Этой весной компания «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД), СП «Газпром нефти» и Shell, запустила на Западно-Салымском месторождении в Югре установку смешения компонентов АСП. Это ключевой объект первого и пока единственного в России пилотного проекта увеличения нефтеотдачи на основе химического заводнения путем закачки в пласт трехкомпонентной смеси из анионного поверхностно-активного вещества (ПАВ), соды и полимера. Такой способ, с одной стороны, позволяет добыть до 30% нефти, остающейся в пласте после традиционного заводнения, с другой — требует льгот. Если все пойдет удачно, с 2023 года компания может приступить к полномасштабному применению новой технологии и с ее помощью ежегодно добывать на Салымской группе дополнительно до 3 млн тонн нефти. А распространение этого метода на другие месторождения ХМАО, по расчетам экспертов, сулит региону за 15 лет 2,4 млрд тонн «черного золота».

Два года назад «Вертикаль» уже выделяла технологию АСП (см. *НГВ #10'14*), однако ситуация в отрасли и в экономике в целом тогда существенно отличалась от сегодняшней. О начале практической реализации давно озвученных планов и о том, имеет ли смысл использование дорогостоящей технологии при нынешних ценах на нефть, «Вертикаль» рассказывает Яков ВОЛОКИТИН, начальник Управления геологии и разработки месторождений и новых технологий СПД...

Ред.: Яков Евгеньевич, каким образом АСП может существенно повысить коэффициент извлечения нефти?

Я.В.: Речь идет о принципиально ином способе воздействия на

пласт. Закачка трехкомпонентного раствора, во-первых, значительно улучшает вытесняющую способность закачиваемой жидкости и, во-вторых, позволяет мобилизовать оставшуюся после заводне-

ния нефть за счет уменьшения поверхностного натяжения между нефтью и водой. Благодаря синергии этих химико-физических процессов можно получить существенные объемы дополнительной добычи.



Ред.: Проблема увеличения нефтеотдачи актуальна для всех западносибирских месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки. Почему для пилотного проекта была выбрана именно Салымская группа?

Я.В.: Стоит напомнить, что интересоваться третичными МУН в СССР начали еще в 1980-е годы. Впоследствии этот интерес как в нашей стране, так и за рубежом на какое-то время угас, поскольку «нефтянка» совершила технологический рынок в других областях — 3D-сейсморазведке, горизонтальном бурении, ГРП и МГРП. Это позволило наращивать добычу в Западной Сибири экстенсивными методами. Но постепенно данные методы себя исчерпывают: с их помощью становится все труднее извлечь из традиционных залежей что-либо ценное.

На Западе задумались над созданием следующей технологии, позволяющей кардинально

повысить эффективность разработки действующих месторождений. Стали появляться проекты, поначалу пилотные, на основе третичных химических методов повышения нефтеотдачи. Shell одной из первых начала применять на своих месторождениях технологию АСП. Ее Салымский проект оказался в числе полигонов для испытаний этой технологии. За пределами России у компании сегодня еще два аналогичных проекта — в Малайзии и Омане.

«Газпром нефть», ставшая партнером Shell в Салымском проекте в конце 2000-х после приобретения 50%-ной доли в СПД, всецело поддержала перенос инновационного метода на российскую почву. Осенью 2012 года акционерами было принято инвестиционное решение по пилотному проекту.

Ред.: Трудно ли шла его подготовка? Ведь прецедентов применения этого метода в России до сих пор не было...

Я.В.: У акционеров с самого начала было полное взаимопонимание по этому вопросу. Можно сказать, что для «Газпром нефти», чьи главные добывающие активы находятся в Западной Сибири, метод АСП стратегически даже более значим, чем для Shell, работающей в регионах с разными условиями добычи. А Shell в этом смысле оптимальный партнер — у нее, кроме прочего, своя экспертиза, лабораторный научно-технический центр в Гааге, чем могут похвастаться далеко не все западные компании.

Ред.: Ощущаете ли вы сложности из-за не слишком благоприятной экономической и геополитической ситуации — например, с зарубежными поставками?

Я.В.: Нет, все нужные объемы материалов для пилотного проекта уже закуплены. Иногда появляется срочная потребность в запчастях для оборудования, но с этим тоже проблем не возникает.

Ред.: Запуск установки смешения компонентов означает, что закачка раствора в пласт уже началась?

Я.В.: Именно так. Работы пока ведутся только на Западно-Салымском — его пласты оптимальны по своим свойствам для технологии АСП, к тому же на этом ме-

Экстенсивные методы наращивания добычи в Западной Сибири — горизонтальное бурение, ГРП и МГРП — постепенно себя исчерпывают

сторождении сосредоточено две трети запасов компании. Когда подтвердим эффективность нового метода, будем выходить на другие месторождения СПД — Верхнесалымское и Вадельпское.

Ред.: Каких результатов ждете от пилотного проекта?

Стали появляться проекты на основе третичных химических методов повышения нефтеотдачи. Технологию АСП одной из первых начала применять Shell

Я.В.: О прибыли и существенных объемах добычи речь не идет; пробуренные разведочные скважины — их всего семь — потом будут законсервированы. Сейчас важно понять, сколько тонн дополнительной нефти можно добыть на каждую закачанную тонну раствора. Наша главная цель — снять технологические риски и доказать, что из пласта с 98%-ной обводненностью можно извлечь реальные объемы нефти. Первые результаты рассчитываем получить к концу года.

Наша главная цель — снять технологические риски и доказать, что из пласта с 98%-ной обводненностью можно извлечь реальные объемы нефти

Основная сложность — добиться, чтобы при закачке в пласт «коктейль», как мы его называем, не распался, а в течение не-

скольких месяцев при температуре 90 градусов и давлении 200 атмосфер удерживал стабильность и все его компоненты работали слаженно. От этого зависит успех всего проекта.

Ред.: *Насколько технология АСП дороже традиционного заводнения?*

Технология АСП вдвое дороже традиционного заводнения: без налоговых льгот она экономически неоправдана

Я.В.: Вдвое. Поэтому без налоговых льгот эта технология экономически неоправдана. Министерство энергетики и Министерство финансов, с которыми мы ведем переговоры, пока ничего не обещают. Между тем сроки поджимают — в конце года

При цене нефти в \$45–50 технология может успешно работать и приносить сотни миллионов прибыли как компании, так и государству

хотелось бы начать подготовку к полномасштабному развитию метода. В апреле на Национальном нефтегазовом форуме генеральный директор СПД Алексей Говзич представил конструкцию

При условии масштабного применения АСП, а также снятия санкций с работ по баженовской свите, СПД намерена выйти на 7 млн тонн в год

льготы, которая, как мы считаем, позволяет минимизировать риски государства. Предлагаем несколько вариантов, в том числе налог на финансовый результат или понижение ставки НДС при применении третичных методов.

Ред.: *Если получите льготы, окупит ли себя полномасштабный проект при текущих ценах на нефть?*

Я.В.: Окупит. Себестоимость добычи в Западной Сибири с при-

менением АСП — около \$25 за баррель. Все, что выше это уровня, уже дает добавленную стоимость. Наши расчеты показывают, что при цене нефти в \$45–50 технология будет успешно работать и приносить сотни миллионов прибыли как компании, так и государству. В отличие, например, от сланцевой добычи.

Ред.: *А как со сроками?*

Я.В.: Если пилот окажется успешным и получим помощь от правительства, в 2018-м принимаем инвестиционное решение, с 2020-го строим инфраструктуру — высокопроизводительные установки смешения и закачки, дополнительные скважины, трубопроводы, еще через два года начинаем добычу. В дальнейшем технология может быть тиражирована и на другие месторождения Западной Сибири, в первую очередь, конечно, на промыслы «Газпром нефти». Она добывает в этом регионе 35 млн тонн в год и к тому времени приобретет ценный опыт работы с АСП.

Ред.: *ПАВ вы сейчас закупаете в США, полимер — во Франции. Сегодня много говорится об импортозамещении. Можно ли наладить выпуск данной продукции в России?*

Я.В.: Конкретные планы на этот счет уже имеются. Компания SNF строит в Саратове завод по производству полимеров для водочистки. Мы планируем покупать у них часть продукции, этого вполне достаточно. ПАВ тоже должно выпускаться в нашей стране. Нам требуется от 20 до 50 тыс. тонн ПАВ в год. Везти такие объемы из-за рубежа сложно и дорого, к тому же в силу особенностей приготовления этот продукт желательно производить как можно ближе к месторождению. Для выпуска нужных объемов требуются одна-две установки стоимостью не менее \$100 млн каждая.

Есть ряд компаний, которые готовы их построить. Мы ведем переговоры с тремя потенциальными поставщиками как полностью российскими, так и СП. Сложность в том, что для обоснования инвестпроекта им нужен контракт под конкретные постав-

ки. А мы не можем их гарантировать, пока не решен вопрос о льготах. В целом, по расчетам, переход на химическую продукцию российского производства может сократить эксплуатационные затраты проекта на 20–30%, и это без учета снижения логистических издержек.

Ред.: *Пик производства на Салямской группе — 8,4 млн тонн — был достигнут в 2011 году, затем добыча начала падать. Сообщалось, что цель СПД не только стабилизировать добычу, но и перейти к росту. Реально ли выполнение этой задачи в нынешних непростых для отрасли условиях?*

Я.В.: Вполне. Мы уже переломили спад: в прошлом году добыли 6,1 млн тонн, план на этот год — 6,145 млн. Намерены удерживать этот уровень до 2020 года, причем без применения АСП. В ближайшей перспективе делаем упор на новые технологии бурения и ГТМ, что уже активно практикует на своих месторождениях «Газпром нефть». Освоили зарезку боковых стволов, которую раньше не применяли, в этом году будем бурить две скважины с многостадийным ГРП.

Еще один резерв — разработка трудноизвлекаемых запасов, в первую очередь низкопроницаемых пластов ачимовской свиты, по которым начинаем готовить пилотный проект. Плюс активная геологоразведка. В прошлом году компания выявила 23 области для проведения ГРП с потенциальными запасами 20 млн тонн нефти. Кроме того, две пробуренные в 2015-м разведочные скважины оказались весьма успешными: первая, автономная, обнаружила нефтеносный участок, который будем разбуривать в следующем году, вторая скважина, глубокая, на тюменскую свиту, открыла участок с легкой нефтью.

Технология АСП нам понадобится в горизонте 2023–2024 годов, чтобы поддерживать уровень добычи. При условии масштабного применения АСП, а также снятия санкций с работ по баженовской свите СПД намерена выйти на 7 млн тонн в год. Именно такую цель компания ставит перед собой в долгосрочной перспективе. 

ГАЗ ДЛЯ ПОЛЬШИ

РОССИЙСКИМ ПРОСИЛИ НЕ НАЗЫВАТЬ

Первые три месяца 2016 года были ознаменованы довольно амбициозными попытками взламывания австралийским газом рынков в Азии и небывалым падением цен на «голубое топливо» в США, чем «Вертикаль» уже делилась с читателями. Все это несколько отвлекло внимание от «входных дверей» газа в Европу, в частности, от Польши.

Между тем официальная Варшава как раз в это самое время успела испробовать широкий спектр способов диверсификации основного газового импорта от расширения поставок СПГ до разработки собственных месторождений на шельфе Балтийского моря, после чего у нее, похоже, остались только надежды на увеличение объемов реэкспорта с Запада. Из вполне известного первоначального источника... на Востоке.

Картина национального газового баланса Польши, особенностями которого официальная польская статистика отнюдь не стесняется делиться с коллегами по Евросоюзу, буквально до последнего времени выглядела следующим образом. Собственная добыча — 4,4 млрд м³, или 28,2% внутреннего спроса. Суммарный импорт 11,2 млрд м³ включает 8,5 млрд м³ с Востока (75,9% импорта), 2,2 млрд м³ из Германии (19,9%), 392,3 млн м³ из Чешской республики (3,5%) и 8,3 млн м³ из Норвегии (0,7%).

К началу ценового кризиса на рынке энергоносителей страна подошла с почти 72%-ной(!) зависимостью от импорта «голубого топлива», источником львиной доли которого (8,5 из 11,2 млрд м³) скромно обозначается «Восток», но не Россия. Оставшиеся же суммарные объемы ввоза (ок. 2,67 млрд м³) распределены между Германией, Чехией и Норвегией. Правда, за исключением последней, первичным источником для политкорректного «западного» импорта оказывается опять-таки восток — ибо вряд ли Германия и Чехия делятся с Польшей «голубым топливом», добываемым исключительно в собственных недрах...

На этом фоне настойчивое стремление официальной Варшавы к «диверсификации» источников газового импорта (без учета экономической составляющей превратившееся скорее в категорию политическую) пока приносит результаты, которые в целом

отнюдь не приближают страну к обретению столь желанной энергетической независимости.

По воде, а не посуху!

Как известно, основным способом смены ориентации газового импорта, традиционно предлагаемым США своим друзьям и союзникам, является наращивание ввоза СПГ, для чего предварительно необходимо обзавестись соответствующей наземной инфраструктурой. Не стала исключением и Польша, в которой СПГ-терминал в балтийском порту Свиноуйсьце вошел в строй как раз к концу 2015 года.

Таким образом, на решение всех организационных, финансовых и технических вопросов по сооружению этого терминала понадобилось всего чуть более семи лет. Достаточно оперативно для молодого (и не слишком богатого) члена Евросоюза.

Более того, уже 11 декабря 2015-го к новенькому причалу подошел первый танкер с грузом сжиженного газа (ок. 200 тыс. м³). Увы, к разочарованию заокеанских вдохновителей СПГ-проекта на балтийских берегах, «голубое топливо» в Европу приплыло не из Америки, а из ... Катар, да еще и на добрых два месяца опередив экспортный «прорыв» Cheniere Energy в Бразилию. Очевидно, к моменту подписания контракта (сентябрь 2015 года) Катар не испытывал сложностей ни с добычей, ни с освоением новой

экспортной ниши — в отличие от сланцевых операторов США.

Первая отгрузка импортного СПГ предназначалась исключительно для технического обеспечения оборудования терминала, однако официальные сообщения вселяли надежду, что уже

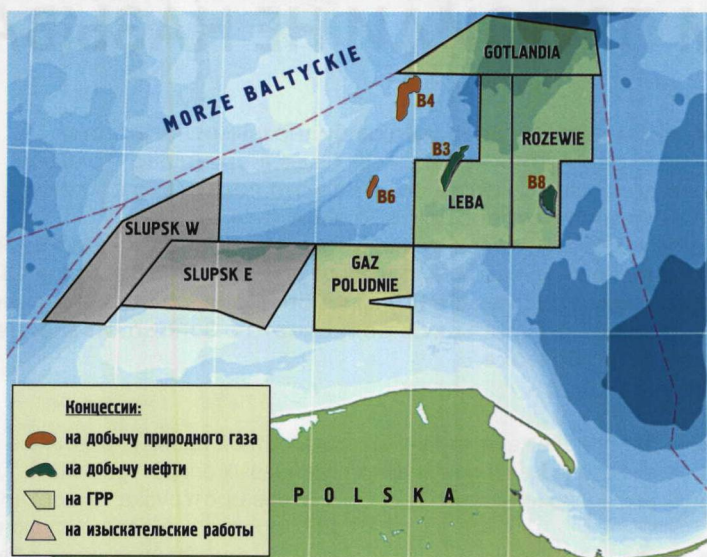
К рубежу 2014–2015 годов Польша подошла с почти 72%-ной(!) зависимостью от импорта газа, львиная доля которого поступает с востока, т.е. из России

вторая партия будет коммерческой. Однако, после того как 8 февраля 2016 года в Свиноуйсьце ошвартовался второй катарский СПГ-танкер, его груз (ок. 210 тыс. м³) также был объявлен

Первая партия СПГ приплыла в Европу не из США, а из Катар, да еще на добрых два месяца опередив экспортный прорыв американской Cheniere Energy в Бразилию

«техническим», а ожидания коммерческих поставок плавно передвинулись, уже на середину второго квартала 2016-го. Одновременно под давлением суровой рыночной реальности стали выясняться некоторые не слишком обнадеживающие детали, связанные с экономической стороной

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ УВ-МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПОЛЬСКОМ СЕКТОРЕ ШЕЛЬФА БАЛТИЙСКОГО МОРЯ



Источник: LOTOS Petrobaltic

проекта, ранее тщательно скрываемые дымовой (газовой?) завесой политической необходимости.

Стоит изрядно. А вот стоит ли?

В частности, начали сбываться прогнозы западных (в том числе

Игры в газовую независимость со ставкой на СПГ могут обойтись официальной Варшаве слишком дорого

и польских) отраслевых экспертов о том, что игры в газовую независимость со ставкой на СПГ могут обойтись официальной Варшаве слишком дорого. Согласно информации Reuters, цена

Польша рискует существенно переплатить за сжиженный газ, покрывающий лишь чуть более 13% (13,34%) всех ее импортных потребностей

на катарский газ для Польши по долгосрочному (до 1,5 млрд м³ в год на 20 лет) контракту по схеме «бери или плати» должна рассчи-

тываться исходя из 16% и более текущей цены на нефть плюс фиксированная ставка порядка \$0,5 за млн БТЕ.

Это заметно выше существующих рыночных предложений для СПГ-рынка и почти на 30% дороже по сравнению с поставками эквивалентного (в БТЕ) количества «голубого топлива» по наземным трубопроводам. Таким образом, даже с учетом общего проседания мировых цен на энергоносители Польша рискует существенно переплатить за газ, покрывающий лишь чуть более 13% (13,34%) всех ее импортных потребностей.

Эти дополнительные затраты следует прибавить к официальным 2,1 млрд злотых (ок. \$645 млн), ушедшим на сооружение терминала, проектная мощность только первой очереди которого (по регазификации) достигает 5 млрд м³/год, с техническими возможностями увеличения до 7,5 млрд м³/год (почти 67% текущих объемов всего газового импорта страны).

При стабильно высокой переплате за оптовые поставки газа морским путем, с последующей их реализацией исключительно на внутреннем рынке Польши, вывод нового СПГ-терминала на

проектную мощность даже первой очереди представляется крайне сомнительным и в долгосрочной перспективе.

По оценкам польских отраслевых источников, внушает опасения не только проблема сроков окупаемости, но и сама по себе экономическая жизнеспособность этого проекта. Тем более что перепродать сравнительно дорогой импортный СПГ после регазификации в третьи страны, которые сегодня намеренно политизируют свой энергетический импорт (например на Украину), будет тем труднее, чем глубже проседают рыночные цены. В результате частичная (притом лишь в мало-значительной степени) диверсификация внутреннего рынка рискует обернуться весьма чувствительным повышением тарифов — реальной расплатой национальной экономики за видимость независимости национальной же энергетической политики.

В сложившейся обстановке перспективы наращивания объемов ввоза СПГ в Польшу продолжают оставаться довольно туманными, зато все большая активность наблюдается на еще одном «альтернативном» направлении газового фронта — на сей раз подводном.

Балтийский газ без ужимок и прикрас

Речь идет о проекте «Балтийский газ», в основе которого лежит разработка запасов углеводородов на шельфе Балтийского моря — газоносные поля В4 и В6 (см. «Схема расположения УВ-месторождений...»).

Консорциум для осуществления этого проекта был создан еще в октябре 2012 года, а в мае 2014-го было получено официальное одобрение со стороны польских государственных органов по контролю за состоянием окружающей среды. Операторами проекта стали польская LOTOS Petrobaltic (51%) и польская же (номинально) «дочка» американской CalEnergy Resources (49%).

Впрочем, на этом польский след в добыче газа с польского шельфа, похоже, обрывается, ибо сама материнская компания Са-

IEnergy находится под управлением Berkshire Hathaway Energy Company, во главе которой стоит сам... Уоррен Баффет, известный в энергетических бизнес-кругах как волшебник из Омахи. Тем не менее, с некоторыми особенностями этого проекта стоит познакомиться поближе.

Поля В4 и В6 расположены в восточной части исключительной польской экономической зоны в Балтийском море. Основной резервуар В4 находится на глубине 1100 метров ниже уровня моря на расстоянии 90 км от береговой черты, в то время как газовые запасы В6 сосредоточены на больших глубинах (1450 метров), но несколько ближе к берегу (около 75 км).

Обе эти группы месторождений были открыты еще в 1981–1982 годах во время комплексных ГРП в Балтийском море, основной целью которых было определение перспективных для промышленной разработки местных залежей нефти, и с тех пор терпеливо дожидались очередного приступа обостренной тяги Польши к обретению газовой независимости.

По уточненным (2012–2013 годы) данным, суммарный объем извлекаемых запасов газа на обоих полях оценивается почти в 3,8 млрд м³, причем на долю В4 приходится около 2 млрд м³, а В6 — 1,8 млрд м³ «голубого топлива». По планам, реализация проекта включает бурение дополнительных скважин на обоих полях (вдобавок к трем разведочным на В4 и двум на В6), а также прокладку подводных трубопроводов для транспортировки добытого газа на перерабатывающую станцию, с которой будет скомбинирована уже существующая ТЭС.

Таким образом, после почти четырехлетней относительной проектной летаргии (и два года спустя после окончательного согласования экологических аспектов) в начале 2016 года планы практической реализации «Балтийского газа» продемонстрировали явное ускорение, тем более что наблюдается это на фоне не менее явного зависания планов наращивания Польшей СПГ-импорта. Соблюдение предварительных сроков принятия финального инвести-

ционного решения (FID) по данному проекту (которое намечено на вторую половину с.г.), а значит, и начало/завершение его строительства теперь представляются все более вероятными.

Однако, как и в случае с импортом «голубого топлива» в виде СПГ, достижение Польшей реальной альтернативы наземным поставкам газа за счет его добычи на собственном морском шельфе по-прежнему остается проблематичным. Даже если промышленная добыча первой очереди (с газососного поля В6) стартует в обозначенные предварительные сроки (весна 2017 года), ее производительность составит лишь порядка 250 млн м³ в год.

Что касается второго этапа (с подключением месторождений В4), то срок начала его практической работы пока окончательно не определен, а предварительные временные ориентиры колеблются в достаточно широком диапазоне (с 2022-го по 2027 год). Столь же неопределенным остается не только значительное наращивание объемов добычи балтийского газа (как в ближнем, так и в среднесрочной перспек-

тиве), но и сам факт подобной возможности.

Впрочем, остается еще один вариант, о котором в последнее

Частичная диверсификация внутреннего рынка Польши за счет СПГ рискует обернуться весьма чувствительным повышением тарифов на газ

время все чаще заговаривают польские масс-медиа. Речь идет об оперативном достижении соглашения с Берлином по модер-

Подобно с импортом СПГ, достижение Польшей реальной альтернативы наземным поставкам газа за счет его добычи на шельфе остается проблематичным

низации газонасосной станции в немецком г. Маллоу с целью увеличения возможностей ее использования для реверсной перекачки в Польшу российского «голубого топлива», ранее закупленного Германией. Круг постепенно замыкается? 

www.ngv.ru

ИНФОРМАЦИЯ

ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО

ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ



Вертикаль выпускает 24 номера в год, предоставляя Вам необходимые для работы факты и статистические материалы быстрее, чем любое другое специализированное издание в отрасли

ЧЕМ НИЖЕ ЦЕНА — ТЕМ ОСТРЕЕ НАЛОГОВЫЕ ПРОТИВОРЕЧИЯ



При низких ценах на нефть всех занимает вопрос о болевом пороге российской нефтедобычи — на каком уровне цен добыча потеряет экономическую целесообразность. Но здесь-то запас прочности достаточно высок. А главным фактором риска для отечественной нефтедобычи становится плачевное состояние государственной казны. Российские власти крайне недовольны тем, что основные потери от снижения цен на нефть пришлось не на недропользователей, а на федеральный бюджет. Чем цены на нефть ниже, тем выше вероятность больших перемен в фискальных правилах для нефтяной отрасли. В современных условиях фискальных чиновников уже не пугает перспектива снижения объемов

нефтедобычи. Они готовы с ней мириться, если это приведет к росту цен на нефть. Государству это выгодно, но нефтяники получают больший выигрыш от роста валовой добычи, нежели от восстановления цен на нефть. А это — почва для серьезных споров и разногласий.

В последнее время множатся идеи, направленные на перераспределение денег от нефтяников в казну: увеличение акцизов на нефтепродукты, замена экспортной пошлины сырьевым акцизом, отказ от возмещения НДС экспортерам, изменение формулы для исчисления налога на добычу. Но при этом не просматривается четкой стратегической линии — все подчинено решению тактических вопросов поиска денег на бюджетные нужды.

Редкие попытки немного подсластить пилюлю нефтяникам лишь добавляют красок к общей картине зыбкости и неопределенности. Странно, что практически одновременно предпринимаются попытки расширить льготы по уплате экспортной пошлины на нефть и полностью исключить уплату пошлины на нефть. Неожиданно, что в актуальную повестку дня опять вернулся, казалось бы, всеми забытый эксперимент по отработке новой фискальной модели, ориентированной на финансовый результат. Давно пора заняться стратегическим реформированием системы, делящей нефтяные доходы между недропользователями и государством. Но чиновники не хотят и слышать об этом. Они настроены на спринтерский забег, позволяющий дать быстрый и кратковременный бюджетный эффект. А дальше — хоть трава не расти.

В конце марта налоговый департамент Минфина РФ возглавил выходец из Минэнерго РФ Алексей Саза-

нов. Он несколько лет занимался корректировкой фискальной политики в отношении нефтегазового сектора и был одним из

авторов пресловутого налогового маневра.

Тот факт, что теперь все изменения в российской фискальной

политике будут проходить через руки чиновника, хорошо знакомого со спецификой нефтегазовой отрасли, позволяет надеяться на то, что грядущий передел нефтяных налогов в пользу государства будет выдержан в границах здравого смысла. Но ожидать, что А.Сазанов станет лоббистом интересов нефтяников, не приходится. Государство остро нуждается в пополнении казны, а источников для этого не так уж и много. Нефтяники — первые кандидаты в доноры федерального бюджета.

Тоска по нефтедолларам

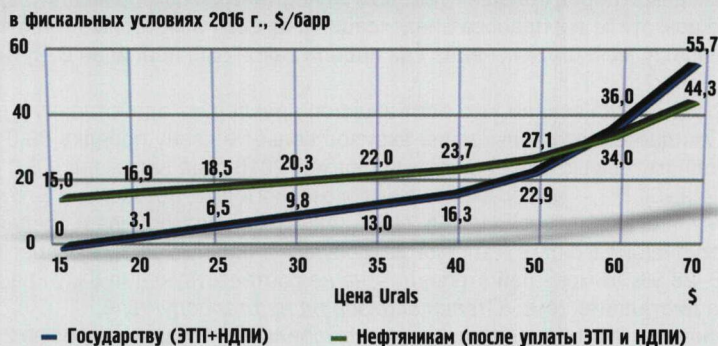
В первом квартале 2016 года нефть сорта Urals стоила в среднем \$32 за баррель. Год назад, когда цены уже изрядно провалились, она была в 1,65 раза дороже — \$52,76/барр.

Мало того, что нефть стала приносить значительно меньше денег, чем мы привыкли и ожидали, так еще и котировки опустились за «линию смерти» — еще относительно недавно было принято считать, что уровень ниже \$40/барр спровоцирует обвал нефтедобычи. К счастью, этого не случилось, но тревожные ожидания остаются. Каков ценовой запас прочности у российских нефтяных компаний? Этот вопрос стал чуть ли не главным в современной повестке дня.

Вопрос, конечно, интересный. Но не он является определяющим в судьбе российской нефтедобычи и экономики страны в целом. У наших нефтяников запас прочности достаточно высок. Например, в «Роснефти» считают, что компания останется в плюсе и при стоимости нефти \$10/барр. А вот с бюджетной эффективностью нефтедобычи проблемы возникают значительно раньше. Они уже есть, и они очень болезненны для государства. И именно этот фактор, а вовсе не себестоимость нефтедобычи, станет решающим для нашей нефтяной отрасли.

Хотя правительственные чиновники и рапортуют, что экономика России сползла с нефтяной иглы, эти утверждения больше похожи на утешительные слова, нежели на заклинания, нежели на

КАК МЕНЯЮТСЯ ДОХОДЫ ГОСУДАРСТВА И НЕФТЯНИКОВ



Источник: расчеты НГВ

констатацию очевидного факта. Да, в прошлом году доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете уменьшилась до 44,4% против 51,3% в 2014 году. И это не прошло безболезненно для нашей экономики.

Российские власти лихорадочно ищут способы увеличить приток нефтегазовых доходов в казну. В условиях, когда упала сама масса нефтегазовых доходов, а провальная министерская встреча в Дохе отобрала последние надежды на существенный рост нефтяных цен, остается один путь — попытаться отобрать у нефтяников и передать в бюджет большую чем сейчас часть нефтяных доходов.

Аргументы, что нефтяникам сейчас и без того трудно, хорошо известны, но это мало впечатляет представителей чиновников. Они озабочены отнюдь не антикризисной поддержкой отрасли, являющейся опорой и локомотивом экономики страны, а самой важной для них проблемой — обеспечением наполняемости казны.

Это нужно принять как данность. Для обеспечения топливных потребностей внутреннего рынка достаточно и половины того количества добываемой нефти, которое мы имеем в настоящее время. Вторая половина этого объема важна и интересна государству лишь в той мере, в какой она позволяет обеспечивать приток денег в бюджет.

По большому счету, чиновникам безразлично, упадет добыча нефти при \$15/барр или сохранится на достигнутом уровне. Ведь при таких ценах бюджету практи-

чески ничего не перепадает с барреля добычи.

Мало того, что нефть стала приносить значительно меньше денег, чем мы привыкли и ожидали, так еще и котировки опустились за «линию смерти»

И уж совсем не стоит ожидать, что в условиях низких цен государство поддержит нефтяников освобождением от налогов или таможенных пошлин. Можно сколько угодно долго рассуждать

Чиновники озабочены отнюдь не антикризисной поддержкой отрасли, являющейся опорой страны, а самой важной для них проблемой — обеспечением наполняемости казны

о синергии, техническом прогрессе, импортозамещении и прочих прелестях реализации новых инвестиционных проектов в нефтедобыче. Все это так и останется гласом вопиющего в пустыне.

По большому счету, чиновникам безразлично, упадет добыча нефти при \$15/барр или сохранится на достигнутом уровне. Ведь при таких ценах бюджету практически ничего не перепадает с барреля добычи

Правительству сейчас трудно, ему все должны помогать, а не докучать просьбами о поддержке.

Своего рода разминкой перед большим походом за нефтяными доходами для федерального правительства стала проведенная в атакующем стиле внеплановая индексация акцизов на моторные топлива. Проект закона поступил в Госдуму РФ в середине февраля, меньше чем через две недели закон был подписан В.Путиным и начал применяться с 1 апреля 2016 года.

Чиновники откровенно объяснили, что рост акцизов преследует единственную цель — добавить денег в бюджетную систему страны. Ожидается, что повышение акцизов вольет в казну порядка 89,3 млрд рублей. Деньги немалые — на ГРП по углеводородному сырью в федеральный бюджет 2016 года заложена в 6,6 раза меньшая сумма.

Сильнее всего — на 34,5% — вырос акциз на высокоэкологичный автобензин 5-го класса. На менее чистые автобензины и прямогонный бензин акцизы увеличены на 24,8%. Акцизы на дизтоплива и средние дистилляты потяжелели на 27,5%.

Обновления, вступившие в силу с 1 апреля, затронули и акцизную сетку будущего года. Там ставки топливных акцизов увеличены на 26,8–28,9%. В меньшей степени — на не соответствующие 5-му классу бензины, больше всего — на дизтоплива и средние дистилляты (см. «Ставки акцизов на нефтепродукты»).

Чиновники поясняют, что с 1 апреля акциз на автомобильные бензины вырос на 2 рубля за литр. Синхронно увеличены акцизы на прямогонный бензин — «в целях предотвращения заинтересованности в нелегальном производстве автомобильного бензина».

Ставка акциза на дизельные топлива увеличена из расчета 1 рубль на литр. В процентах это примерно соответствует изменению средней ставки акциза на бензин. Но чиновники не упускают случая подчеркнуть заботу о потребителях: ставка акциза на дизель повышается на 50% от уровня повышения ставки акциза на автобензин «в целях минимизации возможного негативного влияния принимаемых мер на агропромышленный комплекс». И, разумеется, акциз на средние дистилляты повышен с единственной целью — помешать реализации дизельного топлива под видом средних дистиллятов.

«Забота об аграриях» вроде бы выглядит как признание неизбежности переноса дополнительных издержек в связи с уплатой акцизов по новым ставкам на конечных потребителей. Но правительственные чиновники продолжают утверждать, что повышение ставок акцизов «в условиях снижения мировых цен на нефть» не должно оказать существенного влияния на стоимость топлива на внутреннем рынке. В то же время даже весьма сдержанный в оценках Банк России утверждает, что рост акцизов на 1,5 рубля с начала года и еще на 2 рубля с апреля приведет к удорожанию автомобильных бензинов на 10,4%.

Правда, зависимость оптовых цен от нетбэка не позволит производителям и продавцам моторных топлив переложить всю сумму акцизов на конечных потребителей. Часть дополнительных расходов им придется возмещать за свой счет. По оценкам ЛУКОЙЛа, из-за роста акцизов доля налогов в розничной цене бензина увеличится с 52% до 56%. При этом чистая прибыль нефтяных компаний после вычета операционных затрат упадет вдвое — до 5%, что соответствует предельному уровню экономически допустимой рентабельности.

Инициировав масштабную модернизацию отечественной нефтепереработки, правительство обещало стимулировать инвесторов пониженными ставками акцизов на высокоэкологичные бензины. Последние изменения привели к очередной девальвации обещанных выгод. Если в начале года акциз на автобензины ниже 5-го класса был в 1,4 раза дороже, то с апреля только в 1,3 раза.

Пока предполагается, что в 2017 году акцизы на моторные топлива несколько снизятся, а разница в ставках акцизов на бензин 5-го класса и менее чистых продуктов станет более выраженной. Но не факт, что осенью правительство не предложит еще раз пересмотреть акцизную сетку.

Ставки акцизов на нефтепродукты, руб./т

	С 01.01.16	С 01.04.16	С 01.01.17	
			Старая редакция	Новая редакция
Автомобильный бензин				
Не соответствующий классу 5	10 500	13 100	9 700	12 300
Класса 5	7 530	10 130	5 830	7 430
Дизельное топливо	4 150	5 293	3 950	5 093
Моторные масла	6 000	6 000	5 400	5 400
Прямогонный бензин	10 500	13 100	9 700	12 300
Бензол, параксилон, ортоксилон	3 000	3 000	2 800	2 800
Авиационный керосин	3 000	3 000	2 800	2 800
Средние дистилляты	4 150	5 293	3 950	5 093
Источник: Налоговый кодекс РФ				

Источник: Налоговый кодекс РФ

К нефтяникам это относится в первую очередь. Мы видим, что нефтяные генералы и не пытаются получить новые фискальные преференции. Они просят всего лишь о стабильности.

Такие обещания уже были даны В.Путиным. Но в правительстве не оставляют попыток придумать ходы, которые формально не являлись бы повышением налогов, но фактически позволяли бы пере-

распределять доходы в пользу бюджета. А если соблюсти внешние приличия не удастся, тогда — в этом мало кто сомневается — дополнительные поборы с нефтяников станут более откровенными.

При низких ценах на нефть на первый план вышла проблема наполняемости доходной части федеральной казны. В обозримом будущем именно этот вопрос обречен стать главным узлом противоречий в диалоге государства и отрасли.

Лучше меньше, да дороже?

При низких ценах на нефть действующая система распределения нефтяных доходов между государством и недропользователями стала остро конфликтной зоной. Причем, чем ниже цена — тем острее противоречия.

Если цена Urals упадет до \$15/барр, на значительной части разрабатываемых в России месторождений рентабельная добыча сохранится. Вопрос лишь в том, выгодно ли будет нефтяникам тратить на интенсификацию добычи и сохранение ее на текущих уровнях. Иначе говоря, как долго можно будет добывать нефть без дополнительных затрат на поддерживающие мероприятия.

А вот федеральная казна при \$15/барр перестанет получать налог на добычу и экспортную пошлину. Останутся лишь те налоги, которые уплачивают все коммерческие структуры. Технически рентабельная для недропользователей добыча нефти будет все еще возможна, но при этом государство как бы отдаст недропользователям невозобновляемое сырье безвозмездно.

С таким положением дел еще как-то можно мириться, когда нефть нужна для производства моторных топлив для внутреннего рынка. Если речь идет об энергетической безопасности и стабильности топливного снабжения, цена вопроса отходит на второй план. А вот добыча углеводородного сырья в объемах, превышающих потребности отечественных НПЗ, теряет для государства смысл.

Когда цены выше критического порога, ситуация выглядит уже не столь драматично. Но, опять же, цена вопроса принципиально отлична для государства и недропользователя. При цене Urals \$35/барр через НДС и экспорт-

ную пошлину государство получает, в среднем, \$13 с каждого добытого барреля. При \$45/барр — в 1,5 раза больше, \$19,6 (см. «Как меняются доходы...»).

Для нефтяников же изменение цены не столь значимо, как для государства. При \$35/барр им остается порядка \$22. А если баррель нефти подорожает на \$10, то недропользователи будут получать \$25,4 — по 34 цента с доллара прироста.

Можно сказать, нефтяники получают основной выигрыш с объемов добычи, а государство — с цены на нефть. Раньше это не было поводом для конфликтов, сейчас — другое дело.

Российское правительство по своей инициативе, а вовсе не в ответ на пожелания наших нефтяных компаний, пыталось договориться со странами ОПЕК о замораживании объемов добычи нефти. В принципе, российские власти способны инициировать и более радикальные шаги — правительству выгодно потерять в объемах, чтобы с лихвой возместить этот недобор более высокими ставками налога и пошлины. Но для этого были нужны гарантии, что другие участники рынка как минимум не станут повышать добычу, а договориться об этом в Дохе не удалось. Вопрос, как обеспечить сокращение добычи, не загубив эксплуатируемые скважины, теперь отпал сам собой.

Конечно, трудно представить, что российские власти решились бы на радикальное снижение добычи. Но рассмотрим такой вариант гипотетически. Если, например, снижение объемов добычи на 5% позволит поднять цену Urals с \$35 до \$45/барр, то поступления в бюджет вырастут в 1,4 раза. Что и говорить, овчинка выделки стоит.

Нефтяники тоже смогут увеличить доходы, но в значительно меньшей степени — на уровне 10%. Но этот рост пришлось бы оплатить ослаблением позиций на внешних рынках и рисками безвозвратного снижения отдачи разрабатываемых месторождений, нарушения нормальных производственных циклов. Получается, что выигрыш не столь очевиден, как это видится с государственной колокольни.

Министерская встреча в Дохе завершилась оглушительным провалом. Очевидно, что стараниями нашей энергодипломатии поднять цены на нефть не удастся.

Правительству сейчас трудно, ему все должны помогать, а не докучать просьбами о поддержке. К нефтяникам это относится в первую очередь

Теперь российскому правительству не останется ничего другого, кроме весьма чувствительной для наших нефтяников корректировки отраслевой фискальной политики. В первой половине

Действующая система распределения нефтяных доходов между государством и недропользователями стала остро конфликтной зоной. Причем, чем ниже цена — тем острее противоречия

апреля, пока правительство не дейало на успех переговоров в Дохе, предполагаемые изменения обсуждались в фоновом режиме. Но теперь, раз уж мечты не сбылись, мы, скорее всего, станем

После провала министерской встречи в Дохе российскому правительству не останется ничего другого, кроме весьма чувствительной для наших нефтяников корректировки отраслевой фискальной политики

свидетелями очередных масштабных изменений в налогообложении нефтедобычи и других отраслевых сегментов.

Яблоко раздора

Внеплановое увеличение ставок акцизов обострило противоречия между центром и регионами. Кроме того, перемены вызвали недовольство нефтяников, которые теперь ставят вопрос об изменении нынешней практики уплаты акцизов.

Депутаты и сенаторы, представляющие регионы, с энтузиаз-

Когда А.Новак говорит об отсутствии необходимости менять параметры налогового маневра, это выглядит как продолжение заочной полемики с оппонентами, стремящимися увеличить поборы с нефтянки. Ведь зачастую речь идет не о тонких инструментах настройки, а о весьма радикальных шагах. Существует, например, вариант с обнулением экспортной пошлины на нефть.

Идея, в принципе, здравая: мало где еще экспортные пошлины имеют столь значительный вес в доходах государственной казны. Но при высоких ценах на нефть отказываться от экспортной пошлины жалко — очень уж большую роль она играет в наполнении федерального бюджета. Сейчас, когда поступления от экспортной пошлины на нефть скатились к минимальным значениям, появился шанс избавиться от нее без особых сожалений.

Понятное дело, государство не готово мириться с выпадающими доходами. Возместить их предлагается увеличением базовой ставки НДС. Причем налог придется увеличивать очень серьезно — как минимум в 1,5 раза. Возникает вопрос, а по силам ли нефтяникам справиться со столь значительным ростом налога. Не факт. Однако нужно учитывать, что значительная часть свехплановых налоговых платежей будет нейтрализована ростом внутренних цен на нефтяное сырье.

Но тогда в сложном положении окажутся наши НПЗ. Покупать сырье по мировым ценам они не готовы. Тем более что задирают цены на моторные топлива на внутреннем рынке переработчикам не позволят власти. Да и невысокая платежеспособность большинства наших владельцев автотранспорта является серьезным ограничивающим фактором.

Чтобы минимизировать риски, предлагается ввести акциз на нефть. Предполагается, что для НПЗ ставка будет отрицательной. То есть уплаченную сумму акциза заводам будут возмещать из бюджета. Возможно, даже в несколько большем размере, чем сумма начисленного акциза.

В принципе, такая схема не нова. В ходе налогового маневра» ее успешно обкатали на операциях с сырьем для нефтехимии, нафтой и авиабензином. Технически реализовать такую схему будет не очень сложно. Остается понять, зачем вся эта катавасия с заменой шила (пошлины) на мыло (акциз), если от перемены мест слагаемых сумма не меняется. Не только же ради формального отказа от непопулярных в мире экспортных пошлин.

Во-первых, благодаря развитию евразийского партнерства границы расширяются и практика взимания экспортных пошлин становится достаточно серьезным камнем преткновения на этом пути. Без экспортных пошлин осуществлять трансграничные операции станет проще.

Во-вторых, отрицательные акцизы способны стать эффективным инструментом борьбы с нелегальной нефтепереработкой. Сегодня никто толком не знает, сколько у нас мини-НПЗ. Когда возмещение по акцизам будут получать только официально зарегистрированные перерабатывающие предприятия, «самовары» уйдут в небытие тихо и добровольно — они не выдержат конкуренции с заводами, перерабатывающими значительно более дешевое сырье.

В-третьих, вместе с экспортной пошлиной уйдут и связанные с ней льготы, о чем давно мечтают фискальные чиновники. Понятное дело, придется вводить новые стимулы. Но это уже другая игра и по иным правилам.

Практически всегда изменения в налоговых правилах приводят к пусть и небольшому, но переливу части нефтяных доходов в федеральный бюджет. Скорее всего, и на замене пошлины акцизом фискальные чиновники захотят заработать.

Понятно, что выигрыш будет тактическим и расплачиваться за него придется снижением объемов добычи в будущем. Но такого рода аргументы и раньше мало впечатляли фискальных чиновников, а уж сейчас, когда на мировой рынок давит избыток нефти, и подавно.

мом поддержали законопроект о повышении акцизов, зная, что сумма акциза полностью идет в бюджеты субъектов Федерации. Федеральные чиновники их в этом не разубеждали. Но когда закон был принят, правительство

сте акцизов, практически полностью уйдут в федеральный бюджет, а регионы получат незначительный выигрыш — порядка 2 млрд рублей на всех. Выходит, федералы пекутся исключительно о благополучии сегмента, находящегося в зоне их персональной ответственности, бюджетные проблемы регионов их беспокоят очень мало.

В принципе, претензии центра на кусок акцизного пирога вряд ли можно назвать большой неожиданностью. Изначально было понятно, что пересмотр ставок акцизов не является благотворительной акцией в пользу регионов. Разве что пропорции могли бы быть более привлекательными для регионов.

Но трудно было предположить, что рост акцизов настолько воз-

мутит нефтяников, что они начнут добиваться реформирования всей системы взимания топливных акцизов. В конце марта руководители шести ВИНК, в том числе И.Сечин, В.Алекперов и В.Богданов, а также глава НКК Э.Худайнатов попросили об этом В.Путина. Наши нефтяные генералы крайне редко берутся отстаивать интересы солидарно. Поэтому один уже факт появления коллективного обращения к главе государства свидетельствует об остроте проблемы.

Нефтяники решились совместными усилиями добиваться переноса обязанности по уплате акциза с НПЗ на АЗС. Внося в казну суммы акцизов, НПЗ, по сути, кредитуют бюджет. Это и раньше было малоприятной обязанностью, но высокая маржа пере-

Чиновники откровенно объяснили, что рост акцизов преследует единственную цель — добавить денег в бюджетную систему страны

внесло еще один законопроект, который предлагает уменьшить долю регионов со 100% до 77%, а 23% поступлений от топливных акцизов передать в федеральный бюджет.

Получается, что средства, заработанные на внеплановом ро-

Месторождения, нефть которых может вывозиться из России на льготных условиях

Месторождения	Квота на льготу, млн т
Нефтегазоконденсатное месторождение им. Ю.Корчагина	25,159
Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение	19,637
Дулисьминское нефтегазоконденсатное месторождение	16,727
Восточно-Алинское нефтяное месторождение	6,349
Алинское газонефтяное месторождение	5,621
Западно-Аянское нефтегазоконденсатное месторождение	4,308
Западно-Хоседаюское нефтяное месторождение им. Д.Садецкого	4,069
Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение (Восточный блок)	2,748
Северо-Талаканское нефтяное месторождение	2,42
Источник: Распоряжение Правительства РФ от 30.03.2013 N 486-р (ред. от 04.02.2016)	

работки и относительно низкие ставки акцизов позволяли относиться к такой несправедливости философски.

Теперь же, когда в результате налогового маневра и ряда внешних факторов маржа НПЗ сильно сжалась, отвлечение собственных средств на уплату акцизов стало уже не просто неприятностью, но еще и серьезной проблемой. К тому же много денег приходится вкладывать в модернизацию НПЗ, а зарабатывать их становится все труднее.

В принципе, нефтяники правы. Акцизы должны платить не производители, а потребители товара. Но понятна и логика фискальных чиновников: проще и надежнее собирать акциз с нескольких десятков НПЗ, а не с многих тысяч АЗС. Кроме того, чиновники боятся, что предлагаемая нефтяниками модель спровоцирует желание бодяжить бензин. Ведь акциз будет уплачиваться только с легальных объемов нефтепродуктов.

Надо сказать, идея не нова. В период с 2003 по 2006 год топливные акцизы брались с лиц, осуществляющих оптовую и розничную торговлю моторными топливами. Одним из преимуществ той модели стала возможность оставлять акцизы в тех регионах, где топлива покупались и преимущественно сжигались — более справедливо.

Однако администрировать такой акциз стало значительно сложнее. За четыре года недоимка по акцизам выросла в 16 раз. Разочаровавшись в результатах внедрения нововведения, российские власти решили с 2007 года вернуться к не очень справедливой, но надежной и эффективной

системе, которая платит акциз обяывает производителей нефти.

Вряд ли нефтяники всерьез рассчитывают на то, что правительство захочет еще раз наступить на знакомые грабли. Наверное, смысл этого демарша все же в другом. Нефтяники хотят привлечь внимание властей к тому, что маржа нефтепереработки близка к критическому минимуму. Ситуация изменилась. Запас прочности на исходе. Если говорить об этом при каждом удобном случае, появляется шанс предотвратить новые попытки ужесточить налоговый пресс.

Большие маневры

В последнее время участились разговоры об усилении налогового маневра для нефтяной отрасли. На это поэтапное изменение пропорций в тандеме «НДПИ на нефть + экспортные пошлины» правительство пошло еще до наступления кризиса.

По ныне действующей схеме налогового маневра к 2017 году базовая ставка экспортной пошлины на нефть должна снизиться до 30% против «дореформенных» 65% (сейчас — 42%). По мере снижения пошлины увеличивается НДПИ на нефть — до базовой ставки 919 рублей с тонны в 2017 году против 419 рублей в 2012 году (сейчас — 857 рублей).

Предполагалось, что процессы изменения ставок пошлин и налога на добычу будут синхронизированы. Но в начале нынешнего года налог планомерно подняли, а снижение пошлины отложили. В результате нефтяникам сейчас приходится отдавать в казну денег больше, чем планировалось.

Официально налоговый маневр был начат с целью уменьшить субсидирование неэффективной нефтепереработки. Благодаря пошлинам российские НПЗ

Сильнее всего — на 34,5% — вырос акциз на высокоэкологичный автобензин 5-го класса. На менее чистые автобензины и прямогонный бензин акцизы увеличены на 24,8%

получают сырье по ценам, значительно ниже мировых, что без особых усилий позволяло иметь маржу, которая и не снилась европейским коллегам. К тому же

Получается, что средства, заработанные на внеплановом росте акцизов, практически полностью уйдут в федеральный бюджет, а регионы получат незначительный выигрыш

(опять-таки, из-за пошлин) вывозить из страны мазут оказалось выгоднее, чем сырую нефть, что отнюдь не побуждало хозяев НПЗ тратить на развитие вторичных процессов переработки.

Мониторинг влияния на отрасль большого налогового маневра и выработка предложений по его совершенствованию названы одной из приоритетных задач министерства в 2016 году

Еще одним поводом снизить вес экспортных пошлин в нефтяных доходах государства стало

В марте правительство после долгих размышлений все же утвердило план действий, направленных на обеспечение социально-экономического развития РФ в 2016 году. В этом 60-страничном документе не обойдена вниманием и нефтяная отрасль: в очередной раз предпринята попытка вдохнуть жизнь в предложение опробовать на примере нескольких пилотных проектов инструменты налогообложения финансового результата нефтедобычи.

До конца 2016 года федеральное правительство планирует провести через парламент закон, меняющий Налоговый кодекс в части применения системы налогообложения добычи нефти на основе финансового результата для стимулирования разработки месторождений. В эти же сроки обещано подготовить правительственные акты, формирующие правовое поле для проведения налогового эксперимента.

Правительство рассчитывает, что НФР поможет вовлечь в разработку залежи нефти, заниматься которыми недропользователям невыгодно на условиях действующей налоговой системы. Также ожидается, что НФР будет стимулировать повышение КИН и побуждать нефтяников к рациональному недропользованию.

Очередная попытка провести эксперимент с НФР выглядит несколько неожиданно. В последние месяцы, казалось, даже власти Югры, выступившие с соответствующей законодательной инициативой, и с энтузиазмом поддержавшее законопроект Минэнерго РФ, смирились с тем, что эксперимента не будет.

Чиновники Минфина РФ, как все поняли, одержали аппаратную победу, предложив подготовить собственный вариант налогообложения финансового результата нефтедобычи не в пилотном, а в полномасштабном исполнении. Однако правительственный план возвращает на стол законопроект Югры. Правда, руководить процессом его совершенствования поручено Минфину РФ, чьи чиновники в свое время приложили немало усилий к тому, чтобы задвинуть законопроект на дальнюю полку.

Новая диспозиция, во-первых, освобождает Минфин РФ от необходимости готовить к осени новую налоговую модель для гринфилдов, а во-вторых, позволяет фискальным чиновникам выхолостить окружную концепцию прежде, чем она обретет силу закона.

В принципе, нынешняя ситуация на мировом рынке нефти мало располагает к налоговым экспериментам. Нефтяники сейчас больше заинтересованы в сохранении стабильности, нежели в переменах. Тем более что законопроект, творчески переработанный фискальными чиновниками, вряд ли создаст недропользователям более комфортные условия для работы.

Между тем, председатель Комитета ГД по энергетике П.Завальный утверждает, что закон, открывающий дорогу налоговому эксперименту в нефтедобыче, может быть принят уже к лету. Однако в Минэнерго РФ такую перспективу оценивают без энтузиазма — там готовятся к долгой и трудной полемике с Минфином РФ, чтобы спорный законопроект не повторил судьбу закона о СРП (последний был принят и сразу же положен на полку, где лежит уже два десятка лет).

Выступивший в апреле на расширенной коллегии Минэнерго РФ вице-премьер А.Дворкович не добавил нефтяникам оптимизма. Он сообщил, что НДС/НФР — не единственная идея по реформированию отраслевой налоговой системы. Есть и другие предложения, заслуживающие внимательного изучения.

В условиях чрезмерно дефицитного бюджета вряд ли стоит ожидать, что адресованные нефтяникам налоговые инициативы приведут к ослаблению фискальной нагрузки. Скорее, наоборот. О некоторых налоговых инициативах уже сообщалось в прессе. Но то — слухи. А теперь их достоверность подтверждена вице-премьером, что не радует.

открытие границ с Белоруссией и Казахстаном. Пошлины на нефть там ниже, и это создавало условия для экспорта российской

Сейчас, когда поступления от экспортной пошлины на нефть скатились к минимальным значениям, появился шанс избавиться от нее без особых сожалений

нефти через границы дружественных нам государств с существенными потерями для федерального бюджета.

И, наконец, равноценное, казалось бы, изменение веса НДС/НФР и пошлины приносит казне вполне осязаемые бонусы. Ведь за рубеж уходит около половины добытой в России нефти, а налог на

добычу платится с каждой тонны извлеченного из недр сырья.

Уступая рубль на пошлине, государство возвращает себе два на налоге. Для добывающих компаний это не столь обременительно, как кажется на первый взгляд: снижение пошлины поднимает продажную стоимость сырья на внутреннем рынке.

Впрочем, параметры налогового маневра формировались с расчетом на то, что нефть будет стоить не менее \$100/барр. Сейчас, когда цена почти втрое ниже, диспропорции стали еще более выраженными. В плановых условиях 2017 года при цене \$30/барр НДС/НФР вырастет на \$7,2/барр, а пошлина уменьшится только на \$5,5/барр.

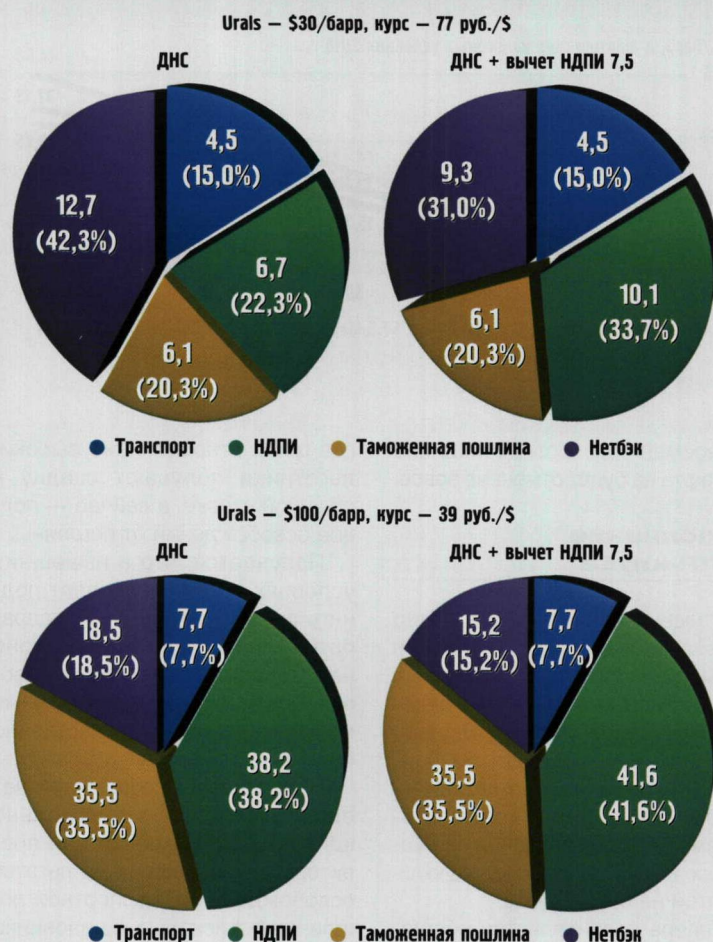
С точки зрения государства, забрать у нефтяников между делом сотню-другую миллиардов

рублей — удачная перспектива. Наверное, это не лучшим образом скажется на устойчивости нефтедобычи. Но сейчас правительство этим не испугаешь. Правда, есть еще один риск, от которого так просто не отмахнешься.

Если НПЗ с относительно высоким выходом светлых нефтепродуктов придут к финишу налогового маневра с приемлемой прибылью, то предприятия с долей светлых нефтепродуктов 56% и ниже станут убыточными — а такие НПЗ у нас в большинстве. Останутся эти производства — страна останется без топлива. Так рисковать нельзя.

Чтобы не наломать дров, правительство поручило Минэнерго РФ заблаговременно проанализировать последствия продолжения налогового маневра и подготовить предложения по адапта-

СТРУКТУРА ВЫРУЧКИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, БЕЗ ЛЬГОТ)



Источник: VYGON Consulting

ции параметров реформы к современной ценовой ситуации на рынках нефти.

На прошедшей в апреле расширенной коллегии глава Минэнерго А.Новак заявил об отсутствии причин для корректировки налогового маневра. В то же время мониторинг влияния на отрасль большого налогового маневра и выработка предложений по его совершенствованию названы одной из приоритетных задач министерства в 2016 году. Надо думать, основные баталии по этому вопросу развернутся ближе к осени.

10-10-10

Между тем на фоне разговоров о целесообразности полного отказа от экспортной пошлины на

нефть отраслевые лоббисты продолжают борьбу за расширение числа льготников именно по этому платежу. Довольно высока вероятность, что в ближайшее время экономить на уплате пошлины смогут участники еще четырех проектов разработки новых месторождений нефти, а также более широкий круг недропользователей, добывающих высоковязкую нефть.

В конце марта правительство внесло в Госдуму РФ законопроект, предлагающий расширить практику применения особого порядка расчета ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть вязкостью не менее 10 тыс. миллипаскаль-секунд. Собственно, такая льгота есть и сейчас. Ее еще называют «10-10-10» (10% от обычной ставки пошлины на 10

лет для месторождений нефти вязкостью не менее 10 тыс. миллипаскаль-секунд). Но срок возможного применения льготы ограничен 2023 годом.

Когда возмещение по акцизам будут получать только официально зарегистрированные перерабатывающие предприятия, «самовары» уйдут в небытие тихо и добровольно

Теперь же правительство предлагает установить десятилетний льготный режим для всех залежей и месторождений высоковязкой нефти с подходящими параметрами, если они введены не раньше 2016 года. Причем для каждой залежи будет включаться индивидуальный счетчик.

Правительство предлагает установить десятилетний льготный режим для всех залежей и месторождений высоковязкой нефти с подходящими параметрами, если они введены не раньше 2016 года

Правительство надеется убить двух зайцев: стимулировать разработку залежей высоковязкой нефти и содействовать развитию инновационных технологий, позволяющих организовать рентабельную добычу такой нефти.

Даже в современной ценовой ситуации льгота по экспортной пошлине привлекательна для нефтяников. Ведь когда цены относительно высоки, льготники получают скидку к обычной ставке, а сейчас — полное освобождение

К настоящему времени на территории России выявлено порядка 450 залежей тяжелых высоковязких битумных нефтей с совокупными запасами на уровне 1,4 млрд тонн. Но разработка таких месторождений требует значительных денежных вливаний. И это стало одной из основных причин слабого интереса инвесторов к разработке такого рода месторождений.

Самым успешным российским проектом в данном сегменте стала разработка силами «Татнефти» Ашальчинского месторождения. В начале года здесь была получена миллионная тонна нефти. В Республике Коми аналогичный проект реализует ЛУКОЙЛ на Ярегском месторождении.

В очередной раз предпринята попытка вдохнуть жизнь в предложение опробовать на примере нескольких пилотных проектов инструменты налогообложения финансового результата нефтедобычи

«Татнефть» собиралась развивать разработку залежей сверхвязкой нефти. Но недавно из неофициальных источников стало известно, что компания решила

В условиях чрезмерно дефицитного бюджета вряд ли стоит ожидать, что адресованные нефтяникам налоговые инициативы приведут к ослаблению фискальной нагрузки. Скорее, наоборот

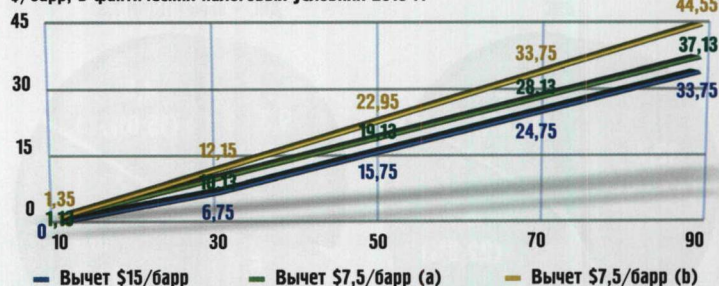
приостановить работы по бурению новых скважин на Ашальчинском месторождении. Компании невыгодно вести здесь добычу при цене нефти \$45/барр и ниже. Не помогают и льготы — нулевая ставка НДС и на порядок меньшая, чем у других, ставка экспортной пошлины.

Самой драматичной налоговой новацией для российской нефтедобычи может стать корректировка формулы для исчисления налога на добычу

Не похоже, что расширение зоны льготного режима уплаты пошлины поможет уже сейчас улучшить ситуацию с разработкой высоковязкой нефти. Скорее, это заготовка на будущее, которая проявит себя при более высоких ценах на нефть. Если, конечно, к то-

ВЛИЯНИЕ РАЗМЕРА ВЫЧЕТА НА СТАВКУ НДС

\$/барр, в фантических налоговых условиях 2016 г.



Источник: расчеты НГВ

му времени экспортная пошлина на нефть не будет отменена вовсе.

Пополнение в VIP-клубе

Российское законодательство позволяет правительству снижать размер экспортной пошлины на нефть ряда новых месторождений Восточной Сибири, Якутии, Ямала и некоторых других районов. Формально в перечне льготников учтены правительство 26 месторождений, из которых только девять пользуются льготой на самом деле.

Теперь правительство обещает открыть льготный режим еще для четырех месторождений. Это Среднеботуобинское месторождение «Роснефти», Восточно-Мессояхское и Куюмбинское месторождения «Славнефти», а также Южно-Талаканское месторождение «Сургутнефтегаза».

За годы налогового маневра доля экспортной пошлины в составе выручки от добычи нефти существенно сократилась. К тому же при снижении цены уменьшается не только сумма платежей, но и их доля.

Если бы баррель Urals стоил сейчас \$100, то на таможне пришлось бы оставить 35,5% экспортной выручки, а при цене \$35/барр — только 23,4%. При снижении цены со \$100 до \$35 с барреля размер пошлины уменьшается с \$35,5 до \$8,2. Тем не менее, даже в современной ценовой ситуации льгота по экспортной пошлине достаточно привлекательна для нефтяников. Ведь ко-

гда цены относительно высоки, льготники получают скидку к обычной ставке, а сейчас — полное освобождение от пошлины.

Получается, что в нынешних условиях льгота позволяет поднять порог рентабельной разработки месторождений примерно на \$10/барр. Это не поможет вовлечь в разработку маргинальные месторождения, но существенно облегчает жизнь инвесторам.

В экспертном сообществе нет единого мнения относительно критической важности для проектов, претендующих на льготы, освобождения от экспортной пошлины. А фискальные чиновники давно сомневаются в чистоте расчетов, обосновывающих льготу, но это тот редкий случай, когда они вынуждены считаться с мнением Минэнерго.

Среднеботуобинское месторождение было введено в разработку еще в прошлом году. Работа по подготовке к вводу в эксплуатацию трех других проектов ведется достаточно активно. На пике добычи эти проекты способны добавлять к годовой российской добыче порядка 20 млн тонн. Не похоже, что отсутствие или наличие льготы серьезно скажется на темпах работ. Проекты начаты в отсутствие льготы, а теперь их выгоднее довести до победного конца, нежели заморозить. Хотя льгота, конечно же, станет для инвесторов приятным сюрпризом.

Помимо материальных благ, предоставление льготы сулит и моральные дивиденды. Получателями этой льготы являются единичные проекты, и вхождение в

этот привилегированный круг лестно и почетно для инвесторов.

Из девяти проектов, пользующихся в настоящее время льготой, наиболее щедро одарены месторождение им. Ю.Корчагина на Каспии, Новопортовское месторождение в ЯНАО и Дулисьминское месторождение в Иркутской области. Участники этих проектов могут вывезти на привилегированных условиях до 61,5 млн тонн нефти, а это более 70% всего выделенного к настоящему времени льготного объема (см. «Месторождения, нефть которых может вывозиться из России на льготных условиях»).

9-15-7,5

Самой драматичной налоговой новацией для российской нефтедобычи может стать корректировка формулы для исчисления налога на добычу. Минфин вынашивает идею опустить порог необлагаемой НДС цены нефти Urals с нынешних \$15 до \$7,5 за баррель.

В федеральную казну такая новинка способна добавить многие сотни миллиардов рублей. Но для нефтяников предлагаемый поворот событий способен стать налоговой удавкой. Ведь речь идет не просто о том, чтобы продолжать брать налог, если цена Urals опустится ниже \$15/барр — при любых ценах платить придется больше. Причем, чем цены ниже — тем разница будет серьезнее.

Например, при цене Urals \$20/барр ставка налога вырастет в 2,5 раза, при \$30/барр — в 1,5 раза, при \$40/барр — в 1,3 раза. И это еще исходя из расчета на «мягкий» вариант корректировки формулы.

По оценкам VYGON Consulting, применительно к типовому проекту разработки месторождения в Западной Сибири предлагаемое уменьшение вычета уменьшит нетбэк с 947 до 715 рублей с «бочки» при цене \$30/барр и с 741 до 606 рублей при цене \$100/барр (см. «Структура выручки от реализации нефти»).

Восемь лет назад, вступая в должность премьер-министра, В.Путин признал, что государство отбирает у нефтяников слишком большую долю выручки, и пообещал снизить налоговую на-

При цене Urals \$20/барр ставка налога вырастет в 2,5 раза, при \$30/барр — в 1,5 раза, при \$40/барр — в 1,3 раза. И это еще исходя из расчета на «мягкий» вариант корректировки формулы

грузку. Конкретизируя свою инициативу, глава правительства предложил начинать взимание налога на добычу не с \$9, а с \$15 за баррель нефти.

Тогда фискальные чиновники немало преуспели в том, чтобы спустить налоговую инициативу В.Путина на тормозах. В формуле для расчета НДС они изменили только числитель, а про знаменатель «забыли». В результате неф-

Уважаемый Владимир Леонидович!

Примите сердечные поздравления с Вашим юбилеем от ГК «Миррико».

Вы являетесь вдохновляющим примером мудрого руководителя, сочетающего в себе приверженность к передовым технологиям и высокую социальную ответственность.

Благодаря этому возглавляемое Вами предприятие ОАО «Сургутнефтегаз» способно соответствовать вызовам настоящего и будущего, что благотворно влияет на топливно-энергетический комплекс страны, а следовательно — на ее экономику.

Хочется пожелать Вам еще многих побед на поприще нефтегазовой отрасли, реализации желаний и душевного тепла.

Будьте здоровы и счастливы!



С уважением,
генеральный директор
ГК «Миррико»
И.А.Малыхин



МИРРИКО
ГРУППА КОМПАНИЙ

Похоже, некоторые представители российских властных структур искренне считают, что бюджетные проблемы можно решать росчерком пера. То правительство выступает с инициативой повысить акцизы на нефтепродукты, то депутаты выдвинут не менее «креативную» идею.

В середине марта большая группа депутатов из фракции «Справедливая Россия» во главе с С.Мироновым выступила с законодательной инициативой об отмене права применения нулевой ставки НДС для экспортеров нефти и газа. Они уверены, что такая незатейливая манипуляция позволит пополнить федеральный бюджет на 1,38 трлн рублей.

Авторы законопроекта называют возмещение НДС экспортерам углеводородного сырья «совершенно не оправданной льготой». Ведь, как они считают, «возмещение НДС призвано стимулировать экспорт высокотехнологичной продукции, а не сырья».

Депутаты особенно гордятся тем, что, прекратив возмещать НДС экспортерам углеводородного сырья, государство не нарушит обещания не увеличивать налоговую нагрузку на субъекты предпринимательства. Они подчеркивают, что законопроект «направлен на установление более справедливого налогового регулирования, направленного на максимальное привлечение дополнительных доходов, направляемых в федеральный бюджет от богатств, которые должны работать в интересах РФ, а не в целях обогащения отдельных нефтяных и газовых компаний».

Инициатива похожа на нелепую шутку. Должны же депутаты знать, что никто не может заставить зарубежных потребителей нашего углеводородного сырья платить российские налоги, что, если производитель не получает возмещения по НДС (не важно — от покупателя или из госбюджета), ему придется отнести эти расходы на себестоимость, а это противоречит сути НДС — налога с конечного потребителя.

Наконец, вроде бы очевидно, что 1,38 трлн рублей невозможно достать из рукава — это деньги, которые уменьшат и без того не обильные в современных условиях доходы нефтяников.

Вряд ли достойны развернутого комментария столь экзотические законодательные инициативы. Но это яркий пример профессионального уровня наших депутатов, голоса которых играют не последнюю роль в формировании отраслевого фискального режима.

тяники стали экономить на НДСП 5–10%, а не 30–35%, как было бы при аккуратном исполнении поручения премьер-министра.

Минфин РФ пытается подогнать формулу под текущую ситуацию.

Но когда нефть подорожает, а рубль станет крепче, это серьезно изменит экономику нефтедобычи и значительно увеличит груз фискальных изъятий

Хотя в 2008 году никаких специальных расчетов, связанных с обоснованием повышения не облагаемого налогом порога, не приводилось, сейчас руководители Минфина РФ пытаются задним

С помощью налогов чиновники хотят всего лишь заткнуть дыры федерального бюджета. Обсуждать стратегические цели нефтяникам попросту не с кем

числом придать цифрам 9 и 15 глубокий содержательный смысл. Якобы \$15 — это некий средний для того времени уровень себестоимости российской нефти.

Вслед за этим делается вывод, что в силу девальвации рубля значительно снизилась себестоимость добычи. А это уже повод ополовинить пороговый уровень цены, при которой НДСП не взимается.

В этом послыле сомнительно все — и попытка увязать уровень освобождения от налога с себестоимостью, и убежденность, что в результате девальвации рубля выраженные в твердой валюте расходы на добычу уменьшились вдвое. Значительная часть гипотетического уровня съедается инфляцией, импортное оборудование не стало дешевле. Да, рублевая прибыль нефтяных компаний несколько выросла, но далеко не так серьезно, как это пытаются представить фискальные чиновники.

Опасность еще и в том, что Минфин РФ пытается подогнать формулу под текущую ситуацию. Но когда нефть подорожает, а рубль станет крепче, это серьезно изменит экономику нефтедобычи и значительно увеличит груз фискальных изъятий.

Между тем, говоря о негативных последствиях нововведения, эксперты исходят из предположения, что и на этот раз фискальные чиновники «забудут» скорректировать знаменатель формулы для расчета НДСП (вариант «а»). Но

сейчас тот случай, когда такого рода «забывчивость» Минфину не с руки. В этой связи вполне жизнеспособным выглядит и вариант «б».

Во втором случае ставка НДСП на нефть при цене Urals \$20/барр вырастет к нынешнему уровню в 3 раза, при \$30/барр — в 1,8 раза, при \$45/барр — в 1,5 раза. (см. «Влияние размера вычета на ставку НДСП»).

С.Ежов из VYGON Consulting не верит, что вариант с ополовиниванием порога цены, освобождаемой от НДСП, будет воплощен в жизнь. Это, как он надеется, всего лишь отправная точка для будущих торгов с нефтяниками. Но если даже так, то для Минфина РФ корректная правка формулы является куда более выгодным плацдармом, нежели корректировка только числителя формулы.

Как видим, в головах чиновников есть много идей относительно изменения фискальных правил при добыче нефти. Но все эти идеи хаотичны и подчинены главным образом стремлению изъять больше денег в казну сейчас. С помощью налогов чиновники хотят всего лишь заткнуть дыры федерального бюджета. Обсуждать стратегические цели нефтяникам попросту не с кем. ■

НЕУРОЖАЙ НА ПОЛЕ НЕФТЕДОЛЛАРОВ

Россия слишком долго собирались уйти от сырьевой зависимости. Теперь, похоже, она — пресловутая зависимость — сама ушла от нас. В марте доля нефтегазовых доходов федерального бюджета упала до давно забытого уровня — 28,5%. А ведь еще в феврале эта доля составляла комфортные 42,4%.

Сюрпризом стал и результат первого квартала 2016 года — вклад в федеральный бюджет нефтегазовых доходов сжался до 34%. В последний раз что-то подобное наблюдалось в кризисном 2009 году. Но тогда это был эпизодический случай, а сейчас, похоже, нужно настраиваться на долгое отсутствие нефтегазового изобилия.

В конце прошлого года перспектива представлялась куда более радужной. Федеральный бюджет был сверстан в расчете на то, что доля нефтегазовых доходов в нем будет на уровне 44%. Конечно, до конца года еще далеко и ситуация может выправиться. Но старт получился совершенно неоптимистичный.

Почему не радует долгожданное расставание с сырьевой зависимостью? Да потому, что к такому повороту событий российская экономика все еще не готова. Нефтегазовые доходы усохли, а заместить их по-прежнему нечем.

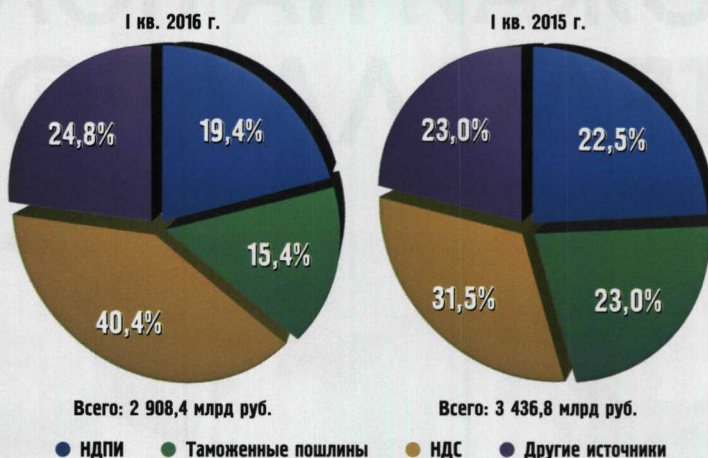
Остается одно — затянуть пояса. Но к такому самопожертвованию наша страна не очень-то готова. А это означает, что будут предприниматься новые попытки вернуть в казну нефтегазовые доходы. Если не благодаря росту цен, то посредством перераспределения имеющихся доходов. Разумеется, с риском расшатать устойчивость отечественной нефтегазовой отрасли.



Казалось, что в прошлом году нам сильно не повезло с нефтегазовыми доходами. Количество рублей, поступающих в федеральный бюджет от нефтегазового сектора, тогда уменьшилось более чем на 20%. Доходы госбюджета сократились по сравнению с 2014 годом на 7% — пришлось экономить. Но, похоже, прошлый год был всего лишь разминкой в преддверии более тяжелых испытаний. За первый квартал 2016 года денег в казну поступило на 15% меньше, чем год назад, когда уже приходилось умерять аппетиты. Доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете сжалась до 34% — на фоне запланированных 44%. В прошлом году обвалились только поступления от экспортной пошлины, налоговые платежи даже выросли, а в 2016 году значительно уменьшилось и количество денег, поступающих в казну через НДС.

Мы слышим от чиновников бодрые заявления о том, что страна, наконец-то, избавляется от сырьевой зависимости. Но радости это не вызывает: понятно же, что избавление это вынужденное и мнимое. А это чревато поиском новых возможностей увеличить дозу нефтегазовых инъекций в федеральный бюджет. Надежда на существенный рост мировых цен на нефть после провала министерской встречи в Дохе практически не осталось. Выход один — перераспределять то, что имеем. Драматичная перспектива для нефтегазового сектора страны. Собственно, статистика, опубликованная Минфином РФ, Федеральным казначейством и Федеральной налоговой службой, рисует весьма подробную картину того, что происходит с нефтегазовыми доходами. Демонстрирует она и не очень высокую результативность сложившейся системы дифференциации НДС. Наверное, нет смысла продолжать усложнять и без того крайне громоздкую и не простую для понимания конструкцию, созданную для расчета НДС. Пора бы перейти к налогообложению финансового результата. Но вряд ли это быстро добавит денег в казну. А чиновники сейчас озабочены только этим.

ДОХОДЫ ФЕДЕРАЛЬНОГО БЮДЖЕТА РОССИИ



Источник: Федеральное казначейство, расчеты НГВ

Старт года: хуже ожиданий

Финансовые итоги первого квартала 2016 года оказались

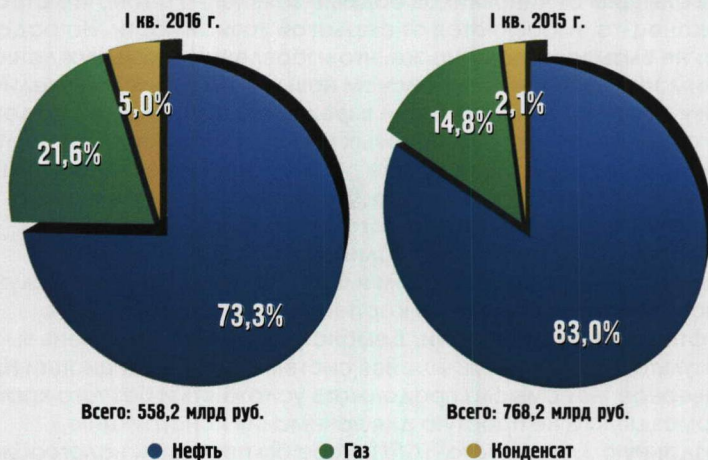
Сюрпризом стал результат первого квартала 2016 года — вклад в федеральный бюджет нефтегазовых доходов сжался до 34%

весьма неприятными для госказны. За три месяца удалось заполучить в федеральный бюджет всего лишь 2,9 трлн рублей (см. «Доходы федерального бюджета России»). Это даже в номиналь-

ном выражении на 15,4% меньше, чем год назад. А реальная покупательная способность этих денег и того ниже. Ее подорвали и 13%-ная инфляция, и серьезное ослабление рубля по отношению к мировым валютам.

Из основных источников доходов номинально выросли только поступления от НДС. И это понятно — товары стали дороже, а НДС следует за ценами неотступно. Гипертрофированная роль этого налога в федеральном бюджете стала еще одним индикатором нездоровья: когда через НДС собирается более 40% бюджетных денег — это не от хорошей жизни.

ПОСТУПЛЕНИЯ ОТ НДПИ — УВС



Источник: Федеральное казначейство, расчеты НГВ

Сильнее всего — на 43,4% — упали поступления от таможенной пошлины. Впрочем, их доля в федеральных доходах все равно остается высокой — свыше 15%.

Без малого 20% доходов принес НДС. Здесь поступления уменьшились не столь радикально, как с пошлинами, — на 27%. Отчасти это результат налогового маневра, в рамках которого ставки НДС последовательно увеличиваются, а экспортные пошлины должны уменьшаться (но в этом году менять их не стали).

В составе НДС традиционно доминируют взносы нефтегазовых компаний — 98,7% по итогам первого квартала 2016 года. Год назад это доминирование было еще более выраженным — 99,2%. Нефть сейчас не в цене.

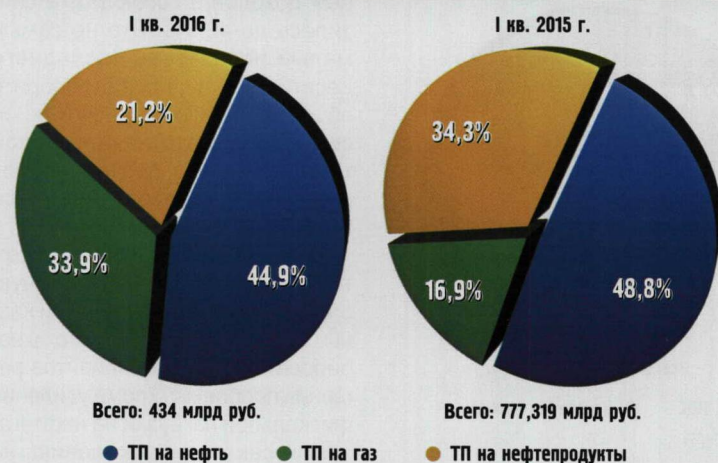
Платежи с добытой нефти уменьшились относительно января-марта 2015 года на 35,8%. Сказались не только снижение цены Urals, к которой привязан размер платежа, но и особенности формулы нефтяного НДС — когда сырье дешевеет, обязательства по уплате налога уменьшаются опережающими темпами. В результате доля этого платежа в составе «углеводородного» НДС сократилась с 83% почти на 10 п.п. (см. «Поступления от НДС — УВС»).

Платежи за добытый газ увеличились на 6%. Вырос и вес этого сегмента в составе нефтегазового НДС — с 14,8% до 21,6%. Однако возместить потери сегмента нефтедобычи это помогло лишь отчасти — сумма налога на добычу газа почти в 3,5 раза меньше бюджетных доходов от добычи нефти.

В 1,7 раза выросли поступления в бюджет от налога с добытого конденсата. Отчасти это связано с корректировкой формулы расчета. Кроме того, в рублях конденсат стал дороже, а добывать его стали в больших объемах.

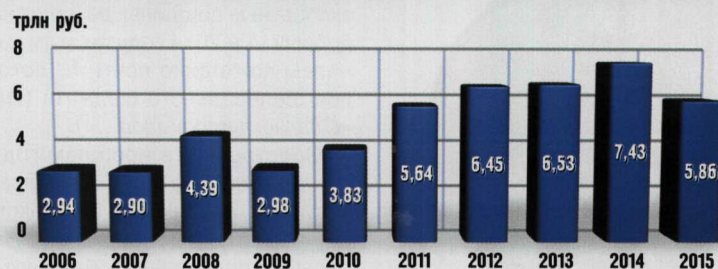
Драматично сократились поступления от экспортной пошлины на продукцию нефтегазовой отрасли. За первый квартал 2015 года казна получила по этому каналу 0,78 трлн рублей, а год спустя — только 0,43 трлн рублей, на

ВЫВОЗНЫЕ ТАМОЖЕННЫЕ ПОШЛИНЫ НА ПРОДУКЦИЮ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ



Источник: Федеральное казначейство, расчеты НГВ

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ДОХОДЫ ФЕДЕРАЛЬНОГО БЮДЖЕТА РОССИИ



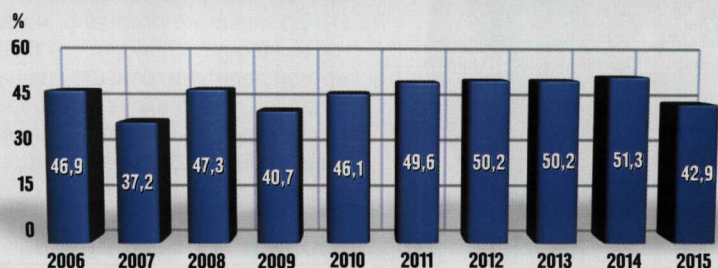
Источник: Минфин РФ

43% меньше (см. «Вывозные таможенные пошлины...»).

Почти наполовину уменьшились поступления от экспорта нефти. Но еще более серьезно — почти в три раза — сократилась вывозная таможенная пошлина, взимаемая при экспорте нефтепродуктов.

На фоне неурядиц со сбором экспортной пошлины от нефтяников выигрышно смотрится вклад «Газпрома». С вывезенного из страны газа федеральный бюджет получил 147 млрд рублей таможенной пошлины, на 12% больше, чем в первом квартале 2015

ДОЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ДОХОДОВ В ФЕДЕРАЛЬНОМ БЮДЖЕТЕ РОССИИ



Источник: Минфин РФ

года. К тому же значительно сократился разрыв в размерах «нефтяной» и «газовой» пошлин. Год назад разница была почти трехкратной. Сейчас дистанция уменьшилась до 1,3.

Сдвинувшиеся доходы

Под нефтегазовыми доходами федерального бюджета понимается совокупность платежей, включающая НДС на углеводородное сырье и вывозные таможенные пошлины на экспортируемую продукцию нефтегазовой отрасли. В 2014 году сумма нефтегазовых доходов достигла рекордного уровня — 7,43 трлн рублей. За пять лет неуклонного роста их размер вырос в 2,5 раза (см. «Нефтегазовые доходы федерального бюджета России»).

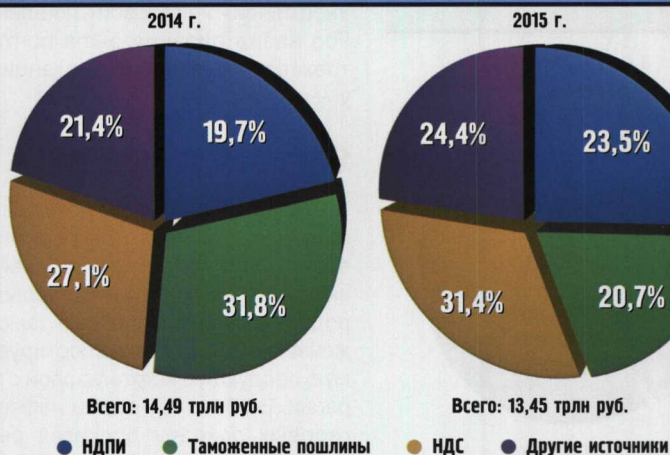
Почти наполовину уменьшились поступления от экспорта нефти. Но еще более серьезно — почти в три раза — сократилась вывозная таможенная пошлина, взимаемая при экспорте нефтепродуктов

В прошлом году нефтегазовые доходы резко уменьшились — более чем на 20%, до 5,86 трлн рублей. Снижение значительное, но не рекордное: в кризисном 2009 году сумма нефтегазовых доходов федерального бюджета падала на треть. Но тогда нефть дешевила эпизодически и не столь решительно, как сейчас.

Значительно сократился разрыв в размерах «нефтяной» и «газовой» пошлин. Год назад разница была почти трехкратной. Сейчас дистанция уменьшилась до 1,3

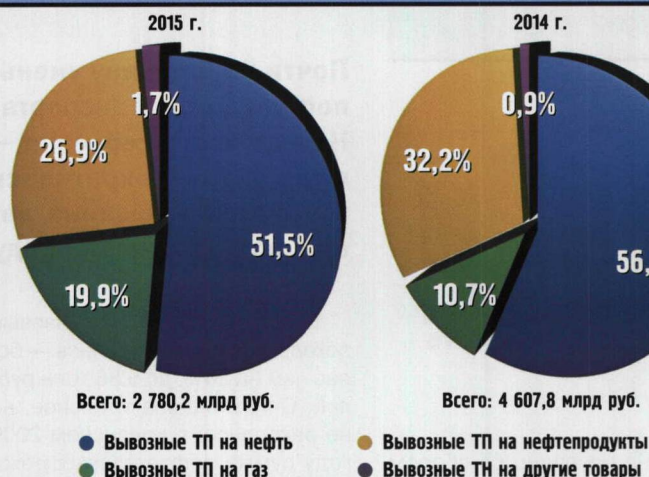
На словах российские власти всегда тяготились высокой зависимостью федеральной казны от нефтегазового сектора, а если точнее — от цены на нефть. А на практике — все глубже подсаживались на сырьевую иглу. В 2012–2014 годах нефтегазовые доходы стали обеспечивать более половины поступлений в феде-

СЛАГАЕМЫЕ ДОХОДОВ ФЕДЕРАЛЬНОГО БЮДЖЕТА РОССИИ



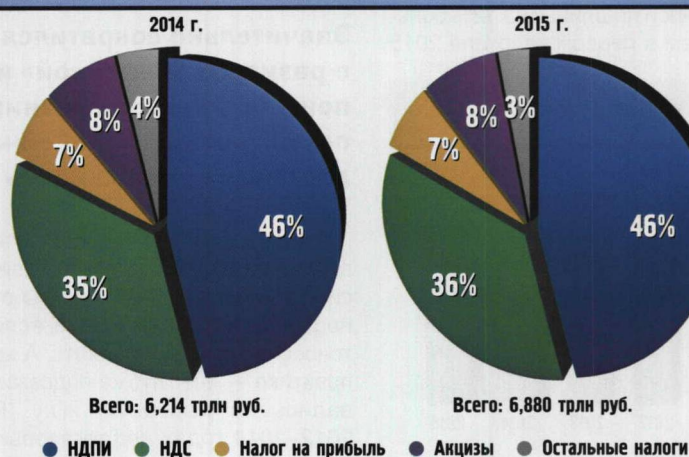
Источник: Федеральное казначейство, расчеты НГВ

СТРУКТУРА И ДИНАМИКА ВЫВОЗНЫХ ТАМОЖЕННЫХ ПОШЛИН



Источник: Федеральное казначейство

СТРУКТУРА НАЛОГОВЫХ ДОХОДОВ ФЕДЕРАЛЬНОГО БЮДЖЕТА РОССИИ



Источник: ФНС России

ральную казну (см. «Доля нефтегазовых доходов...»).

В 2015 году доля нефтегазовых доходов в госбюджете снизилась до 42,9%. Это не самый малый показатель последнего десятилетия и не повод говорить об избавлении от сырьевой зависимости. Но это начало новой тенденции, что подтверждают результаты первого квартала 2016 года.

Случившееся снижение нефтегазовых доходов слишком чувствительно для федеральной казны, чтобы его можно было игнорировать. Но иных вариантов решения проблемы, кроме усиления фискальной нагрузки на нефтегазовый сектор, к сожалению, не просматривается.

Структура доходов федерального бюджета незатейлива: $\frac{3}{4}$ всех поступлений приходится на три источника – НДС на отечественную продукцию и импорт, экспортные пошлины, да налог на добычу. А в 2014 году по этим каналам приходило почти $\frac{4}{5}$ доходов федерального бюджета (см. «Слагаемые доходов...»).

Собственно, в прошлом году ситуация еще не была столь драматичной, как сейчас. Во всяком случае, когда мы говорим о номинальных показателях, без учета факторов инфляции и девальвации национальной валюты.

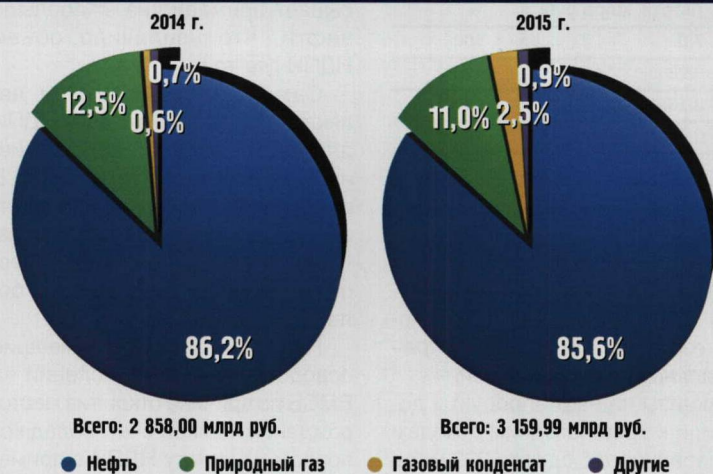
Поступления в бюджет росли по всем магистральным каналам, за исключением экспортных пошлин. НДС собрали на 10,6% больше, чем в 2014 году. Объем НДС вырос на 7,7%. А вот пошлины рухнули на 40%, на этом федеральная казна потеряла 1,8 трлн рублей.

В 2014 году таможенные пошлины были самым крупным поставщиком денег в федеральный бюджет, год спустя стали третьим по значимости. Возможно, пока это до конца не осознано, но за год изменились приоритеты бюджетной политики: раньше она находилась под влиянием экспортных доходов, сейчас стала более зависимой от НДС, то есть от продаж внутри страны.

Налоги и пошлины

В самой структуре поступлений от экспортной пошлины тоже

НДПИ В ФЕДЕРАЛЬНОМ БЮДЖЕТЕ РОССИИ



Источник: ФНС России

произошли серьезные изменения. Практически вдвое выросла доля пошлины от экспорта газа. Наполовину уменьшились поступления

За год изменились приоритеты бюджетной политики: раньше она находилась под влиянием экспортных доходов, сейчас стала более зависимой от НДС, то есть от продаж внутри страны

в казну от экспорта нефтепродуктов. Но экспорт нефти по-прежнему доминирует в структуре таможенных доходов государства (см. «Структура и динамика вывозных таможенных пошлин»).

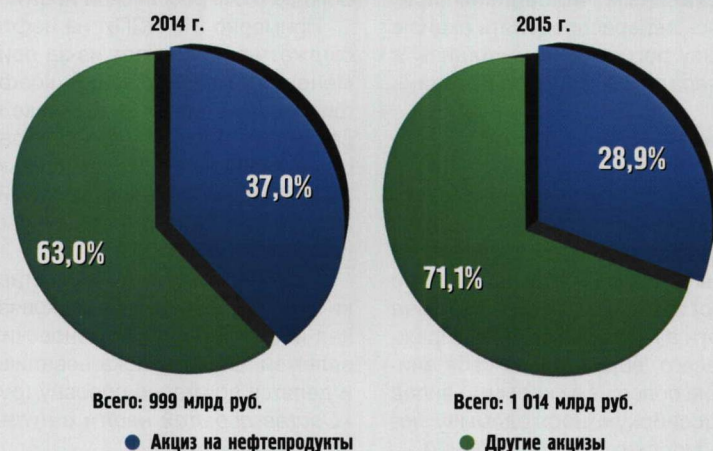
Если правда, что фискальные чиновники вынашивают планы вовсе отказаться от взимания экспортных пошлин, момент, действительно, удобный: обвальное

Благодаря налоговым стимулам Россия добывает примерно на 9% больше нефти, что увеличило объем НДПИ где-то на 4%

снижение поступлений в казну от экспорта нефти и нефтепродуктов делает реформаторские риски менее чувствительными для госбюджета. В российской казне вклад экспортных пошлин гипертрофированно велик, и с этим, действительно, нужно что-то делать.

Ситуация с налоговыми доходами федерального бюджета в прошлом

АКЦИЗЫ В ФЕДЕРАЛЬНОМ БЮДЖЕТЕ РОССИИ



Источник: ФНС России

Добыча нефти в России и НДПИ (вторая половина 2015 г.)

	Добыча, млн т	НДПИ, млрд руб.	
		Начислено	Освобождено
Базовая добыча	247,76	1 221	
Новые морские месторождения	0,569	1,2	
Всего *	248,329	1 222,2	
Налоговая ставка 0 рублей	1,323		7
Нефть с Ккан=0	15,685	27	60
Нефть с Кз < 1	4,982	19	7,7
Нефть с применением Кв	215,78	1 050,6	
Нефть с применением Кд < 1	13,34	49,4	
Нефть с применением Кдв < 1	1,486	3,3	
НДПИ с коэф. 0,7	0,829	2,1	0,9
* без учета вклада операторов проектов на условиях СРП			

Источник: ФНС России, расчеты НГВ

Состав добытой нефти с нулевой ставкой НДС (вторая половина 2015 г.)

	Добыча, млн т	Льгота, млрд руб.	%
Всего	1,32	7,0	100
Нефть вязкостью 10 000 мПа*с и более	0,60	3,23	45,7
Баженовские залежи	0,59	3,13	44,4
Нормативные потери и прочее	0,13	0,64	10,0

Источник: ФНС России, расчеты НГВ

году развивалась вполне благополучно. Сумма налоговых поступлений за год выросла на 10,7%. Увеличились и суммы всех основных

Немногим менее 23% добываемой в России нефти приходится на месторождения, запасы которых выработаны на 80% и более. В том числе почти 8% добычи обеспечивают месторождения, выработанные более чем на 95%

налогов. Приятно удивил итог по налогу на прибыль — рост почти на 20%. В то же время соотношение долей основных налоговых платежей за прошлый год практически не изменилось (см. «Структура налоговых доходов...»).

Дифференциацией охвачена лишь небольшая часть маргинальных месторождений. И далеко не всегда внедренные в НК понижающие коэффициенты к базовому уровню НДС приносят ощутимую отдачу

Нефтегазовый сектор остается доминирующим плательщиком НДС в федеральный бюджет. На остальные сектора приходится менее 1% общей суммы. Обращает на себя внимание факт пя-

тикратного роста НДС по конденсату. Этот природный ресурс постепенно становится как минимум заметным источником доходов госказны (см. «НДС в федеральном бюджете России»).

Акцизы на нефтепродукты добавили к прошлогодним доходам федерального бюджета 293 млрд рублей. По сравнению с 2014 годом их объем сжался на $\frac{1}{5}$ — чтобы минимизировать последствия большого налогового маневра, проводимого в нефтяной отрасли, фискальным чиновникам пришлось перераспределять акциз в пользу регионов (см. «Акцизы в федеральном бюджете России»).

Гомеопатия льгот

Налоговая статистика дает познавательную информацию о структуре отечественной нефтедобычи и стимулирующей роли налоговых льгот (см. «Добыча нефти в России и НДС»). Прежде всего, обращает на себя внимание более чем скромный вклад в российскую нефтедобычу новых морских месторождений — 0,2%. А налоговая составляющая и того меньше — 0,1% суммы платежей за добычу нефти.

Всего лишь на 0,5% объема добытой нефти распространяется нулевая ставка НДС. В целом же из-за применения льгот бюджет «недополучает» порядка 6,2% налога на добычу нефти. Но

можно сказать и иначе: благодаря налоговым стимулам Россия добывает примерно на 9% больше нефти, что увеличило объем НДС где-то на 4%.

Самой щедрой льготой являются пониженные ставки НДС для месторождений перспективных регионов деятельности. В структуре льгот на нее приходится порядка 80% их общего веса. «Территориальные» льготы обеспечили прирост добычи нефти более чем на 6%.

Недропользователи, имевшие освобождение от отчислений на ВМСБ по причине открытия месторождений за свой счет, обладают правом на уплату НДС с применением понижающего коэффициента 0,7. К настоящему времени значение этой преференции практически сошло на нет. С применением льготы добывается чуть больше 0,3% российской нефти.

Примерно 3% НДС на нефть бюджет недополучает из-за применения стимулирующих коэффициентов к налоговой ставке в связи с выработанностью запасов и повышенной сложностью разработки отдельных залежей. Это помимо тех 6,2%, о которых говорилось выше.

С применением нулевой ставки налога добывается высоковязкая нефть и нефть баженовских залежей. Объемы пока невелики и делятся примерно поровну (см. «Состав добытой нефти с нулевой ставкой НДС»).

Почти 15,7 млн тонн нефти во второй половине прошлого года было получено из новых месторождений перспективных регионов нефтедобычи (к данной льготной категории примыкает и нефть повышенной вязкости). Почти половину этого объема дают месторождения Якутии, Ир-

Структура добытой нефти в рамках проектов с применением региональной льготы по НДС (вторая половина 2015 г.)

	Добыча, млн т	НДС, млн руб.	Льгота, млн руб.	Доля
Нефть вязкостью более 200 мПа*с и менее 10 тыс. мПа*с	2,224	3 671,0	7 852,4	14,2%
Якутия, Иркутская область, Красноярский край	7,177	12 498,1	27 886,0	45,8%
Азовское и Каспийское моря	0,838	1 453,9	3 265,2	5,3%
НАО и п-ов Ямал	4,227	7 289,5	16 269,8	26,9%
Охотское море	1,003	1 732,2	3 890,1	6,4%
Заполярье	0,216	377,5	847,9	1,4%
Всего	15,685	27 022,2	60 011,3	100%

Источник: ФНС России, расчеты НГВ

кутской области и Красноярского края. Существенен также вклад месторождений Ненецкого АО и полуострова Ямал (см. «Структура добытой нефти в рамках проектов с применением региональной льготы по НДС»).
 Налоговая статистика показывает, что немногим менее 23% добываемой в России нефти приходится на месторождения, запасы которых выработаны на 80% и более. В том числе почти 8% добычи обеспечивают месторождения, выработанные более чем на 95% (см. «Структура нефтедобычи в зависимости от степени выработанности месторождений»).

В составе льготы, полагающейся за разработку залежей повышенной сложности, заметно преобладает нефть продуктовых отложений тюменской свиты ($K_d=0,8$). Более дорогие для государства и, соответственно, более сложные в разработке категории залежей вовлекаются в производственный процесс в «гомеопатических» объемах (см. «Структура нефтедобычи из месторождений с повышенной сложностью разработки»).

Применительно к НДС все же более уместно говорить не о льготах, а о дифференцированном подходе к формированию уровня налоговых ставок. Нетрудно заметить, что дифференциацией охвачена лишь небольшая часть маргинальных месторождений. И далеко не всегда внедренные в НК понижающие коэффициенты к базовому уровню НДС приносят ощутимую отдачу.

Структура нефтедобычи в зависимости от степени выработанности месторождений (вторая половина 2015 г.)

	Добыча, млн т	Доля	НДС, млрд руб.
$C_v < 0,80$ ($K_v=1$)	166,891	77,3%	864,765
$0,80 < C_v < 0,85$	6,821	3,2%	35,283
$0,86 < C_v < 0,90$	15,102	7,0%	61,391
$0,91 < C_v < 0,95$	10,291	4,8%	38,750
$0,96 < C_v < 1$	8,614	4,0%	26,893
$C_v > 1$ ($K_v=0,3$)	8,061	3,7%	23,549
Всего	215,78	100%	1 050,630

Источник: ФНС России, расчеты НГВ

Структура нефтедобычи из месторождений с повышенной сложностью разработки (вторая половина 2015 г.)

	Добыча, млн т	Доля	НДС, млрд руб.
$K_d=0,2$	1,467	11,0%	3,084
$K_d=0,4$	1,115	8,4%	0,885
$K_d=0,8$	10,758	80,6%	45,475
Всего	13,340	100%	49,444

Источник: ФНС России, расчеты НГВ

Можно, конечно, пытаться улучшать систему понижающих коэффициентов. Но она и сейчас слишком громоздка и сложна. Пожалуй, более рациональным решением было бы перейти к иной модели налогообложения нефтедобычи — привязанной к финансовому результату реализации каждого конкретного проекта. ■

www.ngv.ru

АНАЛИТИКА

ОТ ГРОССМЕЙСТЕРОВ

ОТРАСЛИ



Оценки, прогнозы и рекомендации топ-менеджеров нефтегазовых компаний, независимых корреспондентов Вертикали и отраслевых экспертов



РОСНЕФТЬ: СТАБИЛЬНОСТЬ ВОПРЕКИ КРИЗИСУ



ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»

В апреле на российском корпоративном Олимпе произошла рокировка. «Газпром», многие годы неизменно занимавший первое место по размеру капитализации среди отечественных компаний, уступил его «Роснефти». Пока — на время, еще не вечер.

И причин тому много. В первую очередь, проблемы самой монополии, столкнувшейся с сокращением спроса на европейском рынке, а также с противодействием ее планам по строительству новых экспортных газопроводов со стороны ЕС. В свою очередь, «восхождению на трон» «Роснефти» благоприятствовала корректировка нефтяных цен, которые временно вернулись в диапазон выше \$40.

Но нельзя недооценивать и усилия самой «Роснефти». Несмотря на «путинский» стиль управления и многочисленные пророчества о том, что «государственному монстру» не справиться с валом обрушившихся на него проблем, компании удастся их решать.

Так, вопреки обвалу цен и западным санкциям она смогла снизить свое долговое бремя, которое казалось неподъемным. А рекордные инвестиции в эксплуатационное бурение позволили удерживать добычу на стабильном уровне. В дальнейшем за счет ввода в эксплуатацию новых участков и вовлечения в разработку нетрадиционных коллекторов возможно и ее наращивание. Основными точками роста компании, конечно же, станут ее восточносибирский и дальневосточный кластеры. Компания в прошлом году совершила мощный производственный рывок на сахалинском шельфе. А заключение альянса с индийцами по Ванкору позволяет и здесь надеяться на увеличение добычи.

Таким образом, у компании имеются неплохие предпосылки для того, чтобы не возвращать, даже временно, «Газпрому» отобранную пальму первенства.

Добыча жидких углеводородов предприятиями «Роснефти», тыс. т

Предприятие	2014 г.	2015 г.
РН-Юганскнефтегаз	64 483,85	62 407,4
Ванкорнефть	22 002,00	22 006,2
Оренбургнефть	17 377,03	15 833,0
Самотлорнефтегаз	16 027,90	15 581,9
Самаранефтегаз	11 175,44	11 779,1
РН-Уватнефтегаз	9 507,26	10 809,9
ВЧНГ	8 191,56	8 647,1
Удмуртнефть	6 422,10	6 431,7
РН-Няганьнефтегаз	6 230,72	6 046,1
РН-Пурнефтегаз	6 036,09	5 509,6
РН-Нижневартовск	5 520,59	5 131,5
РН-Северная нефть	2 832,55	2 865,5
ННП	2 360,69	2 303,9
РН-Шельф — Дальний Восток	278,88	1 925,7
Варьеганнефтегаз	1 685,83	1 662,5
Бугурусланнефть	1 617,70	1 626,8
СП Ваньеганнефть	1 362,78	1 218,6
РН-Сахалинморнефтегаз	1 268,50	1 176,3
Таас-Юрх Нфтегазодобыча	907,13	920,7
РН-Краснодарнефтегаз	868,27	868,6
РН-Ставропольнефтегаз	794,26	847,2
Роспан Интернешнл	793,66	837,9
Ермаковское	698,47	663,0
Северо-Варьеганское	434,10	426,0
Кальчинское	467,04	247,2
Грознефтегаз	447,14	369,8
Полярное Сияние	417,70	376,4
Корпорация Югранефть	282,65	233,3
Тюменнефтегаз	132,40	173,4
Роснефть-Дагнефть	137,32	147,5
Востсибнефтегаз	54,30	55,1
Роснефть-Маланинская группа	42,11	39,0
Дагнефтегаз	24,10	23,4
Юпитер-А	12,18	11,2
Сузун	0,84	3,0
Роснефть (Томская обл.)	-	1,0
Всего	189 202,02	190 900,03

Источник: ЦДУ ТЭК

Сырьевая база «Роснефти» дает возможность поддерживать добычу углеводородов на стабильно высоком уровне. По итогам 2015 года, объем извлекаемых запасов по категории ABC_1+C_2 составил 131 млрд барр н.э., превысив показатель предыдущего года на 1,5%. За год было выполнено 22,6 тыс. пог. км сейсмики 2D и 7,2 тыс. км² — 3D. Было испытано 50 поисково-разведочных скважин. При этом показатель успешности достиг 84%, что является самым высоким уровнем за последние пять лет.

Компания продолжает геолого-разведку на шельфе. В 2015 году было выполнено более 20 тыс.

пог. км сейсмики 2D в Восточной Арктике, а также свыше 1 тыс. км² исследований 3D в Печорском и Охотском морях.

В общей сложности за год было открыто семь месторождений и 117 новых залежей с суммарными запасами 232 млн тонн н.э. по категории C_1+C_2 . Прирост сырьевой базы за счет ГРП составил 276 млн тонн н.э., в том числе в Восточной Сибири — 48 млн тонн н.э.

Что касается добычи, то, по данным ЦДУ ТЭК, в 2015 году она осталась примерно на прошлогоднем уровне, снизившись менее чем на 1%, с 190,9 до 189,2 млн тонн (см. «Добыча жидких углеводородов...»). По расчетам ком-

пании, общее производство УВС (с учетом газа), наоборот, увеличилось на 1%, до 254,2 млн тонн н.э. (5,16 млн барр н.э./сут.).

Поддерживание добычи на стабильном уровне требует от компании все больше технологических усилий и финансовых затрат. Так, в 2015 году она увеличила проходку в эксплуатационном бурении

Продолжая интенсивно наращивать сырьевую базу, «Роснефть» в 2015 году смогла удержать на стабильном уровне свою добычу

на 36%, до 6,9 млн метров. Продолжается также развитие собственного сервиса. Количество действующих буровых установок выросло с 81 в 2013 году до 223 в 2015-м, а количество бригад достигло 208 единиц. Доля эксплуатационного бурения, осуществляемого собственными силами, превысила 50%.

Очередная смена руководства и рекордные объемы бурения должны способствовать стабилизации производства на месторождениях «Юганскнефтегаза»

Благодаря увеличению объемов бурения в эксплуатацию было введено 1839 новых скважин, на 15% больше, чем годом ранее. Из них 555 скважин — горизонтальные (на четверть больше, чем годом ранее). Внедряются также более эффективные типы заканчивания скважин. Так, доля горизонтальных скважин с ГРП достигла 45%. Операции по разрезке боковых стволов были проведены более чем на 1000 скважин, что на 44% выше уровня 2014 года. Это позволило дополнительно добыть более 2,6 млн тонн сырья.

«Юганскнефтегаз»

Какие же основные центры добычи позволяют «Роснефти» поддерживать стабильные уровни производства, а какие, наоборот, тянут ее показатели вниз? Главным активом, обеспечивающим

около трети добычи, остается «Юганскнефтегаз». Несмотря на высокую степень выработанности запасов, руководство компании по-прежнему возлагает на него большие надежды.

Получение лицензии на Эргинское месторождение помогло бы «Юганскнефтегазу» увеличить добычу. Но предстоит жесткая борьба за лицензию с «Газпром нефтью»

Напомним, после вхождения в состав «Роснефти» добыча в «Юганскнефтегазе» начала стремительно расти — с 54 млн тонн в 2005 году до 66,96 млн тонн в 2012-м, то есть примерно на четверть. Руководство компании планировало, что данная тенденция продолжится и в течение примерно четырех лет предприятие

«Самотлорнефтегаз» делает ставку на новые технологии, ввод новых участков и освоение нетрадиционных залежей

увеличит свои показатели еще на 7 млн тонн в год. Однако начиная с 2013 года падение возобновилось, и в прошлом году «Юганскнефтегаз» добыл на 2 млн тонн меньше сырья, чем годом ранее.

«Уватнефтегаз» продемонстрировал рекордный рост добычи, компенсировав ее падение в «Юганскнефтегазе» и «Самотлорнефтегазе»

«Роснефть» предпринимает усилия для того, чтобы остановить этот процесс. По сложившейся традиции И.Сечин в августе прошлого года сменил менеджмент «отстающего» предприятия. Гендиректор Радмир Файзуллин, проработавший на своем посту всего чуть больше года, был отправлен на пенсию. По данным местных источников, причиной отставки стали не только производственные провалы, но и авария на нефтесборном трубопроводе Усть-Балыкского ме-

сторождения летом прошлого года. В результате, по оценке Росприроднадзора, объем разлива составил до 100 тонн, площадь загрязнения — 23,7 га, а сумма ущерба — 270 млн рублей. Ликвидация последствий этого ЧП продолжалась до осени.

Новым главой «Юганскнефтегаза» был назначен Хасан Татриев, ранее являвшийся гендиректором «Самотлорнефтегаза». Согласно официальному заявлению, перед новым топ-менеджментом была поставлена задача «повышения эффективности, увеличения добычи и снижения затрат».

Одновременно были увеличены капиталовложения в «Юганскнефтегаз» — на 27,6%, до 111 млрд рублей. Основная доля данных средств пошла на расширение масштабов эксплуатационного бурения (на 59% по сравнению с предыдущим годом). В общей сложности за год было пробурено 1026 скважин, то есть около 55% от общего количества по компании. Благодаря этому к концу года ситуация начала меняться: в четвертом квартале добыча увеличилась на 1,2% по сравнению с третьим кварталом. Руководство компании рассчитывает, что и по итогам нынешнего года производственные показатели предприятия улучшатся и оно станет одним из драйверов поддержания добычи в рамках всего холдинга.

Основные надежды возлагаются на Приобское месторождение, где в период 2016–2017 годов предполагается пробурить 137 эксплуатационных скважин. На эти цели планируется израсходовать 4,5 млрд рублей.

Значительно увеличить добычу «Юганскнефтегаза» возможно было бы за счет разработки Эргинского месторождения, которое с геологической точки зрения является частью Приобского. Сейчас это один из крупнейших объектов, остающихся в нераспределенном фонде недр. Его запасы по категории C_1+C_2 оцениваются в 103 млн тонн. В самое ближайшее время Минприроды планирует выставить Приобское на конкурс. О большом интересе к данному активу заявили уже многие компании, в первую очередь,

«Газпром нефть», которая ведет освоение Южно-Приобского месторождения.

А.Миллер даже попросил у В.Путина составить конкурсную документацию на разработку Эргинского таким образом, чтобы лицензию получила именно «Газпром нефть». Среди других претендентов — НОВАТЭК и, возможно, «Сургутнефтегаз». Но и «Роснефть» собирается побороться за данный актив, который способен на многие годы вперед решить проблему падения добычи главной «дочки» холдинга.

Одним словом, схватка за Эргинское ожидается жаркой. Стартовый платеж в ходе торгов должен составить 6,5 млрд рублей, а общую стоимость месторождения эксперты оценивают в диапазоне от \$500 млн до \$1,1 млрд.

«Самотлорнефтегаз»

Вторая крупнейшая западносибирская «дочка» «Роснефти» — «Самотлорнефтегаз» — в прошлом году также продемонстрировала падение добычи (примерно на 450 тыс. тонн). Ранее представители компании обещали стабилизировать добычу, однако сделать этого пока не удалось. Но уже хорошо и то, что динамика сокращения добычи несколько замедлилась (в 2014 году она сократилась более чем на 500 тыс. тонн).

Чтобы остановить падение, «Самотлорнефтегаз», так же как и «Юганскнефтегаз», наращивает объемы эксплуатационного бурения. В 2015 году введена 151 новая скважина (на 52% больше, чем годом ранее), осуществлено 360 операций по разрезке боковых стволов (+28%). «Интенсивное бурение — наша основная стратегия. И она неразрывно связана с внедрением инновационных методов добычи. Уплотняющая сетка разработки месторождения требует поиска новых технологических решений в бурении и освоении скважин», — отмечает гендиректор «Самотлорнефтегаза» Валентин Мамаев, сменивший Хасана Татриева.

Среди стабилизационных технологий В.Мамаев выделяет методы ограничения водопритока, химической обработки призабой-

ДВИЖЕНИЕ НА ВОСТОК

Неплохо идут дела у компании в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В частности, оправдывает возлагавшиеся на него надежды Ванкорский проект. В прошлом году добыча на Ванкоре уверенно удержалась на полке в 22 млн тонн. Однако дальнейшие перспективы проекта связаны с интенсивным освоением сателлитов — Сузунского, Тагульского и Лодочного. Их запасы оцениваются в 395 млн тонн, что сопоставимо с 500 млн тонн самого Ванкора. Но чтобы их добыть, нужны значительные инвестиции.

Как известно, «Роснефть» уже давно подыскивала себе иностранного партнера для освоения Ванкора. В качестве наиболее вероятного кандидата рассматривались китайские компании, однако поскольку Пекин думал слишком долго, предпочтение было отдано инвесторам из Индии. В марте было заключено соглашение о приобретении 23,9% «Ванкор-нефти» корпорациями Oil India, Indian Oil и Bharat Petroresources. Также был подписан меморандум о возможности продажи ONGC Videsh Limited еще 26% акций. Таким образом, доля индийских инвесторов может достигнуть 49,9%.

Примечательно, что соглашение заключено именно по кластеру и предусматривает партнерство в сфере разработки Сузуна, Тагула и Лодочного. В итоге, считает «Роснефть», на базе Ванкора может быть создан международный энергетический хаб.

Фактически сразу же после заключения альянса с индийцами «Роснефть» объявила об активизации работ на Ванкорском кластере. Так, 11 апреля был сварен так называемый золотой стык трубопровода Сузун–Ванкор протяженностью 55 км. На Сузунском месторождении в прошлом году началось строительство установки подготовки нефти мощностью 5,2 млн тонн в год и внутрпромысловых трубопроводов, а также эксплуатационное бурение на пяти кустовых площадках. Ранее планировалось, что Сузун будет пущен в эксплуатацию в 2017 году, одновременно с упомянутым трубопроводом. Но теперь компания обещает начать его эксплуатацию уже в нынешнем году.

В тот же день, 11 апреля, стартовал еще один проект в рамках Ванкорского кластера — началось эксплуатационное бурение на Тагульском месторождении. До конца года на кустовой площадке №5 планируется пробурить четыре добывающих и одну нагнетательную скважину. Бурение ведется горизонтальным и наклонно-направленным способами в пласт яковлевской свиты. Одновременно на месторождении идет монтаж второй буровой установки на кустовой площадке №14.

В 2016 году здесь планируется закончить бурением еще четыре скважины. В целом же на Тагульском предусмотрено строительство 39 кустовых площадок и 506 скважин (267 добывающих и 239 нагнетательных). Таким образом, можно говорить о том, что «Роснефть», почувствовав уверенность в своих силах благодаря появлению новых инвесторов, заметно интенсифицировала развитие Ванкора.

Но главным успехом компании последнего времени стало резкое увеличение добычи на сахалинском шельфе. Напомним, в 2014 году началась разработка северной оконечности месторождения Чайво, и в прошлом году объемы извлечения сырья здесь приблизились к 2 млн тонн. Добыча велась из трех скважин с большим отходом от вертикали и длиной порядка 10 км. В январе нынешнего года введена в эксплуатацию четвертая скважина, а в феврале начато строительство пятой. Судя по всему, результаты работ на Северном Чайво даже превзошли ожидания самой «Роснефти». Ранее сообщалось, что пик добычи будет достигнут только к 2017 году и составит 1,6 млн тонн в год, но ныне он уже превышен. В общей сложности в рамках проекта планируется добыть не менее 14 млн тонн нефти.

Помимо Восточной Сибири и Дальнего Востока, у «Роснефти» имеются и другие резервы наращивания добычи. Так, в прошлом году было введено в эксплуатацию Лабаганское месторождения в НАО. Его запасы превышают 50 млн тонн, а добыча на пике, с 2019 года, должна составить 1,4 млн тонн в год. Это эквивалентно примерно половине нынешнего объема производства компании «РН-Северная нефть», оператора проекта.

Кроме того, на 2016–2017 годы намечен ввод еще ряда месторождений в Тимано-Печоре, крупнейшее среди которых — Наульское (запасы по категории C_1+C_2 — свыше 50 млн тонн). Его пуск ожидается в третьем квартале нынешнего года, добыча на нем в 2017 году должна выйти на полку в 400 тыс. тонн в год.

ной зоны, бурения многозабойных скважин, резки боковых стволов, многостадийного гидравлического разрыва пласта. В частности, в конце прошлого года на Самотлоре впервые в России была проведена уникальная операция 20-стадийного гидроразрыва пласта (ранее рекорд составлял 16 стадий). Подобные операции дают доступ к запасам нефти, залегающим в краевых зонах месторождения. Раньше их разработку не осуществляли, поскольку бурение скважин на таких небольших участках представлялось нерентабельным.

В начале текущего года проведены испытания первой многоза-

бойной скважины. Они показали, что технология позволяет не только повысить нефтеотдачу пласта и интенсифицировать приток, но и вовлечь в разработку удаленные продуктивные коллекторы. Она эффективна на труднодоступных и низкорентабельных площадях, где невозможно применение МГРП.

Кроме того, расширяется сырьевая база предприятия. В частности, в 2012 году был приобретен Южно-Мыхпайский ЛУ с запасами 5 млн тонн по категории ABC_1+C_2 . В 2014 году на нем было пробурено пять горизонтальных скважин с суммарным дебитом 600 тонн в сутки, а в прошлом году он был введен в промышлен-

ную эксплуатацию. Его разработку планируется вести с использованием технологии многостадийного гидроразрыва пласта.

Заключение сделки с индийскими инвесторами привело к активизации освоения Ванкорского кластера. На очереди — Сузунское и Тагульское месторождения

Одновременно в 2015 году проводились переиспытания ранее пробуренных скважин на юрские и нижнемеловые залежи. По их результатам сейчас осуществляется бурение на девяти перспективных участках.

Основными объектами ГРП в ближайшее годы станут пласты покурской и ачимовской свиты, а также юрские отложения. Также проводится оценка нефтеносности палеозойских отложений. Это

Результаты освоения северной оконечности месторождения Чайво на шельфе Сахалина превзошли ожидания «Роснефти» — добыча приблизилась к 2 млн тонн

позволяет рассчитывать на то, что «Самотлорнефтегаз» сможет еще долгое время не только поддерживать добычу на стабильном уровне, но даже ее увеличить.

«Уватнефтегаз»

Впрочем, Западная Сибирь уже и сегодня является для «Роснефти» не только местом потерь, но и регионом наращивания добычи.

«Роснефть» планирует увеличить инвестиции в 2016 году на 50%, долги уже сокращены почти наполовину. За счет китайского аванса или собственных производственных успехов?

Так, в 2015 году одним из рекорсменов по увеличению производства среди предприятий компании стал «РН-Уватнефтегаз». Он осваивает 17 ЛУ, расположенных на территории Тюменской, Омской областей и ХМАО. С 2004 года добыча в рамках данного про-

него года — Западно-Эпасское. Извлекаемые запасы этих месторождений по категории $C_1 + C_2$ достигают 42 млн тонн жидких УВ и 1,2 млрд m^3 газа.

Так же как и другие западносибирские «дочки», «Уватнефтегаз» делает упор на наращивание эксплуатационного бурения. В 2015 году в этой сфере было побито несколько рекордов. Так, на Усть-Тегусском месторождении средняя механическая скорость при бурении под эксплуатационную колонну составила 113 м/час. А коммерческая скорость при бурении наклонно-направленной скважины достигла 11,746 тыс. м/ст. мес. Наконец, уже в нынешнем году на месторождении им. Малыка установлен рекорд суточной проходки бурения — 2,156 тыс. м/сут. (на 187 метров выше предыдущего рекорда). Все эти рекорды были достигнуты за счет применения новых подходов к бурению и внедрения высокоэффективного бурового оборудования.

Кроме того, в нынешнем году «Уватнефтегаз» приступил к сейсморазведке 2D на лицензионных участках Юганский-11 и Юганский-12, которые он в 2014 году выиграл на аукционе. Их ресурсы оцениваются в 10,6 млн тонн. Планируется, что по результатам сейсмики будут определены перспективные объекты для проведения поискового бурения. Таким образом, имеется неплохой задел для дальнейшего наращивания добычи на Увате.

Такая корова нужна самому?

Конечно, для реализации всех этих планов требуются существенные инвестиции. Есть ли они у «Роснефти»? Как заявил И.Сечин в ходе недавней встречи с В.Путиным, в 2015 году объем капиталовложений составил 660 млрд рублей, а в нынешнем году он вырастет более чем на 50%, примерно до 1 трлн рублей.

У компании имеется неплохая финансовая основа для того, чтобы выполнить это обещание. В прошлом году, несмотря на снижение цен на нефть в рублевом выражении на 16%, размер EBITDA увеличился на 17,8%, до 1,245

млрд рублей. Чистая выручка хоть и сократилась, но не пропорционально ценам — всего на 6%.

А самое главное достижение «Роснефти» заключается в том, что ей удалось значительно снизить размер долга — на 47%, до \$23,2 млрд. Ранее именно огромная долговая нагрузка, образовавшаяся вследствие покупки активов ЮКОСа и возросшая после приобретения ТНК-ВР, считалась главной угрозой для компании и тянула вниз котировки ее акций. Теперь же погашение кредитов стало фактором роста стоимости и улучшения имиджа «Роснефти». И если по размеру капитализации она обошла «Газпром», то по степени инвестиционной привлекательности потеснила другого лидера отечественного нефтегазового сектора — ЛУКОЙЛ.

Успехи «Роснефти» оценили крупнейшие зарубежные финансовые институты. Так, эксперты Morgan Stanley отметили, что госкомпания эффективнее отреагировала на ухудшение внешнеэкономической среды, чем ЛУКОЙЛ. В частности, она более быстрыми темпами сократила свои эксплуатационные затраты. Дополнительный финансовый эффект должно дать своевременное завершение программы модернизации НПЗ, а в долгосрочной перспективе — ввод новых месторождений, сырье которых облагается НДС по пониженной ставке. В результате доходность свободного денежного потока у «Роснефти» ожидается на более высоком уровне, чем у ЛУКОЙЛа.

Raiffeisenbank повысил свои рекомендации по отношению к акциям «Роснефти» — с «держать» до «покупать». Как подчеркивают эксперты банка, благодаря своим успехам компания может выплатить по итогам 2015 года достаточно высокие дивиденды.

В свою очередь, представители Goldman Sachs отмечают, что несмотря на закрытие международных рынков капитала для российских нефтяных компаний, «Роснефть» удивила своей способностью контролировать капиталовложения и операционные затраты и генерировать свободный денежный поток.

Иностранные инвесторы советуют покупать акции «Роснефти», однако продать госпакет теперь будет сложнее. Но надо ли с этим торопиться?

екта возросла почти в 10 раз — с 1,2 млн до без малого 11 млн тонн в год. В прошлом году в рамках создания Восточного центра освоения на юге Тюменской области было введено в эксплуатацию три новых месторождения — Протозановское, Южно-Гавриковское и им. Малыка, а в начале нынеш-

Наконец, аналитики Credit Suisse в своем мартовском отчете также поставили «Роснефть» на первое место среди российских ВИНК, сместив ЛУКОЙЛ на вторую позицию. Они объяснили это наличием у госкомпании высококлассного портфеля добывающих активов и ее уверенным стремлением к снижению расходов.

Впрочем, ряд аналитиков полагает, что секрет успеха «Роснефти» заключается не столько в ее производственных достижениях, сколько в получении авансовых платежей от китайской CNPC. По данным Sberbank CIB, сумма данного аванса достигла примерно \$35 млрд. Тем самым российская компания полностью выбрала 30%-ную квоту по предоплате в рамках контракта, заключенного в 2013 году. Напомним, он предусматривает поставки в КНР 325 млн тонн нефти на протяжении 25 лет. И теперь, чтобы погасить эту авансовую задолженность, «Роснефти» придется, с учетом нынешних нефтяных котировок, поставить наше-

му восточному соседу примерно половину данного объема.

Иными словами, радоваться рано. Не исключено, что госкомпания сегодня проедает еще не добытую нефть. Насколько разумна такая стратегия? Если данные инвестиции действительно позволят укрепить ресурсную и добычную базу и создать задел на десятилетия вперед, то они вполне оправданы. Лучше уж сразу с колес вложить китайские деньги в производство, чем консервировать их на счетах в расчете на черный день.

Вместе с тем встает вопрос, как рост капитализации компании повлияет на планы правительства по ее частичной приватизации. И.Сечин неоднократно заявлял о том, что акции «Роснефти» должны реализовываться по «справедливой» цене, равной курсу продаж пакета в 2013 году корпорации ВР, то есть \$8,12 за акцию. Хотя котировки за первые месяцы нынешнего года существенно возросли (с \$3 в начале января до почти \$5 к середине апреля), до заветного рубежа еще далеко.

Безусловно, Игорь Иванович прав — продавать пакет крупнейшей нефтяной корпорации страны за бесценок было бы просто преступно. Но, с другой стороны, растущая стоимость такого пакета затрудняет и поиск потенциального стратегического инвестора. Ведь несмотря на повышение привлекательности компании, связанные с ней политические риски остаются. Одно дело прикупить немного акций на бирже, а другое дело становится стратегическим инвестором.

А может быть, демонстрируемые компанией успехи и вовсе станут импульсом к тому, чтобы отложить ее разгосударствление на неопределенный срок? Как говорится, «такая корова нужна самому». Если действительно имеются реальные предпосылки к наращиванию добычи сырья и дальнейшему росту прибыли и капитализации (обусловленному именно производственными факторами, а не только китайскими деньгами), то, наверное, имеет смысл подождать. Правда, к нашим чиновникам это не относится... 

Уважаемый Владимир Леонидович!

От коллектива АО «ГМС Нефтемаш» и от меня лично примите искренние поздравления с юбилеем!

Вся Ваша жизнь неразрывно связана с освоением недр, и все те, кто имеет возможность общаться с Вами, прекрасно знают, что добыча нефти и газа была и остается Вашим главным призванием и основной профессией! Благодаря своим высочайшим профессиональным качествам Вы играете неоценимую роль в формировании и становлении топливно-энергетического комплекса России.

На протяжении долгих лет Вы трудитесь на благо «Сургутнефтегаза». В свое время, возглавив его, вы подняли планку компании на уровень передовых мировых предприятий вследствие принятия грамотных, передовых технических и экономических решений. Наши предприятия связывают долгие годы совместной работы, и мы гордимся этим сотрудничеством и надеемся на его дальнейшее взаимовыгодное продолжение!

За Вашими плечами много трудных дорог и значительных дел, но немало еще впереди, где ждут новые горизонты и вершины. Пусть эти горизонты будут светлыми, а вершины легкими!

От всей души желаем Вам крепкого сибирского здоровья, бодрости, силы духа и удачи во всех делах! Пусть Ваша жизнь будет наполнена самыми яркими событиями, а также пониманием и поддержкой единомышленников, любовью родных и близких! Неиссякаемого оптимизма, смелых идей и реальных достижений!



Управляющий директор
АО «ГМС Нефтемаш»
Бахтий Сергей Николаевич



СЕВМОРПУТЬ: ТРАНСНЕФТЬ VS ЯНАО

ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»

Несмотря на экономический кризис, российские власти продолжают говорить о необходимости развития арктических регионов, в том числе Севморпути. Но что по нему возить? Падение промышленного производства на фоне обострения отношений с Западом отнюдь не способствует превращению этой северной артерии в оживленную зону транзита. Поэтому основная надежда на углеводороды. Однако заморозка проектов по добыче нефти и газа на арктическом шельфе ставит под вопрос и эту категорию грузов.

Тем не менее, администрация ЯНАО в поисках хоть какого-то развития предложила проект строительства на побережье Обской губы крупного нефтяного терминала. Сколь жизнеспособен подобный проект? Ответить на этот вопрос пытались члены экспертного совета «Транснефти».

С точки зрения самой монополии, затея изначально обречена на провал: ее ждет огромная стоимость, как и отсутствие достаточной сырьевой базы. С точки зрения государства, не все так однозначно. Ныне убыточный проект мог бы стать эффективным импульсом к развитию СМП, потянув за собой и другие грузопотоки.

Идея соблазнительная, но рискованная. Если СМП не могут оживить на протяжении уже полутора десятилетий, то почему это должно получиться у отдельного нефтетранспортного проекта? И стоит ли рисковать стабильностью сложившейся системы нефтяного экспорта и доходами транспортной монополии ради достижения пока призрачной цели?

Как отмечает вице-президент «Транснефти» Сергей Андронов, компания обладает достаточными инфраструктурными возможностями для того, чтобы противостоять любым

Профицит транспортных мощностей позволяет «Транснефти» сохранить объемы экспорта даже в случае гипотетического перекрытия Босфора

ограничениям в сфере транспортировки нефти и нефтепродуктов,

Падение спроса и обострение конкуренции в Европе заставляют Россию переориентировать нефтяной экспорт на АТР. Поможет ли в этом СМП?

в частности, на южном направлении. Так, на сегодняшний момент профицит мощностей составляет порядка 54–55 млн тонн в год. И это с учетом того, что в 2015 году поставки нефти в дальнее зарубежье увеличились на 15 млн тонн за счет уменьшения объемов

переработки на территории РФ (см. «Динамика поставок нефти»).

Даже если гипотетически допустить, что Босфор и Дарданеллы окажутся закрыты для российской нефти, то объемы, отгружаемые через порт Новороссийск (в 2015 году около 30 млн тонн), можно достаточно легко перераспределить на другие направления. В частности, большим профицитом (27,7 млн тонн) обладает нефтепровод «Дружба», на 4–5 млн тонн в год можно увеличить перевалку сырья в портах Усть-Луга и Приморск (см. «Экспортные мощности и объемы поставок...»).

Кроме того, сейчас «Транснефть» реализует ряд проектов, направленных на географическую диверсификацию поставок. Это, прежде всего, сооружение участков ВСТО-1 и ВСТО-2, которые позволят к 2020 году транспортировать порядка 80 млн тонн (см. «Проектируемые мощности...»). Из них 30 млн тонн будет перекачиваться по маршруту Сковородино–Мохэ в направлении Китая, и остальные 50 млн тонн направят в порт Козьмино. При этом объемы отгрузки через данный порт могут быть увеличены за счет про-

ведения дноуглубительных работ и использования танкеров дедвейтом 140 тыс. тонн.

Также ведется сооружение трубопроводов Заполярье–Гурпе и Куymbа–Тайшет. Причем первая из этих магистралей уникальна тем, что по ней можно будет транспортироваться нефть как в западном, так и в восточном направлении.

Таким образом, профицит транспортных мощностей будет только возрастать. Особенно если учесть, что в 2016 году не исключено некоторое сокращение объемов транспортировки сырья с использованием инфраструктуры «Транснефти» (см. «Объемы поставок нефти»). Правда, данные планы базируются на заявках самих компаний и в течение года могут быть пересмотрены в сторону увеличения. Как полагает С. Андронов, скорее всего в 2016 году масштабы транспортировки все же сохранятся на уровне прошлого года.

Что касается поставок нефтепродуктов, то сейчас реализуется два крупных проекта, «Север» и «Юг», предусматривающих перекачку 25 млн и 6 млн тонн дизтоплива в год, соответственно.

СМП КАК ОТВЕТ НА ВЫЗОВЫ

Но достаточно ли усилий «Транснефти» для того, чтобы гарантировать максимальную эффективность российского нефтяного экспорта? Или же нужны новые транспортные мегапроекты, способные значительно повысить гибкость поставок УВС? Здесь мнения экспертов кардинально расходятся.

Как отмечает советник губернатора ЯНАО Виталий Караганов, сегодня на глобальном нефтяном рынке появилось много новых рисков. Во-первых, предложение значительно превышает спрос, особенно в Европе. А обещания Ирана увеличить свою добычу до 4,7 млн барр/сут. лишь усугубляют эту ситуацию. В свою очередь, США уже отправили в Европу первые танкеры со сланцевой нефтью. А Саудовская Аравия продает нефть в Старом Свете со значительным дисконтом, достигающим несколько долларов за баррель.

Во-вторых, потребление нефти в Европе сокращается — примерно на 100 млн тонн в год за последние 10 лет. Поэтому, по мнению В.Караганова, надо искать альтернативные рынки сбыта сырья. Сегодня Россия поставляет в западном направлении около 80% своего «черного золота». А на азиатские рынки, которые демонстрируют достаточно приличный ежегодный прирост потребления, приходится всего 20% российского экспорта.

Чтобы обеспечить более полномасштабный выход в АТР, нужны новые маршруты транспортировки УВС, в том числе с использованием Севморпути. В противном случае с нефтью может повториться та же история, что и с газом: из-за падения спроса в Европе «Газпром» ныне вынужден сдерживать объемы своей добычи.

Сегодня целый ряд компаний уже осуществляет транспортировку своего сырья по СМП. Так, ЛУКОЙЛ без малого восемь лет эксплуатирует отгрузочный терминал Варандей. «Газпром нефть» создала логистическую систему для поставок на европейские рынки сырья с Приразломного. Кроме того, компания с 2014 года осуществляет отгрузку нефти Новопортовского месторождения на побережье Обской губы, а в ближайшее время там планируется ввести в строй терминал мощностью 8,5 млн тонн в год.

Наконец, самый крупный проект НОВАТЭКа, предполагающий использование СМП, «Ямал-СПГ». В перспективе планируется транспортировка до 16,5 млн тонн сжиженного газа в год. А в случае осуществления проекта «Арктик СПГ 2» эти объемы могут удвоиться.

Но достаточно ли данных проектов для обеспечения нужд отечественных ВИНК, работающих в «высоких широтах», и диверсификации направлений поставок сырья? По мнению руководства ЯНАО, нет. Власти региона предлагают создать на побережье Северного Ледовитого океана новый транспортный узел. Его намечается разместить на правом берегу Обской губы напротив порта Сабетта, в районе Тадебя-Яха.

Как подчеркивает В.Караганов, строительство данного объекта обойдется гораздо дешевле, чем сооружение транспортной инфраструктуры «Ямал-СПГ». Если в Сабетте идет создание капитального порта с причальными стенками, то на другом берегу Обской губы будет достаточно соорудить выносной терминал. Кроме того, акционеры «Ямал-СПГ» вынуждены вкладывать большие деньги в проведение дноуглубительных работ, чтобы обеспечить заход танкеров большого дедвейта. А в районе нового нефтяного терминала уже имеется фарватер для проводки таких судов.

Как подчеркивает представитель ЯНАО, подобный проект будет иметь не только экономическое, но и стратегическое значение. Сегодня много говорится, в том числе на уровне президента, о необходимости освоения Севморпути. И чтобы, с одной стороны, эффективно использовать данный маршрут, а с другой — закрепить российский суверенитет в арктических акваториях, как раз и нужны конкретные проекты.

Что ж, идея весьма красивая и масштабная. Но насколько она уживается с прозаическими экономическими реалиями? У представителей «Транснефти» по этому поводу возникают серьезные сомнения.

Все это говорит о том, что «Транснефть» старается гибко реагировать на ситуацию, максимально диверсифицировать направления поставок и предлагать нефтяным компаниям наиболее оптимальные маршруты транспортировки энергоресурсов на различные рынки — как в западном, так и восточном направлении.

Нет ни денег, ни сырья

Как отмечает начальник управления стратегического развития «Транснефти» Расим Мингазетдинов, компания внимательно рассмотрела предложение о создании арктического маршрута экспорта нефти в страны АТР. И

ДИНАМИКА ПОСТАВОК НЕФТИ



Источник: «Транснефть»

выводы оказались явно не в пользу этой идеи. Для ее реализации потребуется запустить в реверс-

ном режиме существующую трубопроводную систему западносибирского региона и сооружаемые

Таким образом, как резюмирует старший аналитик компании «Уралсиб Кэпитал» Денис Ворчик, все сводится к дилемме: яйцо или курица? Что надо создавать в первую очередь — отдельный нефтяной порт или мощную логистическую инфраструктуру, ориентированную на различные категории грузов. По мнению эксперта, именно развитие экспортного кластера может вытянуть за собой транзит. То есть благодаря началу поставок УВС маршрут станет более популярным, разовьются его инфраструктура, навигационное обслуживание, а это уже привлечет другие судоходные компании. В результате СМП сможет конкурировать с Суэцким каналом.

Поэтому, возможно, стоит посмотреть на проблему с точки зрения не только «Транснефти» (которая, безусловно, права исходя из собственных интересов и функций), но и государства в целом. Как иронично напоминает директор Центра исследований в области энергетики бизнес-школы «Сколково» Алексей Хмельницкий, в свое время «Транснефть» выступала против строительства ВСТО. Ее представители заявляли, что проект окажется экономически невыгодным и для него нет ресурсной базы. Поэтому решение о начале работ принималось не в самой монополии, а на более высоком уровне. И постепенно все проблемы были решены: разработана адекватная система тарифов, найдены способы загрузки трубы и т.д. И сегодня ВСТО — предмет гордости «Транснефти». Не получится ли то же самое и с СМП?

Одним словом, проблема требует более тщательной проработки. Создание нового нефтяного порта могло бы стать первым шагом на пути решения важнейшей геополитической задачи — превращения СМП в крупный транзитный коридор. Вместе с тем председатель экспертного совета «Транснефти» Дмитрий Орлов справедливо отмечает, что геополитика в сфере экономики должна быть расчетливой. Если проект не позволяет получать прибыль, то он рискует превратиться в памятник нашей бесхозяйственности на диком океанском берегу. Поэтому, прежде чем принимать окончательное решение относительно транспортировки значительных объемов нефти и нефтепродуктов по Северному морскому пути, необходимы тщательные расчеты, серьезный экспертный анализ, учет всех рисков. Они должны именно предшествовать, а не дополнять уже принятое решение.

Проектируемая мощность реализуемых проектов

Проект	Мощность, млн т	Год пуска
ВСТО-1	80	2020
ВСТО-2	50	2019
Заполярье–Пурпе	32 (до 45)	2016
Куюмба–Тайшет	11 (до 15)	2016

Источник: «Транснефть»

магистральные трубопроводы. В дополнение к ним необходимо построить магистраль Заполярье —

Строительство нефтяного терминала на правом берегу Обской губы могло бы стать более эффективным и дешевым проектом, чем создание порта Сабетта

Обская губа протяженностью более 400 км и морской нефтеналивной терминал с комплексом коммуникаций, обеспечивающим

Отправка по Севморпути 40 млн тонн нефти в год потребует снять аналогичные объемы с европейского направления. Стоит ли добровольно терять рынок?

его круглосуточное функционирование (см. «Проект транспортировки нефти...»). По оценке

Экспортные мощности и показатели поставок российской нефти*

Объект трубопроводного транспорта	Мощность, млн т/г	Факт '2015, млн т/г
Порт Приморск	50	45,1
Порт Усть-Луга	30	26,8
Нефтепровод «Дружба»	80	52,3
Порт Новороссийск	40	30,0
Нефтепровод ТОН-2	10	7,0
Сковородино — граница с КНР	20	16,0
Порт Козьмино	31	30,4
Итого	261	207,6
* с учетом транзита нефти иностранных государств		
Источник: «Транснефть»		

«Транснефти», капитальные затраты на реализацию проекта составят не менее 344 млрд рублей.

Но главное возражение касается даже не финансовых аспектов, а сырьевой базы проекта. Его авторы предлагают отгружать из Тадебья-Яха около 40 млн тонн жидких углеводородов в год. Но для этого явно не хватит объемов газоконденсата, добываемых ныне в ЯНАО. Поэтому придется сократить поставки нефти в других направлениях примерно на 35 млн тонн в год. Но за счет чего возможно подобное сокращение?

Как уже отмечалось, строящийся трубопровод Заполярье–Пурпе может работать как на западное, так и на восточное направление, обеспечивая поставки сырья и в

Европу, и в АТР. Но его основное предназначение — заполнение ВСТО. Напомним, пропускная способность данной магистрали должна достичь 80 млн тонн в год, однако ресурсная база Восточной Сибири не сможет обеспечить более 40 млн тонн в год.

Поэтому весь объем сырья, которое планируется транспортировать по нефтепроводу Заполярье–Пурпе, будет уходить именно в ВСТО. Если же пустить этот трубопровод в реверсном режиме, в сторону арктического побережья, то придется искать другие источники наполнения ВСТО. Это возможно лишь за счет переориентации на восток тех объемов, которые ныне идут в Западную Европу. Иными словами, Россия фактически добровольно сократит

свое присутствие на европейском рынке, а взамен рискует получить профицит сырья в регионе АТР. Сможет ли она пристроить одновременно 120 млн тонн (80 млн идущих по ВСТО и 40 млн тонн — по СМП)? Очень сомнительно...

Кроме того, сооружение нового терминала совершенно изменит всю схему транспортировки сырья, что грозит нарушить нормальную работу отечественных НПЗ. Как напоминает директор департамента планирования и учета грузопотоков «Транснефти» Игорь Кацал, на внутреннем рынке существует

более 20 сформировавшихся сортов нефти, а экспорт представлен шестью потоками. И любое перенаправление или отключение от единой системы больших объемов (а в случае с СМП речь идет о 40 млн тонн в год) повлечет за собой изменение качественного состава этих самых сортов. Стало быть, прежде чем строить новый терминал, надо серьезно проанализировать готовность к этому отечественной нефтеперерабатывающей промышленности и наших зарубежных партнеров, покупающих сырье определенного качества.

В частности, качество сорта ВСТО на протяжении уже почти шести лет остается неизменно

Создание нового маршрута «перетасует» все нефтяные сорта, что негативно отразится как на экспорте, так и на российской нефтепереработке

стабильным, благодаря чему марка заслужила признание в регионе АТР. Этого удалось добиться за счет того, что основной поток

СЕВЕРО-ЛАБАТЬЮГАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» ОСНАЩЕНО КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИЕЙ НИЗКИХ СТУПЕНЕЙ СЕПАРАЦИИ

Дожимная насосная станция №3 (ДНС-3) Северо-Лабатьюганского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз» оснащена компрессорной станцией низких ступеней сепарации (СКНС). Проектировщик объекта — СургутНИПИнефть, строительство провело Управление по внутрипромысловому сбору и использованию нефтяного газа.

Основу СКНС составляют две компрессорные установки (КУ) низкого давления. КУ Enerproject EGSI-S-400/500WA производительностью по 3500 м³/ч предназначены для компримирования попутного нефтяного газа, поступающего со второй ступени сепарации и буферных сепараторов, и последующей закачки ПНГ под давлением 0,7 МПа в газопровод внешнего транспорта.

Компрессорные установки имеют блочно-модульное исполнение, располагаются в отдельных укрытиях, оснащены САУ и системами жизнеобеспечения и безопасности. Согласно проектным параметрам, КУ способны функционировать в экстремальных климатических условиях (минимальная температура воздуха — минус 55°C, средняя температура наиболее холодной пятидневки — минус 43°C). Режим работы КУ в составе объекта нефтегазодобывающего комплекса — непрерывный, с плановыми остановками на техническое обслуживание.

Очистку газа на входе в каждый компрессор осуществляет высокоэффективный сепаратор (двухступенчатый фильтр-скруббер) с автоматической дренажной системой и насосом для откачки конденсата. С учетом отрицательного входного давления ПНГ (минус 0,02 МПа), КУ снабжены датчиками кислорода для контроля его содержания в сжимаемом газе.

На эксплуатационную площадку агрегаты поставлялись с высокой степенью заводской готовности и максимальной интеграцией всех узлов и элементов на единой раме, что позволило значительно сократить срок проведения строительно-монтажных и наладочных работ.

Предпусковой этап завершился индивидуальными 24-часовыми испытаниями и функциональной проверкой КУ в ходе 72-часового комплексного опробования СКНС. Во время тестирования компрессорные установки отработали в штатном режиме, без нареканий.

Все работы по подготовке и вводу оборудования в эксплуатацию выполнила компания ЭНЕРГАЗ.



Объем поставок нефти, млн т

Направление поставок	2015 г.	2016 г. (план)
Всего	481,4	476,3
в т.ч. российская нефть	462,0	456,2
нефть других государств	19,4	20,1
нефть Казахстана	17,4	17,9
нефть Азербайджана	1,3	1,4
нефть Туркмении	0,7	0,8
Поставлено на НПЗ РФ	250,2	256,1
Поставлено на экспорт в дальнее зарубежье	207,6	194,2
Поставлено на экспорт в ближнее зарубежье	22,0	24,1

Источник: «Транснефть»

в восточном направлении формируется из малосернистой нефти. А если туда придется добавлять объемы менее качественного сырья, переориентированные с европейского направления, это просто убьет сорт ВСТО.

Терминалы на арктическом побережье нужны не для отгрузки нефти, а для приемки в трубопроводную систему сырья, добытого на шельфе

Наконец, арктический проект может негативно сказаться на коммерческих показателях «Транснефти». Фактически загрузка ее

Экспортный кластер в Обской губе мог бы стать первым звеном обновленного СМП. Но удастся ли найти другие грузы, кроме нефтяных?

трубопроводной системы сократится на 40 млн тонн в год, что приведет к падению доходов и, в конечном итоге, может вынудить монополию требовать повышения тарифов на транспортировку. А зна-

Игры в геополитику не должны отражаться на экономических интересах отдельных компаний, в частности, «Транснефти»

чит, пострадает вся нефтяная отрасль РФ. Поэтому лучше с максимальной эффективностью использовать уже имеющиеся трубопро-

воды, а не изобретать новые маршруты в ущерб действующим.

Впрочем, позиция «Транснефти» не означает призывов к полному отказу от использования Северного морского пути. Как отмечают представители монополии, на первом этапе необходимо развивать СМП на базе уже реализуемых проектов «Газпром нефти» и ЛУКОЙЛа. А в дальнейшем, по мере освоения месторождений северной части ЯНАО и Карского моря, можно задуматься и о сооружении новых терминалов.

Хотя такие терминалы, по мнению представителей «Транснефти», нужны не для отгрузки сырья на экспорт, а наоборот, для приемки нефти шельфовых проектов с целью ее дальнейшей транспортировки по трубопроводной системе — всяк кулик свое болото хвалит. «На наш взгляд, это будет наилучшее и самое эффективное использование имеющейся инфраструктуры, которая построена и безопасно функционирует на протяжении многих лет и которая, по сути дела, обеспечивает достаточную гибкость транспортировки нефти как в западном, так и в восточном направлении», — подчеркивает С.Андронов.

Не нефтью единой

Бесспорно, позиция «Транснефти» хорошо аргументирована и с ней трудно не согласиться. На сегодняшний день приступить к строительству нового терминала на побережье Северного Ледовитого океана было бы не только бессмысленно, но даже опасно для российского экспорта. Но имеет ли эта идея право на жизнь в более отдаленной перспективе? Несомненно.

Как подчеркивает В.Караганов, нужно не отметить сходу предложенный проект, а внимательно все просчитать. Причем не «экспертно», крупными мазками, а на основе обстоятельного технико-экономического обоснования. В конце концов, ЭС '2035 предусматривает увеличение поставок нефти в АТР до 110 млн тонн в год. И если даже ВСТО будет работать на пределе и перекачивать в Китай и Козьмино 80 млн тонн, то для 30 млн тонн надо будет соз-

давать новые транспортные маршруты. Глядишь, к тому времени и вариант использования СМП не будет выглядеть столь экзотично, как сейчас.

В принципе, танкерная транспортировка углеводородного сырья из северных регионов РФ на рынки стран АТР могла бы вполне себя оправдать. Замгендиректора «УНИВЕР Капитал» Дмитрий Александров отмечает, что сегодня удельная себестоимость перевозок УВС танкерами очень низка, особенно при использовании судов типа VLCC и ULCC. Она может оказаться примерно вчетверо ниже тарифов на перекачку аналогичных объемов трубопроводным транспортом. Например, текущая себестоимость транспортировки из Персидского залива до Японии составляет примерно \$0,4 за тонну на 100 км. По сути, на длинных транспортных плечах и на тех рынках, которые разделены водными преградами, это безальтернативный способ доставки сырья. Одновременно благодаря изменению стандартов морской транспортировки существенно снижены риски разливов.

Правда, существенным препятствием для развития морской транспортировки является то обстоятельство, что стоимость фрахта очень волатильная, она может изменяться более чем вдвое за квартал. Поэтому если Россия собирается развивать СМП, то ей необходимо разработать свой способ определения стоимости фрахта.

Но прежде чем говорить о конкретных проектах, необходимо ответить на принципиальный вопрос: либо речь идет просто об экспортном канале для углеводородного сырья, добываемого в определенной точке вокруг Ямала, либо о развитии СМП как отдельного логистического коридора. В первом случае задача решается просто: надо найти наиболее экономичные варианты доставки сырья из пункта А в пункт Б. Во втором же случае предстоит решить целый спектр экономических и геополитических задач.

В перспективе значительная часть грузопотока между Евро-

пой и рынками АТР может оказаться завязанной на так называемый Северо-Западный проход (морской путь через Северный Ледовитый океан вдоль берега Северной Америки). В связи с этим и Европа, и Азия активно втягиваются в торговые соглашения с США. Россия могла бы перехватить часть этого транспортного потока. Но для этого необходимо создавать удобную транспортную инфраструктуру, строить базы обслуживания, обеспечивать качественное сопровождение судов, формировать службы спасения и т.д. И если проекты по транспортировке углеводородов часть этого масштабного плана, а не узкая отдельная задача, то они вполне имеют право на существование.

Но, как говорится, свежо предание, а верится с трудом. Замдиректора департамента анализа ТЭК ОАО «СибНАЦ» Артур Муллин напоминает, что разговоры о быстром развитии СМП ведутся уже не первое десятилетие. Обобщение различных корпоративных планов по расширению портовой инфраструктуры, которые анонсировались начиная с 1990-х годов, свидетельствует о том, что к 2030 году по Севморпути должно перевозиться 246 млн грузов в год. Для сравнения: ныне по нему проходит около 35 млн тонн в год. То есть никакого прорыва пока не наблюдается.

Аналогичная ситуация и с созданием наземной транспортной инфраструктуры, необходимой для подвозки грузов к портам Северного Ледовитого океана. Проектов здесь огромное количество. В том числе, такие крупные, как Белкомур (Архангельск–Сыктывкар–Пермь), железная дорога от Ухты на Индигу, транспортный коридор вдоль восточного склона Уральских гор (Урал промышленный — Урал полярный). Наконец, недавно был анонсирован амбициозный проект Харбин–Якутск–Тикси, предполагающий доставку грузов из Китая до одного из крупнейших портов на СМП.

Но чтобы хоть часть этих планов стала реальностью, необходимо создание единой доктрины развития транспортной инфра-

ПРОЕКТ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ИЗ ОБСКОЙ ГУБЫ В СТРАНЫ АТР



Источник: «Транснефть»

структуры, в том числе и в арктической зоне РФ, на период до 2050 года. Она должна быть согласована с государственным топливным балансом. То есть, необходимо понять, какими объемами углеводородных ресурсов мы будем располагать в долгосрочной перспективе и какая часть из них может быть использована для формирования экспортных грузопотоков.

Гендиректор агентства InfraNews Алексей Безбородов также подчеркивает неразвитость ин-

фраструктуры СМП. С одной стороны, объемы перевозок по СМП растут — в прошлом году они увеличились на 1%. Это происходит в основном благодаря проекту «Ямал-СПГ», а также «Норильскому никелю». С другой — на трассе СМП остается множество белых пятен, где практически отсутствуют портовые мощности. Да и на выходе с Севморпути, на Камчатке, нет ни одного пункта для бункеровки крупных судов. Как в таких условиях обеспечить увеличение грузопотока? [2]

www.ngv.ru

ИНФОРМАЦИЯ

ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО

ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ



Вертикаль выпускает 24 номера в год, предоставляя Вам необходимые для работы факты и статистические материалы быстрее, чем любое другое специализированное издание в отрасли

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ: ВЕСЬ ПАР В ГУДОК?

ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»



Почти незаметно пролетели два года с момента введения западных санкций против России и, соответственно, с начала громкой кампании по так называемому импортозамещению. Каковы же результаты? Удалось ли добиться конкретных успехов или весь пар ушел в гудок? Ответить на этот вопрос пытались участники пленарной сессии III Национального нефтегазового форума. На первый взгляд, достижения налицо. Крупнейшие компании активно заменяют зарубежное оборудование и технологии российскими аналогами. А «Роснефть» даже взялась за

строительство собственных предприятий по выпуску техники для шельфовых проектов. В свою очередь, чиновники разрабатывают меры стимулирования предприятий нефтегазового машиностроения, включая механизмы частичного финансирования.

Но говорить о подлинном технологическом прорыве рано. Пока Россия пытается наладить выпуск отдельных видов оборудования, глобальный технологический прогресс идет вперед семимильными шагами. И наша страна неизменно остается в роли догоняющего, а по сути, отстает все больше и больше. Ибо она пытается отвечать на вызовы в лучшем случае сегодняшнего, а то и вчерашнего дня, в то время как международные лидеры отрасли думают даже не о завтра, а о послезавтра.

Но еще хуже то, что не существует единого понимания самой сути импортозамещения. Надо четко определиться: либо это чисто экономический процесс, конечная цель которого — техническое перевооружение отрасли и повышение ее эффективности, либо же это политическая задача, направленная на обеспечение национальной технологической безопасности. В первом случае целесообразно использовать исключительно экономические рычаги поддержки науки и машиностроения и ограничиться только теми сферами, где российская продукция действительно может быть более конкурентоспособной, чем импортная. Во втором же случае необходимо включить механизмы государственного протекционизма. А это палка о двух концах. С одной стороны, российские производители получают защиту от иностранных конкурентов за счет системы преференций (а возможно, и ограничений на пути импорта). С другой стороны, ВИНК будут обязаны выстраивать свои программы импортозамещения не только исходя из собственных целей и задач, но и на основе требований государства, с учетом интересов других отраслей.

Как отметил модератор пленарной сессии Юрий Шафраник, председатель Сове-

та Союза нефтегазопромышленников, за последние пять-семь лет в мировой энергетике произошли

коренные изменения. Во-первых, это расширение ресурсной базы за счет радикального технологиче-

«РОСНЕФТЬ» ПОСТРОИТ ВСЕ САМА

Многие участники дискуссии отмечали, что процесс импортозамещения необходимо выстраивать сверху вниз, то есть исходя из запросов нефтяных компаний, а не из возможностей машиностроителей. Но каковы эти запросы и насколько они коррелируют с активной деятельностью министерств? Как показали выступления на форуме, крупнейшие ВИНК предпочитают не дожидаться «мудрых правительственных решений», а самостоятельно разбираться с проблемами импортозамещения. Кто как их понимает...

Замдиректора департамента локализации техники и технологий «Роснефти» Валерия Банникова отмечает, что компания ежегодно закупает на 1,6 трлн рублей товаров, работ и услуг. И этот объем будет увеличиваться по мере осуществления морских проектов. Чтобы снизить затраты, в 2015 году была утверждена программа импортозамещения. За год ее реализации удалось сократить долю импорта на 5% (с 22% до 17%).

При этом «Роснефть» использует несколько стратегий. Если те или иные виды оборудования и технологий имеются на территории РФ, то компания помогает предприятиям расширить и модернизировать производство. Если же российских аналогов не существует, то «Роснефть» либо создает собственные мощности, либо стимулирует зарубежные фирмы к локализации, подбирая для них площадки, организуя долгосрочный заказ и т.д. К 2025 году планируется выйти на 70%-ный уровень локализации тех видов оборудования, которое ныне импортируется. А по многим направлениям возможно достижение и 100%-ной планки.

Одна из ключевых сфер, где «Роснефть» работает самостоятельно, — нефтехимия. Так, в 2015 году началось производство собственных катализаторов для риформинга и водородных установок. Также совместно с Ростехом проводится замещение импортных компонентов химреагентов и присадок.

Что касается партнерства с иностранными компаниями, то типичный пример — заключение соглашения с одной из китайских компаний по локализации производства оборудования для ГРП.

Большая доля проектов по импортозамещению связана с освоением шельфа. В частности, «Роснефть» самостоятельно создает промышленный кластер на Дальнем Востоке, центром которого станет судостроительный комплекс «Звезда». Совокупная стоимость данного проекта — более 145 млрд рублей. Мощность по металлообработке, которую планируется достичь по завершении третьей очереди комплекса, — 330 тыс. тонн в год. Сейчас активно реализуется первая стадия мощностью 90 тыс. тонн в год. Она будет завершена в 2019 году, при этом создание ряда производств начнется уже в нынешнем году.

Кроме того, «Роснефть» расширяет судоремонтный комплекс в Мурманске. В частности, в его рамках будет создан завод по производству подводного добычного оборудования. К сентябрю планируется завершить разработку проектной документации, а начало строительства запланировано на 2019 год. По предварительной оценке, в первые 10 лет производства объем импортозамещения по этому направлению составит порядка \$6–7 млрд.

Помимо самих судов, компания намерена организовать производство их «технологической начинки». В январе прошлого года было создано СП с General Electric, в рамках которого планируется открыть три новых завода. Один из них, на территории комплекса «Звезда», — по производству винторулевых колонок нового типа для судов ледового класса. Вскоре будет подписан окончательный документ по данному проекту. Объем импортозамещения в его рамках составит порядка \$500 млн в первые пять лет. Кроме того, на «Звезде» будет организовано производство судового электрооборудования (уже завершается разработка ТЭО).

С Ростехом создано СП по выпуску вертолетов для шельфовых проектов. За первые 10 лет будет изготовлено 150 вертолетов, что позволит сократить импортные закупки на \$2,5 млрд.

Компания в партнерстве с General Electric и «Трансмашхолдингом» локализует также производство дизельных двигателей.

Впрочем, «тотального импортозамещения» у «Роснефти», судя по всему, тоже не получается. Как отмечает вице-президент Объединенной судостроительной компании Евгений Загородний, продолжается оправданная с экономической точки зрения, но вредная с позиций государства аренда плавучих буровых установок для работы на шельфе Охотского моря. Так, недавно началась буксировка плавучей буровой установки из Китая для нужд «Магаданморнефтегаза» (СП «Роснефти» и Statoil). Между тем необходимо размещать заказы на плавучие БУ на российских предприятиях, таких как Выборгский судостроительный завод, мурманская «Звездочка», астраханские заводы.

Это позволило бы отечественным производителям нарабатывать соответствующие компетенции. Кроме того, аренда плавучих БУ предполагает использование иностранного персонала, что не позволяет подготовить отечественных морских буровиков.

Иными словами, опять-таки происходит столкновение чисто экономических интересов компаний и политики импортозамещения. Там, где политика не мешает экономике, российские ВИНК готовы идти на импортозамещение и локализацию. Но если страдают финансовые интересы, то о необходимости развития российского производства легко и быстро забывают.

ского совершенствования по всем направлениям. В частности, благодаря новейшим технологиям резко возросла успешность ГРП — если раньше она составляла в среднем 25%, то теперь достигла 60%.

Во-вторых, активно развиваются ВИЭ: солнечная, ветро-

вая, гидроэнергетика, биотопливо. Сегодня, к примеру, в Германии на ВИЭ приходится 28% выработки электроэнергии, США в этом году планируют выйти на уровень 17%.

Кроме того, увеличивается роль газа — как в электрогенера-

ции, так и в сфере моторного топлива. Происходит быстрая электрификация автотранспорта. Пока еще данный процесс не приобрел глобальный характер, но все предпосылки для этого есть. Наконец, быстрыми темпами растет энергоэффективность.

В последние годы фактически поменялись полюса энергетического рынка. США менее чем за десятилетие превратились из крупнейшего импортера нефти в избыточную по энергоресурсам страну. А Китай, наоборот, стал крупнейшим потребителем и импортером энергоносителей.

Коренные изменения на энергетическом рынке вкупе с началом нового глобального экономического цикла ставят перед Россией новые вызовы.

Ответа на них нет

Все эти отраслевые подвижки наложились на изменение общей макроэкономической ситуации. Как подчеркивает Ю.Шафраник, примерно в 2014 году мир вступил в новый цикл экономического развития. Следствием этого стали избыток предложения углеводородов, превращение рынка продавца в рынок покупателя. Это, в свою очередь, привело к длительному периоду относительно низких мировых цен на углеводороды.

Минэнерго пытается соединить «квоты на импортозамещение» с принципом экономической целесообразности. Жизнеспособен ли такой гибрид?

Как Россия и ее НГК реагируют на перечисленные вызовы? На первый взгляд, довольно адекватно. Глава СНП напоминает, что за последние 15 лет удалось

Чиновники пишут планы импортозамещения из тысячи пунктов, но отвечают отписками на конкретные идеи и предложения

не только восстановить объемы нефтедобычи советских времен, но даже превзойти их. А экспорт нефти увеличился почти в два раза. Реализуется целый ряд новых крупных проектов, в том чис-

ле в Восточной Сибири. Решены многие инфраструктурные вопросы. Но в совокупности, по мнению Ю.Шафраника, сделано не более 15–20% от того, что требовалось бы сделать. Мир за последние годы шагнул гораздо дальше, и Россия вновь оказалась в роли догоняющего. Удастся ли ей наверстать упущенное?

Как скрестить ужа с ежом

Представители правительства, как обычно, настроены весьма оптимистично. Замминистра энергетики Кирилл Молодцов подчеркивает, что хотя отрасль в последние два года находится в состоянии перманентного стресса, вызванного санкциями, отечественные компании справляются со своими задачами. Но чтобы оставаться конкурентоспособными, им необходимо внедрять прорывные технологии. Поэтому тема новых технологий подробно прописана в новой редакции Энергетической стратегии, которая вскоре будет представлена широкой общественности.

Как известно, Минэнерго выделило 12 приоритетных направлений технологического развития, по каждому из которых составлены графики импортозамещения. И, как уверяет К.Молодцов, уже получены конкретные результаты. Например, при активном участии «Татнефти» и «Газпром нефти» созданы отечественные роторные управляемые системы для бурения. Еще один пример инноваций, вытасканный из кармана пиджака замминистра, — гидрофобный фильтр, разработанный молодыми российскими специалистами. Он позволяет повысить коэффициент нефтеотдачи и одновременно обеспечивает водоотделение непосредственно в скважине, благодаря чему эффективность добычи существенно возрастает.

Примеры, конечно, достойные. Но их явно недостаточно для того, чтобы говорить о масштабном импортозамещении и уж тем более о технологическом прорыве. Видимо, это прекрасно понимают и в министерстве. Но как переломить ситуацию? Создается впе-

чатление, что чиновники собираются прибегнуть к более жестким мерам воздействия на нефтяников — перейти от убеждений и уговоров к директивным методам. В частности, К.Молодцов заявил о готовности Минэнерго «осуществлять супервайзинг и говорить, что хорошо, а что плохо». Он также сообщил, что планируется контролировать крупные проекты — от создания новых трубопроводных магистралей до модернизации НПЗ — на предмет соблюдения коэффициента импортозамещения: отечественная продукция и технологии будут оцениваться с точки зрения экономической целесообразности.

При этом правительство держит в уме и «вариант Б». Как подчеркивает К.Молодцов, «поддержка национальной науки и технологий — это приоритет, но не догма». «Мы готовы работать с иностранными компаниями, которые локализуют свое производство в России, которые готовы развивать здесь площадки и создавать новые рабочие места. Поддержка такого рода иностранных инвестиций в российский НГК также является приоритетом», — отмечает замминистра.

Иными словами, правительство пытается скрестить ужа с ежом, соединить протекционизм с рынком, а поддержку отечественных производителей — с масштабной локализацией западных компаний. Как усидеть на двух стульях, если ресурсная база постоянно ухудшается, санкциям конца-краю не видно, как и возвращению иностранных компаний, а денег в казне нет? А ведь попытки «поругать рынком», не отвечая за результат, ни к чему хорошему не приведут.

Большая стратегия и мелкие отписки

Впрочем, несмотря на разговоры о рыночных принципах импортозамещения, роль государства в этом процессе постоянно повышается. Фактически чиновники пытаются управлять им в ручном режиме. Как отметил директор департамента станкостроения и инвестиционного машиностроения Минпромторга Михаил Ива-

СКОЛКОВО ИЩЕТ ГЕНИЕВ

Мировой опыт свидетельствует, что сферой сосредоточения инноваций зачастую является малый и средний бизнес. Но небольшим компаниям нелегко попасть в поле зрения нефтегазовых гигантов. Решить эту проблему пытается Фонд «Сколково».

Как отметил его представитель, в Сколково работает уже более 100 компаний, занимающихся высокотехнологичными стартапами в нефтегазовой отрасли. По данному направлению наблюдается самый большой прирост новых участников. Эти фирмы генерируют 1,5 млрд рублей выручки, за прошлый год они привлекли порядка 1 млрд рублей инвестиций. И уже более 15 компаний продают свои технологии на зарубежных рынках.

Резиденты «Сколкова» покрывают практически всю тематику отрасли — от сейсмики и бурения до программного обеспечения. Например, компания ИГЕО разработала молекулярно-электронные датчики нового поколения для сейсморазведки, ООО «Геонавигационные технологии» — систему геонавигации в режиме реального времени, ООО «Аксель телеметрия» — телеметрическую систему для наклонно-направленного бурения, ООО «Русские Универсальные Системы» — интегрированную роторную управляемую систему бурения.

Компания «Промтехнологии» создала сталеполимерные шлангокабели для добычи углеводородов, НПП «Лаборатория инноваций» — гидравлический скважинный трактор C-trans для доставки геофизических приборов, «Петробуст» — водородную термогазохимическую технологию комплексного воздействия на пласт. «Петробур» разработал методику радиального бурения горизонтальных перфорационных каналов, «Вейвконтроль» — систему обнаружения утечек в продуктопроводах, «Трайсэл Солюшнс» — технологию производства СПГ с применением прямого впрыска хладагента, «ДжиКьюОйл Рус» — технологию холодного смешивания для производства смазочных материалов.

Среди участников «Сколкова» есть совершенно уникальные для России истории успеха. Например, компания RRT создала передовую технологию изомеризации. Ее партнер, ведущая инжиниринговая корпорация KBR, решила предлагать эту разработку своим клиентам в 70 странах мира, наряду с технологиями таких гигантов, как BP и Shell.

Два других примера — компании ЭНГО, занимающаяся сверхзвуковой сепарацией газа, и НОВАС, разработавшая методику плазменно-импульсного воздействия на пласт. Они также вышли за рубеж и поставляют свои технологии в Китай, Бразилию, Северную Америку и даже продвигают их на рынках Ближнего Востока.

На разработки «Сколкова» уже обратили внимание крупнейшие российские нефтегазовые компании. В каждой из них порядка 5–10 проектов, созданных в рамках фонда, которые уже вышли на стадию опытно-промышленных испытаний или готовятся выйти.

Поиск «гениев» среди малых компаний продолжатся. Так, «Сколково» запустило первый конкурс инновационных проектов по тематике нефтепереработки и нефтехимии. В числе технологических номинаций гидроочистка дизельного топлива при высоком давлении, гидрокрекинг остатков, гидрокрекинг вакуумного газойля, риформинг с непрерывной регенерацией, гидродепарафинизация дизельного топлива, алкилирование на твердом катализаторе и т.д. Победители таких конкурсов смогут получить финансовую поддержку от фонда.

Как говорят в «Сколкове», «инновационная технология — это та технология, у которой есть потенциал развития на международном рынке». Поэтому руководство фонда пытается найти зарубежных партнеров для участников. В частности, уже четыре года развивается партнерство с Хьюстонским технологическим центром. В этом году началось активное сотрудничество с Китаем — уже 10 компаний представили свои технологии в КНР. Активно развиваются взаимоотношения со странами Ближнего Востока, в первую очередь с Ираном. К концу нынешнего года должны появиться технологические партнеры и в Великобритании.

нов, принято порядка 20 планов импортозамещения, включающих около 2 тыс. номенклатурных позиций. Создана межведомственная рабочая группа по импортозамещению в ТЭК. В 2015 году под ее эгидой был сформирован Научно-технический совет по развитию нефтегазового машиностроения, состоящий из 11 экспертных групп.

Большую роль в процессе импортозамещения должны сыграть вопросы стандартизации и сертификации. Сейчас Минпромторг и Росстандарт готовят соответствующую программу, которая позволит унифицировать продукцию и обеспечить быстрый выход производителей нефтегазового оборудования на рынок. Всего пла-

нируется принятие около 1 тыс. стандартов, из них отобрано 85 пилотных, которые уже находятся на стадии глубокой проработки.

Еще одно важное направление — создание автоматизированной системы импортозамещения. Она должна появиться благодаря интеграции двух систем — разработанной Российским энергетическим агентством и Государственной информационной системы промышленности (ГИСП). В результате будет сформирована открытая площадка, где заказчики смогут размещать информацию о своих потребностях в нефтегазовом оборудовании, а поставщики — номенклатуру производимой продукции.

Начинается также внедрение системы специальных инвестиционных контрактов, которая прописана во вступившем в прошлом

Точечная государственная поддержка отдельных проектов не способна коренным образом изменить ситуацию в отрасли, технологического прорыва не наблюдается

году в силу закона «О промышленной политике в РФ». В таких контрактах фиксируются условия ведения бизнеса для инвестора, включая налоговые льготы. Со своей стороны, компания берет на себя обязательства по освое-

нию выпуска той или иной продукции, не имеющей аналогов в РФ, в определенных объемах на срок до 10 лет. Игроки нефтегазового сектора проявили боль-

«Роснефть» готова с нуля построить ряд заводов по производству оборудования. Но будет осуществлять импортозамещение только там, где ей выгодно

шой интерес к этому инструменту. В частности, рассматривается заявка «Газпрома» и Томского электромеханического завода, которые намерены наладить выпуск антипомпажных клапанов. В свою очередь, группа ГМС предложила проект по производству насосов для перекачки нефти и нефтепродуктов.

«Газпром нефть» просит у государства дополнительных мер поддержки машиностроителей, дающих им преимущества перед западными конкурентами

Сейчас чиновники думают над тем, как включить в рамки специального инвестиционного контракта дополнительный объем льгот и преференций — как федерального, так и регионального уровня. Кроме того, рассматривается возможность увязки такого контракта с заключением между заказчиком и предприятием нефтегазового машиностроения долгосрочного соглашения, предусматривающего гарантированные объемы поставок новой продукции.

Государственный протекционизм — палка о двух концах. Искусственное насаждение импортозамещения ударит по самим нефтяным компаниям

Разрабатываются дополнительные критерии отнесения различных видов нефтегазового оборудования к продукции, произведенной на территории РФ. В частности, ожидается принятие поправок в сфере арматуростроения, буровых установок, оборудо-

вания для хранения и переработки углеводородов, компрессоров, холодильного оборудования, насосов, катализаторов и ряда других позиций.

Помимо чисто организационных мер, Минпромторг использует и механизмы прямой финансовой поддержки производителей. Так, в 2015 году шести предприятиям нефтегазового машиностроения были выделены субсидии на сумму свыше 300 млн рублей для компенсации процентных ставок по кредитам, взятым на пополнение оборотных средств. Еще восемь предприятий получили средства на поддержку НИОКР. В свою очередь, Фонд развития промышленности поддержал шесть проектов на сумму свыше 1,8 млрд рублей. В целом же данный фонд рассмотрел заявок на сумму 460 млрд рублей, предприятиям различных отраслей было выделено 20 млрд рублей. То есть на долю НГК пришлось чуть менее 10%. Сейчас в фонде находится еще около 30 заявок от компаний, связанных с нефтью и газом.

Минпромторг обещает также поддержать производителей, которые выводят на рынок новую продукцию, не имеющую опыта эксплуатации. Планируется субсидировать до половины затрат на выпуск пилотных партий оборудования. На эти цели может быть выделено до 100 млн рублей.

Такая активность министерства, конечно, впечатляет. Но, как отмечает Ю.Шафраник, за словами «мы создали фонд, провели экспертизы» должен стоять конкретный результат. Есть ли он на самом деле? Конечно, по некоторым направлениям наметились положительные сдвиги. Так, в России буквально за два года удалось наладить выпуск буровых установок, которые не дороже китайских, а по техническим характеристикам значительно лучше. Но в то же время о каком-то прорыве говорить рано.

Так, если в тяжелейшем 1990 году «Уралмаш» выпустил около 300 БУ, то сегодня он производит всего около 30–35 единиц в год. Да и технологии не стоят на месте. Около шести-семи лет назад стандартную скважину в Техасе бурили за \$20 млн, а сегодня ее

цена примерно \$6 млн. Такое сокращение затрат произошло не столько за счет организационных мер, сколько благодаря совершенствованию технологий. То есть происходит интенсивная технологическая гонка, в которой Россия пока отстает.

И чиновники зачастую не только не помогают развитию производства, а, наоборот, стопорят его. Когда Союз нефтегазовых промышленников обращается в правительство с конкретными проблемами, он в ответ нередко получает описки. В них подробно перечисляется, какие пункты нормативных актов мешают решить эти проблемы. Так может проще отменить эти пункты, а за каждую отписку наказывать ее авторов?

ГПН: экономика + протекционизм

В свою очередь, «Газпром нефть» также составила перечень технологий, в локализации которых она заинтересована. В него вошло около 300 пунктов. По ряду из них уже поступают предложения и от российских компаний, и от иностранных.

Как подчеркивает начальник департамента технологических партнерств и импортозамещения ГПН Сергей Архипов, импортозамещение — это не борьба с чем-то зарубежным, а возможность сделать технологический рывок в тех отраслях, где у нас есть отставание. Поэтому решать данную проблему можно не только путем создания собственных технологий, но и за счет их трансферта. Тем более что на рынке есть ниши, в которых действует всего одна-три компании, предлагающие свои решения по всему миру. От подобной технологической зависимости мечтают избавиться не только российские нефтегазовые компании, но корпорации из других стран. Но добиться этого в ближайшей перспективе вряд ли реально.

Одновременно с трансфертом технологий необходимо создавать собственные инженерные центры и налаживать систему подготовки российских специалистов. Это позволило бы не копировать чужие технологии, а соз-

давать собственные уникальные решения.

Первые шаги на этом направлении уже делаются. Так, при поддержке «Газпром нефти» за последний год был создан целый ряд российских конкурентоспособных продуктов. В частности, уже прошли испытания роторные управляемые системы двух отечественных производителей. Созданы заделы для систем MWD/LWD, освоены первичные образцы композитных пробок для заканчивания скважин по технологии Plug&Perf. Разрабатываются сдвижные муфты с возможностью закрытия на ГНКТ.

Но и тут на одной экономике не выедешь, нужны меры государственного патернализма. Причем зачастую довольно жесткие. Как отмечает С.Архипов, сегодня зарубежное оборудование, у которого нет аналогов в России, освобождается от импортной пошлины и НДС. И это ставит в неравные условия те российские предприятия, которые пытаются выйти на рынок со своими опытными пар-

тиями. Поэтому необходимо предоставить отечественным производителям льготы, которая бы позволяла выровнять их экономическое положение по сравнению с импортными аналогами.

Необходимо также изменить законодательство в части использования интеллектуальной собственности. Те западные компании, которые отказываются от своих обязательств в связи с санкциями, должны лишаться права на ее защиту на территории РФ. В этом случае отечественные предприятия получают возможность бесплатно скопировать зарубежную технологию и тем самым обеспечить непрерывность производственного процесса.

Иными словами, выстраивая собственные программы импортозамещения, ведущие игроки отрасли с радостью воспримут меры государственного протекционизма, которые дадут им преимущества перед западными конкурентами. Но готовы ли они взамен пожертвовать своими интересами ради развития всей

отечественной промышленности? То есть обеспечивать импортозамещение не в отдельных точках, где оно действительно экономически оправданно, а по всему фронту? Согласятся ли они на предлагаемые чиновниками «квоты локализации» для крупных проектов? Променяют ли проверенные западные технологии и оборудование на рискованные отечественные образцы? Вряд ли. Здесь уже государственный протекционизм будет играть против самих нефтяников.

Таким образом, сегодня каждый сам придумывает для себя правила игры в импортозамещение. В результате и волки сыты, и овцы целы — и чиновники, и представители компаний бодро рапортуют о достигнутых успехах. А конечного результата, о котором говорил Ю.Шафранник, как не было, так и нет. Разрозненные проекты так и не превращаются в критическую массу, способную обеспечить подлинный технологический прорыв в будущее. Но кто об этом думает? 

Уважаемый Владимир Леонидович!

От имени компании «Новомет» и от себя лично поздравляю вас с 65-летием.

Окончив в 1973 году Тюменский индустриальный институт, вы были направлены в Нижневартовское управление буровых работ, где и прошли за короткое время путь от помощника бурильщика до начальника смены центральной инженерно-технологической службы. Возможно, именно здесь начали формироваться основные черты будущего руководителя: ответственность за принимаемые решения, принципиальность, нацеленность на результат.

В дальнейшем были разные должности, учебные заведения и звания, но красной нитью проходит по вашей жизни компания «Сургутнефтегаз», руководителем которой вы и являетесь с начала 1990-х годов.

Желаю вам успехов, здоровья, семейных радостей, благополучия и счастья, а компании «Сургутнефтегаз» — дальнейшего процветания. С юбилеем!



Генеральный директор
АО «Новомет-Пермь»
Максим Перельман



НОВОМЕТ®

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ: НОВЫХ ПРОЕКТОВ НЕ БУДЕТ...

ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»



Масштабная модернизация НПЗ стала одним из главных достижений отечественного НГК за последние годы. Благодаря инвестициям в размере около 1 трлн рублей российским заводам удалось перейти на выпуск автомобильных топлив класса 5. Означает ли это, что процесс реконструкции завершен и отрасли можно почитать на лаврах? Ответить на этот вопрос пытались участники конференции «Нефтепереработка и нефтегазохимия: аналитический обзор отрасли, главные тенденции и стратегия развития», прошедшей в рамках Национального нефтегазового форума.

С одной стороны, представители госорганов напоминают, что действие четырехсторонних соглашений еще далеко не закончено — они рассчитаны до 2020 года. Да и сами эти соглашения лишь первый этап обновления нефтепереработки, за которым должны последовать новые стадии модернизации.

С другой стороны, игроки отрасли недвусмысленно дают понять: завершив текущие проекты, они не собираются браться за новые. И дело здесь вовсе не в том, что уже нечего «улучшать». Просто неблагоприятные внешние условия вкупе с непоследовательной фискальной политикой российских властей обрушили маржинальность большинства процессов, сделав экономически не эффективными даже некоторые недавно введенные в эксплуатацию передовые установки. Так что лучше подождать, пока либо ситуация на мировом рынке улучшится, либо российское правительство одумается.

То же самое творится и в нефтехимии. СИБУР активно реализует свой крупнейший проект «ЗапСибНефтехим», но не собирается размениваться ни на какие иные программы развития производства. Даже реализация следующего крупнейшего мегапроекта по созданию Амурского ГХК под большим вопросом. Другие игроки рынка также не спешат строить новые крупные объекты. Причина все та же: в результате действия внешних факторов и налогового маневра маржа процесса пиролиза резко ухудшилась.

Таким образом, в ближайшие годы переработка и нефтехимия, скорее всего, сконцентрируются на решении локальных задач — повышение качества, внедрение новых продуктов, развитие малотоннажного производства. Но и здесь без правильной государственной политики не обойтись. И велик риск, что будут повторены те же ошибки, которые уже стали препятствием на пути осуществления крупных проектов.

Как отмечает гендиректор ВНИПИнефть Владимир Капустин, в целом нефтепереработка и нефтегазохимия в 2015 году показали достаточно не-

плохие результаты. Несмотря на санкции и недофинансирование, они оказались чуть ли не единственными в стране отраслями, которые обеспечили прирост про-

изводственных показателей. Среди положительных моментов можно особо отметить увеличение выпуска топлива класса 5, что позволяет с 1 июля нынешнего года без-

УГРОЗЫ НЕТ?

В аналогичной ситуации находятся и другие отечественные компании, которые продвинулись по пути модернизации своих мощностей не так далеко, как ЛУКОЙЛ. Будут ли они только «из уважения» к четырехсторонним соглашениям продолжать строительство установок или предпочтут заморозить заведомо убыточные проекты?

Безусловно, все эти трудности легко списать на неблагоприятную внешнюю конъюнктуру. Как отмечает вице-президент компании Argus по России и СНГ Вячеслав Мищенко, маржинальность нефтепереработки напрямую определяется глобальными процессами ценообразования. Сейчас происходят революционные изменения в сфере эталонных сортов. Так, маркерный сорт Brent размывается и потихонечку уходит в прошлое. А на первый план выдвигается марка WTI.

На побережье Мексиканского залива, в Хьюстоне, активно формируется новый центр мировой торговли «черным золотом». Этому способствует и снятие запрета на экспорт американской нефти. Оно не приведет к массовым поставкам сырья из США в другие страны, но станет важным козырем для Америки. Не исключено, что вернутся времена «семи сестер», когда именно Соединенные Штаты практически монопольно определяли мировые котировки.

Россия в упор не видит этой угрозы. «У нас долгое время не верили в сланцевую нефть — в Америке уже происходил взрывной рост добычи и переработки, а у нас все шли дискуссии о том, существует она или нет», — напоминает В.Мищенко. Аналогичная ситуация сейчас складывается и в сфере ценообразования. Безусловно, это несет большую опасность не только для отечественного нефтяного экспорта и, соответственно, доходов бюджета, но и для российской нефтепереработки. Ее эффективность может продолжить падение.

В то же время нельзя все сваливать лишь на внешние условия. В конце концов, ведь та же европейская переработка ныне бурно развивается — как раз благодаря подешевевшему сырью. Так, может быть, поискать проблемы внутри страны, в несовершенстве механизмов налогового регулирования? Но чиновники таких проблем не видят. Как отмечает К.Молодцов, маржинальность определяется исключительно рынком, который правительство не пытается регулировать. Единственные рычаги влияния на ситуацию, имеющиеся в распоряжении властей, — антидемпинговые расследования и механизм формирования госзапасов горючего.

Интересно, а кто тогда придумал пресловутый налоговый маневр, значительно повлиявший на эффективность переработки? Чиновники тут ни при чем? Любопытно, что достижения прошлых лет в области модернизации НПЗ неизменно приписываются действию четырехсторонних соглашений, подписанных «мудрыми» государственными ведомствами. А вот текущие провалы объясняются исключительно превратностями рынка...

болезненно перейти на использование горючего только этой высшей экологической категории.

За год на российских НПЗ было пущено в эксплуатацию 11 новых установок, что также можно расценивать как большой успех. Единственный показатель, который по-прежнему вызывает опасения, — глубина переработки нефти. Но, как подчеркивает В.Капустин, повышение глубины процесса небыстрый — чтобы увеличить ее хотя бы на 1% необходимо построить несколько новых установок. Это требует больших капитальных затрат, а в условиях финансовых санкций найти средства на продолжение модернизации отрасли крайне сложно. Однако виден свет в конце туннеля — близко к завершению строительство целого ряда установок по глубокой переработке, некоторые из них уже готовы на 70–80%. И ожидается, что в ближайшие годы они будут введены в строй (хотя и с отставанием от первоначального графика на один-два года).

Аналогичная ситуация и в нефтехимии. С одной стороны, производство полимеров в прошлом году значительно выросло. С дру-

гой стороны, за последние годы не была введена в эксплуатацию ни одна установка пиролиза. А теперь, в условиях санкций, н/х компании столкнулись с серьезными финансовыми проблемами, которые осложняют создание новых пиролизных мощностей.

Модернизация НПЗ? Забудьте!

Позитивно оценивает ситуацию в нефтепереработке замминистра энергетики Кирилл Молодцов. Он отмечает, что отрасль демонстрирует именно те результаты, которые от нее ожидали при разработке параметров налогового маневра. Так, первичная переработка снизилась на 3,1%, но выработка бензина увеличилась на 1,2%, переработка дизеля уменьшилась на 3,2%, мазута — на 22,2%. Глубина переработки выросла до 74,2%, а за первый квартал нынешнего года она достигла 75,8%, что превысило планировавшийся ранее показатель всего 2016 года.

Вместе с тем около 40 млн тонн нефти в год по-прежнему перерабатывается на первичных

мощностях в товарные продукты низкого качества. В основном они идут на экспорт, чему способствует действующая ныне система налоговых пошлин. Как напоминает К.Молодцов, ранее предполагалось ввести 100%-ную пошлину

В 2015 году нефтепереработка и нефтехимия показали неплохие результаты. Но процесс их дальнейшего развития оказался под большим вопросом

на мазут уже в 2015 году, но затем данная мера была отложена на последующие годы. Поэтому необходимо решить эту задачу в рамках налогового маневра, что позволит повысить глубину переработки в стране.

В хорошие перспективы отрасли верит и замруководителя ФАС Анатолий Голомолзин. Он отмечает, что модернизация НПЗ, осуществляемая за счет реализации четырехсторонних соглашений, это, по сути, программа-минимум. Ее выполнение стало возможным благодаря сочетанию системы стимулов и жесткого контроля. С

одной стороны, дифференциация ставок акцизов способствовала увеличению выпуска более качественного топлива. С другой стороны, над нефтяными компаниями висел дамоклов меч наказания за несоблюдение параметров соглашений. Благодаря этому ВИНК даже опережали установленный график по объемам выпуска бензина и по переходу на более высокие экологические классы.

Около 40 млн тонн продукции отечественных НПЗ — низкокачественные полупродукты. Но стимулов для дальнейшего углубления переработки не остается

Результат налицо. Если до начала модернизации НПЗ глубина переработки держалась на протяжении 15 лет на отметке 71%, то в последние два года она достигла 75–76%. Однако А.Голомолзин напоминает, что в Энергетической стратегии заданы гораздо более высокие ориентиры. А значит, процесс обновления мощностей надо продолжать. Но есть ли для этого стимулы (как положительные, так и отрицательные)?

ЛУКОЙЛ первым объявил о завершении модернизации своих НПЗ. Для сооружения новых установок нет никаких экономических резонансов

Дискуссия показала, что, вопреки чиновничьему оптимизму, у отечественных компаний нет ни сил, ни желания продолжать модернизацию переработки. Типичный пример — компания ЛУКОЙЛ, которая стала одним из лидеров по темпам реконструкции своих заводов, но теперь де-факто заявила об окончании данного процесса.

ЛУКОЙЛ можно понять...

Как отмечает начальник Департамента технологии и производственного планирования ЛУКОЙЛа Алексей Иванов, суммарная мощность НПЗ компании составляет порядка 82 млн тонн в год. При этом ей удалось добиться

значительных успехов в секторе downstream. Средняя глубина переработки на четырех российских НПЗ достигла 81,1%, а индекс Нельсона — 8,2.

ЛУКОЙЛ одним из первых в Европе начал производить дизельное топливо Евро-5, за два года до введения этого требования в странах Евросоюза. Но сейчас компания, по словам А.Иванова, «закрывает большую страницу проведенных модернизаций и пусков»; после ожидаемого вскоре ввода комплекса гидрокрекинга в Волгограде новых крупных проектов не намечается.

Конечно, инвестиционная программа компании в секторе переработки не заканчивается 2016 годом. Не исключено, что в перспективе будет построен комплекс по переработке тяжелых остатков в Нижнем Новгороде, продолжится модернизация топливного производства, будут реализованы дополнительные инфраструктурные проекты. Но основную ставку компания намерена делать не на создание новых объектов, а на повышение эффективности, безопасности и надежности действующих мощностей.

Как воспринять такую позицию ЛУКОЙЛа? Представитель ФАС настойчиво напоминает, что четырехсторонние соглашения действуют до 2020 года и процесс модернизации НПЗ еще не завершен. Поэтому, мол, рано ЛУКОЙЛ рапортует о завершении работ. Но соглашения соглашениями, а реальность реальностью.

Конечно, ЛУКОЙЛ одним из первых начал обновление своей переработки и у него есть основания первым ее завершить. Компания действительно вышла в лидеры по многим показателям в данной сфере. Но это не означает, что ей некуда больше стремиться. Наверняка можно было бы осуществить еще немало проектов, направленных на дальнейшее повышение глубины переработки и качества нефтепродуктов. Но в нынешних экономических условиях это практически невозможно.

Как отмечает А.Иванов, маржинальность первичной переработки сейчас отрицательная. Более того, в последнее время

значительно сузились ценовые спреды между темными и светлыми нефтепродуктами. В результате маржа углубляющих процессов колоссально сократилась. Так, недавно построенный комплекс каталитического крекинга в Нижнем Новгороде мощностью 2 млн тонн в год — гордость и самого ЛУКОЙЛа, и всей отрасли — «не вытягивает по экономической эффективности».

Чтобы обеспечить его рентабельность, ЛУКОЙЛу приходится привозить в Нижний Новгород вакуумный газойль из Перми — объемы его транспортировки уже достигли 1,5 млн тонн в год. Иными словами, компания выборочно загружает наиболее маржинальные процессы, отказываясь от более простых и невыгодных схем. «Смысла перерабатывать нефть просто так нет», — подчеркивает А.Иванов. Как итог, за первые месяцы нынешнего года объемы переработки у ЛУКОЙЛа заметно сократились. Зачем в таких условиях строить новые объекты?

Нефтехимия: начало и конец

Положение дел в отечественной нефтехимии во многом похоже на ситуацию в нефтепереработке. Здесь также имеется свой «последний проект», после которого дальнейшего наращивания мощностей можно не ждать. Речь идет «ЗапСибНефтехиме», реализуемом СИБУРом.

Как подчеркивает член совета директоров СИБУРа Кирилл Шамалов, сегодня основные силы компании брошены именно на строительство данного предприятия, мощность которого составит 2 млн тонн продукции в год. Благодаря этому будут практически полностью закрыты внутренние потребности в базовых полимерах. «ЗапСибНефтехим» окажет существенное влияние не только на нефтехимическую отрасль, но и на всю экономику страны, став крупнейшим проектом на территории бывшего СССР.

Его вклад в ВВП составит порядка 250 млрд рублей в год, бюджетный эффект — 160 млрд. Будет создано около 1 тыс. новых рабочих мест на самом комплек-

ЧИНОВНИКАМ НЕ ПО ПЛЕЧУ...

В этой ситуации повышается роль нефтехимии в балансе потребления УВС. Россия имеет в данной сфере бесспорные преимущества с точки зрения наличия сырья. Но практически ими не пользуется. Так, если в глобальной структуре спроса на углеводороды на нефтехимию приходится около 15%, то у нас — лишь 3,5%.

Чиновники опять ни при чем? Как подчеркивает В.Батхин, действовавший ранее налоговый режим обеспечивал существенную разницу в экспортных пошлинах на сырье для нефтехимии и на ее продукцию. И это было стимулом к развитию отрасли.

Однако налоговый маневр вкупе с падением мировых цен привел к тому, что маржа нафтового пиролиза снизилась с \$460/т (при цене нефти в \$120/барр) до \$100 (при \$40/барр). Найдутся ли теперь желающие создавать новые пиролизные установки?

Чтобы нивелировать негативное действие ценовых колебаний, необходимо повышать инвестиционную привлекательность н/х проектов за счет снижения стоимости капитала, сокращения сроков строительства и повышения эффективности новых н/х предприятий. Иными словами, формировать благоприятную экономическую среду. Но по плечу ли такая задача российским властям?

се и еще около 4 тыс. в смежных отраслях. Будет дан серьезный импульс развитию всего Тюменского региона. Сейчас стройка идет полным ходом, завершить ее планируется к 2020 году.

Вместе с тем, как отмечает К.Шамалов, поскольку основные усилия СИБУРа сконцентрированы на «ЗапСибНефтехиме», все остальные проекты не относятся к числу приоритетных. Отчасти это касается и еще одного мегакомплекса — Амурского ГХК, который должен перерабатывать газ, поступающий по «Силе Сибири». Его сооружение отодвинуто на период после 2022 года.

Причем компания еще окончательно не определилась с его конфигурацией. Ранее намечалось создание двух очередей мощностью по 1,5 млн тонн каждая. Но теперь у СИБУРа возникли сомнения по поводу того, что «Газпром» выполнит в срок и в оговоренных объемах свою часть проекта — строительство газоперерабатывающих мощностей, производящих сырье для ГХК. «Соответственно, до конца не понимая свое сырьевое обеспечение, мы решили немножко подумать. Но это не значит, что у нас есть сомнения по поводу того, будем мы строить или нет. Точно будем», — объясняет К.Шамалов.

Таким образом, завершение процесса расширения отечественных нефтегазохимических мощностей тоже не за горами. Но если в случае с нефтепереработкой стагнации предшествовал этап интенсивного развития, давший ощутимые результаты, то нефтехимическая эпопея закан-

чивается едва начавшись. «ЗапСибНефтехим», который может войти в пятерку крупнейших н/х комплексов мира, безусловно, большой шаг вперед. Но, как видим, дальнейшие шаги под большим вопросом — как со стороны СИБУРа, так и других компаний.

И если СИБУР гарантирует реализацию как минимум одного мегапроекта, то другие игроки отечественной нефтехимии и во все сворачивают свои планы. Так, тот же ЛУКОЙЛ, на который раньше возлагалась задача по созданию отдельного Каспийского н/х кластера, теперь значительно урезал свои планы в данной сфере. В прошлом году на «Ставролене» (Буденновск) была пущена газоперерабатывающая установка, использующая сырье каспийских месторождений компании и обеспечивающая выход ШФЛУ. О дальнейшем углублении переработки каспийского газа ЛУКОЙЛ пока не думает.

Фактически провален проект по созданию на базе «Ставролена» мощностей по переработке пластиков. В сформированном для этих целей технологическом кластере до сих пор зарегистрирован только один участник — сам ЛУКОЙЛ. Ни одно предприятие пластпереработки интереса к нему не проявило.

На другом н/х предприятии компании, «Саратоворгсинтезе», тоже происходит лишь точечная модернизация. К 2018 году там должны быть пущены обновленные мощности по производству нитрил акриловой кислоты.

Прочие российские компании также фактически заморозили

проекты по созданию новых пиролизных мощностей и выпуску полимеров. Такое положение дел тем более обидно, что, в отличие от нефтепереработки, внешняя среда благоприятствует развитию нефтехимии. Как отмечает директор Strategy Partners Group Владимир Батхин, сейчас наблюдается пик спреда цен на полиэтилен и на нефть. Такого дифференциала не было с 1970-х годов. И эта тенденция, вопреки ожиданиям, уже достаточно давно не меняется. То есть маржинальность нефтехимии велика как никогда.

Сокращение маржи в результате налогового маневра заставляет выборочно загружать лишь наиболее эффективные мощности и сокращать объемы переработки

Этому есть ряд предпосылок. Глобальный интерес к н/х проектам определяется тем, что в последние годы уменьшается доля нефти, используемой для выработки моторных топлив. За последние 20 лет удельное потребление горючего уменьшилось в 1,5 раза благодаря технологическим улучшениям конструкции автомобилей. Относительно новым трендом является взрывное увеличение числа гибридных автомобилей и развитие инфраструктуры для использования электромобилей.

Так, в Калифорнии в 2015 году каждый десятый новый автомобиль был электромобилем. Поскольку обновление парка в этом штате происходит в среднем за

пять-шесть лет, это означает, что потребление бензина и дизеля будет падать примерно на 2% в год (и это без учета упомянутого эффекта от технологических

СИБУР активно реализует проект «ЗапСибНефтехим», но более отдаленные перспективы компании, включая сооружение Амурского ГХК, под вопросом

улучшений традиционных ДВС). Аналогичные процессы, пусть и не столь быстрые, наблюдаются и в других развитых государствах. Мировой спрос на топливо

Развитие малотоннажной химии является одной из главных задач в сфере глубокой переработки. Однако для этого требуется четкая государственная стратегия

поддерживается только благодаря автомобилизации в развивающихся странах. Но в случае создания бюджетного электромобиля они также могут снизить потребление бензина и дизеля.

«Малые» задачи отрасли

Вынужденная пауза в реализации крупных проектов в нефтепереработке и нефтехимии может быть использована для решения ряда локальных, но не менее важных задач. Первая и главная из них — повышение качества продукции.

Провал программы по созданию н/х кластеров поставил под удар не только осуществление крупных проектов, но и развитие малого и среднего бизнеса в отрасли

Как отмечает К.Молодцов, в стране существует большая проблема с качеством автомобильного топлива. Как правило, с НПЗ выходит горючее, соответствующее стандартам, но далее на предприятиях нефтепродуктообеспечения в результате так на-

зываемого емкостного хранения оно превращается в суррогат. И Минэнерго намерено всерьез заняться этой проблемой.

Вопросы стабильности качества продукции возникают и в сфере нефтехимии. К примеру, как отмечали участники дискуссии, в последнее время у потребителей появились нарекания к качеству пищевой пленки, производимой в России.

Вторая важная проблема — развитие малотоннажной химии. Если по базовым полимерам внутренний рынок близок к уровню самообеспечения, то специальные продукты приходится по-прежнему закупать за рубежом. По оценкам экспертов, порядка 70% номенклатуры химической продукции обеспечивается за счет импорта. В объемном выражении это сотни тысяч тонн, в ценовом — до 1 трлн рублей в год.

В качестве примера участники дискуссии привели терефталевую кислоту, которая необходима для получения полиэфирного волокна и, соответственно, развития отечественной легкой промышленности. Поскольку внутреннее производство этого продукта недостаточно, его приходится завозить из Южной Кореи. Правда, сейчас при поддержке ФРП планируется создать дополнительные мощности в Нижнекамске.

Другой пример — производство катализаторов. Если в нефтепереработке эта проблема близка к решению благодаря строительству катализаторных мощностей в Омске, то с катализаторами для нефтехимии по-прежнему большие трудности, их приходится импортировать. Ранее была достигнута договоренность о выпуске в Томске титан-магниевого катализатора для полимеризации и получения полиэтилена и полипропилена, но проект завис.

Более того, в России наблюдаются пробелы по целым перспективным направлениям химии, которые сейчас триумфально развиваются за рубежом. Одно из них — выпуск углепластиков, которые применяются для производства ряда высокотехнологичных изделий. Данной тематикой занимается ряд предприятий в Татарстане,

но в целом наша страна здесь сильно отстает.

Надо развивать и производство ABC-пластиков, которые используются при выпуске транспортных средств, а также многие другие виды специальных пластиков и композитных материалов.

Как отмечает замминистра промышленности и торговли Сергей Цыб, именно средне- и малотоннажная химия сейчас становится приоритетом, для ее поддержки планируется внести ряд изменений в Стратегию развития химического и нефтехимического комплекса. По мнению чиновника, сегодня в стране имеются все необходимые заделы для реализации нишевых проектов в этой сфере с участием малых и средних компаний.

В конце концов, идеология формирования кластеров как раз и заключалась в том, чтобы создавать предприятия малой химии вокруг шести крупных центров, обеспечивающих производство базовой н/х продукции. Но эта задача была с треском провалена, как из-за отсутствия новых «базовых» н/х комплексов, так и из-за того печального состояния, в котором ныне пребывает отечественный малый бизнес. Так что решить проблему «малотоннажки» будет очень не просто.

Звучат предложения создать дополнительные стимулы для лидеров отрасли, в том числе для того же СИБУРа, которые подвигли бы их к осуществлению проектов в сфере малой химии, раз уж они не берутся за крупные. Но вряд ли гиганты окажутся эффективными в данной сфере. Выпуск многотысячной номенклатуры химических продуктов все же прерогатива малого бизнеса. А он не будет развиваться до тех пор, пока не появятся упомянутые кластеры.

Впрочем, отдельные положительные подвижки все же есть. Как отмечает заместитель премьер-министра Башкортостана Дмитрий Шаронов, в 2012 году в республике был создан собственный н/х кластер. В него сегодня входит 116 организаций, занимающихся малотоннажной химией, инжинирингом, нефтегазовым машиностроением и т.д. Благодаря объединению усилий они смог-

ли облегчить себе доступ к заказчикам, включая СИБУР и «Газпром». Уже удалось наладить поставки нескольких десятков продуктов на десятки миллиардов рублей, к примеру катализаторов для нужд СИБУРа.

Вместе с тем, как подчеркивает Д.Шаронов, несмотря на все успехи, работа идет страшно медленно и отрасль из-за этого очень много теряет. Одна из причин — отсутствие четких правил игры. В частности, возникает ряд сложностей при взаимодействии крупных и малых компаний. Зачастую гиганты заставляют малые предприятия «тренироваться», постоянно изменяя свои пожелания и требуя доработок. Поэтому нужно на федеральном уровне четко определить условия их сотрудничества.

Без этого развитие малой химии не будет иметь перспектив.

В существенном усилении нуждается и научная база нефтехимии. Как подчеркивает К.Шамалов, США, ЕС и Китай тратят на НИОКР в химической промышленности около \$8 млрд в год каждый. В России эти цифры на несколько порядков меньше.

Наконец, пауза в реализации крупных проектов может быть использована и для решения сырьевых проблем отечественной нефтехимии. Главная из них, как известно, заключается в отсутствии доступа поволжских производителей к легкому УВС Западной Сибири. Раньше Минэнерго выступало противником сооружения ШФЛУ-провода между этими регионами, но теперь, кажется, изменило свое мнение. «Я на-

деюсь, что бизнес найдет то взвешенное структурированное предложение, которое поможет Поволжскому кластеру правильно решить задачу своего сырьевого обеспечения», — мягко намекнул К.Молодцов на желательность сооружения данной трубы.

Таким образом, стратегия «малых» дел имеет свое право на существование. Отрасли есть чем заняться во время паузы в реализации крупных проектов. Но не будут ли эти «малые» планы точно так же завалены, как и помпезная концепция формирования шести гигантских кластеров? Ведь если не сделаны надлежащие выводы из прошлых ошибок, то какие есть основания надеяться на то, что государство и компании справятся с малой химией лучше, чем с крупной? ■

www.ngv.ru

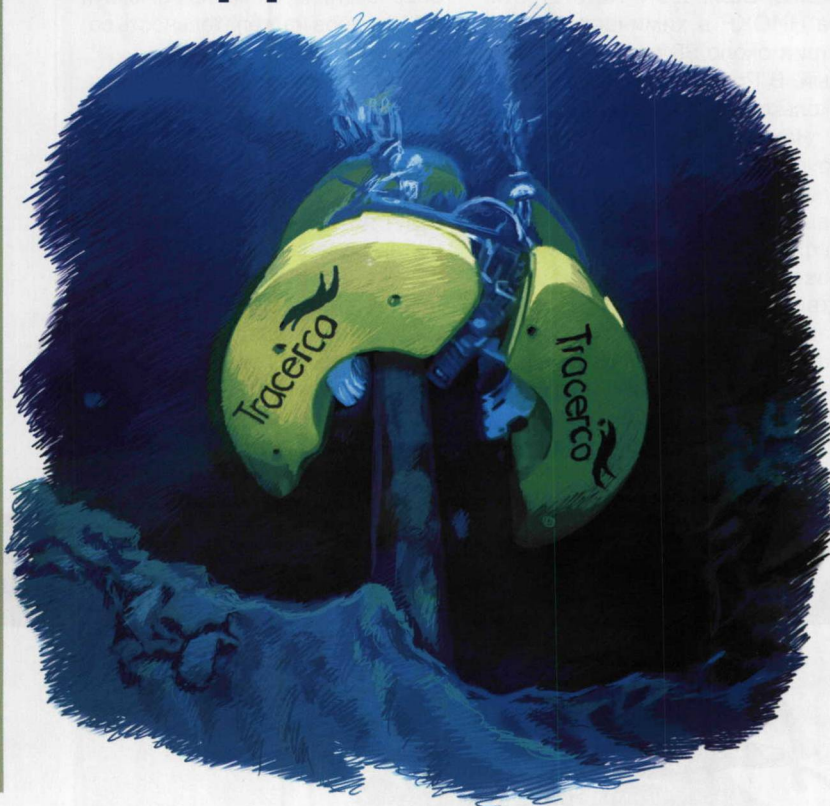


**С ВЕРТИКАЛЬЮ
ВЫ ВСЕГДА
НА ВЫСОТЕ**

В каждом номере Вертикали — предложение оптимальных решений для вашего бизнеса с учетом актуального состояния нефтегазового комплекса

НЕФТЕ
ГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
ngv.ru

ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ: ВЗГЛЯД СНАРУЖИ — ВИД ИЗНУТРИ



Стремление к максимальной оптимизации расходов в условиях устойчиво «медвежьих» настроений рынка стимулирует поиск и развитие новых технологических решений, обеспечивающих комплексное обследование подводных трубопроводов, причем без прерывания основных производственных процессов и даже без частичного удаления защитного покрытия. Среди самых современных — использование методов компьютерной томографии для контроля состояния подводных трубопроводов на больших глубинах.

Несмотря на жесткий пресинг нефтяных цен, урезание перспективных планов прокладки новых подводных магистралей на практике оказалось гораздо скромнее, чем в остальных сегментах подводного оборудования. Более того, на фоне общего (и весьма значительного) сокращения капитальных затрат добывающими компаниями подводные трубопроводы пока сравнительно благополучно переживают кризис, сохраняя надежды на достаточно динамичное восстановление уже в средне-

срочной перспективе (см. «Распределение капитальных расходов...», «Восстановление рынка...» и «Динамика капитальных расходов операторов...»), которые лишь подстегиваются интересом операторов к разработке глубоководных месторождений и наращиванием магистральных экспортных мощностей.

Однако успех дальнейшего развития разветвленной сети трубопроводов и погружение на новые (все большие) глубины в значительной степени зависит от решения ряда технико-технологических

проблем. В частности, по-прежнему актуальными остаются вопросы осуществления эффективного контроля за состоянием корпуса подводных трубопроводов, а также своевременного выявления отложений на их внутренних поверхностях.

Понятно, что наибольший интерес для операторов представляют технологии, которые позволяют производить все эти действия без остановки/замедления основных производственных процессов. В идеале речь идет о синхронном решении двуединой задачи: обеспечение целостности подводных нефте- и газотранспортных коммуникаций и поддержание их проектной мощности.

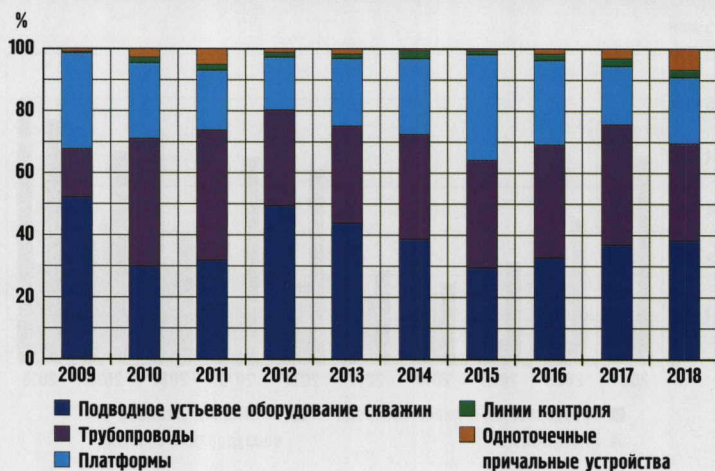
Ожидается, что предлагаемые разработки должны быть максимально универсальными, а область их применения как можно более широкой, охватывающей не только все виды подводных трубопроводов (с различного рода покрытием, выполненные по схеме «труба в трубе» и прочее), но и комбинированные очищаемые и неочищаемые трубопроводные линии, их связки, а также морские буровые стояки (райзеры).

Одним из интересных вариантов решения, соблюдающим все эти условия, представляется система контроля Discovery, предлагаемая специалистами компании Tracerco (США), испытания которой были завершены во второй половине 2015 года.

Как это работает

Согласно предварительной информации, данная система дает возможность одновременно получать высокоточные данные, характеризующие состояние корпуса подводного трубопровода по всей его толщине, а также определять участки и уровень концентрации гидратов, асфальтинов, парафинов и других подобных эле-

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ РАСХОДОВ НА МОРСКОЕ БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПО СЕКТОРАМ



Источник: Infield Systems

ментов, осаждающихся на внутренних поверхностях и затрудняющих формирование устойчивого потока. Обследование производится исключительно с внешней стороны подводных коммуникаций при помощи подводного дистанционно управляемого аппарата (ПА с ДУ), что позволяет не только не прерывать, но и не замедлять плановый производственный процесс).

По мнению разработчиков, подобная технология на сегодняшний день является единственной, способной обеспечить эффективный контроль за состоянием неочищаемых/трудноочищаемых подводных трубопроводов без частичного удаления защитного по-

крытия. В свою очередь, это дает возможность существенно сэкономить как время, необходимое для профилактического обследования, так и дополнительные средства на восстановление защитного покрытия, а также значительно снижает дополнительные риски повреждения подводных коммуникаций при выполнении данных вспомогательных операций.

Что же касается систем, выполненных по схеме «труба в трубе» (PIP), то предлагаемая разработка обещает высокую точность (ок. 1 мм) выявления аномальных отклонений как на внешней, так и на внутренней стенке корпуса. Это достигается посредством кругового (360°) сканирования трубо-

провода в режиме реального времени, также без предварительного удаления защитного покрытия.

В основу работы Discovery заложено применение технологий компьютерной томографии с последующей оперативной обработкой и трансляцией данных

Урезание планов прокладки новых трубопроводов оказалось скромнее, чем для другого подводного оборудования, а надежды на их быстрое восстановление выше

оператору на береговой и плавучий (буровая платформа, вспомогательное судно) пост управления. Непосредственные манипуляции и управление системой при

По-прежнему актуально синхронное решение двуединой задачи: обеспечение целостности подводных трубопроводов и поддержание их проектной мощности

использовании на объекте исследования производится при помощи ПА с ДУ, причем заявленный уровень рабочих глубин достигает 10 тыс. футов (3048 метров).

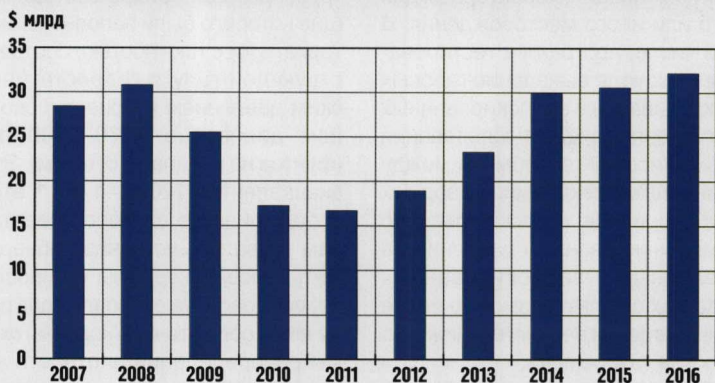
Компьютерная томография обеспечивает комплексный контроль без удаления защитного покрытия, что экономит время, деньги и снижает «травматические» риски

Во время практических испытаний на месторождениях Мексиканского залива (сектор США) при помощи Discovery было обследовано более 200 участков подводных трубопроводов с защитным покрытием (в том числе PIP-конфигурации) различного диаметра, а также трубопроводных перемычек на глубинах 2900–4400 футов (884–1341 метров).

Особенности подводной томографии

Как показывает практика, компьютерная томография на сего-

ВОССТАНОВЛЕНИЕ РЫНКА ПОДВОДНОГО ОБОРУДОВАНИЯ



Источник: Douglas-Westwood, World Subsea Hardware Market Forecast 2012–2016

дняшний день представляется единственной технологией, обеспечивающей получение точных характеристик целостности корпуса, а также характеристик рабочего потока по всей длине подводных трубопроводов, без даже частичного их вскрытия.

Помимо обследования корпуса трубопровода снаружи и внутри, компьютерная томография дает наглядную картину рабочего потока

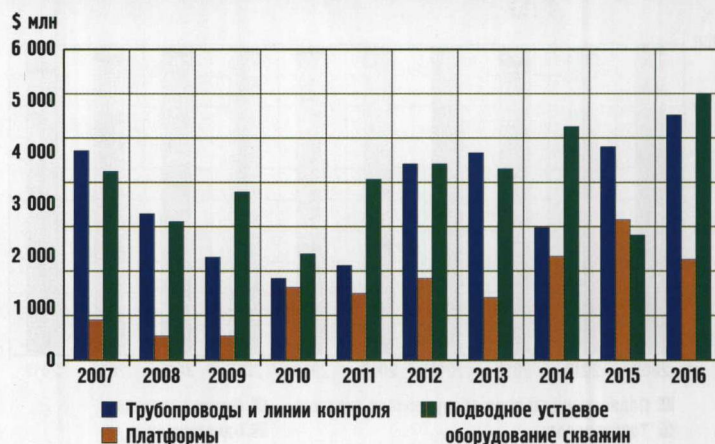
Дополнительными преимуществами применения компьютерной томографии на больших глубинах являются:

- ⊙ универсальность способов применения и точностных характеристик (± 1 мм) для обследования как жестких, так и гибких (комбинированных) трубопроводных конструкций всех видов, а также их блоков;

Газовые карманы в отложениях парафинов, асфальтина и гидратов, как правило, удается обнаруживать уже после первого оборота сканера

- ⊙ достаточная чувствительность для отражения состояния рабочих потоков всех видов (жидкостных, газовых, смешанных);

ДИНАМИКА КАПИТАЛЬНЫХ РАСХОДОВ ОПЕРАТОРОВ ГЛУБОКОВОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ США ПО СЕКТОРАМ



- ⊙ передача и обработка высокоточных данных в режиме реального времени, что позволяет оперативно принимать решения на проведение восстановительных/очистных операций с целью предотвращения утечек и/или ослабления мощности (блокировки) рабочего потока;
- ⊙ непрерывность основного производственного процесса при проведении обследования, быстрое восстановление рабочего режима/производительности после ликвидации предпосылок возникновения аномальных явлений, а также их последствий.

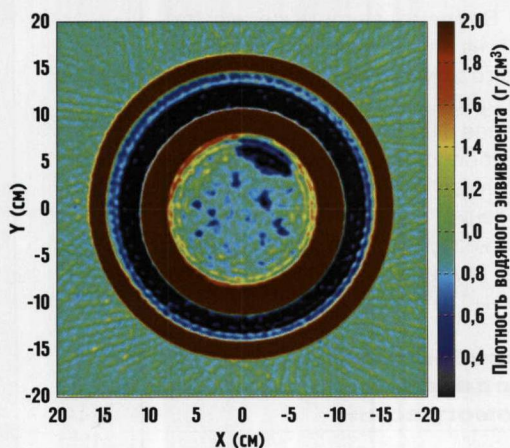
В целях повышения точности диагностики отложений на внутренних поверхностях трубопроводов перед практическим использованием системы было произведено ее тестирование, включающее распознавание возможных осадочных элементов и их различных комбинаций, характерных для того или иного месторождения. В том числе, программа тестирования включала выявление газовых микроканалов в заблокированных магистральных в ходе исследования возможностей газообмена между различными секциями подводных трубопроводов, а также опыты по измерению разницы давлений на различных заблокированных участках с целью возможно более точной оценки верхнего и нижнего порогов газообмена.

В качестве тестового образца по определению открытых газо-

вых микроканалов использовался участок трубопровода, заблокированный отложениями асфальтенов или парафина, с шестью микроотверстиями. Для условий, имитирующих реальную обстановку предполагаемых районов использования системы Discovery в Мексиканском заливе, диаметры контрольных отверстий колебались в диапазоне 0,25–2,2 дюйма (6,35–55,88 мм). Схемы распределения плотности составлялись по результатам сначала двух, а потом десяти последовательных оборотов сканера. Как правило, после 10-кратных измерений положение всех газовых каналов удавалось установить с требуемой степенью точности (см. «Схема распределения плотности потока...»).

Для определения перепадов давления в заблокированных каналах систему предварительно «тренировали» на сканировании PIP-трубопровода, четыре составляющие которого были заполнены материалами с плотностью, соответствующей газу с гидростатическим давлением в ориентировочном диапазоне 1770–2500 psi (фунтов на квадратный дюйм). Это эквивалентно 120,44–170,11 атм. В большинстве случаев операторам удавалось устойчиво обнаружить газовые карманы уже после первого оборота сканера, а для получения более точной картины схемы распределения плотности на проблемных участках результаты однократного измерения (30-се-

СХЕМА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ПОТОКА В ТРУБОПРОВОДЕ С АСФАЛЬТЕНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ



Источник: Tracerco

Характеристики системы контроля Discovery

Параметр	Точность
Линейные размеры дефектов	До 1 мм
Изменение плотности рабочего потока	0,05 г/см ³
Минимальное время обнаружения «газового кармана» (в парафинах или асфальтинах)	30 сек. (1 скан)
Время точного измерения плотности «газового кармана»	10 мин. (20 сканов)

Параметры карт плотности для региона Мексиканского залива

Материалы с высокой плотностью, г/см ³	
Парафины	0,80
Гидраты	0,90–0,96
Асфальтин	1,1
Неочищенные парафины	1,92–2,65
Материалы с низкой плотностью, г/см ³	
Газ	0,05–0,20 (в зависимости от давления)
Конденсат	0,70–0,80 (в зависимости от давления)
Нефть	0,70–0,80

кундное сканирование) позднее сопоставлялись с 20-кратными (10-минутное сканирование).

Помимо одиночных трубопроводов, новая разработка неплохо зарекомендовала себя и на изолированных магистралах в комбинированных системах. В частности, Discovery использовалась для обследования пятирядного полипропиленового трубопровода в комбинированной линии со специальным креплением, позволяющим ей охватывать весь блок труб с одновременным сканированием с достаточной разрешающей способностью.

По итогам тестирования были установлены точностные характеристики системы (см. «Характеристики...»).

При этом наиболее ясная картина и максимальная оценочная точность плотности газовых карманов в осадочных отложениях обычно достигалась в течение периода до 15 минут (30 сканов). Дальнейшее увеличение времени обследования участка (вплоть до 30 минут), как правило, не давало существенного повышения точности измерений.

В ходе оценки возможностей обеспечения заданной интенсивности рабочего потока система использует водяной эквивалент плотности для создания 2D-схем распределения плотности всего содержимого трубопровода по его составляющим. Помимо измерения полезной нагрузки, полу-

ченные схемы позволяют операторам определять типы и уровни отложения осадочных элементов на внутренних стенках подводных магистралей.

Для наглядного отображения содержимого потока скважины на картах плотности обычно применяется масштаб 0–2 г/см³. Например, стандартный вид карты плотности трубопровода PIP-типа представляет 60%-ное заполнение среза материалами, обладающими высокой плотностью, в то время как на материалы с низкой плотностью приходится около 40%. Однако с целью создания более точной картины рабочего потока Discovery может применяться и более развернутый масштаб: от 0 до 3,8 г/см³. Благодаря этому оператор получает возможность оценить толщину отложений каждого из типов осадочных элементов, а также долю общей площади среза, которую он занимает (см. «Параметры плотности...»).

Что же касается характеристик целостности корпуса подводных магистралей, то для них при обработке данных Discovery используется стальной эквивалент плотности, на основе которого рассчитываются и отображаются параметры как внешних, так и внутренних стенок трубопроводов (см. «Схема распределения плотности с указанием диаметра...»).

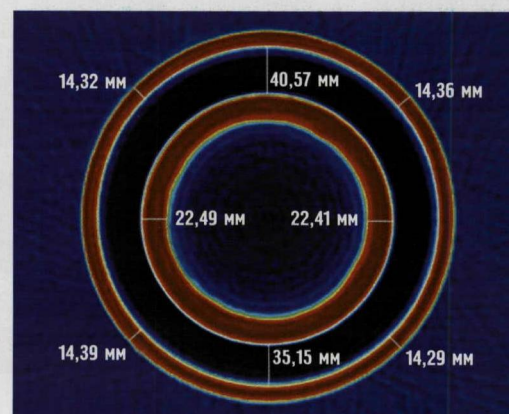
При этом оператор получает подробную информацию о фактической толщине стенок корпуса

по всей окружности трубопровода с высокой точностью. В частности, на приведенном выше рисунке видны перепады толщины внешних и внутренних оболочек с минимальными (до сотых долей мм) отклонениями, а также (более значительная) разница зазоров между внешней и внутренней трубами PIP-системы.

Заявленный уровень рабочих глубин современных систем компьютерной томографии для подводных трубопроводов достигает 10 тыс. футов (3048 метров)

Для удобства в оценке вероятности коррозионной или механической деформации система контроля может дополнительно отображать проектную толщину стенок корпуса с определенными допусками, на которую накладываются данные о ее реальной толщине на отдельных участках, по мере продвижения сканирующего устройства вдоль трубопровода. 

СХЕМА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ С УКАЗАНИЕМ ДИАМЕТРА СТенок ТРУБОПРОВОДА И ЗАЗОРА МЕЖДУ НИМИ



Источник: Tracerco



Society of Petroleum Engineers



Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE

24-26 октября 2016 | Центр международной торговли, Москва, Россия
www.spe.org/events/rptc/2016

Подача рефератов открыта!

Крайний срок подачи рефератов: 18 марта 2016

За дополнительной информацией, пожалуйста, обращайтесь к Марии Тишковой:
russianoilandgas@spe.org; mtishkova@spe.org. Тел.: +7 (495) 268-04-54

Платиновый спонсор

Schlumberger

Золотой спонсор

HALLIBURTON

Фонд нефтяных скважин за март 2016 года

Компания (предприятие)	Скважины, дающие продукцию					
	Всего	в том числе по способам эксплуатации				
		ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧИЕ
Нефтяные компании						
ЛУКОЙЛ	28652	290	19148	7801		1413
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	16372	78	14092	2029		173
Волгодеминийол	35	17	18			
ЛУКОЙЛ-АИК	499		489	10		
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	298	10	48	240		
ЛУКОЙЛ-Коми	2896	41	1732	433		690
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	23	23				
ЛУКОЙЛ-Пермь	6219	21	1942	3860		396
ПермТОТИНефть	83		19	64		
РИТЭК	2156	100	759	1143		154
Турсунт	71		49	22		
Роснефть	39368	1361	32361	5018	312	316
Бугурасланнефть	430		343	87		
Ванкорнефть	421	17	404			
Ваньеганнефть	367	28	324	15		
Варьеганнефтегаз	422	35	385	2		
Востсибнефтегаз	8	8				
ВЧНГ	287	29	258			
Грознефтегаз	188	33	24	96		35
Дагнефтегаз	25	15		10		
Ермаковское	391		352	39		
Корп. Югранефть	131		131			
ННП	855	7	848			
Оренбургнефть	2068	106	1849	113		
РН-Краснодарнефтегаз	912	120	93	368	312	19
РН-Маланинская группа	17		15	1		1
РН-Нижневартовск	1892		1873	16		3
РН-Няганьнефтегаз	2965	63	2748	154		
РН-Пурнефтегаз	1677	73	1535	68		1
РН-Сахалинморнефтегаз	976	4	142	802		28
РН-Северная нефть	377	1	376			
РН-Ставропольнефтегаз	348	24	323	1		
РН-Уватнефтегаз	572		572			
РН-Юганскнефтегаз	10629	676	9932	1		20
Роснефть-Дагнефть	55	38	15	2		
Роспан Интернешнл	1		1			
Самаранефтегаз	3148	11	2309	708		120
Самотлорнефтегаз	6204	61	6023	98		22
Северо-Варьеганское	209	11	191	7		
Таас-Юрях Нефтегаздобыча	44		44			
Тюменнефтегаз	12	1	5			6
Удмуртнефть	3737		1246	2430		61
Газпром нефть	7834	180	7435		219	
Газпром нефть шельф	3		3			
Газпромнефть-Ангара	2	2				
Газпромнефть-Восток	407	19	388			
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	3447	36	3411			
Газпромнефть-Оренбург	379	79	81		219	
Газпромнефть-Хантос	2443	4	2439			
Газпромнефть-Ямал	18	5	13			
Заполярье	1111	30	1081			
ЮУНГ	24	5	19			
Сургутнефтегаз	20655	374	18010	2235		36
Сургутнефтегаз (УФО)	20006	193	17555	2235		23
Сургутнефтегаз (Якутия)	649	181	455			13
Татнефть	18979	11	3329	15639		
Татнефть им. В.Д.Шашина	18873	5	3297	15571		
Татнефть-Самара	105	6	31	68		
Татнефть-Северный	1		1			

Компания (предприятие)	Скважины, дающие продукцию					
	Всего	в том числе по способам эксплуатации				
		ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧИЕ
Башнефть	14607	28	3398	11150		31
Башнефть-Добыча	14490	20	3290	11150		30
Башнефть-Полюс	55	6	49			
Бурнефтегаз	62	2	59			1
Славнефть	3785	59	3695	26		5
Обьнефтегеология	89		89			
ОНГГ	456	6	450			
Славнефть	73		73			
Славнефть-Красноярскнефтегаз	6	6				
Славнефть-Мегионнефтегаз	2794	47	2716	26		5
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	69		69			
Славнефть-Нижневартовск	253		253			
Соболь	45		45			
РуссНефть	2059	28	1725	291		15
АКИ-ОТЪР	271	4	267			
Белые ночи	342	13	324	5		
Валюнинское	7		7			
Варьеганнефть	589	5	556	28		
Голойл	20		20			
Мохтикнефть	22		22			
РуссНефть	495	6	370	114		5
Саратовнефтегаз	9			9		
Томская нефть	19		19			
Ульяновскнефть	221		76	135		10
Черногорское	64		64			
ННК	570	10	487	73		
Колвинское	17		17			
Конданефть	2		2			
ННК-ВТК	73		73			
ННК-Печоранефть	63		63			
Санеко	50	1	47	2		
СН-Газдобыча	9	9				
Татнефтеотдача	356		285	71		
Нефтяные компании, итого	136509	2341	89588	42233	531	1816
НОВАТЭК	115	45	70			
НОВАТЭК-Тархосаленнефтегаз	113	45	68			
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз	2		2			
Прочие производители						
Зарубежнефть	194	1	193			
РУСВЬЕТПЕТРО	194	1	193			
НК Нефтиса	2269	5	1037	1225		2
Белкамнефть	1113		384	729		
ЕНЭС	16	3	7	6		
Камбарская ННК	3		1	2		
КанБайкал Резервсез Инк.	51		51			
Комнедра (УПК Недра)	25		25			
НК Самара	10		10			
Новосибирскнефтегаз	80		80			
Окуневское	23		20	3		
Регион-й нефтяной консорциум	351		113	238		
РешНК	6		4	2		
Рябовское	51		33	18		
Самаринвестнефть	73		25	48		
СИБИНТЭК	26		26			
СтандартНафта	2		2			
Удмуртгеология	61		32	29		
Удмуртская нефтяная компания	77		37	40		
Удмуртская ННК	78		13	65		
Уралнефтесервис	28	1	24	3		
Уральская нефть	48		6	42		
Чедтый нефть	3		1			2
Юрскнефть	144	1	143			
Арктикгаз	12	7	5			
Арктическая нефтяная компания	30	1			29	
Верхнеомринская нефть	1			1		

Компания (предприятие)	Скважины, дающие продукцию					
	Всего	в том числе по способам эксплуатации				
		ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧИЕ
Енисей	38		38			
Коми Ресурсес	1		1			
КРП Черноморнефтегаз	36			36		
Назымская НГРЭ	1		1			
Ойлгазтэт	13		13			
Оренбургнефтеотдача	21		11	10		
Преображенскнефть	36		36			
Пурнефть	17	16	1			
Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел	5			5		
РН Ингушнефть	109	36		73		
Салым Петролеум Дев. Н.В.	606		606			
Тарховское	153	2	151			
Тиман-Печора Эксплорэйшн	4	1	3			
Томскнефть ВНК	2492	106	2250	125		11
Ханты-Мансийская НК	9		9			
Чепецкое НГДУ	33			33		
В том числе независимые производители:	6005	129	1400	4430		46
Восточносибирская Управл. компания	96	36	60			
Дулисьма	96	36	60			
Юкола-нефть	61	16		45		
Юкола-нефть	61	16		45		
Азинское	9			9		
Акмай	18		3	15		
Алойл	210			205		5
Альянснефтегаз	55		55			
Арктикнефть	25	4		21		
БайТекс	323		1	288		34
Бенталь	11			11		
Благодаров-Ойл	34		23	11		
Братскэгогаз	2	2				
Булгарнефть	114			114		
ВЕЛЛойл	10		6	4		
Веселовское	3		3			
Ветла	16		13	3		
ВОЛЬНОВСКНЕФТЬ	3			3		
Высоковское	14	5	9			
Газнефтесервис	3	3				
Геология	175		5	170		
Геотех	79		10	69		
ГРИЦ	134		79	55		
Дальпромсинтез	5		2	3		
ДИАЛЛ АЛЪЯНС	4	4				
Динью	8		7	1		
ДонНефть	12			12		
Дружбанефть	31		2	29		
Дубровинское	5			5		
ЕвроСибОйл	36	2	26	8		
Елабуганефть	32		9	23		
Иделойл	205		13	192		
Иджат	2			2		
ИНГА	34		34			
Ингеохолдинг	4		4			
ИНК	137	2	135			
ИНК-Запад	2	2				
ИНК-НефтеГазГеология	4	4				
ИНК-Север	3	2	1			
Институт РОСТЭК	2			2		
ИНТЭК-Западная Сибирь	5					5
ИТАНЕФТЬ	4			4		
Каббалкнефетоппром	7	7				
Калмипетрол	1	1				
Кама-нефть	7			6		1
Кара-Алтын	455		25	430		
Карбон	4	4				
Карбон-Ойл	68		25	43		

Компания (предприятие)	Скважины, дающие продукцию					
	Всего	в том числе по способам эксплуатации				
		ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧIE
Каюм Нефть	58	10	48			
Колванефть	11		11			
Компания Полярное Сияние	31	2	29			
КомсомольскНефть	7	2	3	2		
Кондурчанефть	92		44	48		
Косьюнефть	13		13			
МакОйл	30		8	22		
Матюшкинская вертикаль	43		43			
МЕГАЛИТ	1			1		
Меллянефть	63			63		
МНКТ	103		3	100		
НГК Горный	8		8			
Недра-К	12		12			
Нефтебурсервис	4		3			1
НефтУС	7		7			
Нефтьинвест	10		10			
Нижнеомринская нефть	20			20		
НК Развитие Регионов	24		24			
Нократойл	8			8		
Норд Империял	15	3	12			
Нурлатская нефтяная компания	6		6			
Нзм Ойл	12		12			
Омега	4			4		
Охтин-Ойл	102			102		
Печоранефтегаз	87		82	5		
Печорская энергетическая компания	7		7			
Регион-Нефть	22	6	16			
РНГК Саратов	5	5				
Руфьеганнефтегаз	5		5			
Саратовнефтегеофизика	12	1	11			
Саратовнефтедобыча	3	3				
Северное Сияние	6		6			
Селенгушнефть	21		17	4		
Сиаль	16		10	6		
СМП-Нефтегаз	171		1	170		
Стимул-Т	21		21			
ТАТЕХ	455		55	400		
Татнефтепром	320		83	237		
Татнефтепром-Зюзеенефть	244		5	239		
Татнефть-Геология	78		15	63		
Татойлгаз	412		46	366		
ТЕРРИГЕН	10			10		
Тихоокеанский терминал	2	1	1			
ТНГК-Развитие	135		25	110		
ТНС-Развитие	12		9	3		
Томскгеонефтегаз	11	2	9			
Трансойл	116		1	115		
Троицкнефть	151		47	104		
УНК-Пермь	29			29		
ХИТ Р	28		10	18		
ЦНПСЭИ	14			14		
Чумпаснефтедобыча	4		4			
Шешмаойл	426		44	382		
Энергетическая компания РИФ	5		4	1		
Южно-Аксютино	2		1	1		
Южно-Охтеурское	17		17			
Ямбулойл	2					
Прочие производители, итого	12085	304	5755	5938	29	59
Операторы СРП						
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	22	12			10	
Тоталь РРР	23		23			
Эксон НЛ (Сахалин-1)	36	34			2	
Операторы СРП, итого	81	46	23		12	
Всего	148790	2736	95436	48171	572	1875

Ввод новых нефтяных скважин за январь-март 2016 года

Компания (предприятие)	За соответств. период 2015 г.	С начала 2016 г.	в том числе по способам эксплуатации				
			ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧИЕ
Нефтяные компании							
ЛУКОЙЛ	252	168	16	143	8		1
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	118	95	5	89			1
Волгодеминойл	3	2	2				
ЛУКОЙЛ-АИК	12	8		8			
ЛУКОЙЛ-Коми	41	19	2	16	1		
ЛУКОЙЛ-Пермь	34	22	3	19			
ПермТОТИнефть	1						
РИТЭК	43	22	4	11	7		
Роснефть	345	548	19	511	14		4
Бугурусланнефть	4						
Ванкорнефть	22	13		13			
Ваньеганнефть	3	8	2	6			
Варьеганнефтегаз	9	15	4	11			
ВЧНГ	10	18		18			
Грознефтегаз	1						
ННП	8						
Оренбургнефть	23	19	2	17			
РН-Краснодарнефтегаз		2		2			
РН-Нижневартовск	8	17		17			
РН-Няганьнефтегаз	25	17	1	16			
РН-Пурнефтегаз	20	12		10			2
РН-Северная нефть	4	16		16			
РН-Ставропольнефтегаз	3	2		2			
РН-Уватнефтегаз	13	32		32			
РН-Юганскнефтегаз	144	309	5	302			2
Роспан Интернешнл		3	3				
Самаранефтегаз	18	27	1	26			
Самотлорнефтегаз	14	23	1	22			
Тюменнефтегаз	1						
Удмуртнефть	15	15		1	14		
Газпром нефть	177	150	22	127		1	
Газпромнефть-Ангара		1	1				
Газпромнефть-Восток	15	8	3	5			
Газпромнефть-ННГ	22	26	7	19			
Газпромнефть-Оренбург	23	8	1	6		1	
Газпромнефть-Хантос	88	79	2	77			
Газпромнефть-Ямал	1	3		3			
Заполярье	28	25	8	17			
Сургутнефтегаз	303	298	13	281	3		1
Сургутнефтегаз (УФО)	264	272	8	261	3		
Сургутнефтегаз (Якутия)	39	26	5	20			1
Татнефть им. В.Д.Шашина	77	90	1	6	82		1
Татнефть им. В.Д.Шашина	76	90	1	6	82		1
Татнефть-Самара	1						
Башнефть	31	34		29	5		
Башнефть-Добыча	16	22		17	5		
Башнефть-Полос	7	9		9			
Бурнефтегаз	8	3		3			
Славнефть	44	51		51			
ОНГГ	15	5		5			
Славнефть		5		5			
Славнефть-Мегийоннефтегаз	26	33		33			
Славнефть-Нижневартовск	3	8		8			
РуссНефть	26	18	4	14			
АКИ-ОТЫР	8	5	2	3			
Белые ночи	3	7	2	5			
Варьеганнефть	1						
РуссНефть	10	2		2			
Томская нефть		1		1			
Ульяновскнефть	4	3		3			
ННК	3	4		4			
Колвинское		2		2			
ННК-ВТК	2	2		2			
Санеко	1						
Нефтяные компании, итого	1258	1361	75	1166	112	1	7

Компания (предприятие)	За соответств. период 2015 г.	С начала 2016 г.	в том числе по способам эксплуатации				
			ФОНТАН	УЭЦН	ШГН	ГАЗЛИФТ	ПРОЧЕ
НОВАТЭК	7	20	11	9			
НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз	7	10	2	8			
НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз		2	2				
ЯРГЕО		8	7	1			
Прочие производители							
Зарубежнефть	7	8		8			
РУСВЬЕТПЕТРО	7	8		8			
НК Нефтиса	14	38	1	30	7		
Белкамнефть		1		1			
ЕНЭС		3		3			
КанБайкал Резерсез Инк.		3		3			
НК Самара	1	2		2			
Новосибирскнефтегаз		1		1			
Окуневское	1	5		4	1		
Регион-й нефтяной консорциум	3	10		5	5		
Рябовское	3						
Самаринвестнефть		3		3			
СИБИНТЭК	1						
Удмуртгеология	2	3		2	1		
Удмуртская нефтяная компания	2						
Удмуртская ННК		3		3			
Уралнефтесервис	1						
Юрскнефть		4	1	3			
Мессояханефтегаз	4	4		4			
Ойлгазтэт		4		4			
Оренбургнефтеотдача	3	1		1			
Преображенскнефть		1	1				
Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел	2						
Салым Петролеум Дев. Н.В.	19	33		33			
Томскнефть ВНК	30	28	4	24			
В том числе независимые производители:	93	81	8	34	33		6
Восточносибирская Управл.компания	5	9	8	1			
Дулисьма	5	9	8	1			
Юкола-нефть	3	1			1		
Юкола-нефть	3	1			1		
Алойл	3	3			2		1
БайТекс	17	14			10		4
Благодаров-Ойл	1						
Винка	2						
Геология	4	1			1		
Елабуганефть	2						
Иделойл	3	3			3		
ИНК	12	19		19			
ИНК-Север		1		1			
ИНТЭК-Западная Сибирь	1						
Кара-Алтын	8	3			3		
Карбон-Ойл	2						
Каюм Нефть		9		9			
Кондурчанефть	1						
Косьюнефть	1	1		1			
НК Развитие Регионов	2						
Охтин-Ойл	1	3			2		1
Стимул-Т	6						
ТАТЕХ	3	3		3			
Татнефть-Геология	2						
Татойлгаз	4	3			3		
ТНС-Развитие	1	1			1		
УНК-Пермь		1			1		
Шешмаойл	9	6			6		
Прочие производители, итого	172	198	14	138	40		6
Операторы СРП							
Эксон НЛ (Сахалин-1)	1	1	1				
Операторы СРП, итого	1	1	1				
Всего	1438	1580	101	1313	152	1	13

Проходка в бурении за март 2016 года (тыс. м)

Компания (предприятие)	Разведочное бурение		Эксплуатационное бурение		
	С начала 2016 г., Фактическая проходка	Март	С начала 2016 г.		Март
			Фактическая проходка	Горизонтальное бурение	
Нефтяные компании					
ЛУКОЙЛ	78.9	25.5	563.2	180.7	201.8
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	67.0	21.8	342.0	110.4	123.0
Волгодеминойл	1.5	0.9			
ЛУКОЙЛ-АИК			14.8	0.0	8.8
ЛУКОЙЛ-Коми	0.5	0.1	78.2	17.4	25.3
ЛУКОЙЛ-Пермь	1.4	1.1	61.4	27.4	22.8
РИТЭК	8.6	1.6	66.8	25.6	21.9
Роснефть	37.5	23.6	2024.9	689.9	751.5
Бугурусланнефть			2.3	0.0	2.3
Ванкорнефть			39.6	35.3	10.8
Варьеганнефтегаз	2.9	2.6	42.8	16.4	11.7
Востсибнефтегаз			11.4	9.1	2.4
ВЧНГ			46.9	43.2	14.7
Грознефтегаз	0.5	0.3			
КЧНГ			0.5	0.0	0.0
Оренбургнефть	10.0	3.3	84.0	0.0	39.6
РН-Краснодарнефтегаз			6.2	0.0	3.5
РН-Няганьнефтегаз			33.9	25.3	11.8
РН-Пурнефтегаз	0.8	0.8	56.8	45.0	24.1
РН-Северная нефть			38.1	13.4	11.7
РН-Ставропольнефтегаз	0.0	0.0	8.1	0.0	2.9
РН-Уватнефтегаз	8.2	4.5	108.5	49.1	44.7
РН-Шельф Дальний Восток	7.4	7.4	3.0	10.4	0.0
РН-Юганскнефтегаз			1230.9	247.8	438.1
Роспан Интернешнл	0.1	0.0	40.2	0.0	16.8
Самаранефтегаз	2.6	2.5	47.9	0.0	28.8
Самотлорнефтегаз			143.7	132.8	57.1
Сузун			36.3	32.1	13.3
Таас-Юрях Нефтегаздобыча	0.0	0.0	18.5	17.4	6.4
Тагульское	0.9	0.9	0.7	0.7	0.7
Тюменнефтегаз			7.2	7.2	2.4
Удмуртнефть	4.1	1.2	17.5	4.6	7.7
Газпром нефть	6.9	4.2	615.0	350.7	221.1
Газпромнефть-Ангара	0.0	0.0	0.6	0.0	0.6
Газпромнефть-Восток	0.9	0.9	21.7	0.0	3.0
Газпромнефть-ННГ	1.7	1.7	238.0	195.5	82.5
Газпромнефть-Оренбург	4.3	1.6	30.9	29.9	16.7
Газпромнефть-Хантос			281.1	82.6	100.9
Газпромнефть-Ямал			42.7	42.7	17.4
Сургутнефтегаз	57.5	22.2	1003.5	64.4	358.8
Сургутнефтегаз (УФО)	47.0	20.3	942.2	47.0	336.1
Сургутнефтегаз (Якутия)	10.5	1.9	61.3	17.4	22.7
Татнефть им. В.Д.Шашина	4.2	3.3	215.0	69.9	80.8
Абдулинскнефтегаз			2.6	2.6	0.8
Татнефть им. В.Д.Шашина	4.2	3.3	212.5	67.4	80.0
Башнефть	15.4	6.7	118.7	95.8	40.4
Башнефть-Добыча	15.4	6.7	57.2	57.2	20.3
Башнефть-Полюс			28.5	17.6	10.0
Бурнефтегаз			33.1	21.1	10.1
Славнефть	3.4	1.4	420.7	362.8	152.4
ОНГГ			74.2	70.8	21.7
Славнефть			26.4	23.6	8.4
Славнефть-Красноярскнефтегаз	2.4	0.4	1.0	1.0	1.0
Славнефть-Мегионнефтегаз	1.0	1.0	289.5	241.2	105.9
Славнефть-Нижневартовск			29.6	26.2	15.5

Компания (предприятие)	Разведочное бурение		Эксплуатационное бурение		
	С начала 2016 г., Фактическая проходка	Март	С начала 2016 г.		Март
			Фактическая проходка	Горизонтальное бурение	
РуссНефть	0.0	0.0	95.5	29.0	60.9
АКИ-ОТЫР			26.9	5.6	15.5
Белые ночи	0.0	0.0	35.4	19.9	21.1
РуссНефть			13.4	3.5	13.4
Томская нефть			17.9	0.0	10.9
Ульяновскнефть			1.9	0.0	0.0
ННК	5.1	2.7	21.7	0.0	9.8
НК Конданефть	0.8	0.0			
ННК-ВТК			21.7	0.0	9.8
ННК-Саратовнефтегаздобыча	4.3	2.6			
Нефтяные компании, итого	209.0	89.5	5078.3	1843.2	1877.5
НОВАТЭК	2.1	0.1	9.9	9.9	2.6
НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз	2.1	0.1	9.9	9.9	2.6
Прочие производители					
Зарубежнефть			17.9	0.0	4.6
РУСВЬЕТПЕТРО			17.9	0.0	4.6
НК Нефтиса	2.5	0.2	75.9	23.1	25.1
Белкамнефть	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0
ЕНЭС			5.2	0.0	2.0
КанБайкал Резорсез Инк.	0.0	0.0	20.3	5.1	10.7
Комнедра (УПК Недра)			5.6	3.4	2.4
НК Самара			3.0	0.0	1.5
Окуневское			6.2	0.0	1.1
Регион-й нефтяной консорциум			7.0	0.0	1.5
Самараинвестнефть			2.8	0.0	0.0
СИБИНТЭК	2.4	0.1	5.9	8.2	2.1
Удмуртгеология			2.9	0.0	0.0
Удмуртская ННК			4.4	0.0	0.0
Уралнефтесервис			1.1	0.0	1.1
Юрскнефть			10.2	6.4	2.8
Мессояханефтегаз			13.4	13.2	3.2
Нефтетрейд-Удмуртия	0.9	0.9	0.1	0.0	0.1
Оренбургнефтеотдача			2.4	1.6	0.8
Салым Петролеум Дев. Н.В.			77.8	25.3	24.6
Сибнефтегаз	1.2	0.0	1.3	1.3	0.0
Томскнефть ВНК	0.0	0.0	53.2	16.8	13.5
Ханты-Мансийская НК			0.8	0.0	0.8
Ямал СПГ			24.4	13.0	6.6
В том числе независимые производители:	6.2	1.8	145.2	42.8	48.1
Алойл			3.2	0.0	1.8
ВЕЛЛойл	1.5	0.0			
Иделойл			3.0	0.0	0.0
ИНК	4.2	1.3	100.6	38.9	34.0
Кара-Алтын			6.6	0.0	2.6
Каюм Нефть			1.7	0.0	0.0
Недра-К			2.5	0.0	0.0
Охтин-Ойл			1.2	0.0	1.2
Саратовнефтедобыча	0.2	0.2			
TATEX			4.0	2.5	1.5
Татнефтепром			5.0	0.0	1.3
Татойлгаз	0.3	0.3	2.6	1.1	1.3
Шешмаойл			12.0	0.0	4.0
Якутская ТЭК			2.8	0.3	0.3
Прочие производители, итого	10.8	2.9	412.4	137.2	127.4
Операторы СРП					
Эксон НЛ (Сахалин-1)			6.3	6.3	0.3
Операторы СРП, итого			6.3	6.3	0.3
Всего	221.8	92.4	5506.8	1996.5	2007.8

Информация о скважинах, законченных строительством в разведочном бурении за март 2016 года

Компания (предприятие)	За месяц			С начала года		
	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м
Нефтяные компании						
ЛУКОЙЛ	2	5895	2948	9	29945	3327
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	1	3130	3130	2	7045	3523
Волгодеминойл	1	2765	2765	2	7685	3843
ЛУКОЙЛ-Коми				2	7150	3575
ЛУКОЙЛ-Пермь				1	2090	2090
РИТЭК				2	5975	2988
Роснефть	2	6074	3037	4	13024	3256
Инзэрнефть				2	6950	3475
РН-Северная нефть	1	4400	4400	1	4400	4400
Удмуртнефть	1	1674	1674	1	1674	1674
Газпром нефть				2	5111	2556
Газпромнефть-ННГ				1	1391	1391
Газпромнефть-Оренбург				1	3720	3720
Сургутнефтегаз	7	18502	2643	19	52768	2777
Сургутнефтегаз (УФО)	4	11821	2955	13	39837	3064
Сургутнефтегаз (Якутия)	3	6681	2227	6	12931	2155
Татнефть им. В.Д.Шашина				1	1218	1218
Татнефть им. В.Д.Шашина				1	1218	1218
Башнефть	3	5846	1949	7	12493	1785
Башнефть-Добыча	3	5846	1949	7	12493	1785
Нефтяные компании, итого	14	36317	2594	42	114559	2728
Прочие производители						
НК Нефтиса	2	3674	1837	2	5911	2956
Белкамнефть	1	3550	3550	1	3550	3550
СИБИНТЭК	1	124	124	1	2361	2361
В том числе независимые производители:				3	4753	1584
ВЕЛЛойл				1	1464	1464
Иделойл				1	1274	1274
ИНК				1	2015	2015
Прочие производители, итого	2	3674	1837	5	10664	2133
Всего	16	39991	2499	47	125223	2664

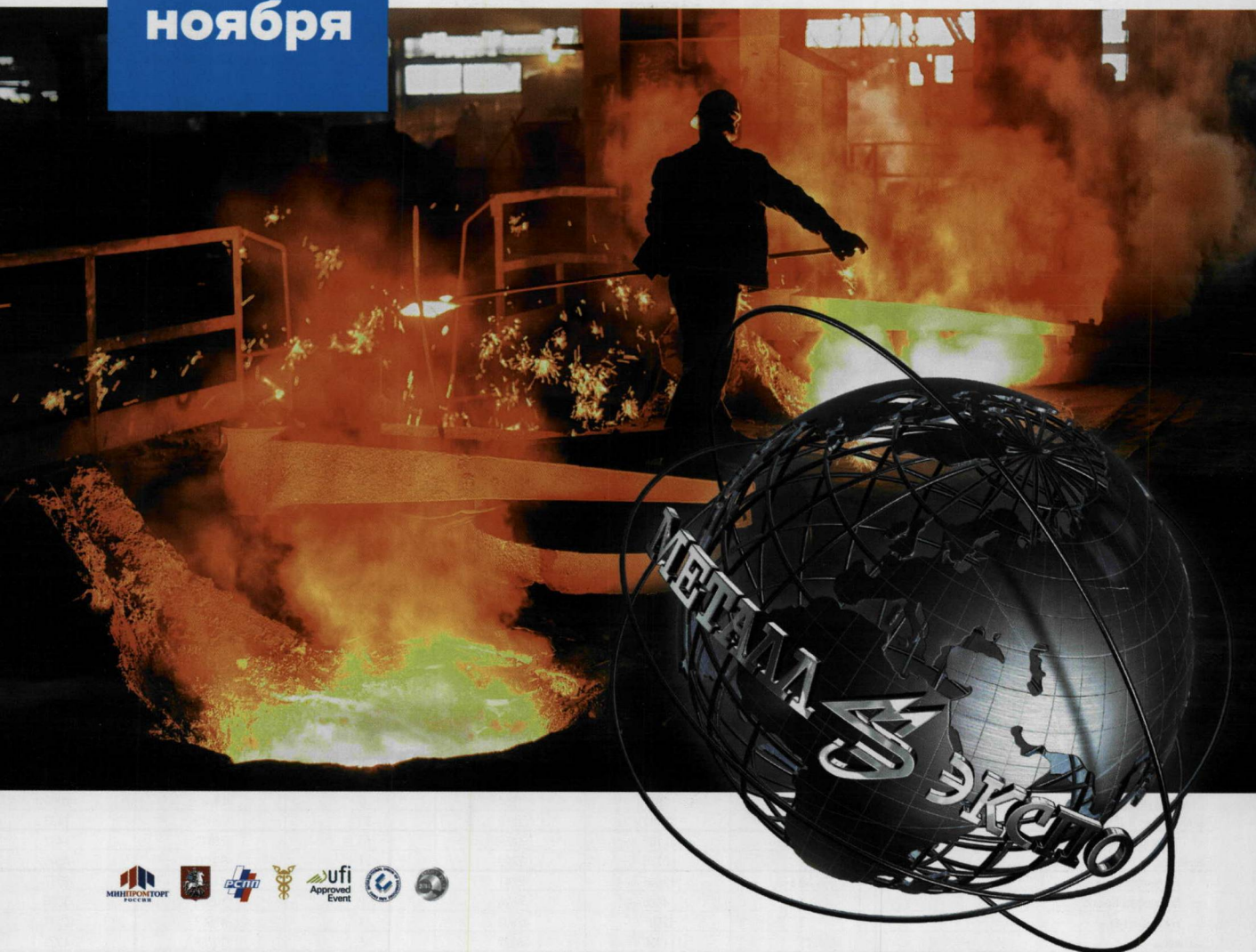
Информация о скважинах, законченных строительством в эксплуатационном бурении за март 2016 года

Компания (предприятие)	За месяц			С начала года		
	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м
Нефтяные компании						
ЛУКОЙЛ	68	168704	2481	196	520923	2658
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	30	81472	2716	106	311743	2941
ЛУКОЙЛ-АИК	2	5256	2628	8	22344	2793
ЛУКОЙЛ-Коми	19	40593	2136	39	81268	2084
ЛУКОЙЛ-Пермь	7	18892	2699	23	54380	2364
РИТЭК	10	22491	2249	20	51188	2559
Роснефть	207	679764	3284	553	1811224	3275
Ванкорнефть	5	26233	5247	12	56224	4685
Варьеганнефтегаз	4	11377	2844	15	51278	3419
Востсибнефтегаз				2	7333	3667
ВЧНГ	9	20523	2280	24	51389	2141
Оренбургнефть	4	12255	3064	22	72467	3294
РН-Краснодарнефтегаз				2	3884	1942
РН-Маланинская группа				3	12204	4068
РН-Няганьнефтегаз	4	15945	3986	14	43900	3136
РН-Пурнефтегаз	8	32464	4058	11	45558	4142
РН-Северная нефть	5	7828	1566	17	39968	2351
РН-Ставропольнефтегаз				2	7120	3560
РН-Уватнефтегаз	10	40589	4059	26	96939	3728
РН-Шельф Дальний Восток				1	10486	10486
РН-Юганскнефтегаз	121	402455	3326	305	1013646	3323
Роспан Интернешнл	2	8760	4380	7	29698	4243

Компания (предприятие)	За месяц			С начала года		
	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м
Самаранефтегаз	9	25434	2826	21	59477	2832
Самотлорнефтегаз	15	49400	3293	38	124428	3274
Сүзүн	3	10151	3384	10	44728	4473
Таас-Юрях Нефтегаздобыча	3	7213	2404	8	18046	2256
Тюменнефтегаз	1	2181	2181	3	5920	1973
Удмуртнефть	4	6956	1739	10	16531	1653
Газпром нефть	47	186345	3965	156	573437	3676
Газпромнефть-Восток	3	10843	3614	8	33008	4126
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	13	59533	4579	50	185855	3717
Газпромнефть-Оренбург	4	17792	4448	10	43793	4379
Газпромнефть-Хантос	23	81351	3537	77	269767	3503
Газпромнефть-Ямал	4	16826	4207	11	41014	3729
Сургутнефтегаз	122	330651	2710	367	1009673	2751
Сургутнефтегаз (УФО)	110	322175	2929	332	951128	2865
Сургутнефтегаз (Якутия)	12	8476	706	35	58545	1673
Татнефть им. В.Д.Шашина	55	79265	1441	148	215686	1457
Татнефть им. В.Д.Шашина	55	79265	1441	148	215686	1457
Башнефть	11	33025	3002	28	77713	2775
Башнефть-Добыча	6	12843	2141	18	37379	2077
Башнефть-Полос	2	9104	4552	5	24301	4860
Бурнефтегаз	3	11078	3693	5	16033	3207
Славнефть	26	143222	5509	74	352403	4762
ОНГТ	3	17973	5991	8	44252	5532
Славнефть	1	6787	6787	5	25677	5135
Славнефть-Мегийоннефтегаз	19	99622	5243	54	246809	4571
Славнефть-Нижневартовск	3	18840	6280	7	35665	5095
РуссНефть	9	29462	3274	18	56281	3127
АКИ-ОТЪР	3	8896	2965	5	14315	2863
Белые ночи	3	10338	3446	7	25228	3604
Томская нефть	2	8668	4334	3	11616	3872
Ульяновскнефть	1	1560	1560	3	5122	1707
ННК	3	9799	3266	6	19343	3224
ННК-ВТК	3	9799	3266	6	19343	3224
Нефтяные компании, итого	548	1660237	3030	1546	4636683	2999
НОВАТЭК	1	4545	4545	3	13476	4492
НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз	1	4545	4545	3	13476	4492
Прочие производители						
Зарубежнефть	3	10454	3485	7	24281	3469
РУСВЬЕТПЕТРО	3	10454	3485	7	24281	3469
НК Нефтиса	10	19443	1944	33	64775	1963
ЕНЭС	1	2309	2309	2	4693	2347
КанБайкал Резервсез Инк.	1	3557	3557	3	10549	3516
НК Самара	1	1501	1501	2	2997	1499
Окуновское	1	1064	1064	4	6162	1541
Регион-й нефтяной консорциум	3	1451	484	5	4750	950
Самараинвестнефть				2	2784	1392
СИБИНТЭК	1	2144	2144	3	9397	3132
Удмуртгеология				2	3704	1852
Удмуртская нефтяная компания				2		
Удмуртская ННК				4	5813	1453
Юрскнефть	2	7417	3709	4	13926	3482
Мессояханефтегаз	4	7600	1900	8	19270	2409
Нефтетрейд-Удмуртия	1	1678	1678	1	1678	1678
Оренбургнефтеотдача				1	1848	1848
Салым Петролеум Дев. Н.В.	10	31890	3189	38	120650	3175
Сибнефтегаз				1	3040	3040
Томскнефть ВНК	9	27656	3073	30	89484	2983
В том числе независимые производители:	21	42022	2001	59	123644	2096
Алойл	2	3123	1562	4	6343	1586
Геология	1	1263	1263	1	1263	1263
Иделойл	1	1309	1309	4	5305	1326
ИНК	8	24888	3111	23	77019	3349
Кара-Алтын	2	2673	1337	4	5068	1267
Каюм Нефть				1	1673	1673
Охтин-Ойл	1	1551	1551	1	1551	1551
TATEX	1	1244	1244	3	3802	1267
Татнефтепром				2	1940	970
Татойлгаз				3	3872	1291
Шешмаойл	4	4727	1182	10	12008	1201
Якутская ТЭК	1	1244	1244	3	3801	1267
Прочие производители, итого	58	140743	2427	178	448670	2521
Операторы СРП						
Эксон НЛ (Сахалин-1)	2	6981	3491	3	10472	3491
Операторы СРП, итого	2	6981	3491	3	10472	3491
Всего	609	1812506	2976	1730	5109301	2953

**8-11
ноября**

Москва, ВДНХ, павильон 75



22-я Международная
промышленная выставка

МЕТАЛЛ ЭКСПО'2016

www.metal-expo.ru



Металлопродукция
и металлоконструкции
для строительной отрасли
МеталлСтройФорум'2016



Оборудование и технологии
для металлургии и
металлообработки
МеталлургМаш'2016



Транспортные
и логистические услуги
для предприятий ГМК
МеталлТрансЛогистик'2016



Генеральный информационный партнер:
специализированный журнал
«Металлоснабжение и сбыт»

Оргкомитет выставки:
тел./факс +7 (495) 734-99-66

Информация о скважинах, законченных строительством в горизонтальном бурении за март 2016 года

Компания (предприятие)	За месяц			С начала года		
	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж, м	Средняя глубина скважины, м	Факт, скв.	Суммарный фактический метраж с начала бурения, м	Средняя глубина скважины, м
Нефтяные компании						
ЛУКОЙЛ	17	55700	3276	49	155385	3171
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	8	28788	3599	26	89810	3454
ЛУКОЙЛ-Коми				1	3183	3183
ЛУКОЙЛ-Пермь	6	17010	2835	16	41314	2582
РИТЭК	3	9902	3301	6	21078	3513
Роснефть	57	216484	3798	161	621000	3857
Ванкорнефть	1	2534	2534	8	32525	4066
Варьеганнефтегаз				3	15162	5054
Востсибнефтегаз				2	7333	3667
ВЧНГ	6	19383	3231	15	46718	3115
РН-Краснодарнефтегаз				1	1772	1772
РН-Няганьнефтегаз	1	3835	3835	6	19038	3173
РН-Пурнефтегаз	8	32464	4058	11	45558	4142
РН-Северная нефть	2	4424	2212	5	14118	2824
РН-Уватнефтегаз	3	18667	6222	7	40549	5793
РН-Шельф Дальний Восток				1	10486	10486
РН-Юганскнефтегаз	16	68078	4255	46	193284	4202
Роспан Интернешнл				1	4874	4874
Самаранефтегаз				1	1557	1557
Самотлорнефтегаз	14	46359	3311	36	118637	3295
Сузун	2	8342	4171	9	42919	4769
Таас-Юрях Нефтегаздобыча	2	6863	3432	5	17196	3439
Тюменнефтегаз	1	2181	2181	3	5920	1973
Удмуртнефть	1	3354	3354	1	3354	3354
Газпром нефть	26	116732	4490	79	321924	4075
Газпромнефть-Восток	1	4051	4051	3	13560	4520
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	11	52450	4768	41	152416	3717
Газпромнефть-Оренбург	4	17792	4448	9	43793	4866
Газпромнефть-Хантос	6	25613	4269	15	71141	4743
Газпромнефть-Ямал	4	16826	4207	11	41014	3729
Сургутнефтегаз	18	18616	1034	55	108976	1981
Сургутнефтегаз (УФО)	16	14689	918	46	90894	1976
Сургутнефтегаз (Якутия)	2	3927	1964	9	18082	2009
Татнефть им. В.Д.Шашина	22	32102	1459	53	75972	1433
Татнефть им. В.Д.Шашина	22	32102	1459	53	75972	1433
Башнефть	8	60176	7522	21	90395	4305
Башнефть-Добыча	6	12843	2141	18	37379	2077
Башнефть-Полос	1	4826	4826	2	10509	5255
Бурнефтегаз	1	42507	42507	1	42507	42507
Славнефть	21	111756	5322	55	270766	4923
ОНГГ	2	9821	4911	6	32684	5447
Славнефть	1	6787	6787	5	25677	5135
Славнефть-Мегионнефтегаз	15	76308	5087	39	182694	4684
Славнефть-Нижевартовск	3	18840	6280	5	29711	5942
РуссНефть	3	10511	3504	4	16455	4114
Белые ночи	2	6843	3422	3	12787	4262
Томская нефть	1	3668	3668	1	3668	3668
Нефтяные компании, итого	172	622077	3617	477	1660873	3482
НОВАТЭК	1	4545	4545	3	13476	4492
НОВАТЭК-Таркосаленнефтегаз	1	4545	4545	3	13476	4492
Прочие производители						
Зарубежнефть				1	3315	3315
РУСВЬЕТПЕТРО				1	3315	3315
НК Нефтиса	2	8419	4210	4	16071	4018
КанБайкал Резерсез Инк.				1	375	375
СИБИНТЭК	1	4443	4443	3	11720	3907
Юрскнефть	1	3976	3976	1	3976	3976
Мессояханефтегаз	2	4700	2350	5	13560	2712
Оренбургнефтеотдача				1	1848	1848
Салым Петролеум Дев. Н.В.	2	6826	3413	6	21336	3556
Сибнефтегаз				1	3040	3040
Томскнефть ВНК	3	8878	2959	4	11558	2890
В том числе независимые производители:	6	19533	3256	12	40763	3397
ИНК	5	18289	3658	11	39519	3593
ТАТЕХ	1	1244	1244	1	1244	1244
Прочие производители, итого	15	48356	3224	32	111491	3484
Операторы СРП						
Эксон НЛ (Сахалин-1)	2	6981	3491	3	10472	3491
Операторы СРП, итого	2	6981	3491	3	10472	3491
Всего	190	681959	3589	515	1796312	3488

**ДОСТУПНАЯ
АНАЛИТИКА
ВЫСОЧАЙШЕГО
КАЧЕСТВА**



www.ngv.ru

Есть ВОПРОСЫ,
на которые вы **не** нашли **ОТВЕТОВ**
задайте в отраслевых СММ
эти вопросы **вертикали**

и мы подготовим специальное
исследование для вас!

ASK @ NGV.RU

+7 (495) 510-57-24

Экспорт газа?...!..?.. ОПЕК, ты что?...!..?..

Сланцевая нефть?...!..?..

Независимые на шельфе?...!..?..

Кто купит «Роснефть»?...!..?..

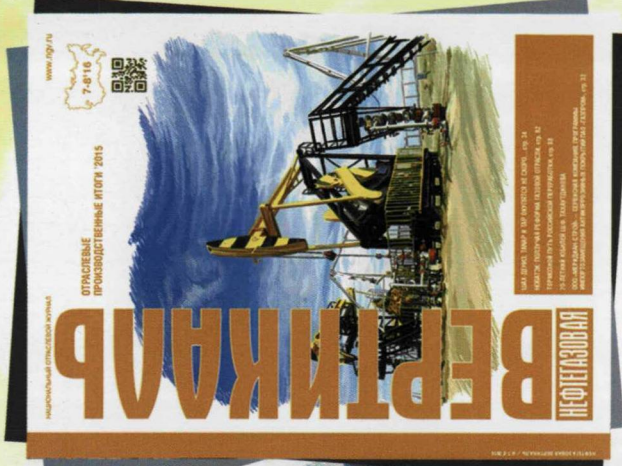
Импортозамещение?...!..?..

Пустите на шельф?...!..?..

Цены на нефть?...!..?..

ТРИЗ?...!..?..

Хочу «Башнефть»?...!..?..



ВОСПОЛЬЗУЙТЕСЬ ВЫСОЧАЙШИМ КАЧЕСТВОМ ПУБЛИЧНОЙ АНАЛИТИКИ ВЕРТИКАЛИ

WWW.NGV.RU

тел.: +7 (495) 510-57-24