



ШЕЛЬФ
САХАЛИНА

ТриЗ
ЗАПАДНОЙ
СИБИРИ

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ
ТЕХНОЛОГИИ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[10] 2014

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ОСВОЕНИЕ
РОССИЙСКОГО
ШЕЛЬФА



СВЕТ ЗВУК

ОСВЕТИТЕЛЬНЫЕ
И СИГНАЛЬНЫЕ
ПАТРОНЫ 



СИГНАЛЬНЫЕ
РАКЕТЫ РС-30

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ СВЕТОЗВУКОВЫХ СРЕДСТВ

ЭФФЕКТИВНОСТЬ

отражение группового нападения,
нападения агрессивно настроенных бродячих животных

БЕЗОПАСНОСТЬ

минимальная вероятность причинения необратимого вреда
здоровью нападающего при сохранении высокого
останавливающего действия



патроны светозвукового действия

сменный пиротехнический картридж светозвукового действия

При разработке и производстве светозвуковых средств задействованы технологии создания боеприпасов для специальных контртеррористических подразделений

Новые пиротехнические средства для подачи сигналов
и освещения местности в темное время суток

Вы охотник, турист, рыбак, просто человек, часто бывающий на природе.
Тогда вы не понаслышке знаете, как важно иметь под рукой эффективное
средство подачи сигнала в экстренной ситуации



ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Простые в использовании сигнальные средства с широким
ассортиментом цветов «звездок» от сигнальных до осветительных.
Высота подъема «звездки» до 120 метров.
Видимость на расстоянии – 2 км/днем, 5 км

НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

обеспечены самыми передовыми
технологиями ВПК России



ОАО «ФНПЦ «НИИ прикладной химии»

141313, Московская область, г. Сергиев Посад, ул. Академика Силина д.3
Тел./факс: (496) 548-00-18, e-mail: reklama@niiph.ru www.niiph.com



Куда выведет кривая

6

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК 4

Нефтегазовое машиностроение
консолидируют 8

Первая строчка
Все о персоне и событии месяца 10

Компания ЭНЕРГАЗ:
семилетие качества
и надежности 38

Календарь событий 43

Роль КИП в освоении шельфа 48

ТРИЗ Западной Сибири 52

Экологические последствия
освоения месторождений
сланцевого газа: опыт США 58

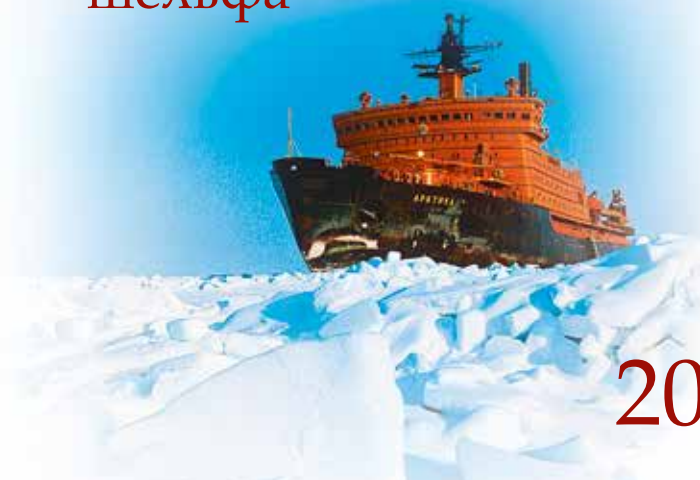
Шельф Сахалина

Перспективы
освоения



16

Месторождения российского шельфа



20

Нефть и газ – морское
продолжение земной истории 64

Полвека на рынке
энергетических установок 70

Автономная энергия для
нефтегазовых производств 72

Гидравлический привод vs
станок-качалка
и центробежный насос 74

Модернизация АСУ 76

Хронограф
О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад 81

Природные особенности освоения месторождений Баренцева моря



28

Стратегические технологии



34

Топливо оптом:
комплексный подход 82

Пиротехника для защиты
людей и объектов 84

Россия в заголовках 86

НЕФТЕГАЗ *Life* 88

Специальная секция
Классификатор продукции
и услуг в НГК 90

Цитаты 96



Тимано-Печерская
провинция. Освоение
нефтегазового
потенциала 44

Приразломная

12



Беркут



14

105 лет назад

В 1909 году впервые в мировой практике были начаты насыпные работы для разработки нефтяных пластов, находящихся в толще Каспия в бухте Биби-Эйбат. Работы были завершены в 1932 году под руководством инженера Павла Потоцкого.

63 года назад

В 1951 году открыто одно из крупнейших нефтяных месторождений Сафания-Хафджи с запасами 6,5 млрд т.

46 лет назад

В 1968 году были открыты крупные нефтяные месторождения на территории Аляски. В частности, в августе было объявлено об открытии гигантского нефтегазового месторождения Прадхо-Бей. Извлекаемые запасы нефти составили свыше 10 млрд баррелей.

33 года назад

В 1981 году на Уренгойском месторождении добыты первые сто миллиардов кубометров природного газа.

26 лет назад

В 1988 году загорелась британская нефтяная платформа Piper Alpha в Северном море. Это была крупнейшая на тот момент авария в истории, в результате которой погибли 167 человек из 228 находящихся на платформе.

25 лет назад

В 1989 году постановлением Совета Министров СССР Министерство газовой промышленности было преобразовано в государственный газодобывающий концерн «Газпром» (в 1993 ставшее РАО «Газпром»), который возглавил В. Черномырдин.

18 лет назад

В 1996 году введены в эксплуатацию первоочередные участки газопровода Ямал–Европа на территориях Польши и Германии общей протяженностью 117,2 км.

9 лет назад

В 2005 году в Баку, на Сангачальском нефтяном терминале президенты Азербайджана, Турции, Грузии и Казахстана дали старт заполнению нефтяного трубопровода Баку–Тбилиси–Джейхан.

3 года назад

В 2011 году был запущен газопровод «Северный поток».

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Алексей Кулюшин,
Алексей Петров

Ответственный секретарь
Татьяна Морозова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Денис Пигарев



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Анна Мунтян
Артем Аракелов
Екатерина Козлова
Анна Антоненко
reklama@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Менеджер по работе с клиентами
Елена Зазулина

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский
Владислав Карлов

Деловой журнал
Neftegaz.RU
зарегистрирован
федеральной
службой по надзору
в сфере массовых
коммуникаций, связи
и охраны культурного
наследия в 2007 году,
свидетельство
о регистрации
ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции:
127006, г. Москва,
ул. Тверская, 18,
корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82,
694-39-24
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru

Перепечатка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
ООО «АМА-ПРЕСС»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

На 1-й обложке платформа Беркут,
фото предоставлено компанией «Роснефть»

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

«Приразломная» — первый проект
по добыче нефти на арктическом
шельфе России



www.gazprom-neft.ru

СТРЕМИТЬСЯ К БОЛЬШЕМУ



ЦБ вложил в интервенцию 6 млрд долл США



Пора обратить внимание на нефтепереработку



Цена нефти должна остановиться на отметке 77 долл за баррель



20 лет назад многие конструкторские бюро и НИИ были закрыты

КУДА ВЫВЕДЕТ КРИВАЯ?

Продолжая в этом месяце падение, рубль раз за разом устанавливает новые антирекорды. Графики цены нефти также неуклонно сползают вниз. Кривая цены на нефть уже вывела ее на уровень 83 долл. за баррель, а рубль достиг отметки в 40,9 рублей за долл. США. И это при том, что только за октябрь ЦБ РФ вбухал в интервенцию 6 млрд. долл

Анна Павлихина

Расчеты ГУ ИЭС показали, что при изменении цены на нефть марки Brent на 1 долл. приводит к изменению доходов консолидированного бюджета на 1,9 млрд. долл. Что, само собой, влияет не только на доходы конкретных нефтяных компаний, но и на бюджет страны в целом.

Оптимистка Э. Набиуллина говорит, что снижение рубля временно, происходит это из-за некоторых негативных факторов и в ближайшее время рубль начнет расти.

В качестве таких «негативных факторов» аналитики называют введенные против России санкции и снижение цены на нефть, от экспорта которой, как известно, зависит формирование российского бюджета.

За последние три месяца цена нефти снизилась на 25 долл и, вероятно, продолжит снижаться. Министр нефти Кувейта заявил, что ОПЕК не будет снижать добычу, чтобы урегулировать цену и предположил, что цена на нефть остановится достигнув отметки в 76-77 долл за баррель. Хотя цена нефти уже давно не определяется одним лишь соотношением спроса и предложения на физическом рынке, ее цену регулирует «бумажный» рынок виртуальных поставок.



Но, как бы там ни было, до каких беспредельно низких отметок не докатилась бы цена, в ближайшее (а, скорее всего, даже отдаленное) время 147 долл за баррель, как летом 2008, нефть стоить не будет. Это значит, что России придется научиться жить в условиях реальной цены на нефть (а ее красная цена в базарный день – 50 долл).

Бывший президент Украины Л. Кучма когда-то сказал, что высокие цены на газ – это стимул для Украины, т.к. именно они послужили толчком к развитию промышленности в стране. Сейчас аналогичные неприятные условия сложились для России и низкие цены на нефть вполне могли бы стать таким стимулом. Например, можно было бы посмотреть в сторону нефтехимии, для начала, не обязательно даже заглядывать в глубокие переделы, достаточно подтянуть ситуацию хотя бы с базовыми полимерами. Еще, для разнообразия, можно обратить внимание на стратегические отрасли, которые пусть и в мелочах, но все же необходимых, до сих пор зависят от иностранных производителей. Неплохо было бы вспомнить о позакрывавшихся конструкторских бюро и развалившихся НИИ, ведь если европейские партнеры перестали делиться с нами технологиями, то весь груз по разработке аналогов придется переложить на китайских товарищей, а где гарантии, что и они не поступят в какой-то момент точно так же?

Но такой вариант, видимо, никто из принимающих решения, не рассматривает. Еще в 2011 г. был утвержден налоговый принцип 60-66 снижающий экспортные пошлины на сырую нефть и уравнивающий пошлины на темные и светлые нефтепродукты, что мощно ударило по нефтеперерабатывающей отрасли, сделав экспорт сырых нефтепродуктов еще более выгодным.

Иными словами, на протяжении долгих лет мы ничего не делали для развития своей промышленности, уделяя внимание по большей части только добывающему сектору, а сегодня говорим, что нас хотят утопить в санкциях и низких ценах на нефть.

Санкции и падение цены на нефть, конечно, оказали свое влияние на ситуацию, но правильно ли сваливать на других вину за собственную недалекость и бездеятельность? ●

НЕФТЕГАЗОВОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ КОНСОЛИДИРУЮТ

Минпромторг РФ объявил о создании Национальной инжиниринговой сервисной компании (НИСК) – первой в ряде аналогичных структур, которые будут создаваться в России по инициативе производителей нефтегазового оборудования

Алексей Кулюшин

Консолидация отраслевиков откроет доступ на внутренний рынок заказов с объемом свыше 200 млрд руб более 200 российским производственным и сервисным компаниям.

К 2020 г. уровень импортозамещения в нефтегазовом машиностроении по ряду направлений достигнет 80%.

«На сегодняшний день, по ряду причин с российского рынка уходят зарубежные сервисные компании и производители нефтегазового оборудования, мы должны ускоренными темпами обеспечить импортозамещение в данной сфере.

Потенциальный объем этого рынка превышает 200 млрд рублей, что открывает большие возможности для подъема целого сектора отечественной промышленности и дозагрузки мощностей российских компаний, которые пока используются на 70%», – заявил Д. Мантуров.

Выполнение всех мероприятий, предусмотренных «дорожной картой», обеспечит к 2020 г увеличение уровня импортозамещения в геологоразведке, бурении, добыче, предоставлении инженерных услуг и разработке специализированного программного обеспечения до 60–80%.

В создании первого отраслевого СП примут участие ведущие компании отрасли: Юргинский машиностроительный завод, МАШПРОМ, РИМЕРА, Волгабурмаш, внедренческая фирма «ЭЛНА», Объединенные машиностроительные заводы, Геотек-Холдинг, Крыловский государственный научный центр.

Выгода для самих предприятий будет заключаться в получении открытого доступного рынка с готовыми заказчиками. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

За текущий месяц рубль потерял 10%. Аналитики называют самые разные причины, и, в первую очередь, снижение цены на нефть и санкции. Но только ли в этом проблема, может стоит заглянуть в корень вопроса?

Когда рубль перестанет ставить антирекорды?

26 %

Когда перестанет снижаться цена на нефть

19 %

Когда российская экономика перестанет стагнировать

4 %

Когда американский рынок перестанет демонстрировать положительные показатели

8 %

Когда отменят санкции

14 %

Как звезды сложатся

29 %

Когда коррупции меньше станет

Цена любого продукта складывается из понесенных на его получение затрат и какого-то процента прибыли. Сегодня мы находимся в пятом этапе формирования мирового рынка нефти, где ее цена формируется не на основе баланса спроса и предложения, а на основе торговли производными финансовыми инструментами. А сколько на самом деле должна стоить физическая нефть?

Сколько реально должна стоить нефть (долл США за баррель)?

15 %

3 долл, как накануне Акнакарского соглашения в 1928 г.

8 %

4,75, как в 1973 в результате арабо-израильских войн

38 %

37,38, как после резкого взлета в 1980 г.

15 %

147 как в июне 2008 г.

23 %

Цена должна устанавливаться по принципу «издержки плюс»



РОСНЕФТЬ

ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ



Персона

Миллер
Прохоров

Орбидман

Шамсуаров

Семин

Медведев

Артемьев

Александров

Абрамович

Лисин

Дворкович



Азат Ангарович
Шамсуаров

Вице-президент ЛУКОЙЛа по добыче

Родился 11 апреля 1963 года в г. Стерлитамак в семье инженера-нефтехимика. После окончания в 1986 г. Уфимского нефтяного института (по специальности «Бурение нефтегазовых скважин») работал инженером НИС, старшим лаборантом и старшим инженером в Октябрьском филиале института. В октябре 1988 г. назначен начальником лаборатории ТТНД цеха научно-исследовательских и производственных работ НГДУ «Когалымнефть» ПО «Когалымнефтегаз». Здесь он работал геологом цеха добычи нефти и газа, заместителем начальника цеха добычи нефти и газа, начальником центральной инженерно-технической службы НГДУ «Когалымнефть» АО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и главным инженером НГДУ «Ватъеганнефть» ТПП «Когалымнефтегаз». В 1998 году стал генеральным директором ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

25 мая 2000 г., на внеочередном собрании акционеров, А. Шамсуаров избран Президентом НК «ОНАКО», затем занимал должность старшего вице-президента

«ЛУКОЙЛ-Оверсиз Холдинг Лтд.». В апреле 2008 г. решением правления нефтяной компании назначен вице-президентом ОАО «ЛУКОЙЛ», генеральным директором ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». В апреле 2012 г. назначен вице-президентом ОАО «ЛУКОЙЛ» по добыче.

В 2002 году защитил кандидатскую диссертацию по теме «Системный анализ при принятии управленческих решений в нефтегазовой отрасли». Кандидат технических наук.

На этом посту ему предстояло решить проблему падения добычи ЛУКОЙЛа. По итогам 2011 г. добыча нефти у компании упала на 5,5%, до 90,7 млн т, из которых 84,7 млн т приходилось на российские месторождения.

Назначение А. Шамсуарова, лично знакомого с иностранными проектами (он занимал должность старшего вице-президента по операционной деятельности «ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг Лтд.»), было очень логичным, он работал на западносибирских месторождениях, был хорошо знаком с особенностями внутренних проектов компании.

Недавно А. Шамсуаров направил письмо заместителю председателя комитета по энергетике Госдумы П. Завальному и президенту Российского газового

общества, с просьбой внести подготовленный законопроект о снятии ограничения на экспорт сжиженного природного газа на рассмотрение Госдумы.

Законопроект предполагает полностью исключить из действующего закона ограничения по экспорту СПГ. Необходимость либерализации экспорта СПГ ЛУКОЙЛ мотивирует геополитической и геоэкономической нестабильностью, в частности возможным усилением экономического давления на Россию в политических целях.

Для либерализации экспорта из действующего закона предлагается исключить норму о дате выдачи лицензии на пользование недрами и строительство завода СПГ. Сейчас в законе указано, что доступ к экспорту могут получить только те, кто получил такую лицензию до 1 января 2013 г.

ЛУКОЙЛ считает, что либерализация экспорта позволит снизить геополитическое давление на Россию. Однако в Госдуме считают иначе и не собираются помогать ЛУКОЙЛу. П. Завальный сообщил, что он не будет принимать участие в продвижении законопроекта. По его мнению, у поправок нет шансов на принятие. ●

Торги на бирже

Новое назначение

Битумы

Обвал рынка акций

Юреликс поток

нового поколения

Продажа квот

Цены на газ

Продажа квот

Поглощение компаний

Продуктовый МРТУ



Газпром нефть и Total построили 1-ю в РФ установку для выпуска полимерно-модифицированных битумов нового поколения.

Московский НПЗ (входит в Газпром нефть) приступил к опытно-промышленной эксплуатации 1й в РФ установки по производству полимерно-модифицированных битумов (ПМБ) нового поколения под брендом G-Way Styrelf. Новый объект 30 сентября 2014 г посетил мэр Москвы С. Собянин.

Установка, построенная СП Газпром нефти и Total, рассчитана на выпуск 60 тыс т полимерно-модифицированных битумов и 7 тыс т битумных эмульсий / год. Производство осуществляется в соответствии с технологией Styrelf, разработанной Total и дополнительно адаптированной к российским климатическим условиям.

В процессе модификации в сырье добавляется специальный связующий реагент (PAXL), который способствует образованию дополнительных химических связей на молекулярном уровне. В результате дорожные покрытия, построенные с применением битумов G-Way Styrelf, намного

более устойчивы к образованию трещин и колеи даже при повышенных транспортных нагрузках в широком диапазоне температур.

Срок эксплуатации таких дорог увеличивается более чем в 2 раза по сравнению с покрытиями, выполненными на основе традиционных дорожных битумов. Сырье для ПМБ G-Way Styrelf поставляется с битумной установки Московского НПЗ, которая была полностью реконструирована в 2012 г. В результате ее производительность выросла до 1,7 млн т битумов / год, а выбросы в атмосферу снизились на 90%.

По словам председателя правления Газпром нефти А. Дюкова до 2025 г. потребление полимерных битумных материалов для дорожного строительства в России увеличится более чем в 3 раза.

«Газпром нефть, уже сегодня занимая лидирующие позиции на отечественном рынке битумов улучшенного качества, внедряет самые современные технологии, позволяющие не только строить в России трассы мирового уровня, но и значительно сократить затраты на их эксплуатацию», – сказал он.

С. Собянину также был представлен проект строительства

биологических очистных сооружений, стартовавший на Московском НПЗ в 2014 г.

Новая система биологической очистки позволит удалять из сточных вод предприятия 98% загрязняющих веществ. Водопотребление завода будет снижено в 2,5 раза, а 75% воды будет поступать обратно в производственный цикл предприятия.

Газпром нефть является одним из крупнейших производителей и поставщиков битумной продукции в России, развивая это направление бизнеса с 2008 г. Основные мощности компании для производства битумов расположены в Москве, Омской, Ярославской и Рязанской областях, а также в Сербии и Казахстане.

На НПЗ Газпром нефти выпускаются дорожные, строительные и кровельные марки битумов, а также полимерно-битумные вяжущие (ПБВ) и битумные эмульсии. Газпромнефть-Тоталь ПМБ - СП, созданное на паритетных началах Газпром нефтью и Total для производства полимерно-модифицированных битумов и битумных эмульсий, а также их реализации на российском рынке.

Производственная площадка компании расположена на Московском НПЗ. ●

МОРСКАЯ ЛЕДОСТОЙКАЯ СТАЦИОНАРНАЯ ПЛАТФОРМА «ПРИРАЗЛОМНАЯ»

Приразломное месторождение на шельфе Печорского моря, в 60 км от берега (пос. Варандей) открыто в 1989 году. Запасы нефти Приразломного месторождения составляют 72 млн т, что позволяет достичь годового уровня добычи 6,6 млн т.

Основным объектом обустройства месторождения является морская ледостойкая нефтедобывающая платформа «Приразломная», которая построена ОАО «ПО „Севмаш“».

В 1995 году в 50-м цехе ПО «Севмаш» были заложены днищевые секции первоначального проекта платформы «Печора». Осенью 1996 года закладываются первые 16 секций МЛСП «Приразломная». Основными особенностями платформы является устойчивость к повышенным ледовым нагрузкам, продолжительная автономная работа и возможность круглогодичной эксплуатации.

Платформа будет обеспечивать бурение скважин, добычу нефти, а также ее хранение и отгрузку.

Добыча нефти на Приразломном месторождении началась в декабре 2013 г.

На шельфе Арктики добыта первая нефть.

- Количество персонала 200 человек
- Расчетный срок службы 25 лет
- Емкость танков для нефти 14 шт. (113 тыс. м³)
- Емкость танков для воды 2 шт. (28 тыс. м³)
- Суточная добыча нефти 21–22 тыс. т
- Суточная закачка воды 32 тыс. т
- Суточная добыча газа 1 млн. м³
- Период отгрузки нефти 6 суток
- Лицензией на разведку и добычу углеводородов владеет ООО «Газпром нефть шельф»

Общая высота 141 м

Глубина моря в районе месторождения составляет 19–20 м

Кессон в верхней части 102 x 102 м

Высота кессона 24,3 м

Кессон в нижней части 126 x 126 м

Бурение происходит внутри платформы, а стены ее основания являются надежным буфером между скважинами и окружающей средой

Вокруг «Приразломной» круглосуточно дежурят два судна снабженные противопожарным и другим оборудованием

Масса верхней части 39 тыс. тонн

Масса нижней части 79 тыс. тонн

С платформы будет пробурено 36 наклонно-направленных скважин

В конструкции платформы заложена возможность приема нефти с других месторождений.

Платформа установлена на дне, стены основания сделаны из блокированной стали, 3-х метровое пространство между которыми заполнено сверхпрочным бетоном.

На Приразломной используется принцип нулевого сброса. Производственные и бытовые отходы подлежат утилизации путем вывоза на берег или закачки в пласт.

Во время отгрузки нефти танкеру не нужно подходить вплотную к платформе. Трубопровод сам дотягивается до судна. Специальная система надежно удерживает

корабль на месте не смотря на воздействие ветра и волн. Если потребуется отгрузка может быть моментально прекращена.

16 ноября 2010 г. завершился этап заводского изготовления «Приразломной». Платформа начала движение в Мурманск на 35-й СРЗ для проведения второго этапа — достройки и пуско-наладочных работ.

18 августа 2011 г. от причала мурманского 35-го СРЗ начали процесс транспортировки платформы к месту добычи нефти. 26 августа, преодолев 540 миль с помощью четырех буксиров, «Приразломная» прибыла на точку в Печорском море.



МОРСКАЯ ЛЕДОСТОЙКАЯ ПЛАТФОРМА «БЕРКУТ»

В 2009 г в порту Находки началось строительство гравитационного основания платформы «Беркут». Буровые платформы гравитационного типа наиболее устойчивы, так как имеют мощное бетонное основание, опирающееся о морское дно. В это основание встроены колонны для бурения скважин, резервуары для хранения добытого сырья и трубопроводы, а поверх основания располагается буровая вышка.

«Сахалин-1» — первый масштабный шельфовый проект, осуществляемый в РФ на условиях СРП. Всего в рамках проекта «Сахалин-1» было добыто 64 млн. тонн. К 2018 г добыча нефти вырастет на 33% по отношению к текущим показателям проекта. За счет вывода на полку месторождения Аркутун-Даги добыча по проекту «Сахалин-1» к 2018 г превысит 10 млн. т нефти в год.

Платформа стала в один ряд с платформой Ястреб и платформой Орлан, которые успешно работают на шельфе. Платформа соединена с действующей инфраструктурой проекта Сахалин-1.

Начало добычи запланировано на декабрь этого года.

Высота платформы с основанием — 144 метра. Практически равна 50-этажному зданию

При установке верхнего модуля было зафиксировано несколько отраслевых рекордов: по подъему верхнего строения весом до 42 тыс. тонн и по установке столь тяжелого сооружения методом надвига в море

Длина платформы — 105 метров

Позволяет обеспечить бурение скважин с отходом от вертикали не менее 7 км

С платформы будет пробурено 45 скважин с пиком суточной добычи в 12 тыс тонн, что даст 4,5 млн. тонн нефти в год. Предусматривается бурение 28 нефтескважин и 16 водонагнетательных скважин и 1 скважины для закачки шлама

Здесь впервые установлена интегрированная система интеграции бурового процесса, то есть процесс бурения осуществляется практически без применения ручного труда.

На «Беркуте» впервые в мире применена система сейсмозащиты, позволяющая выдержать удар землетрясения силой в 9 баллов, без нарушения работоспособности.

Вся жизнедеятельность платформы обеспечивается автономной энергосистемой, состоящей из 4 газотурбинных агрегатов на 60 Мвт, работающих на сепарированном на платформе попутном газе, с возможной когенерацией на дизельном топливе. Предусмотрена запасная схема из трех дизельгенераторов общей мощностью 5,4 Мвт, обеспечивающих автономный режим работы платформы с нулевыми выбросами в окружающую среду.

К строительству основания были привлечены свыше 2000 специалистов.

Для дополнительной защиты от льдин на основание был «надет» так называемый ледовый пояс.

Через пять лет после начала строительства рекордного сооружения верхний модуль платформы «Беркут» был установлен на месторождении Аркутундаги проекта Сахалин-1.

В зоне строительства было возведено два бетонных завода.

Строительство основания гравитационного типа МЛСП Беркут началось в 2010 г. на производственных мощностях Завода морских конструкций «VOSTCO Yard» в п. Восточный.

Для буксировки основания весом свыше 160 тыс. тонн было привлечено 15 судов, включая 5 крупных океанских буксир. Расстояние до точки установки платформы составило более тысячи морских миль. Основание удерживается на месте под действием силы гравитации. Размеры нижнего основания платформы составляют 132 x 100 м, высота — 54,7 м.

Субподрядчиками по производству и монтажу металлоконструкций также выступали приморские предприятия — Дальзавод и Находкинский судоремонтный завод. Верхнее строение платформы осуществляется южнокорейской Samsung Heavy Industries в Республике Корея.

Свыше 200 тыс. тонн суммарного веса. На изготовление основания ушло 52 тыс. м³ бетона и 27 тыс. тонн стали. Основание было спроектировано и сконструировано таким образом, чтобы выдерживать порывы ветра до 120 км/час и волны до 18 м.

На «Беркуте» установлен самый мощный в мире верхний привод бурового механизма с крутящим моментом верхнего привода 142 килоньютонов на метр с подъемной мощностью станка 1150 тонн, что позволяет бурить скважины с максимальным отклонением от вертикали до 7 км

Верхний модуль может осуществлять деятельность круглогодично с учетом возможности 9-бального землетрясения, температуры до -44°C и ледового покрова высотой до 2 м

Ширина платформы — 60 метров

Платформа расположена на расстоянии 25 км от берега, на участке, где глубина моря достигает 35 метров

ШЕЛЬФ САХАЛИНА

Перспективы освоения

В экономике Сахалинской области нефтегазовая отрасль играет исключительно важную роль. От результатов ее работы во многом зависит наполняемость областного бюджета, а значит, и реализация программ социального развития островного региона, привлечение новых инвестиций и технологий. Как развивается нефтегазодобыча в островном регионе сегодня? На этот и другие вопросы Neftegaz.RU ответил губернатор Сахалинской области Александр Хорошавин



Александр Хорошавин,
Губернатор Сахалинской области

– Александр Вадимович, среди российских регионов Сахалинская область по добыче газа занимает 3-е место, по добыче нефти – 9 место. За счет чего это было достигнуто? Какие нефтегазодобывающие предприятия сегодня работают на территории области и какие меры государственной поддержки им оказываются?

– Хочу отметить, что объемы добычи и экспорта углеводородов в Сахалинской области стабильно растут. В первую очередь это достигается за счет реализации на территории региона проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», в рамках которых осуществляется разработка месторождений углеводородов на региональном континентальном шельфе.

Оператором проекта «Сахалин-1» является компания «Эксон Нефтегаз Лимитед», дочернее предприятие американской компании «ЭксонМобил» с долей участия в 30% акций. Другие участники проекта – ОАО «НК «Роснефть» через свои родственные организации «РН-Астра» (8,5%) и «Сахалинморнефтегаз-Шельф» (11,5%), японский консорциум «СОДЭКО» (30%) и индийская государственная нефтяная компания «ОНГК Видеш Лтд.» (20%).

Оператор проекта «Сахалин-2» – компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.». Ее акционеры это: ОАО «Газпром» (50% акций плюс одна акция), концерн «Шелл» (27,5% акций минус одна акция), группа компаний «Мицуи» (12,5%) и группа компаний «Мицубиси» (10%).

В целом, с начала инвестиционной стадии шельфовых проектов в 2000-м году добыча нефти и конденсата в области увеличилась в 7,6 раз, а газа – в 13 раз.

Что касается проекта «Сахалин-3», то он включает в себя 4 лицензионных участка: Киринский, Айяшский, Восточно-Одоптинский и Венинский на шельфе Охотского моря. Общие извлекаемые запасы по всем участкам оцениваются в 343 млн. тонн нефти и конденсата и 1,3 трлн. куб. метров газа.

Лицензиями на Киринский, Айяшский и Восточно-Одоптинский владеет ОАО «Газпром». В настоящее время подготовлено к разработке Кириное газоконденсатное месторождение, пуск которого в эксплуатацию состоялся в октябре 2013 года.

В текущем году по распоряжению Правительства Российской Федерации дочернее предприятие компании «Роснефть» с участием китайского капитала (Синопек, 25,1%) – ООО «Венинефть» получило лицензию для разведки и добычи углеводородного сырья на Северо-Венинском газоконденсатном месторождении.

Также «Роснефть» получила лицензии по проекту «Сахалин-5» на разработку Кайганско-Васюканского и Лебединского нефтегазоконденсатных месторождений. Уже к концу 2014 года по Лебединскому месторождению планируется начало добычи.

Добавлю, что в России проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2» реализуются на условиях Соглашения о разделе продукции, устанавливающий особый

налоговый режим. Его действие выгодно как компаниям, которые работают в благоприятных условиях, так и государству, получающему часть прибыли от реализации проектов.

– Какую, на Ваш взгляд, роль играют шельфовые проекты для области в целом?

– Безусловно, реализация проектов «Сахалин» дала значительный импульс развитию области. По оценке теперь уже бывшего Минрегиона России Сахалинская область занимает по итогам 2013 года 11 место среди регионов-лидеров по эффективности деятельности органов исполнительной власти, 4-е место по среднегодовому объему частных инвестиций и 1-е место по сводному индексу показателя налоговых поступлений в бюджет области, большая часть которых – нефтегазовые доходы. Мы занимаем также 2-е место в России по итогам 2013 года и первому полугодью 2014 года по сводному индексу социально-экономического развития.

И конечно, дальнейшее становление нефтегазового комплекса напрямую влияет на социально-экономическое развитие островного региона, на выполнение важнейшей задачи, связанной с повышением качества жизни сахалинцев и курильчан.

В этой связи одним из наиболее значимых результатов нашей работы я считаю то, что начиная с марта текущего года впервые за последние 22 года в области отмечается ежемесячный естественный прирост населения.

– Добыча нефти и газа на Сахалине растет, кроме того, увеличение объемов будет происходить и за счет шельфовых месторождений. Куда пойдут добытые нефть и газ, на какой рынок они рассчитаны?

– За первые шесть месяцев текущего года объемы добычи нефти и конденсата на островах составили 7,6 млн. тонн. Это больше половины от прошлогодних результатов. Газ было извлечено 15 млрд. куб. метров. Его добыча увеличилась на 7,7%.

Основные покупатели сахалинских углеводородов – это страны



Азиатско-Тихоокеанского региона: Корея, Япония, Китай.

Отмечу важную роль островного региона в развитии производства по сжижению природного газа в рамках реализации проекта «Сахалин-2». Сегодня на Сахалине производится около 5% мирового объема СПГ. В 2013 году поставки СПГ на экспорт в страны АТР составили 10,8 млн. тонн, основной объем поставок – около 80%, пришелся на Японию.

При этом по оценкам экспертов спрос на газ уверенно растёт во всем мире, особенно в странах АТР. Мировое потребление газа в долгосрочном периоде возрастет почти на 60%, а спрос на потребление СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе к 2020 году может возрасти вдвое. И сегодня России важно своевременно занять эту нишу.

Прежде всего, продолжив сотрудничество с основными энергетическими компаниями Японии и Кореи, а также освоить потенциальный рынок СПГ Китая, Индии, других стран.

– Планируется ли какой-то объем углеводородов перерабатывать «на месте»?

– Что касается переработки углеводородов, то мы, прежде всего, говорим о расширении производства СПГ. Правительство Сахалинской области оказывает активную поддержку строительству нового завода СПГ на западном побережье острова по инициативе ОАО «НК «Роснефть» и третьей технологической линии на уже существующем заводе СПГ на юге Сахалина в рамках проекта «Сахалин-2».

Успешной реализации этих проектов будут в большой мере способствовать такие факторы как: значительные ресурсы сахалинского газа, надежная репутация производителей СПГ, близость к рынкам АТР, повышение емкости этого рынка и благоприятная рыночная конъюнктура.

Добавлю, что первые шаги по проектам уже сделаны. В феврале этого года между концерном «Шелл» и ОАО «Газпром» был подписан меморандум в отношении подготовки пакета проектной документации для строительства третьей линии завода СПГ по проекту «Сахалин-2». Предусматривается, что окончательное решение об инвестициях проекта будет принято в середине-конце 2015 года.

Запуск 3-ей линии завода СПГ вполне реален к 2020 году, когда ёмкость азиатского рынка позволит успешно вписаться в его структуру дополнительным объёмом сахалинского газа.

Не менее значимым для нас является проект строительства на Сахалине нового завода под

названием «Дальневосточный СПГ», инициированного компанией «Роснефть». Планируемые ресурсы для этого проекта – запасы газа проекта «Сахалин-1» и собственные ресурсы компании на шельфе Сахалина (Северное Чайво, Северо-Венинское месторождение и другие)

Планируемая мощность завода – 5 млн. тонн с перспективой расширения. Использование ресурсов проекта «Сахалин-1» (доказанные запасы 490 млрд. куб. метров) позволит разморозить газовую составляющую и получить значительные дополнительные доходы по СРП, в том числе и в бюджет области.

Областное правительство оказывает полное содействие компании «Роснефть» в предоставлении земельных участков и создании сопутствующей инфраструктуры. Предпочтение в размещении нового завода СПГ отдаётся селу Ильинское Томаринского района на юго-западном побережье Сахалина.

Отмечу, что этот район уже в

ближайшие годы может стать реальной точкой роста экономики Сахалинской области, местом организации более двух тысяч высокотехнологичных рабочих мест. Здесь планируется построить новую ГРЭС-2, мощностью 330 мВт и практически новый посёлок для энергетиков и работников завода СПГ.

Добавлю, что проектные работы по строительству нового завода СПГ планируется выполнить до конца 2014 года, а к 2020 году запустить первую очередь завода.

– Летом была запущена платформа «Беркут». Расскажите, об этом событии.

– Уникальная морская ледостойкая добычная платформа «Беркут» была введена в эксплуатацию 27 июня текущего года в рамках проекта «Сахалин-1». Старт к ее запуску в ходе видеомоста дал Президент Российской Федерации Владимир Владимирович Путин.

Основание гравитационного типа «Беркута» – крупнейшее в мире. Оно построено в доке порта Восточный под Находкой российскими специалистами и позволяет платформе выдерживать девятибалльные землетрясения, температуры до минус 44 градусов по Цельсию, ледовый покров до 2 метров и шторма с волнами до 18 метров.



На «Беркуте» установлен самый мощный в мире верхний привод бурового механизма, что позволяет бурить скважины с сильным отклонением от вертикали. Ожидается, что при помощи «Беркута» будет пробурено до 45 скважин с пиком суточной добычи в 12 тысяч тонн.

В настоящее время на платформе проводится бурение первой добывающей скважины и уже в этом году планируется начать добычу нефти на месторождении Аркутун-Даги. Планируется, что до конца года объем добычи составит 100 тыс. тонн, а в ближайшей перспективе достигнет 4,5 млн. тонн в год.

– Добыча на морских месторождениях всегда сопряжена с рисками экологического характера и вопросами безопасности. Какие работы проводятся для обеспечения безаварийной работы?

– Безусловно, реализация крупнейших и сложных нефтегазовых проектов всегда представляет потенциальную угрозу для уникальной экосистемы Сахалина. Именно поэтому для нас чрезвычайно важно, чтобы все работы

велись на высочайшем уровне экологической и промышленной безопасности с использованием международных норм и стандартов. Эти вопросы держатся на особом контроле.

Хочу отметить, что нефтегазодобывающие компании принимают серьезные меры, направленные на минимизацию негативного воздействия на окружающую среду.

При добыче углеводородов используется самое современное оборудование, применяются надежные механизмы и конструкции, а также экологически безопасные технологии. Например, при модернизации и строительстве всех платформ, установленных на шельфе Сахалина, был использован мировой опыт промышленной и экологической безопасности.

В этой связи добавлю, что мною была предложена идея создания экологического фонда Сахалинской области. Фонд может стать центром системы управления экологической безопасности, разработки методов оценки и прогнозирования возможных экологических проблем, площадкой для переноса на территорию России передовых технологий в области

сохранения окружающей среды и биоразнообразия.

В настоящее время эта идея реализована, в области создано некоммерческое партнерство «Экологический центр Сахалинской области», учредителями которого выступили производственные организации.

– В сентябре этого года в Сахалинской области состоялась 18-я международная конференция «Нефть и газ Сахалина». Какой наиболее значимый результат работы этого форума Вы могли бы выделить?

– В текущем году конференция, которая в течение четырех дней проходила в Южно-Сахалинске, собрала рекордное количество участников – более 600 человек.

И, с моей точки зрения, очень ценно, что в ходе конференции руководители крупнейших российских и иностранных компаний выразили убеждение в том, что сахалинские проекты и дальше будут реализовываться, несмотря на различного рода ограничения, введенные в отношении Российской Федерации. В этом заключается один из главных итогов международного форума. ●



МЕСТОРОЖДЕНИЯ РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА

Российский шельф издавна привлекал к себе внимание геологов, утверждавших, что там находятся несметные богатства полезных ископаемых. Помню, еще будучи студентами МГУ в середине 70-х годов 20 века мы слышали от своих преподавателей слова о том, что всего через несколько лет начнется масштабное изучение и освоение шельфа. Прошло без малого сорок лет, и почти такие же слова я сам говорил своим студентам всего лишь 3–4 года назад. Однако ничего похожего не случилось. Но почему? Ведь ресурсный потенциал российского шельфа действительно огромен. В последние два года на всех акваториях возобновились активные геологоразведочные работы. Значит ли всё это, что в недалеком будущем мы станем свидетелями заметного роста морской нефтегазодобычи в России?



Юрий Ампилов,
профессор,
доктор физико-
математических наук,
заслуженный деятель
науки РФ

Этапы изучения российского шельфа

Систематическое изучение недр шельфа началось, пожалуй, в середине 70-х годов, когда созданная в Мурманске Комплексная морская арктическая геолого-геофизическая экспедиция (КМАГЭ, ныне МАГЭ) приступила к производственным геофизическим работам. Правда, и до этого отправлялись в море экспедиции различных организаций, но это были эпизодические исследования или опытно-методические работы. А самые первые морские геофизические исследования в СССР начинались еще на акватории Каспия в 50-е – 60-е годы.

Новый импульс интенсивному изучению шельфа, в особенности Арктического, придало решение об организации «ГЛАВМОРНЕФТЕГАЗа» в системе МИННЕФТЕГАЗПРОМА СССР. Благодаря реализации обширной программы геологоразведочных работ в 80-е годы были открыты десятки морских месторождений в Баренцевом и Карском морях, а также на шельфе Сахалина, которые ныне и составляют основную ресурсную базу настоящей и будущей нефтегазодобычи.

В 90-е годы практически все работы были свернуты из-за отсутствия финансирования, а большинство геофизических и буровых судов, не найдя работу в России, отправились выполнять

зарубежные контракты. Следует, правда, отметить, что в 1992 году была организована компания «Росшельф», учредителями которой стали ведущие государственные российские КБ и крупные оборонные предприятия, перепрофилировавшиеся в рамках конверсии на выпуск мирной продукции. «Росшельфу» передали лицензии на крупнейшие открытые месторождения в Баренцевом море: Штокмановское и Приразломное. Вскоре Указом Президента РФ N 765 от 23 мая 1996 года утверждается амбициозная программа освоения запасов углеводородов на шельфе арктических морей России, рассчитанная до 2010 года. Предполагалось, что до этого срока начнется добыча на ряде шельфовых месторождений Арктики, включая Штокмановское и Приразломное. Однако ей не суждено было сбыться. Зато на Дальнем Востоке в конце 90-х годов стартовали два больших проекта «Сахалин-1» и «Сахалин-2», в которые вошли несколько месторождений северо-восточного шельфа Сахалина. Это стало результатом длительных и сложных переговоров представителей государственных органов с иностранными инвесторами в рамках специальных схем налогообложения, допускаемых законом об СРП (соглашения о разделе продукции). Акционерами проектов вместе с иностранцами из российских компаний стали «Роснефть» и

«Газпром» с различными долями, а операторами – компании ExxonMobil и Shell соответственно. Однако основная деятельность здесь началась позднее, уже в первые годы нынешнего века. А «лихие» 90-е годы в целом для исследования шельфа были практически потеряны, технологии и квалифицированные кадры утрачены, в то время как в остальном мире шло усовершенствование и развитие технологий.

С началом 2000-х годов наметилось некоторое оживление в изучении шельфа, в том числе и Арктического. Используемая техника уже была преимущественно зарубежной даже у российских сервисных компаний. Наибольшую активность на шельфе проявлял «ГАЗПРОМ», возобновивший проектные и подготовительные работы по Штокмановскому и Приразломному месторождениям, а также развернувший геологоразведочные работы в Обской и Тазовской губах Карского моря. Последние расположены вблизи районов традиционной газодобычи на севере Западной Сибири, где основные сухопутные месторождения перешли в режим падающей добычи. Вскоре эти

усилия ознаменовались открытием здесь нескольких газовых месторождений, наиболее крупными из которых были Каменномыское-море и Северо-Каменномыское. В это же время ОАО НК «ЛУКОЙЛ» успешно исследовал акваторию Каспия, открыв месторождение им. Филановского, Ракушечное и Центральное (последнее в партнерстве с «ГАЗПРОМОМ» и «КАЗМУНАЙГАЗОМ»). А на каспийском месторождении им. Корчагина «ЛУКОЙЛОМ» была начата опытная эксплуатация. «НОВАТЭК» приступил к промышленной добыче с берега горизонтальными скважинами на крупном Юрхаровском месторождении в Тазовской губе при средней глубине воды там 4 метра.

И, наконец, в последние годы также произошло несколько значимых событий на шельфе. На Приразломном месторождении все же начата добыча нефти с опозданием более, чем на 10 лет от первого планового срока. Правда, темпы ее пока очень низкие. Открыто крупное Южно-Кириновское месторождение на шельфе Сахалина, а на соседнем Кириновском газоконденсатном месторождении объявлено о начале добычи, хотя

реальных поставок продукции с него пока нет, и здесь предстоит решить еще много технических проблем.

За все время изучения российского шельфа уже пробурено свыше 200 морских скважин, однако изученность его остается крайне низкой. Если сравнивать с соседями, то она примерно в двадцать раз ниже изученности шельфа Норвегии и в 10 раз ниже изученности американской части Чукотского моря. Но в последние два года в России резко активизировались геологоразведочные работы в связи с передачей большого количества лицензий двум крупнейшим российским компаниям: «Газпрому» и «Роснефти». Только что пробурена скважина на площади «Университетская», на Приновоземельском шельфе Карского моря, открывшее крупное месторождение «Победа». Идет бурение дополнительных разведочных скважин на недавно открытом Южно-Кириновском месторождении. Многократно возросли объемы геофизических работ. Так, на 2015 и 2016 год в сумме запланировано свыше 20 тысяч квадратных километров сейсморазведки 3D и более

РИС. 1. Основные этапы изучения российского шельфа



30 тысяч погонных километров 2D. Однако многим планам в ближайшее время, скорее всего, не суждено будет сбыться. Об этом речь пойдет далее в данной статье.

Распределение лицензий на шельфе

До 2011 года многие участки Российского шельфа находились в нераспределенном фонде недр. Несколькими лицензиями владел «Газпром», преимущественно в Баренцевом и Карском морях с его губами и заливами, а на Дальневосточном шельфе отдельные лицензионные участки принадлежали «Роснефти». Этим же двум компаниям в доле с иностранными партнерами принадлежат лицензионные участки в рамках действующих добывающих проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», а также некоторых другие на шельфе Сахалина, где добыча пока не ведется («Сахалин-3», Сахалин-5» и др.). У «Лукойла» было несколько лицензионных участков в акватории Северного Каспия. Единичные лицензии в различных акваториях принадлежали «Новатэку», «Синтезнефтегазу», «Приазовнефти» и другим. Однако с 2012 года ситуация кардинально изменилась. Для того, чтобы компания получила лицензию на участок шельфа, она должна

отвечать, прежде всего, двум главным критериям: обладать опытом работы на шельфе не менее пяти лет и иметь долю государства в своем акционерном капитале более 50%. Этим требованиям отвечает всего лишь две российских компании: ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть». За компанией «Лукойл», не отвечающей второму требованию, оставлены несколько лицензионных участков в Каспийском море, которые ей принадлежали ранее.

Объяснить это решение трудно. Во-первых, ни «Газпром» ни «Роснефть» своими силами не проводят ни геофизические, ни буровые работы на шельфе, а нанимают сервисные компании, российские или иностранные. Т.е. здесь важен опыт тех, кто непосредственно выполняет работы, а не собственный опыт заказчика, которого практически нет. Заказчик («ГАЗПРОМ» и «РОСНЕФТЬ») лишь организует работы и финансирует их. А что касается не разведочных, а добычных активов, то операторами всех нынешних действующих Сахалинских морских проектов являются иностранные партнеры. Во-вторых, если дело в государственном контроле за важнейшими участками шельфа, то такой контроль никуда не исчезает, ведь недр и так принадлежат исключительно государству. Оно всегда вправе вмешаться в

процесс разведки и добычи или даже отобрать лицензию, если не соблюдаются лицензионные обязательства, нарушаются технологии или наносится вред окружающей среде. Скорее всего, в этом решении преследовалась и другая цель: освободить по максимуму государственный бюджет от высоких трат на изучение нераспределенного фонда недр для подготовки участков к лицензионным раундам. Это теперь задача самих компаний, которые должны изыскивать средства для этого. В результате на сегодняшний день «Роснефти» на шельфе принадлежит 50 лицензий, а «Газпрому» около 30 (рис.2).

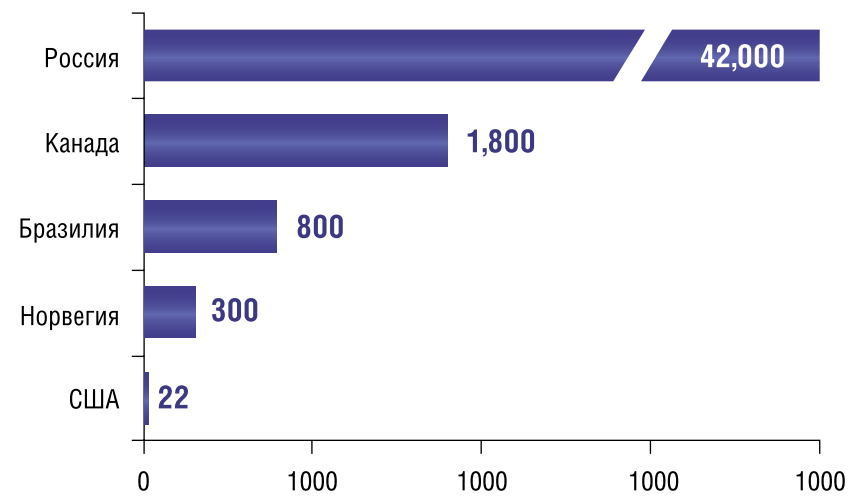
Следует еще отметить, что размеры этих участков просто гигантские, и таких прецедентов еще не было в мировой практике. На рисунке 3 представлена сравнительная схема средней площади лицензионных участков. Чтобы при такой площади достичь до разведочной стадии и подготовить запасы промышленных категорий (C1 и выше) потребуется очень много лет и финансовых ресурсов. В любом случае в сроки выданных лицензий одновременно по всем участкам ни «Газпрому» ни «Роснефти» уложиться невозможно, поскольку для этого не хватит даже имеющегося в мире парка буровых установок, способных работать в Арктике, не говоря уже об отечественных.

РИС. 2. Расположение лицензионных участков на российском шельфе и объемы морской сейсморазведки на 2015 г.



РИС. 3. Сопоставление средних размеров лицензионных участков в разных странах

Средние площади ЛУ, км²



Распределение почти всех наиболее привлекательных шельфовых лицензий между двумя крупнейшими компаниями, «Газпромом» и «Роснефтью», инициировало два разнонаправленных процесса. С одной стороны отсутствие доступа на шельф для других российских и зарубежных компаний должен резко затормозить процесс его геологического изучения. Но с другой стороны необходимость выполнения лицензионных обязательств заставляет и «ГАЗПРОМ» и «РОСНЕФТЬ» вести геологоразведку (а она на данном этапе состоит в основном из геофизических съемок), по возможности в соответствии с графиком лицензий. Тем более Министерство природных ресурсов (МПР) теперь обещает за этим строго следить.

Принятая схема распределения шельфовых лицензий не позволяет использовать еще один удобный и распространенный в мире инструмент, а именно мультиклиентскую съемку при геофизических работах. При такой схеме сервисные компании за свои средства и на свой риск проводят работы на выбранных ими самими участках акваторий, а затем многократно продают полученные данные всем заинтересованным компаниям. Совсем недавно, всего 2-3 года назад, МПР пыталась внедрить этот перспективный инструмент на российском шельфе, но встретило непонимание других ведомств. На самом деле позиция МПР была

конструктивной и полезной для государства. Например, только норвежская компания PGS была готова тратить ежегодно на геофизику в российской Арктике до 300 млн. долларов собственных средств. Уверен, что и другие компании были готовы к этому. Если бы такая схема была принята, государство в лице МПР получало бы бесплатно информацию о своих недрах и могла использовать ее при формировании тендерных пакетов, обязав участников ее покупать. Сервисные же компании, рискнувшие своими средствами, могли бы получать доход от продажи материалов в составе тендерных пакетов или в иных формах, получивших распространение в международной практике. Как бы там ни было, теперь поздно об этом говорить.

Вопрос решен не в пользу апробированного во всем мире механизма изучения недр с минимальными затратами для государства и компаний. Правда и в нынешней системе остаются небольшие возможности для применения подобной схемы, которыми пока никто не пользуется. «РОСНЕФТЬ» или «ГАЗПРОМ» могли бы позволить каким-либо сервисным компаниям провести на своих участках мультиклиентские съемки и затем купить эти материалы, например, за половину себестоимости, заключив соглашение об их дальнейшей совместной продаже. Ведь очевидно, что в большинство проектов потом будут вовлечены иностранные партнеры, и даже

несколько. Это общепринятая и мировая практика, когда сложные и крупные месторождения осваивают три-четыре компании в альянсе для снижения рисков. Партнеры при вхождении в проект неизбежно должны приобретать эти данные для оценки объемов запасов и своих собственных рисков. И тогда основной недропользователь частично компенсировал бы понесенные расходы, а сервисная компания вернула бы свои затраты и получила некоторую прибыль. Все были бы в выигрыше.

Еще одним недостатком принятой в России стратегии лицензирования на шельфе является сосредоточенность работ на локальных лицензионных участках и отсутствие возможности изучения региональных закономерностей. Для этих целей придется все равно тратить деньги из государственного бюджета либо использовать механизм совместных научных исследований российских и зарубежных компаний.

Кроме ГАЗПРОМа и РОСНЕФТи еще одним заказчиком геофизических услуг на шельфе является государство, хотя и в несущественном объеме (по километражу, а не по финансам). В последние годы это были работы, связанные с обоснованием внешней границы континентального шельфа. Эти работы в свою очередь обусловлены предстоящей подачей в ООН российской заявки на расширение зоны своей юрисдикции в высоких арктических широтах. Но этот вопрос о границе очень сложный и обсуждается в международном сообществе уже десятилетиями. Маловероятно, чтобы он был решен положительно в нынешних геополитических условиях.

Итак, все привлекательные участки теперь распределены, и два российских нефтегазовых гиганта обязаны их изучать. На ближайшую перспективу в 5-7 лет это должно вызвать заметную активизацию геофизических работ, что уже произошло в 2013-2014 годах. Но потом, когда согласно лицензиям надо будет приступить к добыче, все затормозится. Всем понятно, что в таком масштабе добычи на шельфе в обозримом будущем не будет. А будут реализовываться лишь отдельные добычные проекты, отнюдь не в тяжелых ледовых

условиях восточной Арктики, на акваторию которой выдано значительное количество лицензий. Поэтому с большой степенью уверенности можно прогнозировать, что через несколько лет порядок лицензирования на шельфе будет пересмотрен.

Техническая оснащенность и влияние санкций

В 80-е годы 20 века в Советском Союзе почти все исследования на шельфе выполнялись на отечественной технике, которая по своим характеристикам на тот момент вполне соответствовала мировому уровню. Более того, реализация масштабной программы освоения Арктики в то время привела к тому, что к концу восьмидесятых годов в СССР появился такой парк отечественных буровых судов («Шашин», «Муравленко», несколько СПБУ и др.), которому была бы по силам и нынешняя обширная программа ГРП на шельфе.

С тех пор прошло много лет и на сегодняшний день практически все составляющие геологоразведочного процесса на шельфе основываются на импортной технике и технологиях, даже в том случае если отдельные работы выполняются российскими компаниями. Сейчас эта проблема стала особенно уязвимой для дальнейшего изучения недр шельфа, поскольку США, Евросоюз, Норвегия, Канада и Австралия ввели санкции против России. В некоторых из них напрямую прописаны запреты на многие работы в пределах российского шельфа. Так, упоминается сейсморазведка, морское бурение и иные сервисные услуги при глубинах моря свыше 500 футов (152 метра), а также практически все работы в Арктике. И это уже действует. Например, партнер «РОСНЕФТИ» компания ExxonMobil даже после недавнего открытия месторождения в Карском море останавливает свое участие в Арктических проектах и получает разрешение завершить ликвидационные работы на скважине «Университетская-1» в «спокойном» режиме, чтобы не нанести ущерба экологии и т.п.

Попробуем проанализировать чем нам грозит дальнейшее

применение санкций. Начнем с работ, предшествующих поисково-разведочному бурению, а это, прежде всего, сейсморазведка. Отметим, что для 2D сейсморазведки с попутными набортными гравимагнитными измерениями у нас в принципе есть более десятка собственных судов в компаниях МАГЭ, СМНГ, ДМНГ и других. Но все эти суда оборудованы источниками возбуждения сигналов и приемными устройствами (сейсмокосами), произведенными за рубежом. К тому же возраст многих судов приближается к 30 годам или превышает его, и такие «возрастные» суда могут быть запрещены к использованию в Арктике уже в 2015 году.

Отметим также, что 2D сейсморазведка эффективна только на рекогносцировочном и поисковом этапе, а при детальных работах, предшествующих заложению дорогостоящих морских скважин, требуется проведение 3D сейсморазведки. А вот таких судов в российских компаниях всего три, причем число сейсмокос на них от 4 до 8, в то время как на большинстве тендеров даже российские заказчики уже требуют не менее 12 кос. К тому же имеющееся на борту этих судов оборудование не позволяет проводить т.н. «широкополосную» 3D сейсмосьемку (“broadband” seismic), в то время как за рубежом это требование уже становится стандартным. То есть, получаемое качество данных 3D будет примерно соответствовать тому уровню, который был в мире 15 лет назад.

Еще один осложняющий момент заключается в том, что сейсморазведку 3D специализированными судами невозможно проводить в ледовых условиях, поскольку 300-400 тонн дорогостоящего заборного оборудования в виде 12-16 сейсмокос могут быть попросту срезаны льдами. Технологии защиты сейсмокос от льда (причем только для работ 2D, а не для 3D) имеются у американской компании ION, которая в режиме санкций уйдет с рынка. Надо сказать, что истоки этой технологии были российскими и еще в начале 90-х годов у нас проводились такие работы в опытном режиме под руководством А.А. Гагельганца. Однако впоследствии всё это было

утрачено. Поэтому при нынешнем состоянии дел в восточной Арктике возможны лишь производственные сейсморазведочные работы 2D в течение короткого безледового периода, который в этих местах длится не более полутора месяцев.

По поводу компьютерного программного обеспечения для обработки данных сейсморазведки можно утверждать, что здесь замещение зарубежных технологий отечественными разработками вполне возможно.

Важнейшим условием успешной геологоразведки на шельфе является наличие производственной базы и современных технологий для поисково-разведочного, а в последствии и для эксплуатационного морского бурения. В России есть несколько собственных буровых установок, например, построенные несколько лет назад в Выборге морские буровые «Полярное сияние» и «Арктическая звезда». Но надо понимать, что своими силами мы там сделали только сварные металлические основания, а технологическая часть платформ изготовлена в основном в Южной Корее, причем с использованием немалого числа патентов США.

Так что с их обслуживанием в будущем тоже могут возникнуть проблемы. К тому же весь имеющийся немногочисленный парк отечественных морских буровых не в состоянии обеспечить выполнения и трети лицензионных обязательств «Газпрома» и «Роснефти» на своих морских лицензионных участках. К этому следует добавить тот факт, что для эксплуатации открытых еще в советское время гигантских месторождений Русановская и Ленинградская в Карском море нет апробированных технологий добычи не только в России, но и в мире. А для покрытой льдом большую часть года Восточной Арктики таких технологий пока нет и в проекте. Концептуальные эскизные наброски не в счет.

Из изложенного выше следует, что зависимость в изучении российского шельфа от иностранных технологий близка к абсолютной. Ликвидировать эту зависимость в одночасье невозможно. Сегодня, к сожалению, можно часто услышать «шапокозакладательские»



высказывания некоторых деятелей. Мол, спасибо Обаме, теперь мы наконец-то начнем производить свое. Однако в высокотехнологичных областях эта проблема быстро не решается, тем более что за последние двадцать с лишним лет отечественная промышленность, и особенно машиностроение, значительно утратила свой потенциал. Во многом процесс теперь сводится к сборке несложных машин и механизмов из импортных комплектующих, причем в наиболее простых отраслях машиностроения. Для того чтобы заново научиться делать что-то свое, нужна серьезная продуманная многолетняя программа работы по импортозамещению в промышленности в условиях санкций, а ее нет и в ближайшее время не предвидится.

Большим осложняющим фактором на пути к освоению шельфа являются проблемы охраны окружающей среды, особенно в Арктике. Ведь на сегодняшний день по сути нет эффективным методов борьбы с разливами нефти в суровых условиях Заполярья, полярной ночи и в отсутствии

какой-бы то ни было промышленной инфраструктуры вокруг на тысячи километров. Последствия разливов нефти или иных неблагоприятных техногенных событий для ранимой арктической природы могут быть катастрофическими, поскольку организовать оперативную ликвидацию таких последствий практически невозможно. Этот факт также является своего рода техническим ограничителем масштабного развертывания добычи на шельфе.

Как мы отмечали выше, последние 3 года ознаменовались беспрецедентной компанией по «раздаче» лицензий на шельфе двум российским гигантам: «Роснефти» и «Газпрому» и ростом объемов геофизических работ на этих и других участках. В то же время уже открытые более 20 лет назад шельфовые гиганты: Штокмановское, Русановское и Ленинградское, а также десятки других крупных и средних месторождений остаются невостребованными по технологическим и экономическим причинам. Так, начало добычи на детально проработанном Штокмановском проекте, в который

в предыдущие десятилетия было вложено очень много средств, переносилось многократно: сначала на 2007 год, потом 2012 год, а затем на 2017 год. Теперь он отложен на неопределенное и весьма продолжительное время (на 2025 г. и позднее). А начало добычи на упомянутых Русановском и Ленинградском месторождениях в Карском море отнесено далеко за 2030 год. К тому времени ситуация с энергоресурсами на планете в целом может кардинально измениться. Начало этих изменений мы уже отчетливо наблюдаем в настоящее время.

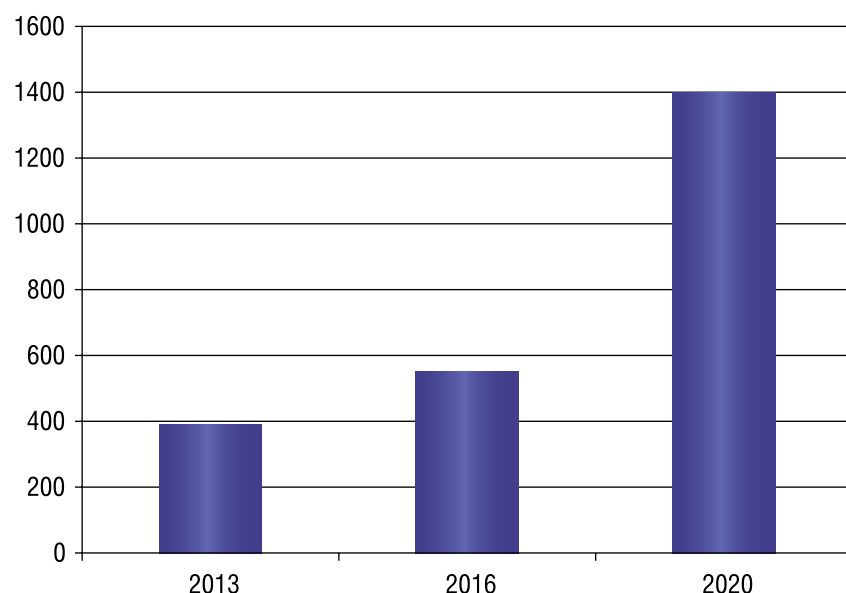
В новой ситуации следует более тщательно и объективно проанализировать основные посылы в отношении российского шельфа и сделать программу его освоения более реалистичной. Надо ли стране в столь неблагоприятных экономических условиях напрягать все силы, чтобы когда-то, причем весьма нескоро, добывать на шельфе очень дорогие нефть и газ? На самом деле представляется целесообразным сосредоточиться на очень немногих прибрежных проектах, находящихся недалеко от развитой инфраструктуры и в разумной близости от традиционных районов добычи.

А что будет, если все-таки пойти по пути выполнения лицензионных обязательств на всех участках и изыскивать немалые средства для продолжения разведки и последующего освоения? Будут ли потребители этой нефти и этого газа? А если будут, то по каким ценам и в каких количествах? Давайте попытаемся найти хотя бы часть ответов на эти вопросы в следующем разделе.

Куда поставлять нефть и газ Российского шельфа?

Этот вопрос крайне важен, и игнорировать его при таких масштабных проектах никак нельзя. К сожалению, на деле он оставлен «за кадром» во всех известных автору программах развития работ на шельфе. Молчаливо предполагается, что стоит разведать и добыть нефть и газ, тут же найдутся те, кому их можно выгодно продать. Между тем, одной из основных

РИС. 4. Прогноз мирового производства СПГ (млрд. куб. м) по данным Оксфордского института энергетических исследований



причин остановки крупнейшего Штокмановского проекта стало в том числе отсутствие рынка сбыта для этого газового гиганта. Первоначально предполагалось, что одна часть газа пойдет через трубопровод в Европу, а вторая, более значительная, после сжижения газа на берегу Кольского залива пойдет на рынок США, который в тот момент казался бездонным. И что же теперь? США в значительной мере обеспечивает себя газом, выходя на первое место в мире по его добыче. Строятся заводы по сжижению природного газа (СПГ) в США и Канаде, чтобы в ближайшей перспективе экспортировать газ, в том числе и в Европу, вытесняя оттуда Россию. Пока мы все уговариваем сами себя, что этого не будет, поскольку сланцевый газ очень дорогой, время идет, и технологии развиваются и удешевляются. Да и не только сланцевый газ наш конкурент, но и новые запасы обычного газа в мире открываются год за годом в более благоприятных условиях, чем шельф Арктики и Дальнего Востока.

Как мы видим в последние месяцы, борьба за рынки сбыта углеводородного сырья в мире сильно обострилась. Ситуация вокруг Украины с её с газотранспортной системой, препятствование Евросоюза прокладке «Южного потока» и развернутое строительство новых

терминалов регазификации в Европе тоже находятся в цепи этих событий. Имея в виду эту непростую ситуацию в Европе, все сейчас обратили свои взоры на страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Сейчас там газ сильно востребован, а цены в полтора раза превышают европейские. И все надеются, что такое положение вещей сохранится и в будущем. Давайте попытаемся беспристрастно проанализировать эту ситуацию, тем более, что вблизи этого рынка расположены крупнейшие в России морские нефтегазовые промыслы на месторождениях, входящих в проект «Сахалин-1» и «Сахалин-2», а в этом году стартует добыча на Кирином месторождении проекта «Сахалин-3». Это первый и самый значимый добывающий нефтегазовый кластер на российском шельфе. (Добыча в Арктике на Приразломном пока находится в самой начальной стадии, а Юрхаровское месторождение НОВАТЭКа в Тазовской губе все же нельзя в полной мере назвать шельфовым).

Сейчас сахалинские шельфовые проекты пополняют российский бюджет более, чем сотней миллиардов рублей ежегодно, хотя в 90-е годы при запуске схемы СРП у многих депутатов и чиновников были большие сомнения в правомерности этого шага. Но государство здесь почти ничего не потратило, т.к. основные

расходы в рамках СРП взяли на себя иностранные компании. Здесь получили работу и прошли школу морской нефтегазодобычи многие тысячи российских специалистов, а Сахалинская область из депрессивного региона превратилась в передовой технологический район с развитой промышленной и социальной инфраструктурой. Самый современный и пока единственный в России завод по сжижению газа исправно поставляет продукцию в Японию, Корею и Китай, а к 2017 году должна вступить в строй его третья очередь.

В противоположность этому проекты в Баренцевом море, «проглотив» огромное количество государственных денег за тридцать лет, так и не дали реальной отдачи. Это говорит о крайней неэффективности административно-командной системы управления, которая там была реализована в отличие от Сахалина, где в свое время в 90-х годах настояли на схеме СРП. При том, что запасы Баренцевоморского региона многократно выше Сахалинских.

Сейчас азиатский рынок принял бы по высоким ценам и кратно больше нефти и газа с Сахалинского шельфа. Но давайте посмотрим, что может быть в недалеком будущем? Планируется, что к 2018 году в России будет запущено еще два завода СПГ на Ямале и во Владивостоке, а несколько позднее, возможно, на Балтике и Печоре. Уже сейчас ясно, что будут задержки, в том числе и из-за санкций, и раньше 2020 года эти объекты вряд ли стартуют. К тому же дальневосточный СПГ на первых порах тоже рассчитывают заполнять газом Сахалина в 2018 году, поскольку газ из Восточной Сибири с Чаандинского и Ковыктинского месторождений в необходимых объемах к этому сроку не поступит. А на Сахалине пока нет подготовленных к добыче новых месторождений и построенный газопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» загружен меньше, чем на четверть. Недавно открытое на шельфе крупное Южно-Кириновское месторождение имеет много осложняющих моментов, включая наличие нефтяной оторочки, и в такой короткий срок не может быть запущено. На нем еще продолжается разведка.

А что же к тому времени станет с рынком в Азии? Сейчас туда основной объем СПГ поступает из Катар, который предпочитает этот рынок европейскому из-за высокого уровня цен. В 2016–2017 гг. запустятся большие мощности СПГ в Австралии, что приведет к утроению производства сжиженного газа в этой стране, и она на некоторое время может вырваться в лидеры по данному виду топлива. Этот газ, как и газ из Канады, США и других стран также придет на данный рынок, занимая свободные ниши. По прогнозам Оксфордского института энергетических исследований производство СПГ в мире утроится к 2020 году (рис. 4). Первоначально основные потоки, скорее всего, пойдут на премиальный рынок АТР, в результате чего цены там постепенно будут снижаться до тех пор пока с учетом транспортных издержек не сравняются со среднеевропейскими. При такой глобализации в недалеком будущем все относительные цены должны фактически выровняться рынком, хотя в абсолютных значениях по регионам они будут различаться в связи с разной удаленностью от источников поставки. А это значит, что азиатский рынок после 2020 года не будет готов принимать российский газ по тем высоким ценам, на которые сейчас ориентируются некоторые экономисты при прогнозе эффективности проектов, в том числе шельфовых. Да и свободной ниши на нем может к тому времени не остаться.

А что же с нефтью, которой на российском шельфе тоже прогнозируются в немалом количестве, хотя меньше, чем газа? Здесь тоже налицо изменения. К концу 2014-го года по прогнозам США обгонят Саудовскую Аравию по суточной добыче нефти, и выйдут на первое место в мире. Так, если в 2005 г. США за счет импорта нефти удовлетворяли 60% потребностей своей экономики, то в 2015 г. эта цифра составит лишь 21%. Расширенная добыча нефти в США имеет и последствия для глобального мира, ведь они главные потребители нефти и газа на планете. Куда же пойдут образовавшиеся излишки добываемых углеводородов, которые США теперь не нужны в таких количествах? Понятно, что

они будут выброшены на мировой рынок и «работать» на понижение цены. А если вспомнить, что в мире еще много нефти и газа в таких странах как Ливия, Иран, Ирак, которые пока не могут его поставлять в полном объеме из-за внутренних и внешних проблем, то можно понять, что дефицита углеводородов нет и пока не предвидится. Напротив, в отдельные периоды наблюдается профицит нефти и газа, приводящий к заметному снижению цен. И в эти периоды будут в выигрыше те, у кого низкая себестоимость добычи. А российские углеводородное сырье имеет чрезвычайно высокую себестоимость добычи, кратно превосходящую ту, которая есть, например, на месторождениях Ближнего Востока. И потому попасть в зону убытков при снижении отпускных цен у них очень высока даже в некоторых традиционных районах добычи, не говоря уже о шельфе. Высокозатратные арктические шельфовые проекты, скорее всего, будут ждать своего часа много десятилетий. Поэтому в складывающейся ситуации программа изучения и освоения шельфа безусловно должна быть скорректирована в пользу финансирования наиболее перспективных проектов в прибрежных и транзитных зонах вблизи районов добычи с развитой инфраструктурой. Остальные зоны должны, бесспорно, тоже изучаться, но пока что относительно дешевыми дистанционными методами. Нынешняя амбициозная программа сейчас не по карману нашему государству и его двум крупнейшим компаниям ГАЗПРОМУ и РОСНЕФТИ, переживающим не лучшие времена. ●

Необходимость выполнения лицензионных обязательств по разведке создавало благоприятные условия для значительного роста геофизических работ на российском шельфе в ближайшие годы, однако введенные санкции поставили под вопрос выполнение программы геологоразведочных работ.

Появление на мировом рынке существенных объемов дополнительных углеводородов оказывает сдерживающее влияние на цены нефти и газа, что может заметно снизить рентабельность российских шельфовых проектов.

Принятая схема распределения лицензий на шельфе между ОАО «Роснефть» и ОАО «Газпром» может привести к избыточной разведке потенциально невосребованных запасов УВ, однако введенные санкции могут сильно затормозить темпы изучения и освоения российского шельфа.

Масштабное освоение морских месторождений Арктики в реальной перспективе маловероятно за исключением прибрежных и транзитных зон как по экономическим, так и по технологическим и экологическим причинам.

Без серьезных усовершенствований в управлении нефтегазовой отраслью России, в том числе и в части шельфовых проектов, будет трудно эффективно отвечать на новые вызовы времени.



За несколько дней до входа номера в печать Номинативный комитет имени Сократа счел необходимым представить автора этой статьи Юрия Петровича Ампилова приставили к почетной награде “The Name in Science” («Имя в науке»). Кавалер титула “The Name in Science” получает орденский знак на голубой ленте «За вклад в мировую науку» с барельефом Сократа и надписью «Слава ученому», ему вручается Диплом кавалера титула “The Name in Science”, а имя заносится в мировой реестр выдающихся ученых

ПРИРОДНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ

Леонид Кульпин,
Галия Ефимова,
ИПНГ РАН,
ООО «НИПИморнефть»

В ближайшие годы предстоит освоение уникальных месторождений углеводородов на арктическом шельфе России, открытых, предлагаемых и предполагаемых на площади более 6 млн. км². При этом уже известно, что две трети из них перспективны на нефть и газ. В первую очередь это относится к Арктическому и Охотоморскому шельфам. При этом наибольшие ресурсы газа (более 70 трлн. м³) сосредоточены в Баренцево-Карском регионе (рис. 1).

На рис. 2 представлена карта выявленных месторождений углеводородов и перспективных геологических структур на Баренцевом и Карском шельфах и прилегающей суше. Здесь открыты ряд гигантских месторождений: Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское, Штокмановское и возможны другие открытия. При этом возникают проблемы безопасности их эксплуатации в

качестве природно-техногенных морских объектов. Общими особенностями при освоении арктических месторождений является суровый климат, обширные ледовые условия, глубокое промерзание пород, а также наличием так называемой «Субмаринной криолитозоны».

С этой зоной связано и возможное образование скоплений газовых гидратов [1, 2, 4], что определяется главным образом двумя причинами: отрицательной температурой придонных слоев воды (современные условия) и глубоким промерзанием в течение геологического периода (палеоусловия). По своему физическому состоянию криолитозона может быть мерзлой (льдосодержащей) и немерзлой, представленной охлажденными минерализованными водами и породами.

РИС. 1. Распределение начальных суммарных извлекаемых ресурсов углеводородов по шельфам России

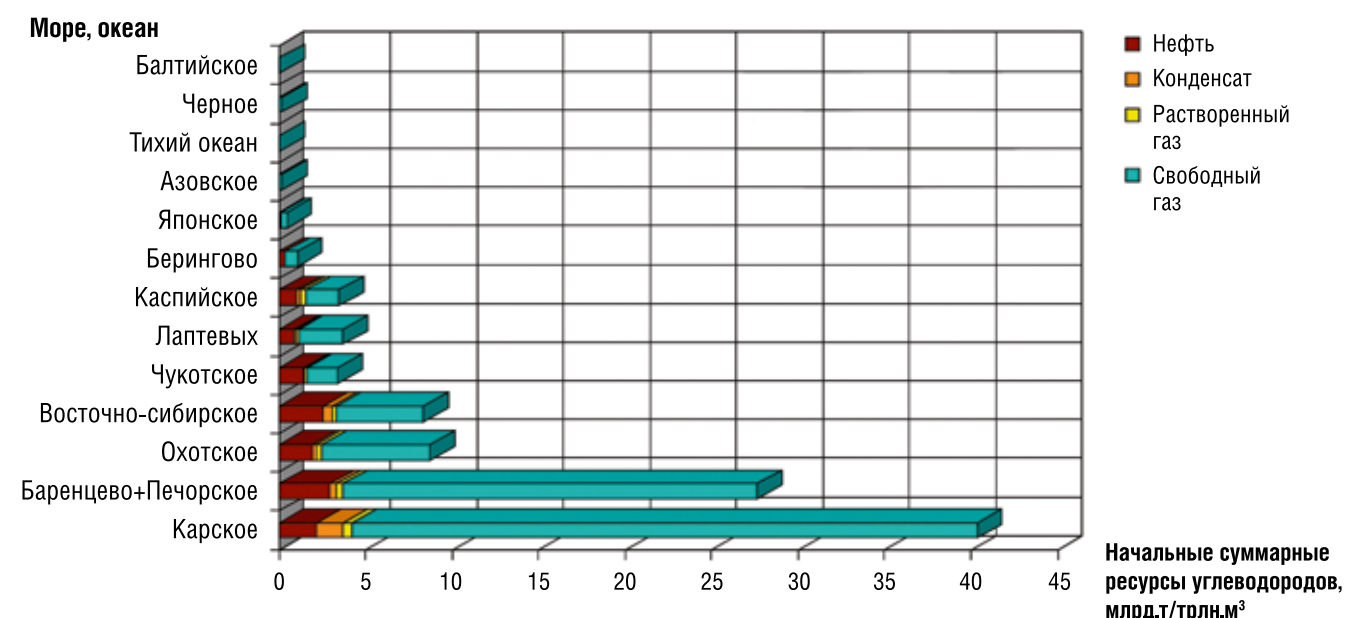


РИС. 2. Арктический шельф. Карта выявленных структур и месторождений



На рис. 3 представлена ледовая обстановка на российской части Арктического шельфа Северного Ледовитого океана в январе-марте. Можно видеть, что льды в зимний период занимают гигантское пространство фактически от

Мурманска до Камчатки. Таких суровых условий на таких огромных пространствах нет нигде в мире. На пространствах от Баренцева до Чукотского и Охотского морей минимальная длительность ледового периода

составляет до 4–5 месяцев, максимальная до семи. Это безусловно затрудняет освоение ресурсов углеводородов в этих областях, в том числе из-за наличия придонных газовых гидратов.

РИС. 3. Ледовая обстановка на Арктическом шельфе

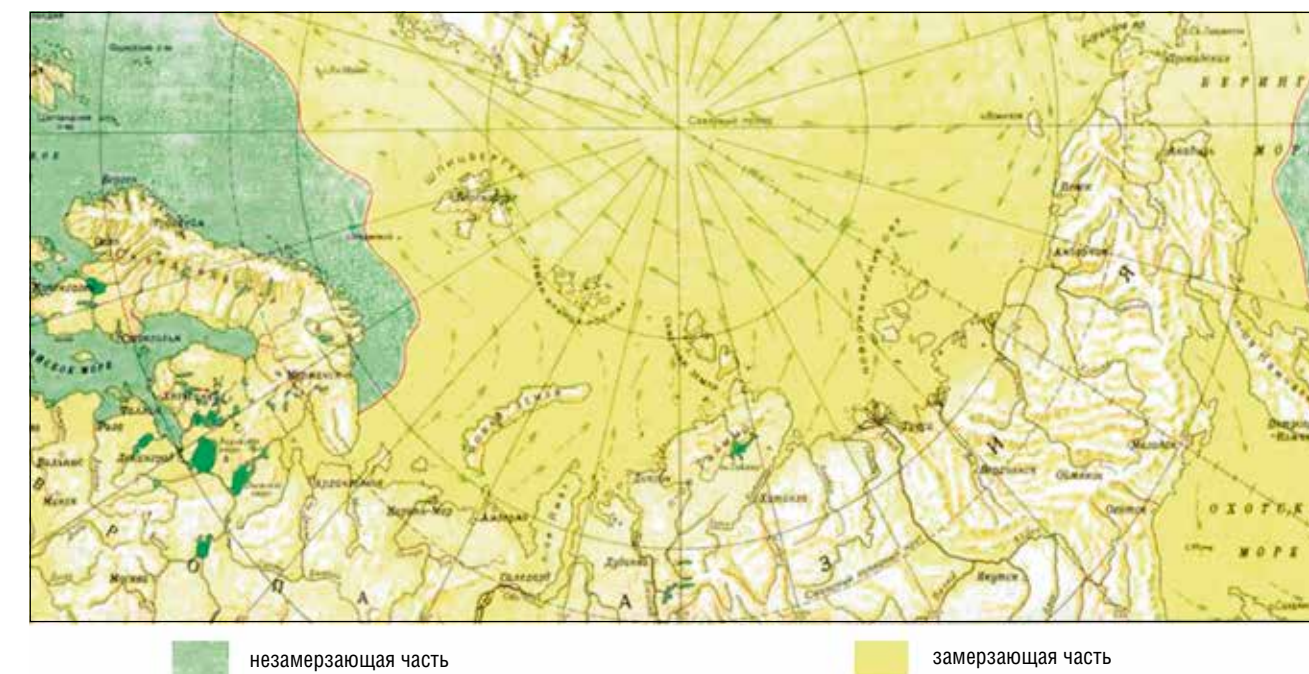


РИС. 4. Газогидратные области Северного Ледовитого океана



На рис. 4 приведена карта части Северного Ледовитого океана в связи с прогнозами газогидратных скоплений в зависимости от их генезиса [4]. Прогнозируется, что зоны возможной газогидратности весьма обширны и могут рассматриваться в качестве гигантских ресурсов углеводородов в будущем.

Рассмотрим возможные осложнения при строительстве гидротехнических сооружений и эксплуатации скважин в условиях возможных скоплений газовых гидратов в придонной части разреза. Типичным примером здесь могут служить условия в центральной части Баренцева моря, где расположено Штокмановское месторождение, осложненное по данным геофизики тектоническими разломами.

Известно, что помимо температуры, давления и минерализации на образование и накопление гидратов существенно влияет литология пород. Проведенные исследования показывают [5], что для уплотненных сред с ростом дисперсности слагающих породу частиц (от крупнозернистых до мелкозернистых пород) гидратосодержание увеличивается. При дальнейшем увеличении дисперсности до образцов тяжелой супеси гидратосодержание снижается до нуля. Для литологического состава верхней части разреза до глубин 20–30 м от дна моря прогнозируется присутствие гидратов в виде отдельных вкраплений. На глубинах до 200–250 м в разрезе присутствуют породы, способные

к аккумуляции значительных скоплений гидратов. В процессе разработки месторождения вокруг эксплуатационных колонн вследствие транспортировки по ним теплого газа из нижележащих горизонтов происходит увеличение температуры окружающих пород. Это обстоятельство приводит к изменению фазового состояния воды и газа в гидратонасыщенных интервалах вокруг скважин. С технической точки зрения рассматриваемый процесс аналогичен процессу растепления мерзлых пород при разработке месторождений углеводородов в районах вечной мерзлоты.

На стадии проектных работ для определения размеров зон теплового влияния принято использовать модели, в которых используется понятие области фазового перехода или в виде резкой границы раздела между талой и мерзлой зонами, или в виде протяженной области раздела, что соответствует фазовому переходу в спектре температур. Резкая граница раздела имеет место в крупнодисперсных средах, например песках, а протяженная - в тонкодисперсных средах, например суглинках. Применительно к Штокмановскому месторождению, исходя из характеристик пород, слагающих верхние интервалы геологического разреза, фронт фазового перехода может представлять резкую границу. Расчеты проводились для случая работы одной скважины и при

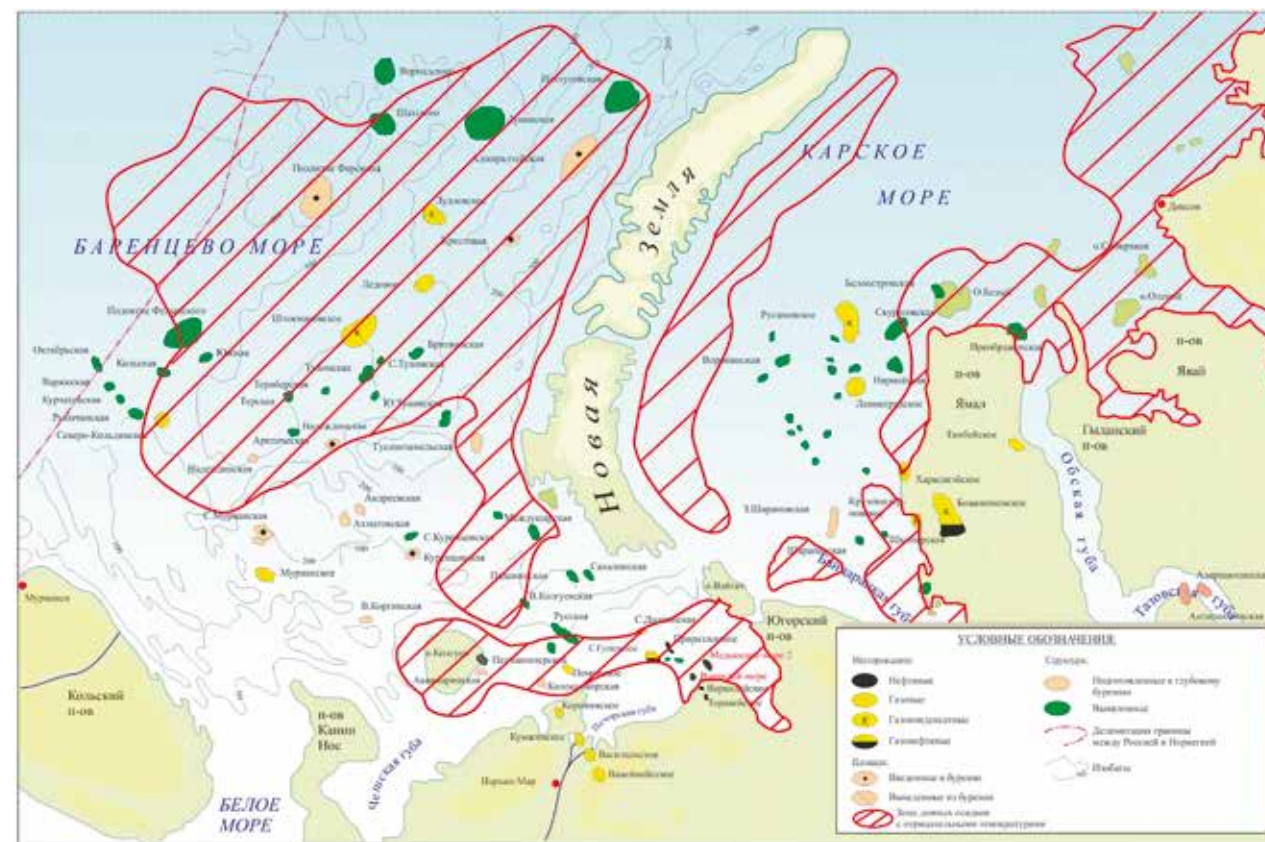
взаимодействии группы скважин [6, 7]. Математическая постановка задачи формулируется как «задача Стефана» для плоскорадиального случая. Распределение температур в гидратонасыщенной зоне и зоне разложившегося гидрата описывается уравнением теплопроводности.

На рис. 5 приведена карта Арктического шельфа России и донных осадков с отрицательными температурами в Баренцевом море [1, 2]. «Охлажденные» осадки занимают центральную, северо- и юго-восточную части моря, примыкающие к Новой Земле. Контуры этой зоны почти совпадают с нулевой изотермой среднесуточной температуры дна. Штокмановское месторождение, как и многие другие, находится в зоне распространения донных осадков с отрицательными температурами.

В Печорском море субмаринная криолитозона может быть приурочена к линзам остаточной деградирующей многолетней мерзлоты на глубинах 40–100 м под дном моря. Мерзлота имеет прерывистый характер.

В инженерно-геологическом отношении мерзлые и газогидратонасыщенные отложения представляют собой категорию пород особого состава, состояния и свойств и требуют специального подхода при освоении арктических акваторий. В частности, эти особенности необходимо учитывать при решении таких важных в практическом отношении вопросов

РИС. 5. Карта арктического шельфа России. Донные осадки с отрицательными температурами



как строительство стационарных морских ледостойких платформ на арктическом шельфе, строительство и эксплуатацию трубопроводов и др. сооружений. Также следует учитывать возможные нарушения естественного теплового режима в верхнем осадочном чехле при бурении и эксплуатации скважин.

Основой для оценки мерзлотности и газогидратности является в первую очередь анализ термобарических условий дна и недр. Рассмотрим эти условия на примере Штокмановского газоконденсатного месторождения. Оно расположено в бортовой части Южно-Баренцевской впадины в пределах влияния наиболее стабильного арктического холодного течения со среднесуточной температурой дна близкой к минус 1,0°C до +3–4°C в поверхностных слоях.

Процедура выявления площадей и зон стабильности гидратов газа сводится к совмещению значений геотермического градиента и давления в конкретной точке дна моря или поддонного разреза с той или иной равновесной кривой гидратообразования метана в координатах давление – время.

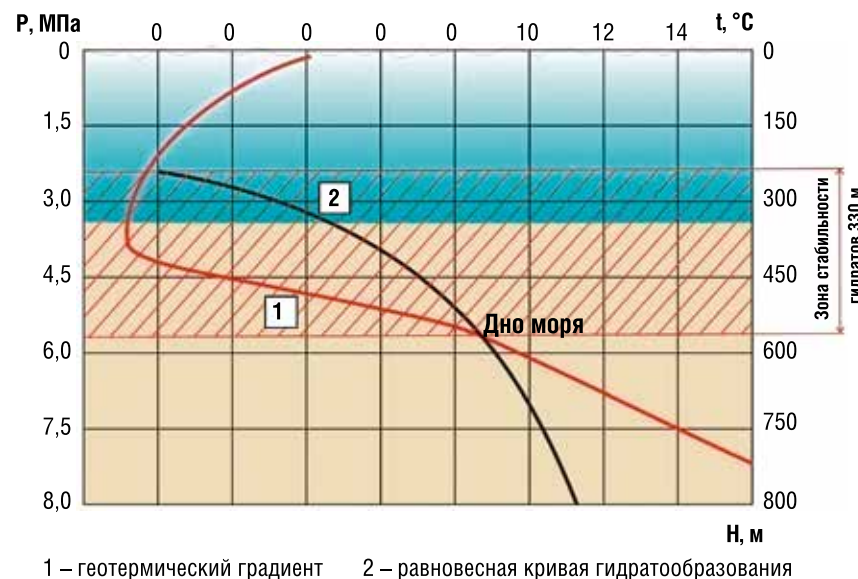
Наиболее надежными для оценки газогидратности являются данные о температуре дна. О геотермических условиях обычно имеется меньше информации.

Зона стабильности гидратов газа в зависимости от конкретных термобарических условий и состава гидратообразующей системы может распространяться до определенной поддонной

глубины, начинаясь непосредственно у дна, либо на некотором расстоянии под ним.

Если принять среднюю глубину моря на Штокмановском месторождении 300 м, геотермический градиент - 3,0°C/100 м и температуру дна -1,0°C, то по номограмме получим зону стабильности гидрата метана до 200–250 м под дном моря между линиями 1 и 3 (рис. 6).

РИС. 6. Зона стабильности гидратов метана над Штокмановским ГКМ



Таким образом, с достаточной степенью уверенности можно утверждать, что в районе Штокмановского месторождения имеются реальные условия накопления и существования газовых гидратов в разрезе пород под дном моря до глубины 200 м.

Анализ факторов, влияющих на термобарические условия газогидратоносности, обнаружил возможность существования нескольких типов зоны стабильности гидратов. По отношению к дну моря эта зона может быть придонной и непридонной, то есть отделенной от дна интервалом от единиц метров до более 200 м.

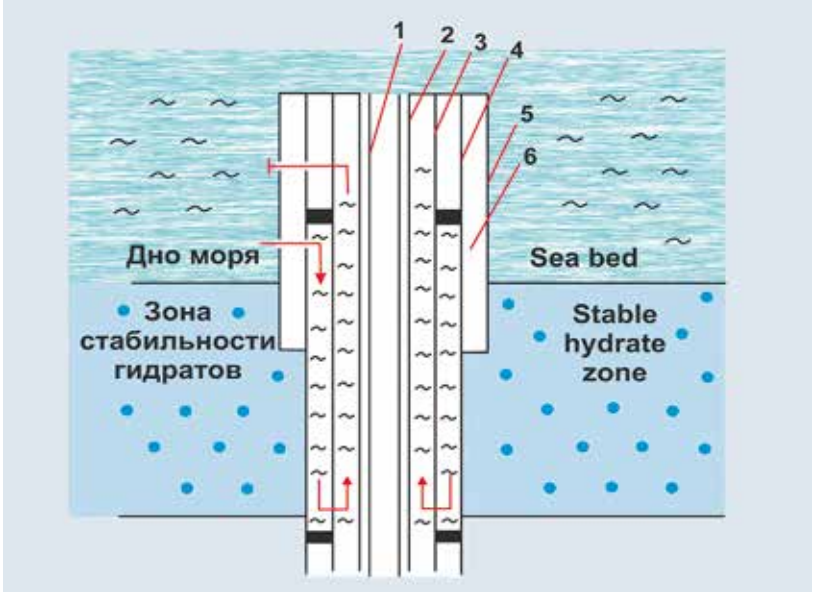
Придонная зона стабильности гидратов характерна для ложа океана, континентального склона и для тех районов шельфа, где отсутствуют реликтовые мерзлые породы, но есть достаточные глубины моря. Непридонная зона стабильности гидратов может контролироваться областями распространения субмаринных реликтовых мерзлых пород той или иной мощности, либо приуроченной к акваториям шельфа, где мерзлая зона отсутствует, но температура дна низкая, а глубина моря значительная, хотя и недостаточная для создания необходимых давлений газогидратообразования на самом дне.

Таким образом, наличие скоплений гидратов в зоне работающих скважин является фактором осложняющим разработку месторождения из-за их возможного растепления.

Удлинить срок растепления можно, если использовать пассивную изоляцию колонн. Однако, учитывая, что разработка месторождения длится десятки лет – это не достаточно надежно. Расчеты показывают необходимость активной изоляции. В принципе для этих целей можно использовать естественную или принудительную циркуляцию холодной морской воды в межтрубном кольцевом пространстве (рис. 7) [7, 8].

Для повышения эффективности предложенного способа схема может быть дополнена элементами пассивной тепловой защиты, например, заполнением пространства между лифтовыми трубами и

РИС. 7. Принципиальная схема способа изоляции стволов скважин



1- подъемные трубы (НКТ); 2 – эксплуатационная колонна; 3 – промежуточная колонна; 4 – кондуктор; 5 – водозащитное направление; 6 – цемент

эксплуатационной колонной в интервале гидратонасыщенности инертным газом или установкой теплопередачи. Другие решения могут быть связаны с отбором части газового потока для охлаждения колонны с использованием эффекта Джоуля-Томпсона. По этому направлению в мире имеется ряд патентов и конкретные конструктивные решения.

Одним из возможных других факторов риска и негативных последствий разработки нефтегазовых месторождений является осадка земной поверхности над месторождением в результате снижения начального пластового давления в продуктивных пластах и их деформации, что хорошо изучено в мировой практике. Осадка возможна также за счет растепления придонных газовых гидратов. Следствием смещения земной поверхности может быть выход эксплуатационных скважин из строя из-за разгерметизации заколонных пространств, смятия и слома обсадных колонн, деформации трубопроводов, а также уменьшение клиренса платформы до уровня досягаемости волн и выход из строя крепящих якорей.

Значительный интерес представляют данные по оседанию морского дна в районе

месторождения Экофиск в Норвежском секторе Северного моря [9]. Установлено, что под центральной платформой, введенной в эксплуатацию в 1970 г., опускание морских сооружений за счет сжатия высокопористых меловых отложений толщиной 300 м, составило 2,6 м. Близкорасположенные платформы опустились приблизительно на 1 м. Проседание имело место на площади 5 x 8 км овальной формы в центральной части месторождения под основным комплексом промысловых сооружений. С марта 1985 г. велись ежемесячные наблюдения за динамикой высотных отметок стационарных объектов с помощью спутниковой радионавигационной системы.

Для предотвращения дальнейшего оседания морского дна в течение двух лет осуществлялась обратная закачка сухого газа в пласт в объеме 8,5–9,9 млн. м³/сут. Для защиты промысловых сооружений летом 1987 г. жилая платформа массой 10,5 тыс.т и остальные пять платформ были подняты на 6,5 м. При подъеме центральной платформы были использованы 16 домкратов массой 21 т каждый. В процессе подготовки и проведения этой уникальной технической операции участвовали 72 организации из 10 стран. Общая стоимость работ составила более 350 млн. долл.

Оценка величин осадки поверхности дна моря особенно актуальна, поскольку для морских месторождений предъявляются более жесткие требования по охране недр, надежности работы скважин, а также морских платформ и подводных модулей.

Расчеты по оседанию дна моря проведены также для ряда морских месторождений: Мурманского, Лудловского, Ледового [16–18].

Таким образом, из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Термобарические условия под дном Баренцева моря в районе Штокмановского ГКМ способствует насыщению горных пород углеводородами до глубин 200–250 м. При этом газовые гидраты могут в ряде случаев выполнять цементирующую роль в сыпучих породах.
2. Особенности субмаринной криолитозоны необходимо учитывать при проектировании и строительстве платформ в зоне возможного гидратонасыщения, подводных добывающих модулей, трубопроводов и скважин из-за опасности растепления и деформационных процессов. Необходимо учитывать также возможность грифонообразования, с дополнительными рисками пожароопасности и осложнения судоходства.
3. Целесообразно осуществлять активную теплоизоляцию скважин в газогидратных интервалах для предотвращения их теплового взаимодействия, возникновения ореола протаивания и сопутствующих рисков техногенных осложнений.
4. До строительства объектов морской добычи необходимо с помощью специальных средств морской инженерной геологии изучить распространение и особенности субмаринной криолитозоны и возможных гидратонасыщенных пород с целью выработки технических решений по нейтрализации рисков техногенных осложнений.
5. Проведенные расчеты показывают большую вероятность осадки поверхности дна моря

при разработке Штокмановского ГКМ. Причем величины просадки существенно зависят от степени снижения пластового давления в продуктивных пластах.

6. Величина максимальной просадки значительно зависит также от вовлечения ф деформационные процессы глинистых пород, окружающих продуктивные пласты.
7. Следствием смещения земной поверхности может быть выход эксплуатационных скважин из строя из-за разгерметизации заколонных пространств, смятия и слома обсадных колонн, деформации трубопроводов, а также уменьшение клиренса платформы до уровня досягаемости волн и выход из строя крепящих якорей.

8. Результаты расчетов показали, наличие значительных рисков при строительстве и эксплуатации подводных газопроводов. Однако, при соблюдении проектных технических и технологических характеристик эксплуатации морских магистральных газопроводов, в частности Штокмановского ГКМ, риск их повреждений при транспортировке продукции в проектом однофазном режиме вполне сопоставим с социально приемлемыми значениями.

9. Необходимо глубокое изучение и прогнозирование возможных техногенных осложнений с точки зрения безопасности объектов морской добычи на шельфе Арктики. ●

Список литературы

1. Криогетермия и гидраты природного газа в недрах Северного Ледовитого океана / В.А. Соловьев, Г.Д. Гинсбург, Е.В. Теплов, Ю.Н. Михалюк. – Ленинград, 1987.
2. Цыбуля Л.А., Левашкевич В.Г. Тепловое поле Баренцевоморского региона. – Апатиты: Кольский филиал АН СССР, 1992.
3. Гриценко И.И., Бондарев В.Н. Многолетняя мерзлота, газогидраты и газовые карманы в кайнозойских отложениях шельфа Баренцева, Печорского и Карского морей: Доклад на 14-м Мировом нефтяном конгрессе. – Г. Ставангер (Норвегия), 1994.
4. Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты. ВНИИОкеангеология. – Санкт-Петербург, 1994.
5. Ершов Э.Д., Лебедев Ю.П. Проблемы гидратообразования в криолитозоне. Геокриологические исследования. – М.: МГУ, 1989.
6. Koulpine L.G., Dubrowski D.A., Obmorosheva L.B., Tupysev M.K. Submarine Cryolitozone of Russian Arctic Off-Shore: Problems of Hydrocarbon Recovery. (Проблемы освоения нефтегазовых месторождений российской Арктики в условиях субмаринной криолитозоны). 14-th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering. OMAE-95, Copenhagen, Denmark, 1995. – Vol. IV, Arctic/Polar Technology. – P. 171–175.
7. Koulpine L.G., Dubrowski D.A., Obmorosheva L.B., Tupysev M.K. Gas Hydrate Bearing Capacity of Submarine Cryolitozone: Exploitation Prognoses in Arctic Off-Shore Fields. (Гидратонасыщенность субмаринной криолитозоны и прогноз осложнений при освоении Арктических месторождений). 2-nd International Conference on Natural Gas Hydrates, Toulouse (France), 1996. – P. 453–458.
8. Кульпин Л.Г. Особенности освоения арктических морских месторождений в условиях гидратонасыщенной субмаринной криолитозоны // Нефтяное хозяйство. – М., 2004. – № 9 – С. 76–79.
9. Шпеталенко Л.П. Оседание поверхности над разрабатываемыми прибрежными и морскими нефтегазовыми месторождениями // Э.И. Сер.: Бурение, разработка и эксплуатация газовых и морских нефтяных месторождений в зарубежных странах. – М.: ВНИИЭГАЗпром, 1988. – Вып. 9).
10. Техногенные осложнения при освоении месторождений на шельфе Арктики / Е.Ф. Афанасьев, Д.А. Дубровский, М.К. Тулысев, Л.Г. Кульпин, Л.Б. Обморосева // Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России: Доклады Научно-технической конференции. – М.: Изд-во ГАНГ им. Губкина, 1994.
11. Афанасьев Е.Ф., Николаевский В.Н. Нелокально-упругий режим фильтрации и восстановления давления в глубинных пластах // ПМТФ. – 1969. – № 6. – С. 113–116.
12. Афанасьев Е.Ф. К обоснованию теории нелокально-упругого режима фильтрации при помощи уравнений теории упругости // ПМТФ. – 1971. – № 4. – С. 82–86.
13. Петренко В.И., Ильченко Л.А., Канашук В.Ф. О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых // Советская геология. – 1983. – № 7. – С. 109–117.
14. Якушев В.С. Газовые гидраты в криолитозоне // Геология и геофизика. №11, 1989.
15. Истомин В.А., В.С. Якушев. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра. – 1992. – 236 с.
16. Л.Г. Кульпин, С.М. Пронюшкина. Оценка просадки дна при разработке 2013. – № 8. – С. 66–69.
17. А.В. Борисов, Л.Г. Кульпин, С.М. Пронюшкина. Оценка проседания кровли Ледового ГКМ/Offshore, Russia. – 2014. – август. – С. 80–83.
18. Чиликова М.С. Возможные техногенные осложнения при разработке Лудловского газового месторождения в Баренцевом море // Oil & Gas Journal, – 2012, – № 8. – С. 18–21.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Освоение ресурсов континентального шельфа является для России одним из наиболее активно развивающихся направлений топливно-энергетического комплекса. Работать зачастую приходится в уникальных климатических и географических условиях, что сопряжено не только с рядом сложностей технологического характера, но и ответственностью по сохранению морских экосистем. Поэтому к технологиям, конструкциям, оборудованию и материалам, используемому для работы на шельфе, предъявляются особые требования. Какие новые разработки предлагают отечественные компании для работы на континентальном шельфе?

Игорь Родькин,
Генеральный директор
ОАО ЛГМ

Для транспортировки сжиженного природного газа (СПГ) с арктического шельфа на материк эксплуатируются в основном импортные наливные судна-газовозы производства Южной Кореи, Канады и Японии, с использованием в системе перекачивания СПГ насосов производства США, Японии, Франции и других стран. Но добыча углеводородов является

для нашей страны стратегическим направлением и отдавать ее эффективность на откуп иностранным производителям – необоснованный риск. Сегодня, в условиях постоянно меняющейся политической конъюнктуры, импортозамещающие производства приобретают все большую актуальность.

В рамках федеральной целевой программы «Развитие гражданской морской техники» на 2009–2016 гг. ведутся работы по проектированию морской техники для транспортировки СПГ, предназначенной для круглогодичной эксплуатации в суровых условиях Арктики.

В ходе этой работы ОАО «ЛГМ» (Московский насосный завод им. М.И. Калинина) создало новый насосный агрегат. Данное оборудование предназначено для использования в системах корабельного базирования и береговых хранилищ СПГ.

ОАО «ЛГМ» имеет большой опыт разработки насосов для морской техники типа ЦН, НЦВ, БЭН, КсВ (для судовой энергетики) и др., с улучшенными кавитационными качествами, высокими показателями надежности и энергоэффективности. Поэтому для решения важной научно-технической задачи – разработки отечественной номенклатуры насосов для перекачивания СПГ использованы отдельные конструкторские решения, реализованные в насосах для потенциально опасных производств

ТАБЛИЦА 1. Показатели технического уровня насосов СПГ

Наименование показателей	Объект разработки	Отечественные и зарубежные объекты аналогичного назначения (с указанием моделей фирм, стран, ода известности)		
		РФ, ЛГМ, 2014 г. НСПГ 900-120	Japan, Ebara-Pump 10EC-24	Japan, Shinko Ind.Ltd 12EC-24
1	2	3.1	3.2	3.3
Расход, м³/час	Насос для перекачивания сжиженного природного газа	900	1650	1700
Напор, м		120	177	155
Частота вращения, об/мин		1450	1800	1800
Кавитационный запас, м		1,5	0,7-1,9	0,8-1,5
КПД, %		82	80	80
Перекачиваемая среда		Сжиженный газ	Сжиженный газ	Сжиженный газ
Плотность, кг/м³		426	426	426
Т°С		-161,5	-163	-163

(в частности спецнасосы, судовая, атомная и тепловая энергетика).

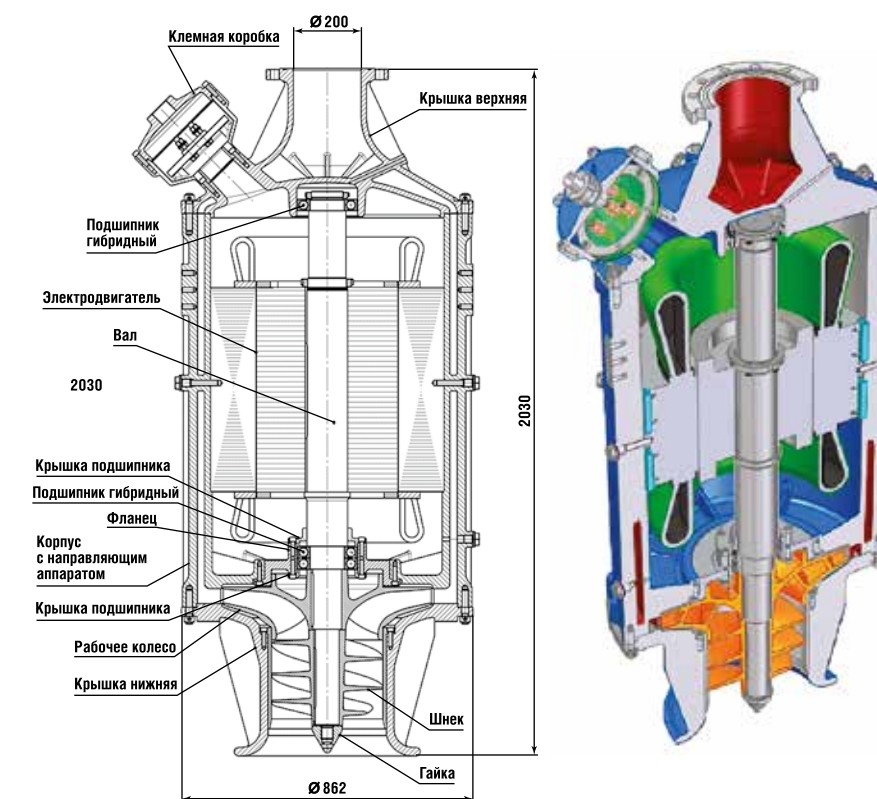
Цель работы при создании насосов для перекачивания СПГ достигается путем решения следующих задач:

- разработка отечественных полей Q-H насоса подачи СПГ;
- достижение энергетических и кавитационных показателей на уровне мировых аналогов;
- достижение в рамках одного типоразмера насоса устойчивой работы в широком диапазоне подач для оптимального времени заполнения системы СПГ;
- разработка насосов для СПГ в соответствии с высокими требованиями мировых стандартов надежности, промышленной и экологической безопасности.
- разработка насоса с высокими эксплуатационными качествами и увеличенным межремонтным периодом.

Проведенные патентные исследования за период ретроспекции 20 лет для патентов и 10 лет для публикаций показывают, что при разработке отечественных насосов для перекачивания СПГ задачами, на решение которых направлены разработки известных в насосостроении фирм, являются:

- усовершенствование конструкции путем использования предвключенного колеса для компенсации силы давления на подшипниковые

РИСУНОК 1. Общий вид насоса НСПГ 900-120



опоры с целью увеличения их ресурса (фирма, J.C. Carter, США);

- усовершенствование предвключенного колеса с целью повышения эффективности работы насоса при низком расположении в корпусе танка (фирма, J.C. Carter, США);
- усовершенствование конструкции путем использования рабочего колеса

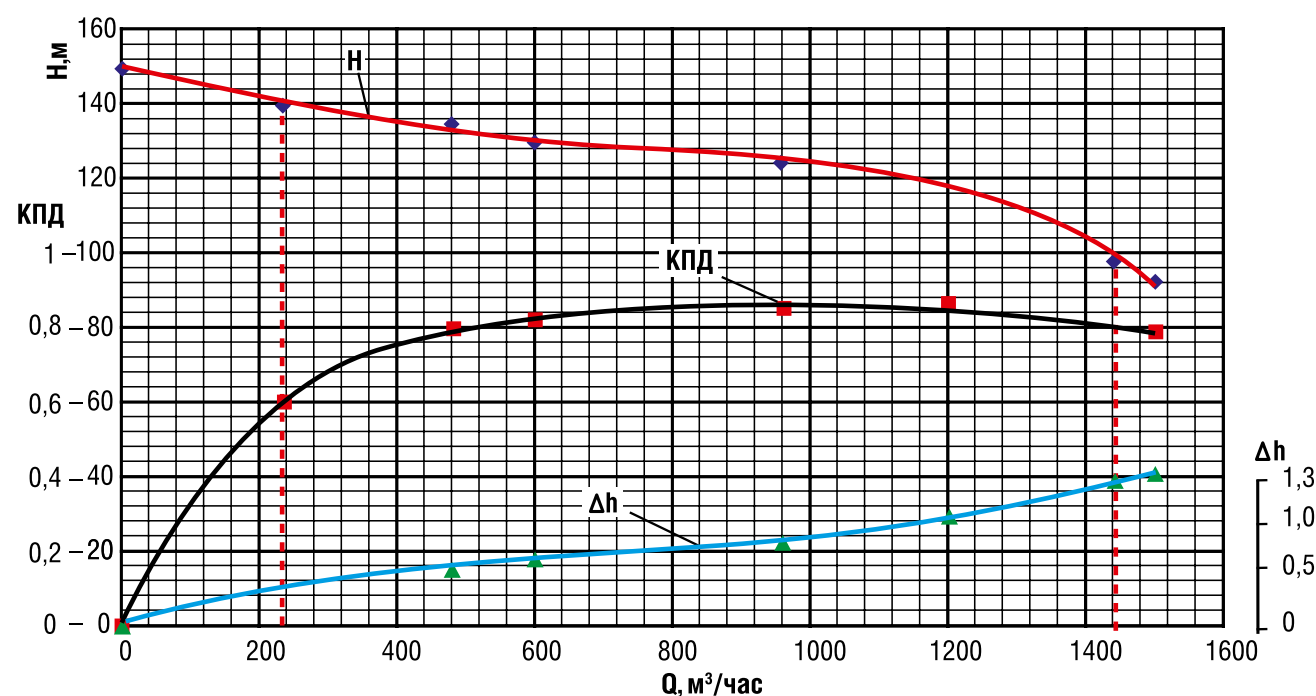
центробежного насоса для уменьшения осевого давления на вал и увеличения ресурса подшипниковых опор (фирма, J.C. Carter, США);

В таблице 1 показаны показатели технического уровня насосов СПГ. Насос НСПГ 900-120 (рисунок 1) является погружным моноблочным электронасосом. Корпус насоса и электродвигателя представляет собой единый блок.





РИСУНОК 2. Основная характеристика насоса НСПГ 900-120



H – напорная; $КПД$ – энергетическая; h – кавитационная

Разработанный насосный агрегат – НСПГ 900-120 (рисунок 1) является частью грузовой колонны системы перекачивания СПГ и предназначен для новостроящихся судов-газовозов (танков). Данные насосы должны перекачивать сжиженный природный газ из емкостей с минимально возможным уровнем остаточного сжиженного природного газа. Характеристика насоса НСПГ 900-120 показана на рисунке 2.

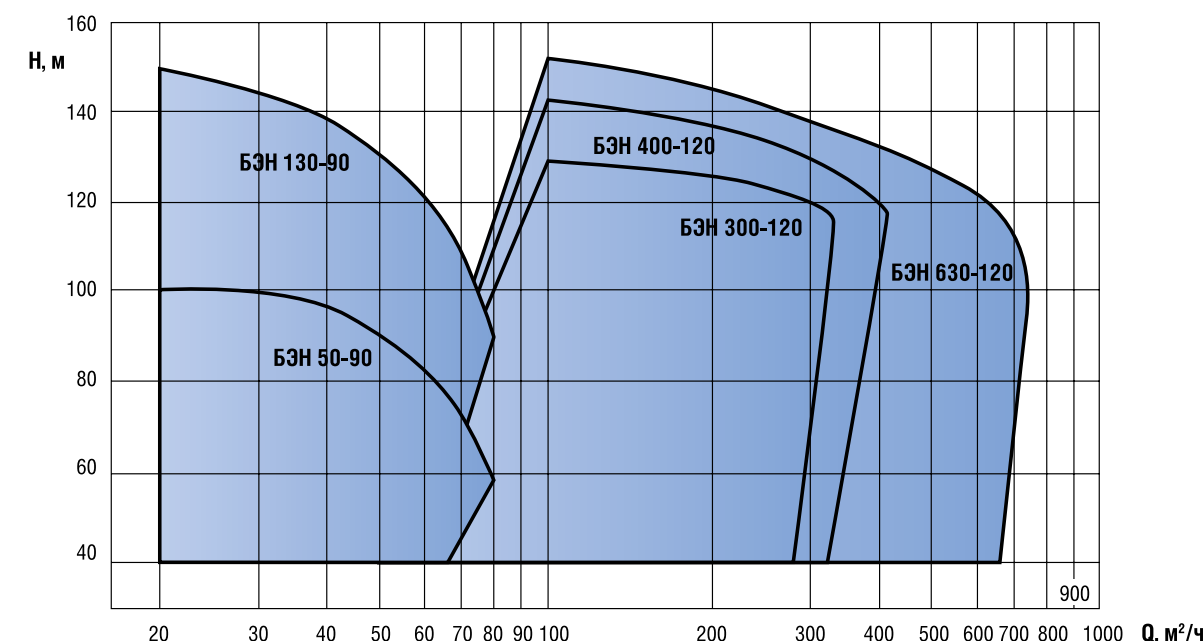
Ожидаемые показатели технико-экономической эффективности

использования данного насоса в системах СПГ:

- снижение стоимости изделия (по сравнению с зарубежными аналогами),
- снижение трудоемкости изготовления (по сравнению с зарубежными аналогами),
- превышение характеристик качества по сравнению с зарубежными аналогами (энергетические и кавитационные характеристики),

- повышение безопасности эксплуатации систем перекачивания СПГ,
- обеспечение требований экологической безопасности.

Разработанный насос для СПГ позволяет решать задачи перекачивания сжиженного природного газа из емкостей с минимально возможным уровнем остаточного СПГ при сохранении высоких технико-экономических показателей.



Одним из последних знаковых проектов для ОАО «ЛГМ» стало проектирование, производство и проведение успешных испытаний партии высоко-напорных



польдерных электронасосных агрегатов в погружном исполнении, предназначенных для монтажа в пожарные системы нового типа на ледостойкой стационарной буровой платформе ЛСП-1 месторождения «Филановское», осваиваемого структурами

ОАО «ЛУКОЙЛ» на шельфе Каспийского моря.

Электронасосы предназначены для подачи заборной воды в различные системы стационарных платформ, судов и плавучих доков: от дифференциально-кренных и балластных до производственно-технологических и систем пожаротушения.

Ранее аналогичное оборудование с повышенными требованиями по эксплуатационным характеристикам и сейсмостойчивости поставлялось только зарубежными компаниями. Сегодня ОАО «ЛГМ» готов серийно поставлять данную продукцию.

Электронасосы типа БЭН изготовлены, освидетельствованы и испытаны в соответствии с правилами и предписаниями

Российского морского регистра судоходства и соответствуют Техническому регламенту о безопасности объектов морского транспорта. Полученные характеристики и эксплуатационные качества дают разработанным электронасосам перспективы широкого применения в рамках освоения шельфовых нефтяных месторождений.

Наравне с морским применением эти насосы могут использоваться в пресноводных системах для решения следующих задач:

- техническое и аварийное водоснабжение;
- повышение давления в водопроводных сетях;
- станции водоподготовки;
- ирригация и орошение;
- системы пожаротушения;
- поддержание уровня грунтовых вод в горной промышленности и строительстве;
- использование геотермальных вод.

Характеристики типоразмерного ряда находятся в следующих пределах: расход от 20 до 720 м³/час, напор до 150 м.

Предприятие на постоянной основе ведет научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в интересах стратегических отраслей экономики России.



НЕФТЬ И ГАЗ – МОРСКОЕ ПРОДОЛЖЕНИЕ ЗЕМНОЙ ИСТОРИИ

Энергетический потенциал развития экономики во многом зависит от морского будущего нефти и газа. На этом настаивают углеводородные эксперты. В нашей стране промышленное освоение континентального шельфа заявлено как перспективное. Однако достижение результата предполагает согласованное решение целого ряда правовых, инвестиционных, геологоразведочных, инфраструктурных и экологических задач



А.В. Филиппов,
ООО «ЭНЕРГАЗ»

Рентабельность месторождений на шельфе, прежде всего, обусловлена применением эффективных технологий добычи и подготовки нефти и газа. При этом конечные потребители углеводородов все большее значение придают возможностям нефтегазоподготовки как фактору достижения качества товарной продукции. Мировой опыт в этом направлении наращивается и сегодня приходит в Россию. Труднодоступные, но такие желанные углеводороды из подводных недр уже ждут промышленной добычи.

Подводные залежи углеводородов

Морской континентальный шельф представляет собой подводное продолжение поверхности

материка (с небольшим уклоном – примерно 1–2 м на 1 км). Ширина шельфа варьируется от 50 до 100 км, глубина внешней границы находится в пределах 120–150 м, подводный склон материка заканчивается подножием. Шельф имеет одинаковое с материком геологическое строение, что имеет принципиальное значение для его промышленной разработки.

Освоение месторождений у моря началось в середине 19 века на прибрежных территориях Каспия (Апшеронский полуостров в районе Баку). Здесь же менее 100 лет назад открылась промышленная эксплуатация буровых платформ на сваях. Начиная с 60-х годов 20-го века, широкое применение получает подводная добыча нефти и газа.

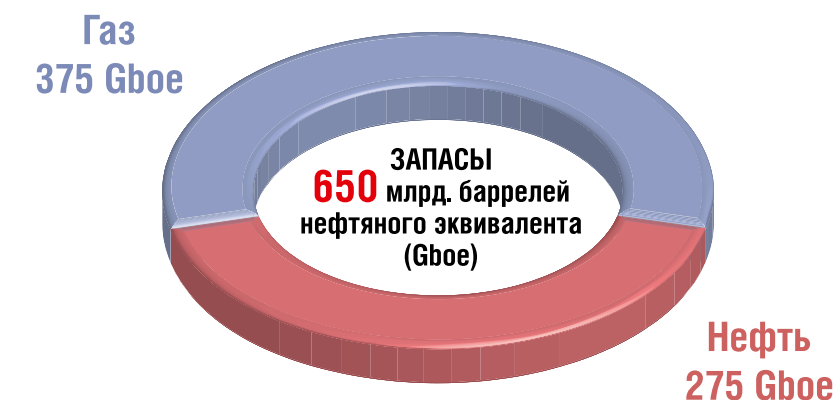
Разработка месторождений на морском шельфе – это наукоёмкий,

сложный по технологиям, и в то же время опасный процесс, когда оборудование устанавливается и эксплуатируется в экстремальных условиях окружающей среды (сильные шторма, приливы и отливы, морская соль, сероводород, критически низкие температуры и сложнейшая ледовая обстановка). Тем не менее, перспективы добычи на шельфах основаны на экономической целесообразности и подтверждаются исследованиями, по которым в недрах под морским дном содержится половина общемировых запасов углеводородов.

Прогнозы говорят о том, что более 60% площади континентального шельфа имеют запасы углеводородов. Каждый год в мире бурится около 1 тыс. поисково-разведочных и примерно 2 тыс. эксплуатационных скважин различного типа. Всего пробурено более 100 тыс. скважин. Разведано более 2 тыс. шельфовых месторождений нефти и газа, большинство из которых – гигантские и крупные по объему запасов.

Основные подводные залежи нефти и газа сосредоточены в Персидском заливе (Саудовская Аравия, Катар). Здесь находится более половины мировых запасов нефти. Крупнейшие месторождения

ДИАГРАММА 1. Мировые запасы нефти и газа континентального шельфа



углеводородов разрабатываются также в Гвинейском и Мексиканском заливе, в акватории Маракайбо (Венесуэла), в морях Юго-Восточной Азии, Бофорта и в Северном море (Норвегия). Добыча углеводородов в море составляет примерно треть от мировой добычи.

По данным IFP Energies nouvelles (IFPEN) и IHS Energy мировые запасы нефти и газа континентального шельфа в 2010 году оценивались примерно в 650 млрд. баррелей нефтяного эквивалента (или 650 Gboe, диаграмма 1). При этом доля запасов нефти составляла 275

Gboe, а газа – 375 Gboe. Суммарная добыча нефти в 2010 году на морских шельфах нашей планеты составляла 23,6 млн. баррелей в сутки, а газа – 2,4 млрд. м³ в сутки (диаграммы 2 и 3).

Россия находится на пороге промышленного освоения континентального шельфа (по территории – это более 6 млрд. км², что составляет 22% площади шельфа Мирового океана). Это самый большой по площади шельф в мире, извлекаемые углеводородные ресурсы которого оцениваются в 98,7 млрд. тонн в пересчете на условное топливо.

ДИАГРАММА 2. Распределение добычи нефти на континентальном шельфе по регионам мира



ДИАГРАММА 3. Распределение добычи газа на континентальном шельфе по регионам мира



ДИАГРАММА 4. Запасы углеводородов на континентальном шельфе России



При этом около 85% разведанных запасов сосредоточено на шельфе арктической акватории (Баренцево море, Карское море). Континентальный шельф Дальнего Востока содержит примерно 12–14% запасов. На шельфах Балтийского, Каспийского, Черного, Азовского морей также отмечен ряд месторождений (диаграмма 4).

Несмотря на то что большая часть континентального шельфа находится в северных и арктических районах, морская добыча нефти и газа в России выделена в качестве приоритетной деятельности, способствующей развитию нефтегазовой отрасли и экономики в целом. Государственные планы предусматривают к 2030 году увеличить добычу нефти на шельфе в 5 раз – с текущих 13 млн. до 66,2 млн. тонн; добычу газа планируется поднять в 4 раза – с 57 млрд. до 230 млрд. м³ (рис. 1). Достижению этих показателей будет способствовать правительственная Программа освоения шельфа до 2030 года. Экономический эффект от ее реализации рассчитан в сумме 8 трлн. рублей.

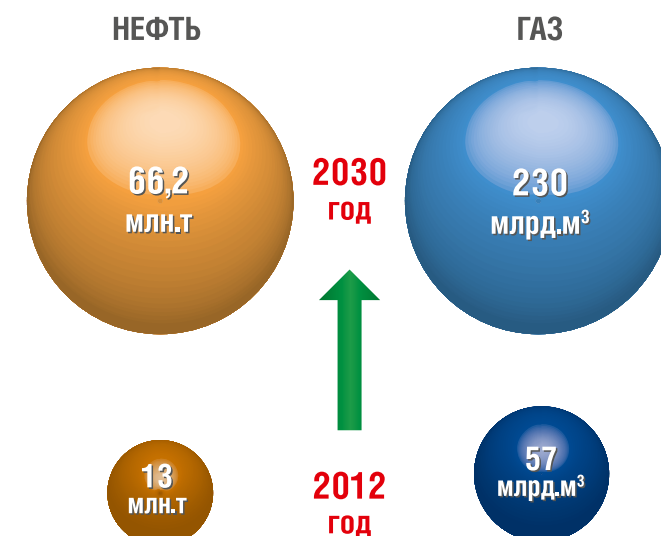
Успех на шельфе куется на земле

Добыча нефти на континентальном шельфе осуществляется с помощью специальных гидротехнических сооружений – буровых платформ (фото на стр. 10). Эти платформы делятся на три типа: самоподъемная, полупогружная и буровая



ФОТО 1

РИСУНОК 1. План добычи углеводородов на континентальном шельфе России



платформа гравитационного типа. Применяются также буровые суда, технологические платформы (фото 1) и плавучие комплексы добычи, хранения и отгрузки нефти (фото 2). Выбор типа платформы зависит от условий эксплуатации (удалённости от берега, глубины моря, климата) и способов разработки месторождения (сетка разбуривания скважин, дебит нефти).

Несмотря на различие в конструкции платформ, все они схожи в одном – это предельно компактные сооружения с необходимым производственным оборудованием «на борту».

Для каждого месторождения разрабатывается свой проект комплектации буровой платформы. При этом в условиях ограниченного пространства тщательно оптимизируется размещение бурового, эксплуатационного, технологического и энергетического оборудования.

Профессионалы нефтегазовой отрасли относят к приоритетным задачам технологическое обеспечение подготовки добычаемой нефти и газа. Нефте- и газоподготовка – это обязательный этап, предваряющий транспортировку, хранение и



ФОТО 2

переработку углеводородов. Как правило, подготовка состоит из ряда операций: разделение нефти и газа, сепарация, обессоливание и стабилизация нефти, осушка газа, удаление из газа ртути, CO₂, соединений серы, компримирование газа и др.

К примеру, для достижения высокого товарного качества из пластовой нефти удаляется попутный нефтяной газ (ПНГ). Перед транспортировкой на переработку или использованием в виде топлива, ПНГ очищают от примесей, воды и сероводорода. Производятся расчёты температуры точки росы газа по воде и углеводородам, определяется теплотворная способность ПНГ и его компонентный состав.

Технологический опыт, накопленный на земле, последовательно внедряется при освоении морских месторождений.

Мировой опыт приходит в Россию

Успех в промышленной добыче углеводородов во многом зависит от испытанного в деле технологического оборудования, создаваемого на основе оригинальных конструкторских разработок и инженерных решений.

В условиях развертывания промышленной добычи углеводородов на шельфе именно применение эффективных технологий нефте- и газоподготовки

помогает добиться необходимого качества товарной продукции, сократить издержки и повысить экономическую привлекательность конкретных месторождений. В этом направлении действует известная инжиниринговая компания COMART – признанный лидер в разработке современных систем подготовки нефти и газа.

Оборудованием COMART оснащены месторождения ведущих добывающих компаний, среди которых: ExxonMobil, BP, Shell, Eni, Saudi Aramco, Repsol YPF, Petrobras, NIOC, Maersk Oil, ONGC и др. Только

на морских шельфах успешно реализовано более 30 проектов, что позволяет гарантировать решение самых сложных технических задач и в экваториальных водах, и в северных морях.

Российская компания ЭНЕРГАЗ консолидированно со своим генеральным партнером компанией COMART осуществляет индивидуальное проектирование такого оборудования, изготовление, поставку, ввод в эксплуатацию «под ключ», технический сервис и обучение персонала. Системы нефтегазоподготовки



ФОТО 3



ФОТО 4

последнего поколения специально адаптируются к российским условиям эксплуатации, модифицируются и комплектуются с учётом состава исходного сырья, условий добычи и транспортировки углеводородов.

Для работы на шельфе арктических, дальневосточных и южных

морей России предлагаются компактные модульные установки (фото 3–5), применяемые на технологических платформах и плавучих комплексах добычи, хранения и отгрузки нефти (FPSO). Это полностью укомплектованные блоки разделения нефти и газа, установки осушки газа, системы сероочистки и удаления углекислого газа, установки восстановления гликолей (МЭГ/ДЭГ/ТЭГ), а также вспомогательные модули.

Важно подчеркнуть, что поставляемое технологическое оборудование обеспечивает качественную подготовку нефти и газа благодаря комплексу факторов:

- изготовление оборудования по индивидуальным требованиям;
- максимальная заводская готовность;
- полная автоматизация процесса управления;
- компактная конструкция в модульном исполнении;
- работа с различными по составу углеводородами;

- подтвержденный коэффициент надежности – 99%;
- оптимальное соотношение стоимости, качества и эффективности.

Надежность предлагаемых технологических установок подтверждена интенсивной эксплуатацией на разных континентах нашей планеты в любых климатических условиях, включая экстремальные. ●

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Москва, ул. Б. Почтовая, 34
тел.: +7 (495) 589-36-61
факс: +7 (495) 589-36-60
info@energaz.ru
www.energaz.ru



ФОТО 5

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

11–14 ноября

20-я Юбилейная международная промышленная выставка

«Металл-Экспо'2014»

Москва, ВДНХ, павильоны 69,75

12–13 ноября

Первая Международная Конференция

«Транспорт и логистика в Арктике»

(ТрансАрктика-2014)

Москва, Президент отель

НОЯБРЬ

П	3	10	17	24	
В	4	11	18	25	
С	5	12	19	26	
Ч	6	13	20	27	
П	7	14	21	28	
С	1	8	15	22	29
В	2	9	16	23	30

13–14 ноября

1-ая Международная стратегическая конференция и выставка

«Геологоразведка 2014»

Москва, Swissôtel Красные Холмы

19–21 ноября

Международная Специализированная Выставка

Нижневартовск. Нефть. Газ-2014, VIII

Нижневартовск, ул.Ленина, 7

26 ноября

III Специализированная Конференция

«ПТА. Промышленные сети – Санкт-Петербург»

Санкт-Петербург, конференц-зал «Ассамблея», ул. Таврическая, 10

27–28 ноября

IX Международный Конгресс и Выставка

Транспортировка, Хранение и Перевалка Нефти, Сжиженных Газов и Нефтепродуктов – Нефтяной Терминал 2014

Санкт-Петербург, Отель «Коринтия Санкт-Петербург»

27–28 ноября

Российский нефтегазовый саммит

«Разведка и добыча 2014»

Москва, Lotte Hotel Moscow

4 декабря

Конференция

«Подряды на нефтегазовом шельфе»

Москва, Отель InterContinental Moscow Tverskaya

ТИМАНО-ПЕЧЕРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Освоение нефтегазового потенциала



Владимир Сарычев,
Генеральный директор
Нефтяная компания
ВОСТОК НАО

Основным фактором быстрого роста экономики региона стало развитие нефтедобычи, обеспечившее повышение статуса НАО в РФ и включение в глобальные рынки углеводородного сырья. Расширение нефтедобычи в северной части Тимано-Печерской провинции стало результатом советского задела в части геологической разведки и постановки запасов на баланс.

Вклад добывающего (а по сути исключительно нефтедобывающего) сектора в экономическом развитии региона для НАО наибольший в сравнении со всеми субъектами РФ, в том числе и с ключевыми сырьевыми центрами ХМАО и ЯНАО Тюменской области.

Тимано-Печерская провинция относится к числу наиболее значительных нефтегазоносных провинций на территории РФ. Она характеризуется большой долей текущих запасов, малой долей накопленной добычи и значительным нераспределенным фондом, что делает ее крайне

привлекательной и перспективной сырьевой базой.

Низкий уровень изученности ресурсов Тимано-Печерской провинции, высокое качество нефтей ряда основных месторождений и наличие газоконденсатных полей еще больше повышают привлекательность НАО для нефтяников.

В мае 2014 года было создано новое предприятие – ООО «Нефтяная компания ВОСТОК НАО» – для геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах лицензионных участков в Ненецком автономном округе.

Созданное предприятие будет осуществлять свою деятельность на 7 лицензионных участках.

Стратегические цели Компании включают в себя:

- Продолжение деятельности на лицензионных участках в соответствии с условиями изначально выданных лицензий;
- Раздел геологических рисков и достижение дополнительного экономического эффекта при реализации проекта;
- Увеличение ресурсной базы и объемов производства;
- Обеспечение требований экологической и промышленной безопасности;
- Вклад в социально-экономическое развитие Ненецкого автономного округа.

Сегодня ВОСТОК НАО разрабатывает ряд крупных лицензионных участков Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции.

■ **Верхнеянгарейский участок недр** расположен в восточной части НАО, в 390 км на северо-восток от г. Нарьян-Мар.

Ближайшим разрабатываемыми месторождениями являются месторождения, расположенные в западном направлении: Варандейское – 151 км, Торавейское – 142 км.

Западнее Верхнеянгарейского участка проходит нефтепровод от месторождения Торавейское.

Транспортировка нефти осуществляется по нефтепроводу до терминала «Варандей» с последующей загрузкой в танкеры.

■ **Северо-Ярейягинский участок недр** расположен в центральной части НАО, в 262 км на восток от г. Нарьян-Мара.

Ближайшим разрабатываемым месторождением является Висовое нефтяное месторождение, расположенное в 11 км северо-западнее участка.

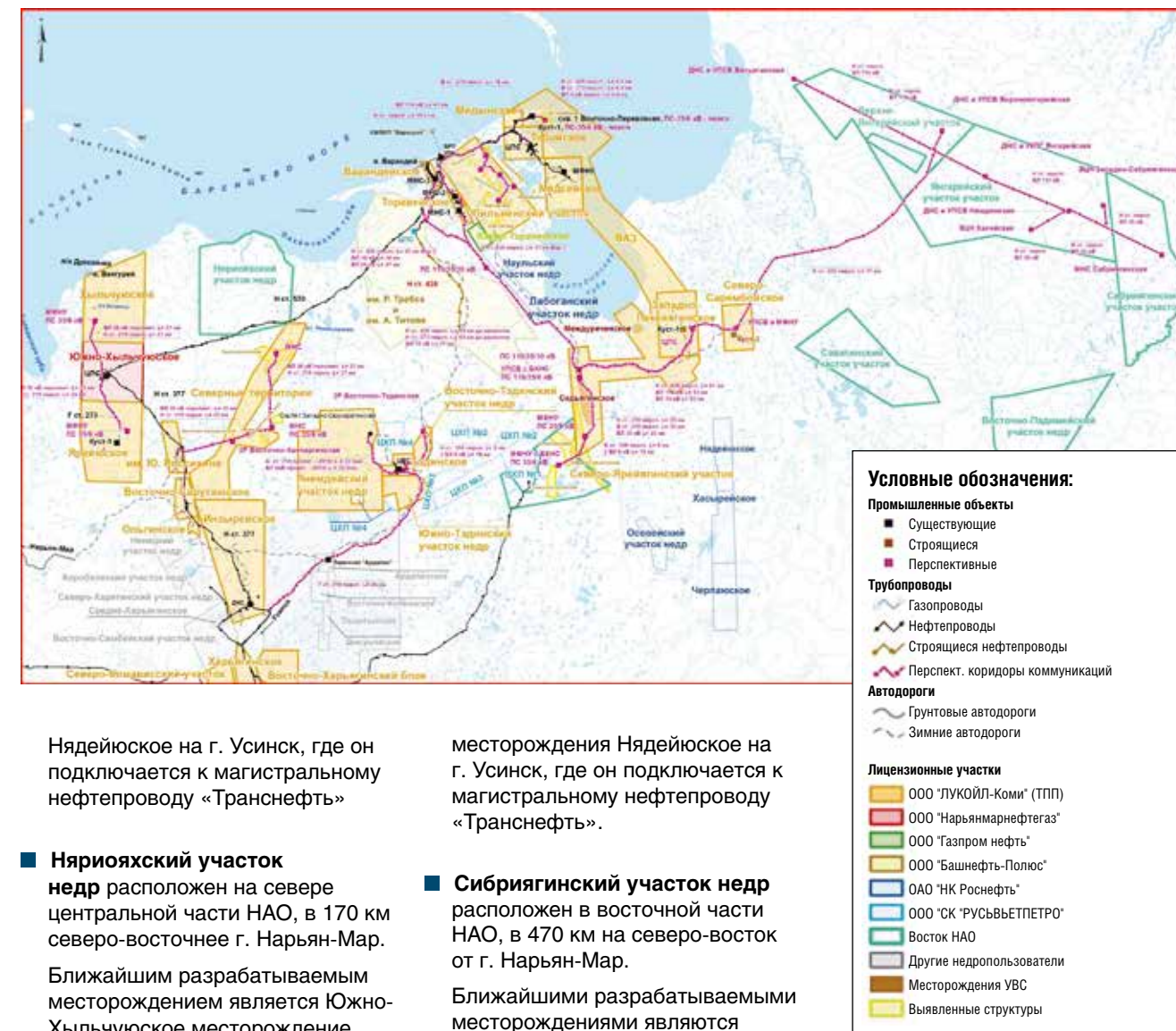
Ближайший нефтепровод расположен в 45 км западнее от участка.

■ **Восточно-Падимейский участок недр** расположен в восточной части НАО, в 425 км на восток от г. Нарьян-Мар.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются месторождения расположенные в юго-западном направлении: Черпаюское – 125 км, Хасырейское – 115 км, Нядейюское – 109 км.

Юго-западнее Восточно-Падимейского участка проходит нефтепровод от месторождения

РИС. 1. Обзорная карта района деятельности



Нядейюское на г. Усинск, где он подключается к магистральному нефтепроводу «Транснефть»

■ **Няриояхский участок недр** расположен на севере центральной части НАО, в 170 км северо-восточнее г. Нарьян-Мар.

Ближайшим разрабатываемым месторождением является Южно-Хыльчужское месторождение, расположенное в 52 км юго-западнее участка.

Юго-восточнее Няриояхского участка проходит нефтепровод от месторождения Тэдинское на г. Усинск, где он подключается к магистральному нефтепроводу «Транснефть», и в 77 км на северо-восток проходит нефтепровод от месторождения Варандейское на п. Варандей.

■ **Саватинский участок недр** расположен в восточной части НАО, в 370 км на северо-восток от г. Нарьян-Мара.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются месторождения в юго-западном направлении: Нядейюское – 60 км, Хасырейское – 78 км, Черпаюское – 96 км.

Юго-западнее Саватинского участка проходит нефтепровод от

месторождения Нядейюское на г. Усинск, где он подключается к магистральному нефтепроводу «Транснефть».

■ **Сибриягинский участок недр** расположен в восточной части НАО, в 470 км на северо-восток от г. Нарьян-Мар.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются

РИС. 2. Ход выполнения сейсморазведочных работ

№	Наименование участка	Дата начала работ	Плановые объемы
1	Верхнеянгарейский	2014г. 2014г.	2D - 490 пог. км 3D - 300 кв. км
2	Северо-Ярейягинский	2014г. 2014г.	2D - 340 пог. км 3D - 103 кв. км
3	Восточно-Падимейский	2013-2014 гг.	3D - 400 кв. км
4	Няриояхский	2014г.	3D - 250 кв. км
5	Саватинский	2013-2014 гг.	3D - 400 кв. км
6	Сибриягинский	2014г. 2013 г.	3D - 275 кв. км 2D - 300 пог. км
7	Янгарейский	2014г.	3D - 450 кв. км
Всего:			3D - 2178 кв. км 2D - 1130 пог. км

■ В настоящий момент большая часть запланированных объемов сейсморазведочных работ выполнена, идет обработка и интерпретация полученных данных. ■ После завершения интерпретации данных сейсморазведки будут составлены планы размещения поисковых скважин с последующим их строительством в 2016 г. ■ По результатам бурения поисковых скважин планируется уточнение строения перспективных структур и пересмотр ресурсной базы. ■ Решение о промышленной разработке участков может быть принято в 2018 году после окончания первого этапа геологического изучения

СЛОЖНОЕ ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ:

- Климат субарктический переходящий в арктический.
- Зима длится в среднем 220-240 дней, годовое количество осадков 400-700 мм.
- Обширные заболоченные участки, густая сеть небольших рек и мелких озер.
- Большое количество заповедников и оленепастбищ (~75%)



Нефтяной танкер



Доставка оборудования вертолетом

СЛАБЫЙ ТРАНСПОРТНО-ИНФРАСТРУКТУРНЫЙ КАРКАС:

- Автомобильные дороги не имеют связи с дорогами общего пользования России.
- Отсутствуют крупные порты
- Железнодорожное сообщение отсутствует
- Основная часть внутренних грузовых и пассажирских перевозок осуществляется авиацией
- 80% годового объема работ на месторождениях выполняются вертолетами (май-ноябрь)

месторождения расположенные в юго-западном направлении: Нядейское – 168 км, Хасырейское – 180 км, Черпауское – 198 км.

Юго-западнее Сибирягинского участка проходит нефтепровод от месторождения Нядейское на г. Усинск, где он подключается к магистральному нефтепроводу «Транснефть».

- **Янгарейский участок недр** расположен в северо-восточной части НАО, в 440 км на северо-восток от г. Нарьян-Мара.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Варандейское и Торавейское нефтяные месторождения, расположенные в 201 и 190 км западнее участка.

В 200 км западнее от Янгарейского участка проходит ближайший нефтепровод до терминала «Варандей».

В настоящий момент большая часть запланированных объемом сейсморазведочных работ выполнена, идет обработка и интерпретация полученных данных.

После завершения интерпретации данных сейсморазведки будут составлены планы размещения поисковых скважин с последующим их строительством в 2016 г.

По результатам бурения поисковых скважин планируется уточнение строения перспективных структур и пересмотр ресурсной базы.

Решение о промышленной разработке участков может быть принято в 2018 году после окончания первого этапа геологического изучения.

Стоит отметить, что деятельность компании осуществляется в сложнейших условиях. Климат в Округе субарктический переходящий в арктический., длится в среднем 220–240 дней. Почти вся территория округа покрыта обширными заболоченными участками, а также густой сетью небольших рек и мелких озер. Примерно 75% территории округа занимают заповедники и оленепастбища. Транспортно-инфраструктурный каркас НАО развит слабо по причине того, что автомобильные дороги округа общей протяженностью 233 км. не имеют связи с сетью автодорог

общего пользования России, кроме того, при достаточно протяженной береговой линии более 1400 км в округе отсутствуют крупные порты, а железнодорожное сообщение в НАО отсутствует. Внешние и большая часть внутренних грузовых и пассажирских (вахта) перевозок осуществляется авиацией, которая является наиболее мобильным и одновременно наиболее затратным способом транспортировки. Почти 80% годового объема работ на месторождениях НАО выполняются вертолетами в период с мая по ноябрь. Доставка наземным транспортом возможно только в период с декабря по апрель, когда существуют автозимники.

Ненецкий автономный округ ключевой регион деятельности Нефтяной Компании «ВОСТОК НАО». Компания обладает необходимыми финансовыми и техническими возможностями для реализации комплексной программы развития своих активов на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на территории Ненецкого автономного округа. ●



Обширные заболоченные участки



Олени пастбища занимают ~75% площади в НАО

ОГРАНИЧЕННОСТЬ В РЕСУРСАХ:

- Перевозка одной тонны груза авиатранспортом обходится в среднем в 2,9 раза дороже, чем автомобильным и в 2,6 раза больше чем железнодорожным.
- Высокая стоимость энергоресурсов



Доставка работников вертолетом



Зимняя автодорога

Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, ГАЗ, НЕФТЕХИМИЯ

19 - 20 ФЕВРАЛЯ 2015, ДУБАЙ

Отправьте код **SUMMIT15**, Ваши ФИО, должность и название компании на marketing@europetro.com, чтобы принять участие в розыгрыше **бесплатного делегатского места** на Саммит руководителей.

Ежегодная встреча лидеров, определяющих будущее индустрии

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ:

- Обзор тенденций на рынках нефти, газа и продуктов переработки
- Основные задачи, стоящие перед НПЗ и НХК России и стран СНГ
- Влияние законодательства на развитие отрасли
- Долгосрочное стратегическое планирование
- Текущие и планируемые крупнейшие проекты
- Финансирование новых проектов
- Успешная реализация масштабных проектов
- Стратегии достижения операционной эффективности
- Дискуссия на тему: Стратегии лидерства



Euro Petroleum Consultants

SHARING KNOWLEDGE,
SHAPING BUSINESS

Саммит руководителей пройдет одновременно с 6-ой Международной конференцией по технологиям газа - IGTC 2015 в том же самом отеле

WWW.EUROPETRO.COM

Роль КИП в освоении шельфа

FLUKE



Д. Старовойтов,
технический менеджер
по продажам
компании Fluke

Сегодня интерес нефтедобывающих компаний постепенно смещается в сторону трудноизвлекаемых запасов, в том числе и тех, что расположены на арктическом шельфе. Этот тренд объясняется не только экономической привлекательностью, но и прямой необходимостью: ресурсы доступных углеводородов истощаются. Темпы освоения шельфа довольно напряженные: через 15 лет объемы добычи нефти на шельфовых месторождениях должны вырасти примерно в 5 раз, с 13 млн. тонн до 66,2 млн. тонн, а добычи газа – в 4,

с 57 млрд. до 230 млрд. кубометров, а к 2050 году около 30% российской нефтедобычи должно идти из Заполярья. Кроме того, планируется проведение разведывательных операций, открытие и освоение новых скважин, что требует технологических новаций.

Под технологиями подразумеваются не только экологичные способы бурения и сейсморазведки, но и высокоточные приборы, помогающие нефтяникам в разработках. К ним относятся и контрольно-измерительная аппаратура, обнаруживающая неисправности в работе оборудования, выполняющая калибровку и производящая необходимые замеры. По данным компании Fluke, американского производителя контрольно-измерительных приборов, наибольшим спросом инженеров и технических специалистов нефтяной отрасли пользуются мультиметры, калибраторы процессов и температур, тестеры вибрации, тепловизоры.

Тепловизионное обследование оборудования выявляет потенциальные проблемы путем отображения распределения температур на поверхности. Так, с помощью тепловизора Fluke Ti200/300/400 можно проверить герметичность электрических шкафов, целостность резервуаров, а также провести осмотр печей и трансформаторов. Благодаря

технологии автоматической фокусировки LaserSharp, прибор снимает четкие, идеально сфокусированные тепловые изображения. Большое разрешение и высокая чувствительность позволяют получить информацию о наличии сложных, но слаборазличимых дефектов, а беспроводная точка доступа WiFi позволит проводить дистанционный контроль оборудования. Благодаря высокому уровню защиты тепловизора от влаги и ударопрочному исполнению, контроль оборудования на шельфе может быть произведен практически при любых условиях.

Для проверки датчиков температуры и термопреобразователей, а также для поиска неисправностей и калибровки температур подойдут калибраторы температуры 712B и 714B. Они рассчитаны на технических специалистов, которым не требуются сложные многофункциональные инструменты для тестирования, но при этом необходима высокая точность при температурной калибровке. Встроенные градуировочные таблицы для отечественных термодатчиков ускоряют процесс наладки оборудования.

Быстрый поиск решений проблем с оборудованием и системами управления и питания поможет выполнить переносной осциллограф, позволяющий осуществлять высокочастотные

измерения даже на тех объектах, где раньше эти приборы не использовались. Использование одного осциллографа Fluke 190 серии может успешно заменить одновременное применение осциллографа, мультиметра и безбумажного регистратора. Такие функции, как послесвечение, огибающая сигнала и запуск по событию позволят проводить быструю и качественную диагностику всего спектра применяемого оборудования. С помощью осциллографа в четырехканальном исполнении с полностью изолированными от земли дифференциальными каналами можно выполнять работы по наладке любого трехфазного оборудования с полосой частоты до 500 МГц.

Сейчас все больше нефтяных станций приобретают черты мобильности, не остаются в стороне и измерители, например, мультиметр Fluke CNX 3000 или тепловизоры серии Ti200/300/400. Приборы легки, компактны и способны работать автономно сразу же после включения. Кроме того, они поддерживают функции беспроводного соединения, благодаря чему, измерения можно просматривать в режиме реального времени, а данные могут передаваться с камер непосредственно на компьютер. Мультиметры серии Fluke CNX 3000 могут работать и как обычные логгеры, сохраняя всю информацию в памяти прибора, благодаря чему можно получить полную картину работоспособности и состояния оборудования за месяц.

В целом, присутствующие на российском рынке компании готовы обеспечить нефтяников современными технологическими решениями в части измерительных приборов, вопрос состоит лишь в выборе наиболее надежного поставщика, чья продукция окажется достаточно прочной и надежной в непростых условиях Арктики. Многие производители специального оборудования учитывают суровый климат русского Заполярья, требующий от приборов устойчивости к низким температурам и максимальной эффективности. Представители компании Fluke утверждают, что к продукции их назначения особых требований нет: как и в обычных условиях, в Арктике важна точность, высокая производительность,



относительно длительное время автономной работы, надежность. Однако можно выделить качество, которым должны обладать приборы, используемые в нефтегазовой отрасли, применимое и в условиях шельфовых разработок. Речь идет об искробезопасности – защите электрооборудования от взрывов. Этим качеством обладает, например, цифровой мультиметр Fluke-28 IIEХ, позволяющий работать во взрывоопасных зонах (IIC, газ), зонах классов 1, 2 и IIIС (запыленность), зонах 21 и 22. Имея достаточно функций и измерительных способностей, он подойдет для выполнения любой задачи в опасных и неопасных зонах, а встроенный фильтр низких частот позволит увеличить точность измерений на выходе ШИМ при работе с частотно регулируемым приводами и системами.

Компания Fluke давно присутствует на российском рынке, предлагая решения для различных областей промышленности: нефтяной и газовой, металлургической и автомобильной, машиностроительной и энергетической. Клиенты – инженеры, прибористы, механики, электрики – выбирают приборы и инструменты Fluke за прочность и надежность: измерительное оборудование не подведет ни при низких, ни при высоких температурах, сэкономит энергозатраты и не доставит неудобств при эксплуатации. Именно надежность необходима в условиях стратегически важного объекта, такого, как нефтяные станции российской Арктики. ●





ТЕХНИЧЕСКИЙ ЭКСПЕРТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Интегрированный спектр услуг для всего жизненного цикла проекта:

- Услуги по управлению рисками
- Технический консалтинг
- Сертификация, верификация, инспекции
- Морское гарантийное освидетельствование
- Классификация морских нефтегазовых объектов

DNV и GL Noble Denton объединили усилия для создания ведущей экспертной компании для нефтегазовой отрасли промышленности. Вместе мы будем содействовать клиентам в сфере безопасности, рационализации, экологии.

www.dnvgl.com

ТРИЗ Западной Сибири



Игорь Шпуров,
ФБУ «ГКЗ»

Западносибирская нефтегазонасосная провинция уже на протяжении 40 лет остается главной сырьевой базой страны и основой нашей энергетической безопасности. Запасы газа по категориям АВС 1 составляют 59% в суммарном объеме России, а нефти 62, 8%. В настоящее время западная Сибирь обеспечивает 57% суммарной добычи нефти Российской Федерации. Несмотря на то, что в последние годы отмечается некоторое снижение ее отборов, вне всяких сомнений на ближайшие десятилетия Западная Сибирь останется регионом, обеспечивающим основную долю добычи углеводородного сырья в России.

Вместе с тем, для того, чтобы снизить темпы падения добычи нефти, наблюдающиеся в последние годы в Западной Сибири, необходимо вовлечение дополнительных запасов, которые до сих пор не охвачены выработкой.

Следует особо отметить то, что, несмотря на то, что основные объемы запасов вовлечены в

разработку, резервы все еще остаются достаточно большими.

Так, например, 53% месторождений, открытых в Западной Сибири, до сих пор не осваиваются. Не охвачено разработкой 8,1 млрд. т нефти, содержащихся в 4893 залежах и 408 месторождениях углеводородов, в основном по причине низкой экономической эффективности их освоения. По большому счету основной объем таких запасов и можно отнести к категории трудноизвлекаемых.

Здесь необходимо остановиться и поразмышлять о самом термине «трудноизвлекаемые запасы». О том, с какой целью, и в каких случаях этот термин используется. Как правило, нефтяники его применяют для определения запасов, находящихся в осложненных геологических условиях, разработка которых существующими технологиями затруднительна, либо их извлечение в настоящих условиях экономически нецелесообразно. Как, например, в случае истощенных или удаленных от существующей инфраструктуры месторождений. Однако всегда

РИС. 1. Доля текущих извлекаемых запасов нефти Западной Сибири в общем объеме запасов РФ

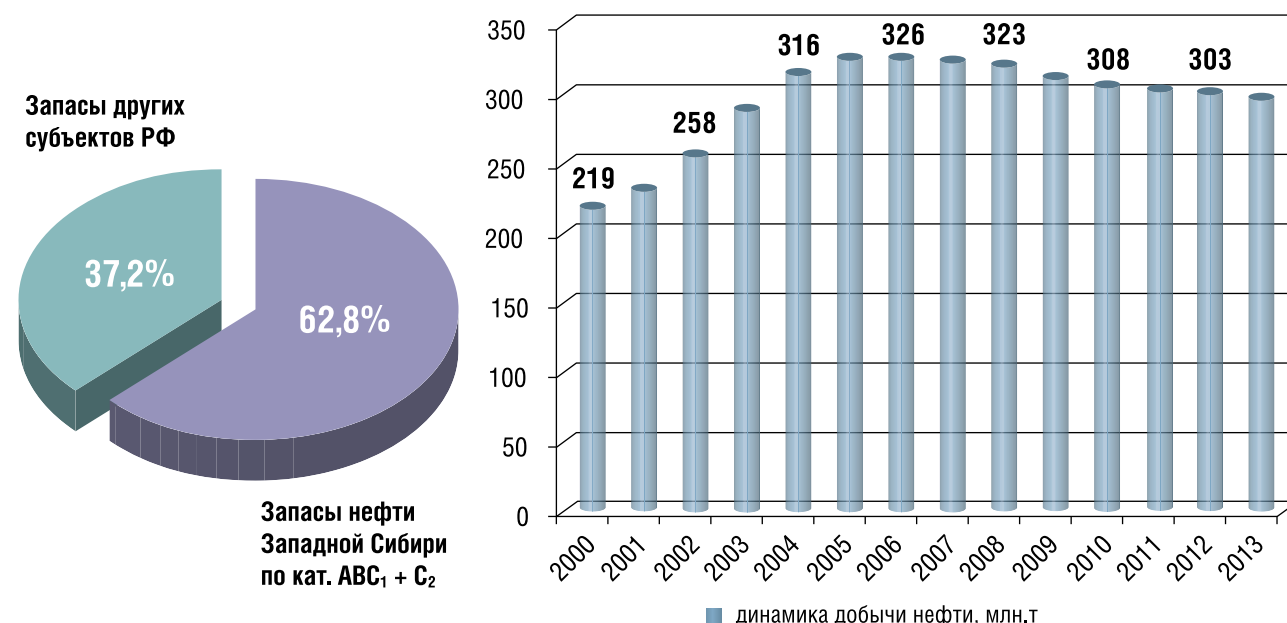
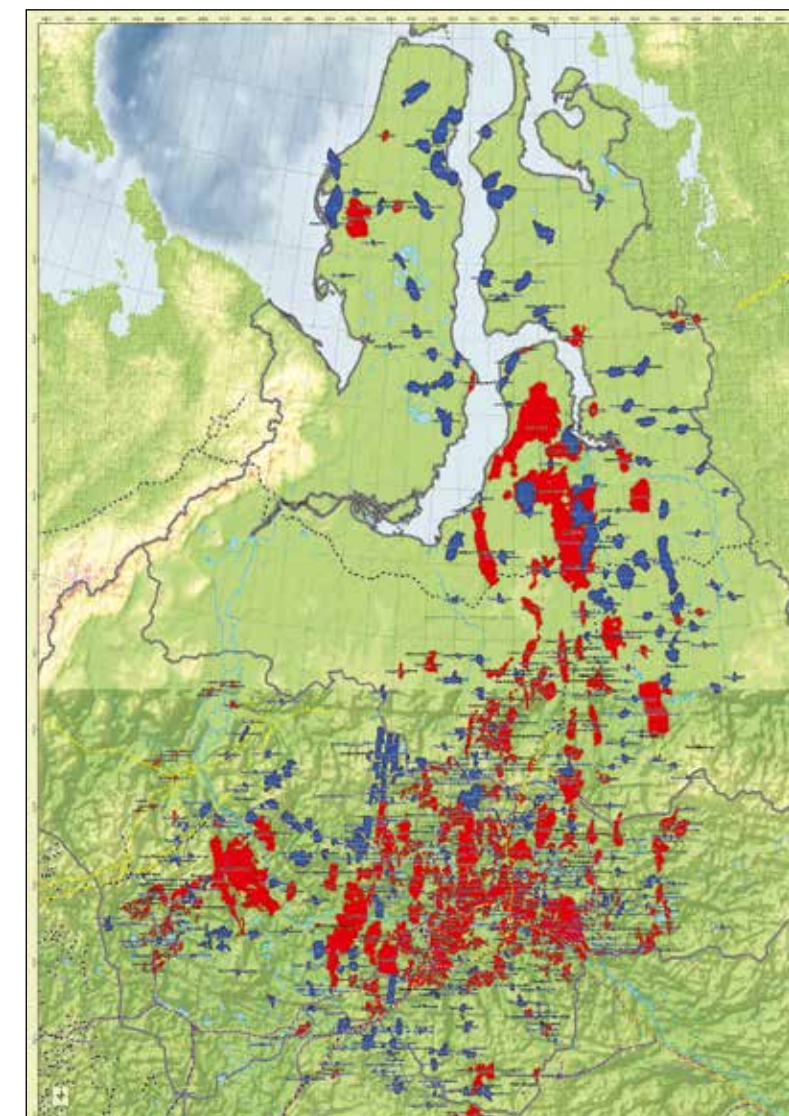


РИС. 2. Распределение нефтяных месторождений ЗСНГП по степени освоения



Месторождений всего, шт	761
Месторождений в разработке, шт.	356
Неразрабатываемые месторождения, шт.	405
Доля неразрабатываемых месторождений	53

Условные обозначения:

- газопровод
- нефтепровод
- железные дороги

Месторождения

- разрабатываемые
- неразрабатываемые

следует иметь в виду, что со временем, вследствие научно-технического прогресса, появляются новые технологии, позволяющие эффективно разрабатывать такие запасы. Изменяется конъюнктура рынка и критерии, позволяющие те или иные запасы определять как трудноизвлекаемые. Поэтому и само понятие «трудноизвлекаемые запасы» с течением времени, необходимо корректировать.

Покажем это подробно на некоторых примерах. Так, наиболее известная среди специалистов, классификация Триз, разработанная Э.М. Халимовым и Н.Н. Лисовским, была предложена в 1994 г. и определила некоторые критерии выделения Триз.

А изменения в Налоговый кодекс, определяющие условия и критерии предоставления налоговых льгот, введены в действие в 2012 г. За

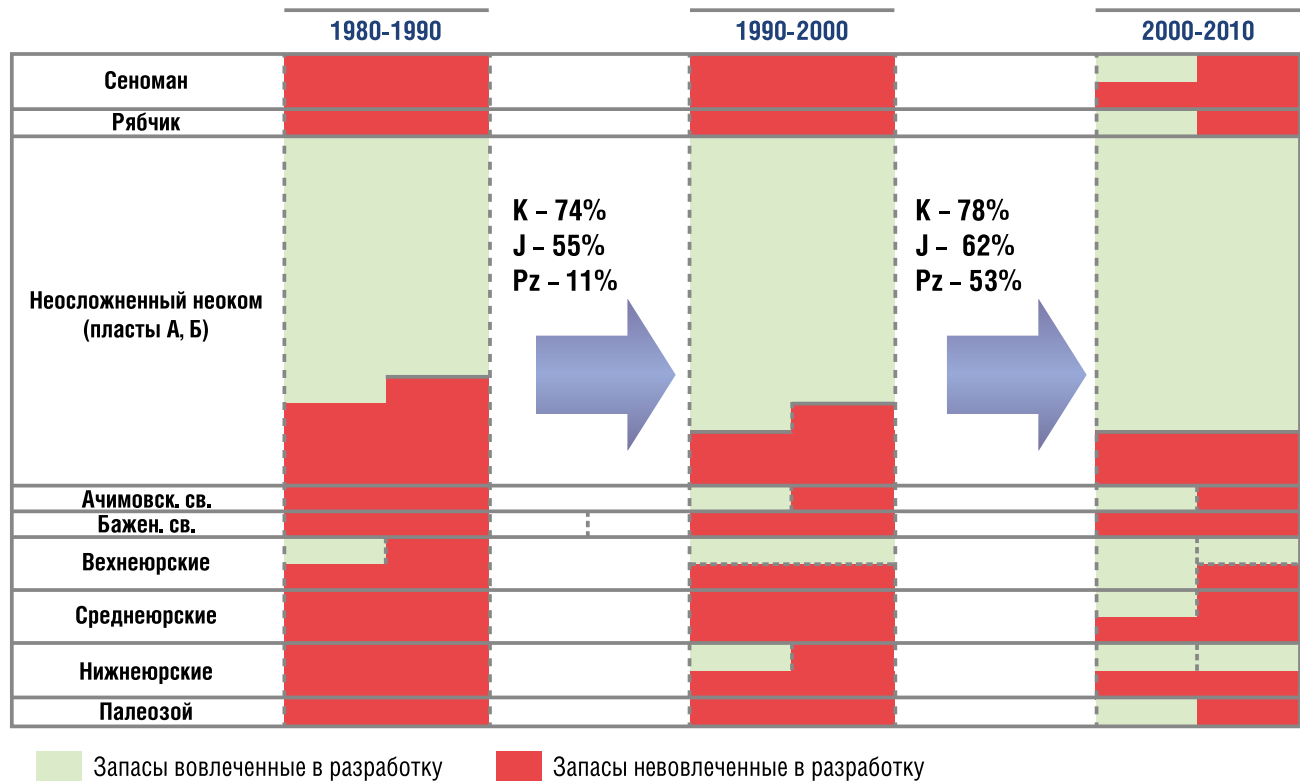
время, прошедшее с момента подготовки классификации Н.Н. Лисовского и Э.М. Халимова до ввода в действие налоговых льгот по Триз, появились новые технологии, которые позволили экономически эффективно разрабатывать определенную долю запасов, считавшихся ранее малоэффективной. Соответственно, существенному переосмыслению подверглись и критерии, характеризующие запасы нефти как трудноизвлекаемые.

Для примера можно привести ретроспективный обзор изменения трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири за последние 30 лет. Из слайда видно, что те запасы, которые в 80-90-х годах прошлого века относились к трудноизвлекаемым, в настоящее время вовлечены в активную разработку.

Еще более наглядно это демонстрирует сравнение фактической добычи нефти с суммой проектов разработки всех месторождений Западной Сибири, рассчитанной по состоянию на 1990 год. Из приведенного графика отчетливо видно, как появление новых технологий интенсификации добычи нефти и методов повышения нефтеотдачи пластов, кардинально изменили тенденции нефтедобычи в западной Сибири.

В соответствии с проектами разработки, составленными и утвержденными до 1990 г., ожидаемая добыча составляла бы в настоящее время около 140 млн.т нефти. Факты говорят о другом – в результате применения новейших технологий, получивших широкое распространение в середине 90-х годов, в частности появление технологий ГРП, горизонтального

РИС. 3. Ретроспектива вовлечения в разработку ТРИЗ нефти Западно-Сибирской НГП



бурения, многомерных цифровых моделей резервуаров, в Западной Сибири сегодня добывается 300 млн.т нефти, то есть в два раза больше, чем предполагалось. Таким образом, дополнительная добыча, по сравнению с представлениями

90-х гг., основанных на существующих в то время технологиях, составила почти 1,8 млрд.т. По сути – это объем трудноизвлекаемых запасов, уже извлеченных из недр в результате применения инновационных решений.

Сложившаяся в последние годы ситуация выглядит практически зеркальной-в условиях снижения добычи нефти, нужны новые технологические решения, технологии, позволяющие эффективно разрабатывать запасы нефти, которые

РИС. 4. Динамика добычи нефти в Западной Сибири

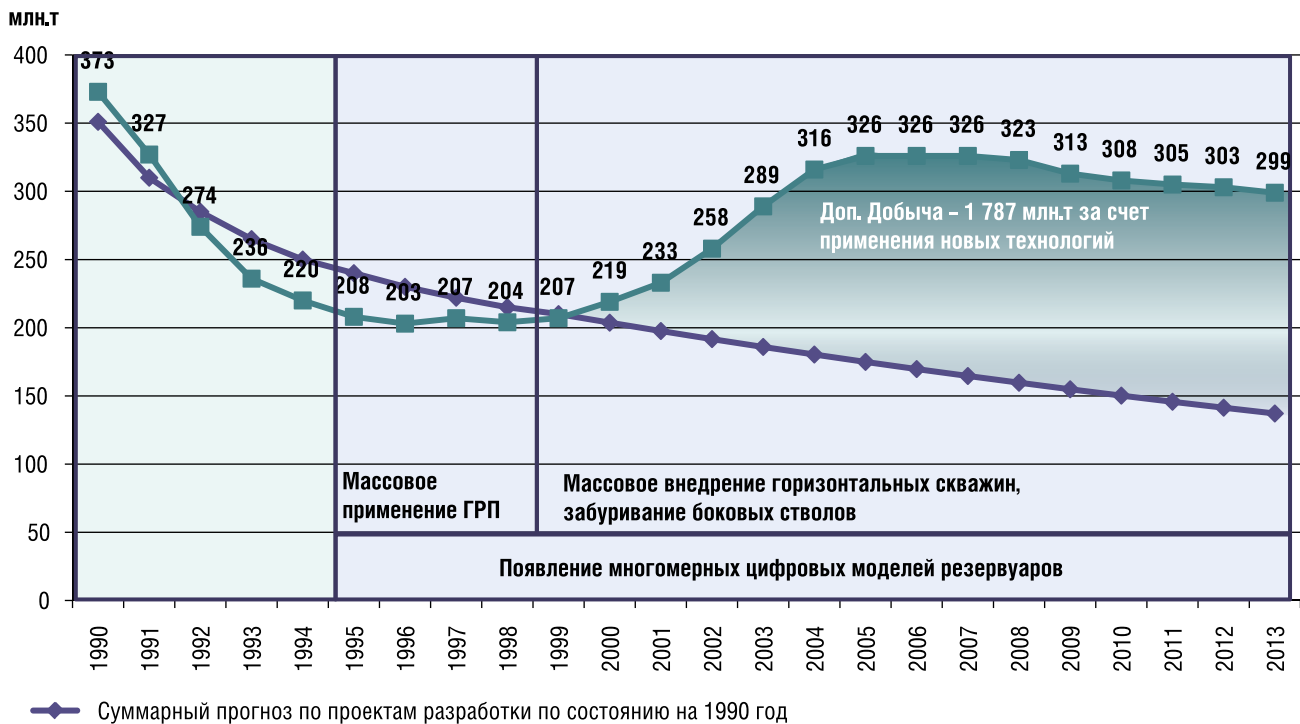


РИС. 5. Возможные принципы классификатора ТРИЗ



сегодня представляются нам трудноизвлекаемыми. Существующее в настоящее время понимание структуры таких запасов свидетельствует о том, что различные виды ТРИЗ принципиально отличаются друг от друга и требуют различных подходов.

В частности, для углеводородов, содержащихся в нетрадиционных коллекторах, необходимы разработка специального классификатора и методик

подсчета запасов и проектирования разработки. Задача стимулирования ТРИЗ в современных условиях осложнена отсутствием понятия (определения) и классификатора ТРИЗ.

Вернемся к сопоставлению критериев ТРИЗ классификаций Н.Н. Лисовского, Э.М. Халимова и тех, которые изложены в налоговом кодексе.

Видно, что критерии отнесения к ТРИЗ, низкопроницаемых коллекторов, как и тех, которые

содержат высоковязкую нефть ужесточились практически на порядок. По проницаемости с 30 мД до 2 мД, по вязкости – с 30Спз до 200 Спз. Соответственно, уменьшился объем запасов, которые можно определить как ТРИЗ с 10.8 млрд.т. до 4.7 млрд.т. То есть в 2.3 раза!

Многие ученые и специалисты критикуют такой подход как волюнтаристский и слабо обоснованный с научной точки зрения. Однако, в поддержку объективности процесса ужесточения критериев свидетельствует то, что около 60% запасов, ранее считавшихся ТРИЗ, в настоящий момент уже вовлечены в разработку. Невовлеченными остаются лишь 4.8 млрд.т., относившихся ранее к этой категории. В то же время доля вовлеченных в разработку запасов, отнесенных к ТРИЗ в соответствии с налоговым кодексом, составляет всего лишь 13 % (за исключением истощенных запасов).

Это подчеркивает главный принцип формирования критериев выделения ТРИЗ. Они должны быть гибкими и основываться не только на геологических, но и в первую очередь – на экономических принципах, поскольку главная цель определения понятия ТРИЗ – это размер и адрес помощи государства в их освоении.

С этой точки зрения представляется интересным еще и сопоставление

РИС. 6. Критерии отнесения запасов нефти к трудноизвлекаемым

Группы	Критерии	Количественные критерии	
		Э.М. Халимов, Н.Н. Лисовский	Налоговый кодекс РФ
Аномальных нефтей	Вязких нефтей	В пластовых условиях	В пластовых условиях > 200 спз
Неблагоприятных коллекторов	Малопроницаемых и низкопористых	<0,03 мкм2	<0,002 мкм2
Технологическая	Выработанность (истощенность)	>0,7 НИЗ	>0,8 НИЗ
Географическая		Районный коэффициент - в диапазоне 1-2	Республика Саха (Якутия), Иркутская обл., Красноярский край, внутренние морские воды/ территориальное море севернее Северного полярного круга, континентальный шельф РФ, Азовское и Каспийское, Черное, Охотское моря, Ненецкий АО, п-в Ямал в ЯНАО
Низкопродуктивные пласты и горизонты			баженовская, баженовская, абалакская, хадумская, доманиковская

РИС. 7. Объем ТриЗ Западной Сибири

Группы	З.М. Халимов, Н.Н. Лисовский			Налоговый кодекс РФ		
	ТриЗ ABC ₁ +C ₂ млрд.т	Невовлеченные запасы ABC ₁ +C ₂ млрд.т	Выработан- ность	ТриЗ ABC ₁ +C ₂ млрд.т	Невовлеченные запасы ABC ₁ +C ₂ млрд.т	Выработанность
Вязких нефтей	0,8	0,8	0,03%	0,4	0,4	0,1%
Малопроницаемых	8,7	3,7	15,6%	1,0	0,8	0,6%
Выработанность (истощенность)	1,3		85,7%	0,8		88,9%
Низкопродуктивные пласты (бажендовские, абалакские, тюменские)				2,5	2,2	0,3%
ИТОГО	10,8	4,5	46,3%	4,7	3,4	57,1%

льготируемых ТриЗ и общий объем запасов, неосвоенных до настоящего времени. Анализ показывает, что из 8.1 млрд. т запасов, невовлеченных в разработку по Западной Сибири, налоговыми льготами покрывается лишь 3.4 млрд.т или 42%.

С одной стороны, это говорит о необходимости совершенствования критериев ТриЗ, позволяющих расширить область применения налогового стимулирования, с другой не надо забывать и о необходимости совершенствовании практики администрирования государства в

области мониторинга лицензионных соглашений.

Помимо налогового и лицензионного администрирования, роль государства в освоении трудноизвлекаемых запасов может заключаться также и в развитии внешней инфраструктуры нефтепромыслов, позволяющей снизить капитальные вложения на этапе ввода месторождений в разработку и поиске инновационных технологий их освоения. В интенсификации этих процессов, помимо федерального центра, большую роль могут играть и субъекты федерации, на территории

которых имеются месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Существующие примеры это убедительно показывают.

Так, например, один из самых успешных проектов на территории Западной Сибири за последние 10 лет – это разработка Уватской группы месторождений на юге Тюменской области, когда в результате субсидий субъекта федерации в развитие внешнего трубопроводного транспорта и ряда других капитальных объектов в короткие сроки удалось ввести в промышленную разработку кластер из 15 месторождений,

РИС. 8. Мероприятия по вовлечению «пассивных» запасов в разработку

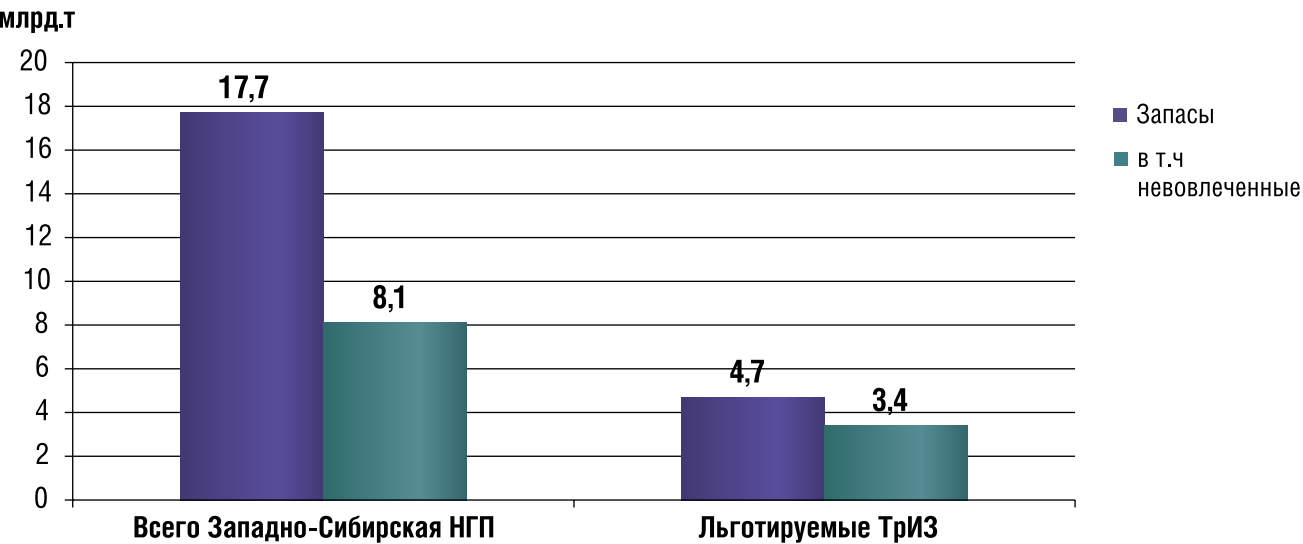
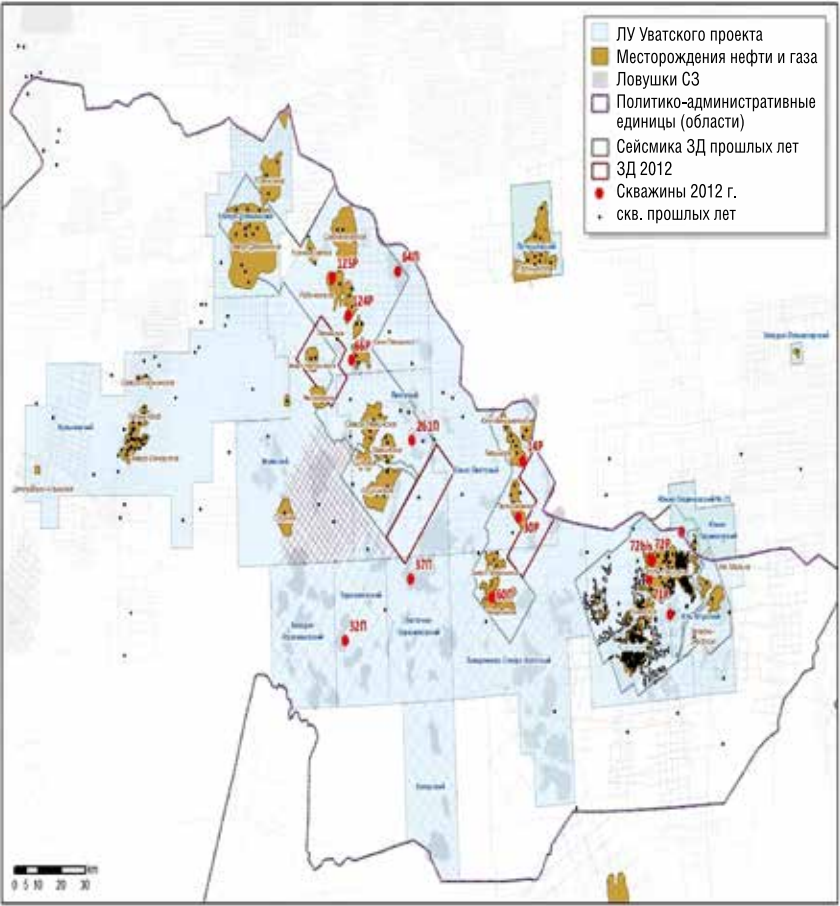


РИС. 9. Пример успешного сотрудничества недропользователя и государства – Уватский проект



представленных преимущественно трудноизвлекаемыми запасами Тюменской свиты. Готовится к вводу не менее амбициозный – Тобольский проект.

В отношении методов налогового стимулирования есть еще один принципиальный момент, о котором не стоит забывать: любые льготы, субвенции и прочие преференции могут быть даны любому недропользователю только на время, пока не появится и не будут апробированы технологии, позволяющие такие запасы успешно разрабатывать в условиях действующего налогового режима. Говоря фигурально – пока не появится ключ к трудноизвлекаемым запасам. Ведь понятие трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) возникает, когда существующие технологии не отвечают геологическим особенностям пласта и разработка их нерентабельна.

Если с этой точки зрения мы посмотрим на проблему освоения трудноизвлекаемых запасов, то станет очевидно, что налоговые

льготы – это не что иное, как стимулирование государством инновационного развития ТЭК, технологических решений в заданных геологических условиях.

Реализация такого подхода на практике позволит в реальные сроки вовлечь в промышленное освоение запасы, которые до настоящего времени считались трудноизвлекаемыми. Разработка новых технологических решений стимулирует смежные отрасли промышленности. По сути, в результате освоения ТриЗ, будет запущен механизм инновационного развития всей экономики страны.

Далее необходимо заострить внимание на тех вопросах, которые в некоторой степени тормозят запуск этого механизма.

Во-первых, это администрирование налоговых льгот на ТриЗ, в частности – отдельный учет добычи на участке с трудноизвлекаемыми запасами, учет геологической изолированности от других объектов, методики определения параметров пласта, включая

вязкость и проницаемость и наличие сертифицированных лабораторий, позволяющих определять эти параметры с необходимой достоверностью.. В этом направлении необходима более активная работа наших коллег из других министерств и ведомств в частности Минэнерго.

Во вторых создание классификатора ТриЗ и методик геолого-гидродинамического моделирования, подсчета запасов и проектирования разработки, особенно в части нетрадиционных запасов.

В третьих объединение усилий государства и недропользователей в создании импортозамещающих технологий разработки ТриЗ.

В четвертых необходимо разработать строгое научно обоснованное определение ТриЗ и его применение, включая критерии назначения и отмены налогового стимулирования по различным видам ТриЗ.

В заключение, хотелось бы отметить, что в настоящее время недропользователями Западной Сибири подбирается универсальный ключ к разработке тюменской и бажендовской свит, других запасов, находящихся в осложненных и нетрадиционных коллекторах. Именно для того, чтобы его найти, государство предоставило налоговые льготы для освоения этих горизонтов. Есть большая уверенность, что в недалеком будущем появятся технологии, которые позволят эффективно разрабатывать и эти запасы. С этого момента налоговые льготы станут не нужны. Из этого следует, что понятие трудноизвлекаемых запасов является относительным. Его нельзя выразить в раз и навсегда установленных значениях проницаемости и выработанности продуктивных пластов. Главный критерий их выделения – это технологическая и экономическая возможность их освоения. Все это позволит осуществлять «зрячее» и адресное планирование не только уровней добычи углеводородного сырья, но и системы государственного регулирования недропользования. Принципиально по-другому будет выглядеть и энергетическая стратегия государства. Будет создано поле для инновационного развития отрасли и связанных с ней секторов промышленности. ●

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ОСВОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА: опыт США



Александр Соловьянов,
директор Института экономики
природопользования
и экологической политики НИУ
«Высшая школа экономики»,
Профессор

К настоящему времени широкомасштабная добыча сланцевого газа ведется преимущественно в США, где доля этого газа в общей добыче метана уже заметно превышает 20%. Австралия и Китай с добычей сланцевого газа уже связывают большие надежды. Определенный опыт по его добыче накоплен в Канаде и Великобритании. В государствах Европы (Германии, Венгрии, Румынии, Франции, Чехии и др.), Аргентине и Южноафриканской республике к проблеме освоения месторождений сланцевого газа относятся с достаточной осторожностью, поскольку ошибочная политика в этой области чревата серьезными негативными последствиями для окружающей природной среды и населения.

В 2011 году Международное энергетическое агентство (МЭА)

выпустило очередной обзор, в котором, в частности, приводились оценки технически извлекаемых запасов сланцевого газа по всем регионам мира (Таблица 1). Основываясь на этих данных, уже сейчас можно понять, где рано или поздно государства по политическим или экономическим соображениям могут начать освоение месторождений сланцевого газа и столкнуться с экологическими проблемами, с которые в полной мере ощущают власти и население в США.

В настоящей статье приводятся данные и оценки, которые приведены в оригинальных статьях, опубликованных за рубежом, и которые являются преимущественно результатом анализа освоения месторождений сланцевого газа в США.

ТАБЛИЦА 1. Технически извлекаемые запасы сланцевого газа (World Energy Outlook 2011)

Регион/страна	Технически извлекаемые запасы сланцевого газа, млрд. м ²	Регион/страна	Технически извлекаемые запасы сланцевого газа, млрд. м ²
Европа		Северная Америка	
Франция	3.056	США	24.395
Германия	226	Канада	10.980
Нидерланды	481	Мексика	19.272
Норвегия	2.348	Азия	
Великобритания	566	Китай	36.082
Дания	651	Индия	1.782
Швеция	1.160	Пакистан	1.443
Польша	5.292	Австралия	11.206
Турция	425	Южная Америка	
Украина	1.188	Венесуэла	311
Литва	113	Колумбия	537
Другие	537	Аргентина	21.904
Африка		Бразилия	
ЮАР	13.725	Чили	1.811
Ливия	8207	Уругвай	595
Тунис	509	Парагвай	1.754
Алжир	6537	Боливия	1.358
Марокко	311		

ТАБЛИЦА 2. Оценка ресурсов, необходимых для запуска добычи на шести скважинах сланцевого месторождения при бурении на глубину 2 км и горизонтально на расстояние 1,2 км при одном гидроразрыве пласта

Деятельность	Показатель	Значение	
		нижний предел	верхний предел
Сооружение скважин	Площадь буровой площадки, га	1,5	2
Бурение	Количество скважин на буровой площадке	6	
	Объем жидкости для бурения всех скважин, м3	827	
Гидроразрыв	Потребление свежей воды, м3	54.000	174.000
	Объем химикатов для жидкости гидроразрыва (2%), м3	1.080	3.480
	Объем жидкости обратного притока, м3	7.920	137.280
	Объем химикатов в жидкости обратного притока (2%), м3	158	2.746
Производство на поверхности	Продолжительность наземных операций до начала добычи, дни	500	1.500
	Количество поездок транспортных средств	4.315	6.590

Гидроразрыв пласта, воздействие на атмосферный воздух

Добыча из углеводородного газа из сланцевых месторождений имеет специфические особенности. В силу высокой плотности и прочности газоносного сланца для высвобождения газа из сланца практически единственной технологией является разрушение пласта с помощью гидроразрыва пласта (Рисунок 1). При этом низкая газонасыщенность пласта и быстрое падение добычи вынуждает разрушать пласт многократно и в разных направлениях с использованием технологии веерного бурения. Именно гидроразрыв пласта и является той операцией, последствия которой в наибольшей степени неблагоприятны для окружающей среды. К этому надо прибавить, что гидроразрыв пласта требует использования очень больших объемов воды.

РИСУНОК 1 . Схема освоения (разбуривания и гидроразрыва) месторождения сланцевого газа

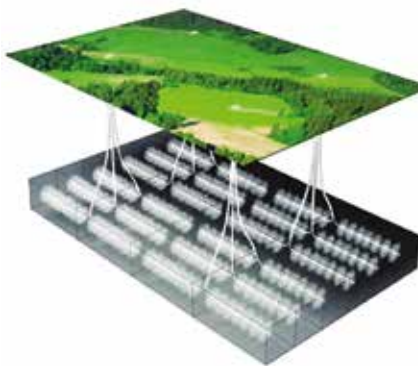


ТАБЛИЦА 3. Некоторые вещества, используемые в жидкости для гидроразрыва сланцевого пласта

Вещество	Водная токсичность (хроническая или острая)	Острая токсичность	Канцерогенность*)	Мутагенность*)
1,4-диоксан			Carc 2	
акриламид		Да	Carc 1B	Muta 1B
бензол			Carc 1A	Muta 1B
окись этилена		Да	Carc 1B	Muta 1B
формальдегид		Да	Carc 2	
гидроксиламин гидрохлорид	Да	Да	Carc 2	
растворитель нефтя			Carc 1B	Muta 1B
нафталин	Да	Да	Carc 2	
углеводородное масло			Carc 1B	
тиомочевина	Да	Да	Carc 2	
Натриевая соль нитрилукусной кислоты		Да	Carc 2	

*) Классификация по IARC

Гидроразрыв пласта с неизбежностью приводит к значительным нарушениям в газоносных геологических структурах и во вмещающих породах. Кроме того в области воздействия на пласт появляются разнообразные органические и неорганические вещества, которые загрязняют подземные воды и даже (особенно при неглубоком залегании продуктивных пластов) выходят на поверхность. Еще одной проблемой является выброс на поверхность части жидкости (жидкость обратного притока), которая использовалась для гидроразрыва, причем дополнительно загрязненной растворенными или взвешенными веществами, извлеченными из разрушенной породы.

Как следует из оценок специалистов, один гидроразрыв для шести скважин требует от 50 до 180 тысяч м³ свежей (пресной) воды и от тысячи до 3,5 тысяч м³ специальных химикатов, или же приблизительно 10–30 тысяч м³ свежей воды 160–60 м³ химикатов на скважину. Поскольку на практике на каждой скважине для повышения газоотдачи в зависимости от месторождения могут проводить до 12 гидроразрывов, то общий объем потребленной свежей воды может достигать 0,4–0,5 млн м³.

Основными компонентами жидкости для гидроразрыва пласта являются вода и проппант (песок), которые составляют не менее 98% общего объема закачки. Кроме того в

ТАБЛИЦА 4. Состав газа некоторых разрабатываемых месторождений сланцевого газа США

№ скважины	Состав газа, %				
	Метан	Этан	Пропан	CO2	N2
Barnett					
1	80,3	8,1	2,3	1,4	7,9
2	81,2	11,8	5,2	0,3	1,5
Marcellus					
1	79,4	16,1	4,0	0,1	0,4
2	82,1	14,0	3,5	0,1	0,3
Antrim					
1	27,5	3,5	1,0	3,0	65,0
2	57,3	4,9	1,9	0,0	35,9

жидкость добавляют различные химические вещества, которые должны снизить вязкость раствора, уменьшить его корродирующую способность, предотвратить осаждение на стенках труб минеральных солей и т.д.

Перечень химических добавок составляет не менее семисот наименований, причем многие из этих веществ обладают острым токсическим действием, они могут обладать также мутагенными и канцерогенными свойствами. В Таблице 3 приведена характеристика некоторых веществ, используемых в жидкостях для гидроразрыва пласта.

В газ, который добывается из сланцевых месторождений, в качестве основного компонента входит метан, ради которого, собственно, и идет разработка месторождений. Кроме метана в сланцевом газе можно обнаружить (Таблица 4) такие летучие углеводороды, как этан, пропан, а также негорючие газы (CO₂ и N₂). Как правило, доля метана в сланцевом газе составляет более 80%, но есть месторождения (например, Antrim в США), где его доля в отдельных участках не превышает 30%. Это резко осложняет его использование. Подобная проблема характерна и для месторождений сланцевого газа в Польше.

При бурении, гидроразрыве пласта, добыче газа, подготовке газа и т.д. часть этих газообразных веществ оказывается в атмосферном воздухе. В целом потери метана при добыче сланцевого газа могут составить от 3,6 до 7,9% от общего

объема добычи, что заметно выше, чем при добыче природного газа из традиционных коллекторов. При этом в сравнении с добычей природного газа к наибольшим потерям ведет стадия подготовки к добыче, а, точнее, потери газа, который выходит после гидроразрыва пласта с жидкостью обратного притока.

Для некоторых скважин месторождения Haynesville за 10 дней обратного притока потери метана достигали 6,8 млн м³ или в среднем по 680 тысяч м³ в день. Для других месторождений потери во время обратного притока были намного ниже. Однако в обоих случаях ежедневные потери были сравнимы с дебитом скважины при добыче метана на начальном этапе эксплуатации. Аналогичные данные получены при рассмотрении жизненного цикла скважин месторождения Marcellus.

Чаще всего выбросы из скважин при обратном притоке варьирую в интервале 0,6–2,5 млн м³, однако в отдельных случаях они могут достигать 13 млн м³. В среднем же выбросы составляют около 2 млн м³. Таким образом, речь идет о весьма значительном загрязнении атмосферного воздуха метаном (и сопутствующими ему газами) в районе освоения месторождений сланцевого газа.

Воды обратного притока являются причиной загрязнения атмосферного воздуха и другими веществами. В большинстве случаев эти воды, содержащие как исходные химикаты, используемые при гидроразрыве пласта, так и вещества, вымытые из

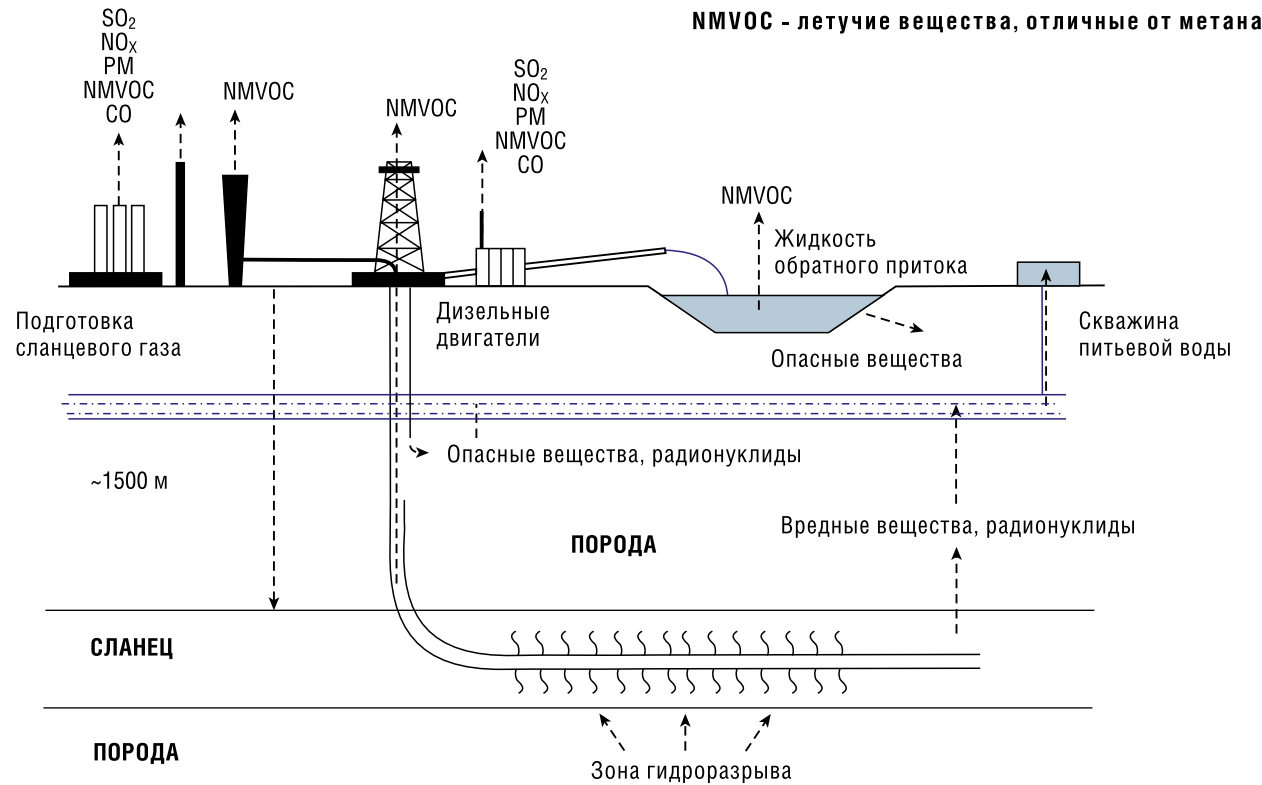
вмещающих пород, поступают в специальные наземные хранилища. В результате летучие органические соединения, в число которых входят бензол, толуол, кумол, формальдегид, окись этилена и др., могут испаряться и поступать в атмосферный воздух. Кроме того, опасные летучие вещества могут поступать в атмосферный воздух и через оголовок скважинного оборудования.

В 2010 году Комиссия Техаса по качеству окружающей среды (Texas Commission on Environmental Quality -TCEQ) опубликовала данные о загрязнении атмосферного воздуха вблизи одной из газовых скважины, расположенной на территории сланцевого месторождения Barnett. Всего было обнаружено 35 загрязняющих веществ, а максимально разовые концентрации бензола достигали 15.000 ppb. Бензол был обнаружен также и в 64 точках в пределах буровой площадки, причем его концентрация достигала 180 ppb.

Как уже упоминалось ранее, все стадии технологического цикла по добычи сланцевого газа сопровождаются выбросами в атмосферный воздух метана и других углеводородных газов, содержащихся в пласте, которые относятся к группе парниковых газов. Кроме того, различные механизмы и оборудование, энергообеспечение которых осуществляется за счет сжигание углеводородного топлива, являются источниками выбросов диоксида углерода и, в меньшей степени, оксидов азота. Значительные объемы диоксида углерода и оксидов азота поступают в атмосферный воздух при работе двигателей внутреннего сгорания или дизельных двигателей различных транспортных средств.

Следует отметить, что проблема «углеродного следа» при добыче сланцевого газа занимает очень многих исследователей, особенно в сравнении с «углеродным следом» при добыче других видов ископаемого топлива или их использования. При этом оценки достаточно сильно разнятся. В одной из публикаций указывается, что в интервале 20 лет «углеродный след» сланцевого газа значительно превышает такой же показатель для природного газа, добываемого из традиционных коллекторов, угля и дизельного топлива. С другой

РИСУНОК 2. Воздействие на недра, ландшафт, поверхностные и подземные воды



стороны, в интервале 100 лет «углеродные следы» сланцевого и традиционного газа почти сравниваются, хотя по-прежнему вклад потерь сланцевого газа выше, чем вклад потерь традиционного газа.

Месторождения сланцевого газа в США занимают очень большие площади (от 13 до 245 тысяч квадратных километров), располагаются на глубине от нескольких сотен до нескольких тысяч метров, а толщина пласта варьирует от нескольких метров до нескольких десятков метров. Даже однократный гидроразрыв пласта, который проводится под давлением жидкости от 500 до 1500 атмосфер, разрушает породу вблизи продуктивной скважины на площади в несколько квадратных километров и по вертикали на несколько сотен метров. Сброс давления приводит к возникновению многочисленных микросейсмических явлений, эффект которых проявляется прежде всего вблизи продуктивной скважины. Количество этих микросейсмических явлений может составлять несколько сотен, а величина варьировать от 1,6 до 3,6 баллов по шкале Рихтера.

Несмотря на то, что основные сейсмические явления обнаруживаются вблизи

продуктивной скважины в сланцевом пласте, при определенных геологических условиях сейсмические волны могут достигать и поверхности Земли. Так в 2011 году при проведении (компанией Cuadrilla Resources) гидроразрыва пласта на месторождении Presse Hall, расположенном недалеко от города Блэкпул (Великобритания) были зарегистрированы два землетрясения, оцененные в 2,3 балла по шкале Рихтера. Специально проведенные исследования показали, что зафиксированные землетрясения были вызваны именно операциями гидроразрыва.

Еще одной причиной возникновения землетрясений может быть закачка в пласт выдавленных на поверхность вод обратного притока. В некоторых случаях разработки месторождений предпочитают не подвергать их очистке, поскольку это связано с дополнительными затратами, а закачивать их в специальные скважины. При этом возможно либо изменение внутрипластового давления, либо соскальзывание геологических пластов, получивших как бы дополнительную «смазку».

Разрушение геологических структур при гидроразрыве пласта приводит

к появлению новых неплотностей в дополнение к уже существующим трещинам и каналам, позволяющим мигрировать по ним высвобожденного сланцевого газа (метана, этана, пропана и др.), а также химических веществ, которые были компонентами жидкости для гидроразрыва. При глубоком залегании сланцевых пластов вероятность достижения поверхности Земли остатками жидкости гидроразрыва крайне невелика, однако при неглубоком залегании пластов эта вероятность может возрасти. В то же время относительно инертные газообразные компоненты сланцевого газа, которые слабо взаимодействуют с минералами земной коры, могут достичь подпочвенных вод и даже выйти на поверхность Земли.

Вблизи газовых скважин в районах активной добычи сланцевого газа концентрация метана в подпочвенных водах значительно выше, чем в районах, где нет деятельности по бурению и гидроразрыву пласта. В пробах подпочвенных вод, взятых над месторождениями Marcellus и Utica, концентрация метана варьировала от 10 до 64 мг/л. В среднем концентрация метана в активной зоне составляла 19,2 мг/л, тогда как в неактивной зоне она была в 17

РИСУНОК 3. Размещение буровых площадок на территории типичного месторождения сланцевого газа в США



раз выше, чем в неактивной зоне (1,1 мг/л). При этом, содержание метана в ряде случаев значительно превышала безопасный уровень, что было чревато взрывами в смеси с кислородом воздуха.

Помимо метана в подпочвенных водах были обнаружены также этан, пропан и другие углеводороды.

Воздействие на ландшафт при добыче сланцевого газа связано, прежде всего, с необходимостью размещения на определенной территории (буровой площадке) бурового и другого технического оборудования, транспортных средств, хранилищ (емкостей) химических веществ и проппанта (Рисунок 3). Значительное место могут занимать также емкости для воды, если вода непосредственно не забирается из поверхностных водоемов, а также хранилища жидкости обратного притока. Загрязнение территории может также происходить за счет протечек химикатов или жидкости обратного притока.

При разработке месторождений в Пенсильвании типичная буровая, на которой бурятся несколько скважин, имеет в среднем площадь от 16 до 20 тысяч м2. Завершение буровых работ и переход в стадию добычи приводит к уменьшению площадки до 4–12 тысяч м2.

Разработка месторождений сланцевого газа требует достаточно высокой плотности размещения буровых площадок на поверхности над месторождением, однако

этот показатель зависит от требований соответствующего законодательства. В США на типичном месторождении одна площадка приходится приблизительно на 2,6 км2. На месторождении Barnett на 1 км2 приходится 1,5 скважины. В конце 2010 года на этом месторождении на общей площади 13 тысяч 2,6 км2 было пробурено почти 15 тысяч скважин, то есть на 1 км2 приходилось приблизительно 1,15 скважины.

На территории месторождения находится также большое количество прудов для сбора жидкости обратного притока, которая в дальнейшем по трубопроводам или с помощью транспортных средств поступают на объекты по ее очистке. Как правило, площадь таких прудов для месторождений типа Marcellus может составлять до 1 га (при глубине до 5 м).

Наконец, определенную территорию занимают объекты, используемые

для подготовки (в частности компрессорные станции) и хранения и транспортировки добытого сланцевого газа. В случае небольших дебитов газовых скважин газ накапливается в емкостях, из которых далее периодически вывозится транспортными средствами. В случае больших дебетов может строиться система транспортных газопроводов.

Воздействие промышленности, связанной с добычей сланцевого газа, на поверхностные водоемы проявляется в двух направлениях. С одной стороны, это забор из водоемов или других источников водоснабжения больших объемов воды, а, с другой стороны, это загрязнение поверхностных вод веществами, содержащимися в жидкости обратного притока, даже если эта жидкость подвергается предварительной очистке. Основное ее количество оказывается на поверхности в течение 7–10 дней и зависит от условий залегания пласта. Однако и после этого срока жидкость продолжает поступать на поверхность. В зависимости от месторождения возврат составляет от 25 до 70% закаченного объема воды (Таблица 5).

Во время закачки жидкости в пласт и гидроразрыва пласта происходит разрушение горных пород и вымывание из них различных веществ. Как исходные компоненты жидкости гидроразрыва, так и растворенные и взвешенные вещества оказываются на поверхности (Таблица 6). Большая часть жидкости обратного притока рано или поздно откачивается с места разработки и направляется на очистку. Однако возможны проливы этой жидкости при перекачке или при транспортировке по трубопроводам, что влечет за собой загрязнение почвы или поверхностных водоемов.

ТАБЛИЦА 5. Выход вод обратного притока после гидроразрыва пласта на различных месторождениях США

Месторождение сланцевого газа США	Объем вод обратного притока в первые десять дней после гидроразрыва, галлоны в расчете на одну скважину
Barnett	500.000 – 600.000
Fayetteville	500.000 – 600.000
Marcellus	500.000 – 600.000
Haynesville	250.000

ТАБЛИЦА 6. Выход вод обратного притока после гидроразрыва пласта на различных месторождениях США

Измеряемый параметр	Среднее значение, мкг/л
pH	6,2
ХПК	5.500.000
Взвешенные вещества (сумма)	146.000
Растворенные твердые вещества (сумма)	93.200.000
1.4-Дихлорбутан	198
Ацетон	681
Бромформ	36,65
Бензол	479,5
Этилбензол	53,6
Тетрахлорэтилен	5,01
Фенол	459
Толуол	833
Ксилолы	487

Для оценки влияния разработки месторождений сланцевого газа на поверхностные водоемы в течение 2000–2011 гг. на территории месторождения Marcellus было исследовано более 20.000 проб воды, взятых из различных речных систем. Основное внимание было обращено на содержание в воде хлоридов щелочных металлов и взвешенных частиц. В результате было установлено, что при сбросе сточных вод, прошедших обработку на муниципальных предприятиях по очистке сточных вод, в речном стоке возрастает концентрация хлорид-ионов, а концентрация взвешенных частиц остается без изменения. При этом, чем больше предприятий задействовано для обработки жидкости обратного притока, тем выше содержания в воде хлорид-иона – в среднем каждые 1,5 предприятия увеличивают концентрацию хлорид-иона на 10–11%. Следствием роста концентрации хлорид-иона может быть деградация водных экосистем и высвобождение из донных осадков фосфатов и тяжелых металлов.

Что касается концентрации взвешенных частиц в речном стоке, то оказалось, что ее повышение зависело от присутствия в водосборной площади газовых скважин. При этом было установлено, что на каждые 18 буровых площадок приходится повышение концентрации взвешенных

частиц на 5%. Взвесь состояла из неорганических и органических частиц, которые имели явно антропогенное происхождение.

Заключение

Имея в виде разные факторы – политические, экономические, социальные – вряд ли можно ожидать, что месторождения сланцевого газа в Европе, по крайней мере, в странах Восточной Европы, никогда не будут осваиваться. Но тем лицам, которые будут принимать решения о добыче сланцевого газа, обязательно следует учитывать следующие обстоятельства.

Во-первых, использование базовой технологии добычи, а именно технологии гидроразрыва пласта (иногда ее называют фрекингом) в нынешнем ее состоянии связано с весьма значимыми экологическими рисками, которые проявляются в загрязнении природных сред, значительном водопотреблении, ухудшении здоровья населения, осложнении существования объектов животного мира.

Во-вторых, при освоении месторождений воздействие на окружающую среду может распространяться на достаточно большие территории, и могут затрагиваться интересы соседних государств – например, могут загрязняться трансграничные подземные и поверхностные водоемы, а также нарушаться их водный баланс, могут возникать

также и помехи в местах обитания или миграции объектов животного мира.

В-третьих, исходя из геологических условий и по оценке МЭА, освоение месторождений сланцевого газа в Европе будет намного более затратным, чем в США.

Можно полагать, что ситуация в будущем изменится к лучшему, поскольку технологии добычи сланцевого газа постоянно совершенствуются – снижается время на подготовку пласта к добыче, внедряются методы, уменьшающие потребление воды, отрабатывается техника безводного гидроразрыва, осуществляется подбор более безопасных химикатов для гидроразрыва пласта. Сейчас же не следует делать густонаселенную Европу объектом экспериментов интернациональных нефтяных компаний, интерес которых связан, прежде всего, с получением прибыли. Стоит отложить добычу до того времени, когда эти компании доработают в США соответствующие технологии до экологически более приемлемого уровня. ●

Источники информации

[1] Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts, Tyndall Centre for Climate Change Research, 2011

[2] K. A. Bullin, P. E. Krouskop, Compositional variety complicates processing plans for US shale gas, Oil&Gas Journal, 2009, №10

[3] R.W. Howarth, R. Santoro, A. Ingraffea. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations, Climatic Change, DOI 10.1007/s10584-011-0061-5

[4] M. Zoback, S. Kitasei, B. Copithorne, «Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development», Natural Gas and Sustainable Energy Initiative, Worldwatch Institute, 2010

[5] S.G. Osborn, A.Vengosh, N.R. Warner, R/B. Jackson, Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing, Proc. Natl. Acad. Sci. USA, 2011, v. 108 (20), pp. 8172–8176

[6] R.B. Jackson, A.Vengosh, T.H. Darrah, N.R. Warner, A.Down, R.J. Poreda, S.G. Osborn, K.Zhao, J.D. Karr, Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction, Proc. Natl. Acad. Sci. USA, 2013, 110 (28), pp. 11250–11255)

[7] Massachusetts Institute of Technology, Gas report, 2011

[8] Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health, ENVI, 2011)

[9] J.Veil. «Trends in Flowback Water Management in Shale Gas Plays», 2012

[10] S.M. Olmstead, L.A. Muehlenbachs, J.-S. Shih, Z. Chu, A.J. Krupnick, Shale gas development impacts on surface water quality in Pennsylvania Proc. Natl. Acad. Sci. USA, 2013, vol. 110 (13), pp. 4962–4967.

Компания ЭНЕРГАЗ:

семилетие качества и надежности



В сентябре этого года исполнилось семь лет компании ЭНЕРГАЗ. Много это или мало? Знающие люди подмечают: один год работы в российском бизнесе можно считать за три – как на фронте. Не беремся оспаривать это утверждение. Жизнь демонстрирует разные примеры

Специализация ЭНЕРГАЗа – модульные технологические установки газоподготовки последнего поколения. И здесь коллектив компании достиг значительного рубежа – 107 проектов в энергетике и нефтегазовой отрасли, 77 из которых завершены, а 30 находятся на различных этапах готовности.

Проектные и производственные возможности компании востребованы при создании

объектов подготовки газа не только в центральных регионах России, но и на Крайнем Севере, в Сибири и на Дальнем Востоке. Географию и направленность проделанной работы позволяет оценить представленная в статье карта (стр. 66–67).

В энергетике ЭНЕРГАЗ ввел в эксплуатацию технологическое оборудование (фото 1) для 54 генерирующих объектов – парогазовых энергоблоков и

газотурбинных электростанций, суммарная мощность которых составляет свыше 4 000 МВт.

Поставляемые установки эффективно и надежно действуют совместно с турбинами (газотурбинными установками) производства НПО «Сатурн» и «ОДК – Газовые турбины», «Авиадвигатель» – ПМЗ, КМПО, Сумское НПО, General Electric, Siemens, Alstom, Turbomach, Centrax, Solar, Pratt&Whitney, Rolls-Royce.

Компания активно участвует в создании автономных энергоцентров промышленных предприятий, а также поставляет оборудование для современных испытательных стендов, где проходят проверку газотурбинные и газоперекачивающие агрегаты различной мощности.

В нефтегазовом комплексе 53 проекта подготовки попутного нефтяного газа (фото слева) выполнены на 37 месторождениях.

Многолетнее сотрудничество с известным производителем газодожимного оборудования компанией ENERPROJECT SA способствует созданию современных систем газоподготовки на основе компрессорных установок (КУ) и блоков подготовки топливного газа (БПТГ). К настоящему времени действуют или готовятся к пуску более 220 КУ и БПТГ различной модификации.

Компрессорные установки, оснащенные винтовыми маслозаполненными компрессорами, способны компримировать углеводородный газ до давления 7,5 МПа. Технологические возможности этих КУ позволяют перекачивать природный или попутный нефтяной газ с различной производительностью (200...50 000 м³/ч).

При необходимости установки оснащаются поршневыми компрессорами, которые обеспечивают более высокое выходное давление газа и могут функционировать с большей производительностью.

В энергетике КУ снабжают топливным газом турбины с широким диапазоном мощности (1...200 МВт). В нефтегазовой отрасли специалисты отмечают опыт работы компании с тяжелым нефтяным газом плотностью до 3,0 кг/м³ и агрессивным газом с высоким содержанием соединений серы.

Особое внимание заслужила способность оборудования ЭНЕРГАЗа компримировать попутный газ при крайне низких значениях входного давления. Технологическая задача компримирования низконапорного ПНГ решается с учетом особенностей конкретных промыслов. Месторождения оснащаются так называемыми «малыми» компрессорными



ФОТО 1

станциями, основу которых составляют дожимные компрессорные установки (ДКУ) низкого давления. В случае если давление газа приближено к вакууму (от 0,001 МПа), применяются вакуумные компрессорные установки (ВКУ).

Проекты по компримированию низконапорного ПНГ охватывают территорию от Республики Беларусь до российского Крайнего Севера и Республики Саха (Якутия). В них задействовано 123 компрессорные установки.

77 ДКУ компримируют попутный газ с давлением в диапазоне 0,16...0,4 МПа на месторождениях: Конитлорское, Западно-Камынное, Мурьянское, Юкьянское, Северо-Лабатьюганское, Тромьганское, Западно-Чигоринское, Верхне-Надымское, Южное Хыльчую, Талаканское, Рогожниковское, Биттемское, Ульяновское, Тевлинско-Русскинское, Верх-Тарское, Ай-Пимское, Игольско-Таловое, Западно-Могутлорское, Верхнеколик-Еганское*, Пякяхинское* (*проект находится на стадии реализации).

Ещё 36 установок работают на ПНГ крайне низкого давления (0,01...0,15 МПа) на месторождениях: Алехинское, Быстринское, Комсомольское, Ватёганское, Федоровское, Лянторское, Гежское, Варандейское, Речицкое, Рогожниковское, Восточно-Мессояхское*.

Для компримирования попутного газа с давлением, приближенным к вакууму (0,001...0,01 МПа),

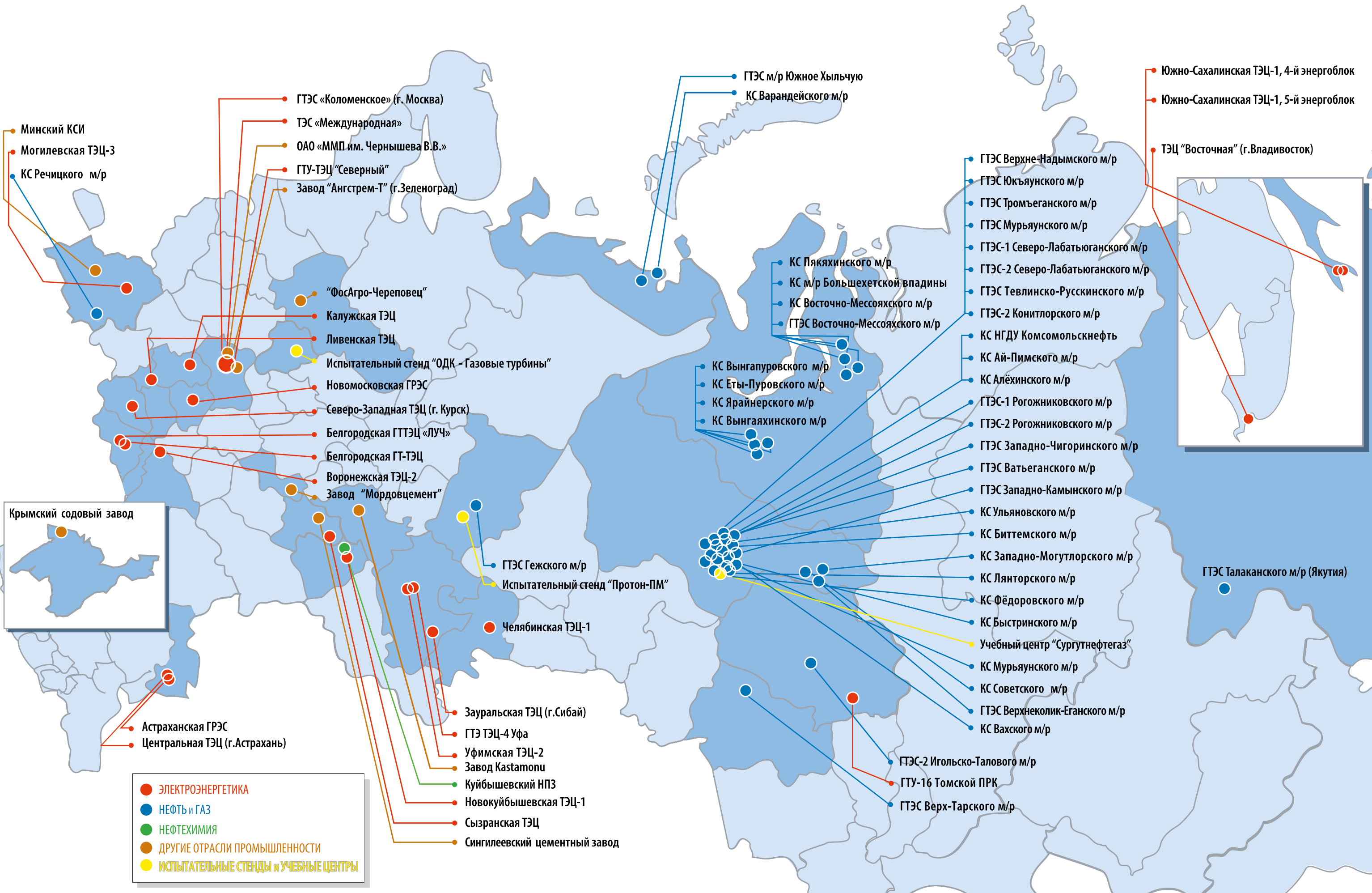
используются 10 ВКУ на Вынгапуровском, Еты-Пуровском, Вынгайхинском, Советском*, Вахском*, Ярайнерском* месторождениях.

ЭНЕРГАЗ объединил собственный опыт инженерных проектов утилизации ПНГ с уникальными разработками фирмы COMART – лидера в создании эффективного оборудования подготовки газа. Это стратегическое партнерство позволяет адаптировать лучшие мировые технологии к российским стандартам эксплуатации и соответствовать индивидуальным требованиям заказчиков.

Динамично развиваются дочерние предприятия ЭНЕРГАЗа: сервисная компания «СервисЭНЕРГАЗ» (Сургут) и «БелгородЭНЕРГАЗ», который специализируется на проектировании и производстве блоков подготовки топливного газа. Вклад этих компаний в общий результат с каждым годом становится весомее.

Седьмой год производственной летописи ЭНЕРГАЗа (октябрь 2013 – сентябрь 2014) отмечен вводом в эксплуатацию 11 новых технологических объектов:

- на ГТУ-231 Новокуйбышевской ТЭЦ-1 введена в эксплуатацию система подготовки газа – БПТГ «ЭНЕРГАЗ» производительностью 80 тыс. м³/ч и три двухступенчатые ДКУ типа EGSI-S-470/2600WA. Это оборудование обеспечивает топливом газотурбинные установки Frame 6FA производства GE.



- на ДНС-3 Вынгапуровского месторождения (ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз») осуществлен пуск вакуумной компрессорной станции. Две ВКУ типа EGSI-S-470/700 WA осуществляют компримирование низконапорного ПНГ.
- на когенерационной энергетической установке КЭУ-14,4 Крымского содового завода начала работу система газоподготовки. Очистку, учет, компримирование и подачу топлива в турбину Siemens SGT-400 обеспечивает блок подготовки топливного газа и компрессорная установка.
- на Мурьянском месторождении введены три ДКУ типа EGSI-S-430/850WA, работающие в составе «малой» компрессорной станции. Установки предназначены для компримирования и транспортировки ПНГ на ряд газотурбинных электростанций ОАО «Сургутнефтегаз».
- ПГУ-18,5 Могилевской ТЭЦ-3 оснащена компрессорной станцией из двух ДКУ типа EGSI-S-55/300WA (фото 2), которые подают топливный газ под необходимым рабочим давлением (1,9...2,6 МПа) в газотурбинные установки Siemens SGT-300.
- на Еты-Пуровском месторождении (ДНС-2) начала действовать вакуумная компрессорная установка, предназначенная для доочистки и компримирования попутного газа практически с



ФОТО 2

- нулевого давления (0,001 МПа) с последующей закачкой в газотранспортную систему.
- на Челябинской ТЭЦ-1 подготовлена к пуску дожимная компрессорная станция топливного газа в составе двух ДКУ производительностью по 14650 м³/ч. ДКУ подают газ на новый газотурбинный энергоблок, созданный на базе двух турбин GE типа MS6001B.
- на Рогожниковском месторождении «Сургутнефтегаза» завершена модернизация установки комплексной подготовки газа, в ходе которой введена в эксплуатацию ДКУ низкого давления EGSI-S-650/1500WA.

- на ГТЭС Сенгилеевского цементного завода подготовлена к работе компрессорная станция, предназначенная для компримирования и подачи газа под рабочим давлением 2,7 МПа в турбины Siemens SGT-400.
- на ДНС-1 Вынгапуровского месторождения введена в эксплуатацию вакуумная компрессорная установка (фото 3). ВКУ типа EGSI-S-150/200WA осуществляет доочистку и компримирование низконапорного ПНГ (0,001 МПа) с производительностью 1500 м³/ч.
- универсальный стенд ОАО «ОДК – Газовые турбины», построенный для испытаний газотурбинных и газоперекачивающих агрегатов, оснащен компрессорной установкой. ДКУ типа EGSI-S-140/1400WA компримирует топливный газ до необходимого давления (3,5...5 МПа).

Открывая восьмой год своей работы, коллектив ЭНЕРГАЗа благодарит коллег и партнеров за совместный труд по развитию энергетики и нефтегазовой отрасли. ●

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Москва, ул. Б. Почтовая, 34
тел.: +7 (495) 589-36-61
факс: +7 (495) 589-36-60
info@energaz.ru
www.energaz.ru



ФОТО 3

Почему профессионалы нефтегазовой отрасли выбирают FLUKE?

Решения от Fluke помогут вам обеспечить надежную работу.

Нефтехимическое производство сталкивается с рядом проблем, начиная от роста цен на сырье и флуктуациями на рынке, и заканчивая множеством законодательных ограничений и проблемами с устойчивостью развития. В то же время, потребность в обеспечении качественной продукцией и поддержании безопасного и непрерывного производства стремительно возрастает.

Вы можете положиться на инструменты Fluke, разработанные для профессионалов нефтегазовой отрасли с учетом проблем, с которыми вам приходится сталкиваться каждый день.



Fluke – самые надежные инструменты в мире.

С полным спектром продуктов Fluke можно ознакомиться на сайте www.fluke.ru

+7(495)664-75-12

ПОЛВЕКА НА РЫНКЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК



Вячеслав Богуслав,
Президент
АО «МОТОР СИЧ»

В следующем году исполнится 50 лет созданию на предприятии конструкторского бюро промышленной энергетики из 6 конструкторов. Сейчас это Управление энергетических установок и газоперекачивающих агрегатов (УЭУ и ГПА), возглавляемое главным конструктором Морозовым В.И., – самостоятельное конструкторско-проектное подразделение АО «МОТОР СИЧ», в котором работает более 70 специалистов.

За полувековую историю несколькими поколениями конструкторов спроектированы, а коллективом предприятия реализованы многие проекты наземной техники:

- **ПАЭС-2500** – передвижная автоматизированная электростанция мощностью 2500

кВт различных модификаций, работающая на газообразном и жидком (керосин, дизельное) топливах. Всего выпущено около 3000 электростанций, которые эксплуатируются в многих странах мира от арктических нефтегазовых месторождений России до антарктических широт Аргентины.

С целью сохранения и расширения позиций на рынке газотурбинных электростанций и газоперекачивающих агрегатов АО «МОТОР СИЧ» постоянно модернизирует, в т.ч. в эксплуатации, ранее выпущенные энергетические установки и проводит работы по созданию и освоению их новых образцов.

- **ЭГ-6000** – блочно-транспортная электростанция мощностью 6; 7 и 8 МВт арктического и тропического исполнений.

Акционерное общество «**МОТОР СИЧ**» – современное многопрофильное наукоемкое предприятие по разработке и производству современных газотурбинных двигателей и энергетических установок. АО «МОТОР СИЧ» предлагает заказчикам самые современные промышленные газотурбинные приводы, газотурбинные электростанции, газоперекачивающие агрегаты нового поколения и теплоэнергетические комплексы для народного хозяйства, в основном для потребностей нефтегазовой промышленности



ПАЭС-2500

Базовый двигатель АИ-336. Выпущено более 20 электростанций, эксплуатируются в Белоруссии, Иране, Казахстане и России.

- **ЭГ-1000** – газотурбинная электростанция мощностью 1000 кВт, энергетически поддерживающая нефтедобычу Украины. Базовый двигатель ТВЗ-137, работающий на попутном нефтяном газе. Высокая степень автоматизации и экономичность привода, поддержание номинальной мощности до + 27°C – эти показатели привлекают широкий круг потребителей. Модификация электростанции ЭГ-1000-01МС может использоваться в качестве аварийного источника.

С 1995 года началось развитие новой темы – применение приводов Д-336 для газоперекачки. На Луганской КС «Укртрансгаза» заработал первый ГТП Д-336-2, установленный в реконструированный по конструкторской документации АО «МОТОР СИЧ» сумской газоперекачивающий агрегат ГПА-Ц-6,3. За 20 лет силами специалистов АО «МОТОР СИЧ» на газотранспортных магистралях 9 стран Евразии установлено 138 современных экономичных двигателей семейства АИ-336 мощностью 6; 8 и 10 МВт. Их суммарная наработка приближается к 2 млн. час, что позволило эксплуатантам за счет преимуществ нашей техники сэкономить около 1 млн. м³ топливного газа.

Приобретенный опыт реконструкции нескольких типов ГПА других разработчиков позволил успешно спроектировать, изготовить и реализовать первую партию из 6-ти собственных ГПА-К/5,5-ГТП/6,3 СК.

С использованием передовых когенерационных технологий была создана и запущена в эксплуатацию теплоэлектрогенерирующая установка ТЭК-3 на базе ПАЭС-2500 с суммарным КПД до 78% и котлом-утилизатором тепловой мощностью 5,6 Гкал/час. Комплекс изготовлен и в 2010 году запущен в эксплуатацию на промплощадке предприятия. Произведенная ТЭК-3 тепловая энергия используется для нагрева теплоносителя в сети горячего водоснабжения жилищного массива и объектов АО «МОТОР СИЧ», а сравнительно дешевая



ЭГ 6000

электроэнергия – для обеспечения внутренних технологических нужд завода.

Разрабатывается аналогичная установка ТЭК-6 на базе ЭГ-6000 электрической мощностью 6 МВт и тепловой 9 Гкал/час.

Новая блочно-транспортная газотурбинная электростанция ЭГ-8000МС номинальной мощностью 8 МВт, опытный образец которой изготавливается в настоящее время, является последующим развитием конструкции электростанций семейства ЭГ-6000 и соответствует современным требованиям. К достоинствам ЭГ-8000МС можно отнести применение привода с тихоходной силовой турбиной (3000 об/мин), что позволило исключить из конструкции редуктор, повысить надежность и эксплуатационные показатели электростанции.

С целью расширения области применения газотурбинных приводов специалистами АО «МОТОР СИЧ» разработано проектное предложение по созданию газотурбинной энергоустановки внешнего сгорания 2,5 МВт ГТЭУВС-2,5МС, которая предназначена для получения электроэнергии, используя в качестве топлива, уголь и другие различные горючие вещества, в том числе низкокалорийные. Установка способна решить проблемы суточного изменения потребления электроэнергии и пиковых нагрузок, проблемы утилизации как различных металлургических, так и других малоприспособленных газов и топлив, в том числе продуктов переработки отходов.

АО «МОТОР СИЧ» занимает достойное место среди поставщиков современного оборудования для топливно-энергетического комплекса. Предприятие может предоставить целый ряд современных высокоэффективных газотурбинных промышленных приводов, выполнить полный комплекс работ по реконструкции существующих газоперекачивающих агрегатов, обеспечить поставку широкой гаммы экономичных и надежных приводов газотурбинных электростанций.

Таким образом, АО «МОТОР СИЧ» не только подтверждает статус современного предприятия, определяющего топливно-энергетическую политику, но и готово идти в ногу со временем, предлагая на внешний рынок свои новые идеи и решения.

Надеемся, что новая продукция производства АО «МОТОР СИЧ» поможет специалистам энергетической отрасли сэкономить энергию и сохранить экологию. ●



АО «МОТОР СИЧ»
пр-т Моторостроителей, 15
г. Запорожье, 69068
тел. +38(061) 720-42-12
факс +38(061) 720-50-00
e-mail: bent.vtf@motorsich.com
<http://www.motorsich.com>



ГрандМоторс

АВТОНОМНАЯ ЭНЕРГИЯ для нефтегазовых производств

Добыча нефти и газа, особенно с применением техники электрооборудования, является довольно энергоёмкой отраслью промышленности. Известно, что основной объем электроэнергии потребляют привод буровых насосов и лебедок. Значительное количество объектов нефтедобычи расположены в сильном удалении от основных линий электропередач и подключение к ним невозможно. Это приводит к необходимости использования источников автономного энергоснабжения с ограниченной установленной мощностью.

Очевидно, что задачи по разработке системы автономного энергоснабжения буровых установок можно доверить только профессионалам, имеющим многолетний опыт и понимающим специфику функционирования оборудования для добычи нефти или газа. На современном российском рынке таких профессионалов не так много. Например, компания «ГрандМоторс» уже более 10 лет совершенствует свои навыки

в разработке и реализации автономного электроснабжения не только для нефтегазовых компаний, но и для других промышленных предприятий. Команда инженерингового центра «ГрандМоторс» состоит из высококвалифицированных специалистов, владеющих навыками работы с самыми передовыми технологиями независимого энергоснабжения.

Необходимость оснащения или доукомплектации буровых установок резервными источниками энергоснабжения обусловлена общей тенденцией к применению регулируемого электропривода и компьютерных средств автоматизации при создании нового и модернизации действующего технологического оборудования. Конкретно для сферы нефтегазовой промышленности это позволяет повысить уровень надежности и взрывозащищенности.

Приводы, работающие на постоянном токе, более надёжны и долговечны по сравнению с дизельными, обладают высоким КПД, удобством инсталляции и эксплуатации,

стойки к перегрузкам. Однако электроприводы для буровых установок не могут работать без стабильной подачи электроэнергии. Если на месторождении есть доступ к основной сети энергоснабжения, все равно необходима система автономного энергоснабжения с функциями резервного и аварийного питания. При отключении электроэнергии как минимум необходима аварийная дизельная электростанция для поднятия буровой трубы на безопасную высоту, а для предотвращения потерь от простоя добывающего комплекса необходима электростанция, способная заменить основную сеть в случае аварии.

Отдел проектирования «ГрандМоторс» при разработке системы энергоснабжения объекта основывается на детальных расчетах и анализе электрических нагрузок. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, расходы на дизельное топливо, надежность работы электрооборудования. При расчете силовых нагрузок важное значение имеет правильное определение электрической нагрузки во всех элементах силовой сети. Завышение нагрузки может привести к излишним тратам проводникового материала, удорожанию строительства; занижение нагрузки – к уменьшению пропускной способности электрической сети и невозможности эксплуатации энергокомплекса.

Очень важно не только рассчитать общую необходимую мощность резервного электроснабжения для объекта, но и умение подобрать максимально эффективную комбинацию ДЭС. Учесть все факторы при

разработке комплексного проекта энергоснабжения с максимальной эффективностью и минимальными затратами под силу только профессионалам. Компания «ГрандМоторс» обеспечивает комплексные решения для всех объектов: подбор оборудования исходя из конкретных условий эксплуатации, прямые поставки оборудования всемирно известных брендов, монтаж «под ключ», надёжный круглосуточный сервис. На собственном складе компании всегда есть в наличии дизельные электростанции до 2000 кВт с напряжением 6,3/10 кВ, а также стандартные комплекты распределительных устройств ведущих производителей. Это значительно сокращает сроки выполнения и реализации любого заказа.

Обладая многолетним опытом работы с нефтедобывающими компаниями, специалисты «ГрандМоторс» не понаслышке знают специфику функционирования буровых комплексов. Учитывая суровые климатические условия на территории основных месторождений, необходимость пакетирования оборудования в специализированные контейнеры не подвергается сомнению.

Стандартная буровая установка состоит из вышечного, насосного, компрессорного блоков и циркуляционной системы. Насосный блок включает в себя насосы с электродвигателями, станции управления и высоковольтное распределительное устройство всей буровой установки. В



компрессорный блок входят компрессорные станции, пульт управления, воздухоосушитель и воздухохранилища. Компрессорная установка предназначена для получения сжатого воздуха, осушки и очистки его и передачи по трубопроводам в систему пневматического управления буровой установки. Все это оборудование нуждается в определенных условиях для эффективной, безотказной работы.

Контейнеры незаменимы для работы в суровых климатических условиях, защищая оборудование от неблагоприятных погодных факторов, а также облегчая транспортировку и безопасное размещение на объекте. Выполняя свои основные функции, контейнер обеспечивает гарантированный запуск и

стабильную работу оборудования, а также продлевает его срок службы. Компания «ГрандМоторс» является лидером в производстве контейнерного энергетического оборудования и является экспертом высшего уровня в вопросах надежности и безопасности использования электростанций.

Контейнеры «Север» от «ГрандМоторс» представляют собой изолированную камеру, в которой поддерживается оптимальный температурный режим для безотказного функционирования оборудования при внешних климатических условиях от -50°C до +50°C. Проектирование контейнеров выполняется на основании детальных расчетов и самых высоких требований. Жесткая конструкция позволяет пакетировать в контейнер оборудование любой массы без риска деформации пола, стен и крыши контейнера, допускает многократные перемещения любым видом транспорта, а также защищает оборудование от механических повреждений, вандализма и нарушения внутреннего микроклимата.

Доверяйте профессионалам!

«ГрандМоторс» стоит на страже вашего успеха! ●

ЗАО «ГрандМоторс»
Инжиниринговый
энергетический центр
www.grandmotors.ru
Тел.: 8 (800) 333-94-60



ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПРИВОД VS СТАНОК-КАЧАЛКА И ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС

Владимир Карчагин,
Технический директор
ЗАО «Чернушканефть»

Сергей Григорьев,
Руководитель группы
ООО «НПП «ПСМ-Импэкс»

Штангонасосная добыча нефти появилась около ста лет назад и стала возможной благодаря изобретению станка-качалки. И лишь последние 20 лет применяется гидравлический привод штанговых скважинных насосов (ГПШСН). До сих пор у многих механиков возникают сомнения в его надежности:

- может ли гидропривод работать в сильные морозы?
- не будет ли мала наработка на отказ, не придется ли постоянно устранять течи масла?
- как ремонтировать гидропривод в зимних условиях?
- окупится ли более сложная техника?

Ответы на эти вопросы дает опыт производства и эксплуатации нового оборудования. В 2010-2014 годах ООО «НПП «ПСМ-Импэкс» произвело более 300 гидроприводов, которые успешно эксплуатируются как в южных, так и северных районах России и Казахстана.

Весьма показательным является опыт ЗАО «Чернушканефть», которое заменило несколько станков-качалок, работающих в осложненных условиях добычи нефти, на гидроприводы. Это позволило получить ряд преимуществ:

Во-первых, гидроприводы обеспечили работу при нагрузках на шток более 8 т., при которых станок-качалка часто останавливается. Это обусловлено тем, что в гидроприводе отсутствует механическая передача, а усилие на штоке гидроцилиндра по законам гидравлики самостоятельно увеличивается при росте нагрузки, если хватает мощности привода. Для этого гидропривод имеет электродвигатель с мощностью от 30 до 45 кВт.

Во-вторых, гидропривод имеет автоматику, которая контролирует его работоспособность, самостоятельно корректирует режим работы и немедленно сообщает оператору об отклонениях от нормы.

В-третьих, современные технические достижения сделали гидравлику столь же надежной, как автомобили. Это обеспечено применением износостойких сталей и полимеров, качественных морозостойких масел.

В-четвертых, в конструкции гидропривода учтены климатические особенности районов размещения и грунтов. Гидро- и электрооборудование размещается в блок-боксе, защищающем его от перепадов температуры и несанкционированного доступа.

Гидроцилиндр при малых нагрузках устанавливается на устьевую арматуру, а при больших нагрузках устанавливается на железобетонные плиты или на сваи.

Экономическая целесообразность штангонасосного привода в сравнении с ЭЦН хорошо известна: более высокая надежность при наличии в скважинной жидкости механических примесей, меньшая чувствительность к отложению солей и АСПО, существенно меньшее энергопотребление при дебите до 50 м³/сутки. Цикличность процесса откачки штанговым насосом способствует увеличению проницаемости призабойной зоны.

Применение гидравлического привода штангового насоса дает дополнительные преимущества:

Во-первых, гидропривод обеспечивает большую начальную скорость подъема штока по сравнению со станком-качалкой и улучшает работу клапана скважинного насоса. В конце цикла возможна задержка для увеличения наполнения насоса.

Во-вторых, гидропривод имеет автоматическую систему управления, а также систему дистанционного управления и телеметрии. Современное программное обеспечение позволяет изменять режим работы насоса при изменении притока скважинной жидкости. Дистанционное управление и телеметрия позволяют диспетчеру в любое время знать параметры добычи



и корректировать процесс с централизованного пульта управления. Изменение режимов происходит без участия механиков и без применения грузоподъемной техники для перестановки контргрузов. Балансировка привода также производится автоматически без участия оператора.

В результате 2 лет эксплуатации гидроприводов ЗАО «Чернушканефть» убедилось в перспективности применения

гидроприводов и планирует дальнейшую замену станков-качалок гидроприводами. К аналогичным выводам пришли многие другие потребители: ООО «Лукойл-Пермь», ОАО «Оренбургнефть», ОАО «РН-Няганьнефтегаз», ОАО «Варьеганнефтегаз», АО «Казмунайгаз».

При этом не стоит думать, что гидропривод полностью вытеснит станки-качалки и электроцентробежные насосы. Гидропривод будет применяться, в первую очередь, на осложненных и малодебитных скважинах, на кустовых площадках с близким расположением скважин, не позволяющим установить станок-качалку вместо ЭЦН; на наклонных и глубоких скважинах с высокой нагрузкой на шток; при добыче вязкой нефти и т.д. В этих случаях гидропривод обеспечит наилучшую окупаемость затрат. ●



Модернизация АСУ

энергоцентра Верх-Тарского нефтяного месторождения

Большинство предприятий, использующих собственные генерирующие мощности, сталкиваются с проблемой комплексной автоматизации разнородных систем управления используемого генерирующего оборудования. Отсутствие единой системы управления многоагрегатным энергоцентром приводит к долговременной работе генерирующего оборудования на частичных нагрузках. Такой режим работы приводит к увеличению удельной стоимости расходуемого топлива и затрат на сервисное обслуживание в перерасчете на кВт*ч. В конечном итоге это ведет к увеличению стоимости произведенного киловатт-часа, а значит и к снижению экономического эффекта внедрения объекта автономной генерации. ROLT energy service (группа ROLT) обладает ноу-хау объединения отдельных генераторных установок в единый автоматизированный энергокомплекс. Проект модернизации АСУ, реализованный ROLT energy service для ОАО «Новосибирскнефтегаз», обеспечил значительную экономию за счет оптимизации производственного процесса выработки электроэнергии и ее распределения, снизил влияние «человеческого фактора» и минимизировал стоимость киловатт-часа за счет снижения сервисных интервалов и удельного расхода топлива



Олег Перевертайло,
Руководитель направления
ROLT energy service

Расположенное на севере Новосибирской области Верх-Тарское месторождение (ВТНМ) считается самым крупным месторождением области. Его промышленную эксплуатацию ведет ОАО «Новосибирскнефтегаз» («ННГ»). ВТНМ на сотни километров удалено от линий коммуникаций, поэтому энергоснабжение добычи и транспортировки нефти, жилых и административных объектов ВТНМ, а также соседних, гораздо меньших по размеру Восточно-Тарского, Малоичского и ряда других месторождений обеспечивает свой энергоцентр суммарной установленной мощностью 40 МВт. Выработку электрической мощности производят 31 единица модульного

генерирующего оборудования, отличающегося не только по типу, но и по производителю. Агрегаты оснащены различными панелями управления.

Управление работой оборудованием энергоцентра производилось практически вручную. Для запуска и останова дизельной или газопоршневой электростанции персонал производил все необходимые действия непосредственно на панели управления агрегата, получая команды от диспетчера с использованием радио- или телефонной связи. При аварийном останове одной из установок (особенно — газовой турбины) происходило последовательное отключение всех генераторов

№	Тип привода	Наименование	Вид топлива	Количество	Тип панели управления
1.	Газопоршневой	Caterpillar G3516	ПНГ	8	TERBERG
		Caterpillar G3532	ПНГ	1	TERBERG
		Jenbacher JMS 620	ПНГ	1	DIA.NE XT
		Waukesha VHP 9500 GSI	ПНГ	2	Power System Control WPSC 11F50829 (Motortech)
		Waukesha APG3000	ПНГ	3	ECP 5006E
2.	Дизельный	Cummins C1400D5,	ДТ	7	PCC3100
		Cummins C550D50	ДТ	2	PCC3201
		ЯМЗ-236	ДТ	1	MKY 5.110.000
		ЯМЗ-238	ДТ	3	Lovato RGAM
		AC-630 AMC-18	ДТ	1	MPC-Д5
3.	Газотурбинный	Centrax CX501-KB7	ПНГ	2	ADVANTEG PPC-153T24

по перегрузке. Восстановление фонда генерации с выходом на нормальный режим работы занимало до 8 часов. Все это время нефтяной промысел не работал, добыча приостанавливалась. Простои приводили к значительному снижению добычи нефти, а, значит, вели к снижению рентабельности нефтедобывающего производства.

В 2013 году на фоне нестабильной работы энергоцентра между «ННГ» и ROLT energy service был заключен долговременный сервисный контракт. Предметом договора стали услуги круглосуточной эксплуатации и технического обслуживания энергетического оборудования и электрических сетей, проведения текущих и капитальных ремонтов для обеспечения бесперебойного энергоснабжения промышленных и административных объектов ВТНМ и других разрабатываемых «ННГ» месторождений.

Менеджмент ROLT energy service, сменив на этом посту энергосервисную компанию из Нижневартовска, определил для себя задачу модернизации АСУ энергоцентра как приоритетную. Действительно, существующая система управления обладала низкой надежностью и отличалась неудобством для эксплуатирующего персонала. Кроме того, различные панели управления агрегатов не имели возможности взаимодействовать между собой. Политика ограничения доступа эксплуатирующего персонала к системе управления, применяемая большинством производителей

генерирующего оборудования, не позволяла произвести необходимые настройки и изменения для реализации совместной автоматической работы установок.

Проект модернизации АСУ энергоцентра ВТНМ был разбит на три этапа:

- замена АСУ на газопоршневых и дизельных генераторных установках;
- организация контроля и управления генераторными выключателями и выключателями нагрузки в ячейках ЗРУ;
- объединение всех генераторных установок и ЗРУ в одну общую АСУ.

К реализации проекта ROLT energy service приступил в марте 2014 г. Все работы велись по согласованному с ННГ графику без перерывов в энергоснабжении промысла и были закончены в середине апреля 2014 г. В течение следующих нескольких недель ROLT energy service проводил тестирование работы системы управления в различных режимах, моделируя различные нештатные ситуации. Комплексные испытания прошли успешно и с началом летнего периода 2014 г. управление энергоцентром ВТНМ ведется с использованием единой АСУ.

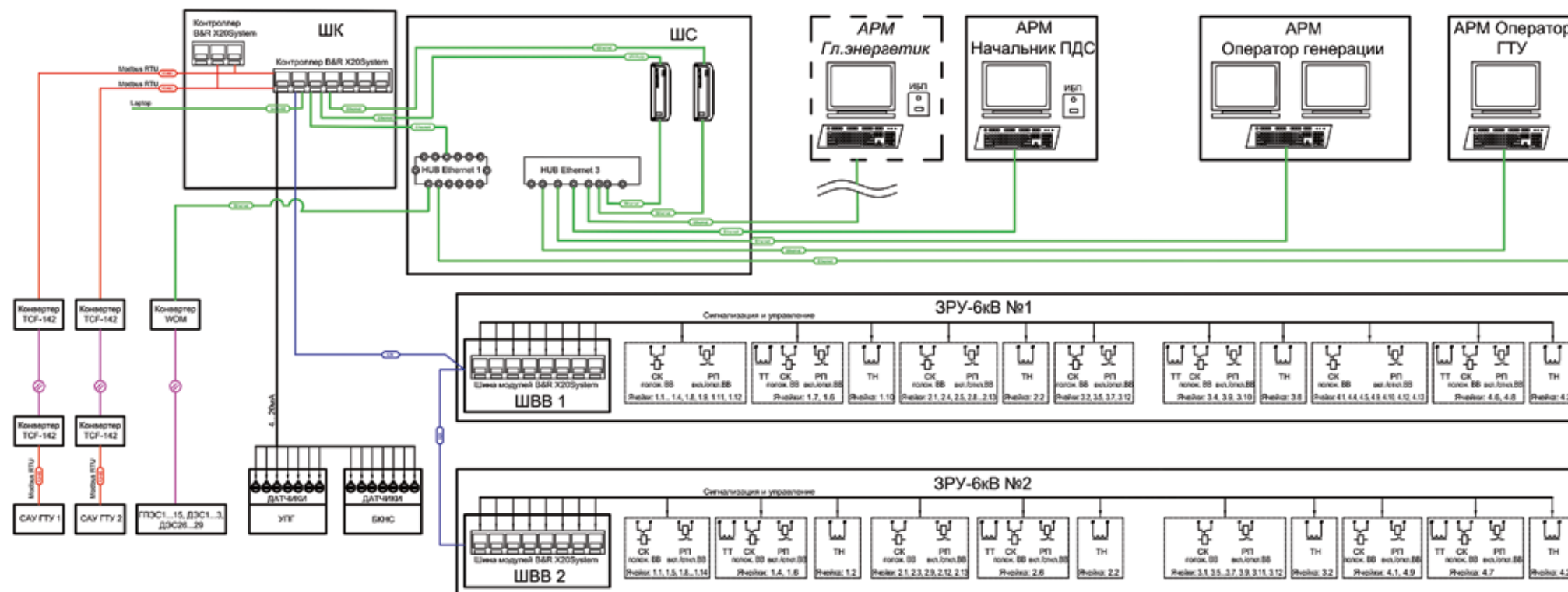
За основу логики работы системы управления была принята оптимизация совместной работы разнотипного генерирующего оборудования с точки зрения расхода топлива и надежности. Действительно, газопоршневые установки имеют высокий КПД,

но плохо реагируют на сбросы/набросы нагрузки. Так же они не могут работать с нагрузкой менее 50% от номинальных значений. Дизельные электростанции в свою очередь имеют лучшие динамические характеристики, но у них ограничен запас топлива. Кроме того, стоимость дизельного топлива с учетом логистических расходов достаточно высока. Газотурбинные электростанции свободно отработывают сбросы/набросы нагрузок и могут длительное время работать с нагрузкой близкой к нулю, но имеют КПД ниже, чем у газопоршневых установок. С учетом отличительных особенностей разного типа оборудования, генераторы были поделены на группы по их функциональному назначению:

- Основная группа. ГПГУ работают в основном режиме на имеющуюся стабильную нагрузку с загрузкой от 50% до 80%.
- Резервная группа. ГТУ загружены на 50% создавая резерв мощности для автоматического наброса и сброса нагрузки.
- Аварийная группа. ДГУ используются в качестве аварийных источников, готовых в любое время запуститься и принять на себя нагрузку во избежание останова всего энергоцентра.

Для этого на все газопоршневые и дизельные генераторные станции независимо от фирмы производителя двигателя были установлены управляющие контроллеры IS-NT-BB производства

РИС. 1. Структурная схема информационной сети



ComAp. Данная замена позволила объединить разные по типу и мощности генераторы на базе ДВС в единую систему управления и мониторинга. Все контроллеры соединены между собой посредством единой CAN-шины. В связи с большой протяженностью информационных линий шина передачи данных на длинных участках была реализована с использованием оптоволоконного кабеля и применением репитеров CAN-шины HD67181.

Каждый контроллер «видит» параметры других станций, включенных в общую систему управления, что позволяет реализовать следующие функции:

1. Автоматический запуск требуемого числа поршневых генераторных установок;
2. Управление мощностью (запуск и останов зависят от нагрузки);
3. Ручная или автоматическая настройка приоритета в зависимости от часов наработки или требования нагрузки

(наиболее эффективная настройка);

4. Разделение активной и реактивной мощности;
5. Плавная нагрузка и разгрузка газопоршневых и дизельных генераторных установок;
6. Распределение генераторных установок на группы «Основная – Резервная – Аварийная».

Сбор информации и подключение управляющих сигналов в ячейках ЗРУ позволяет оперативно управлять подключенной нагрузкой и контролировать выдаваемую

нштатных ситуациях алгоритм работы АСУ предусматривает последовательное отключение потребителей в соответствии с приоритетом установленной категории с целью снижения общей нагрузки. Такой подход обеспечивают практически нулевую вероятность останова всех генерирующих установок из-за перегрузки.

За обработку всей поступающей информации на верхний уровень от поршневых установок, ЗРУ и САУ газотурбинных установок отвечают промышленные компьютеры Automation PC 910, оборудованные высокотехнологичными процессорами Intel® Core™ i-серии и контроллер B&R X20System с модулями ввода-вывода.

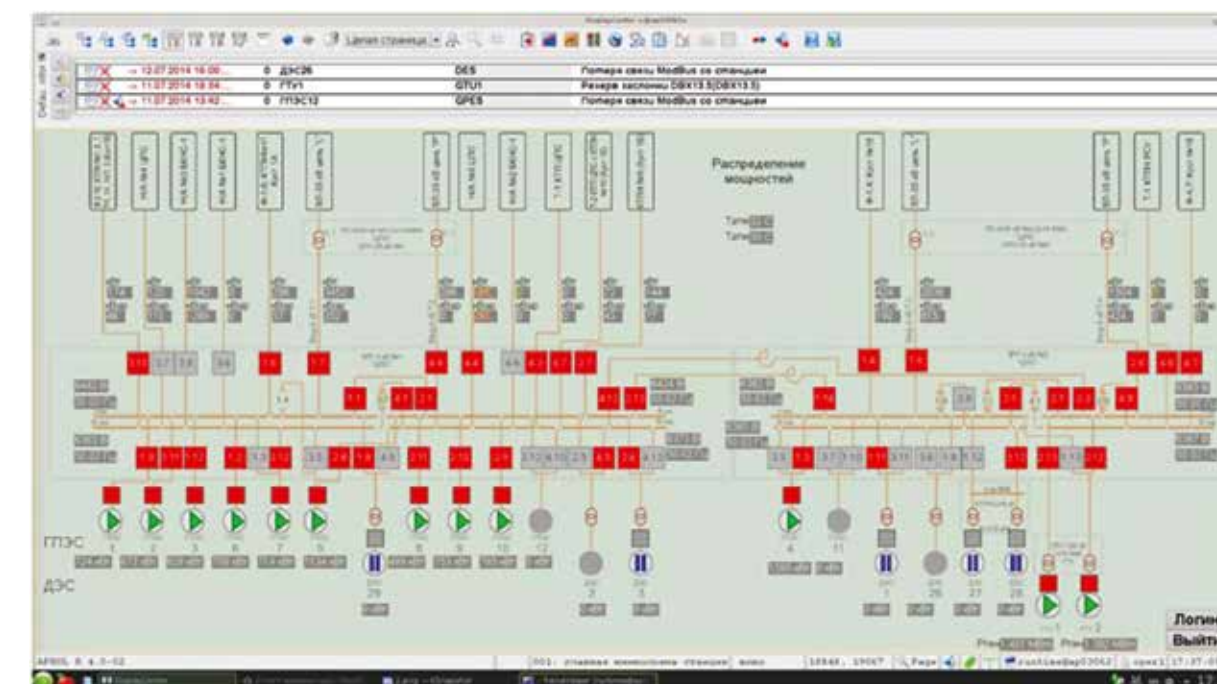
Система позволила свести управление и мониторинг

основных параметров установок в единую систему диспетчеризации. Операторный пульт управления энергоцентром состоит из четырех рабочих мест: АРМ начальника ПДС, АРМ оператора генерации, АРМ оператора ГТЭС, АРМ оператора ГПЭС. АСУ допускает подключение нескольких удаленных рабочих мест для контроля работы энергоцентра без возможности управления.

АСУ получает входную информацию от датчиков, сигнализаторов, конечных выключателей электромеханизмов, локальных АСУ и от оператора АРМ. Она также проводит обработку полученной информации по заданным алгоритмам, формирует сигналы управления на исполнительные механизмы, фиксирует контрольную информацию о состоянии технологического оборудования.

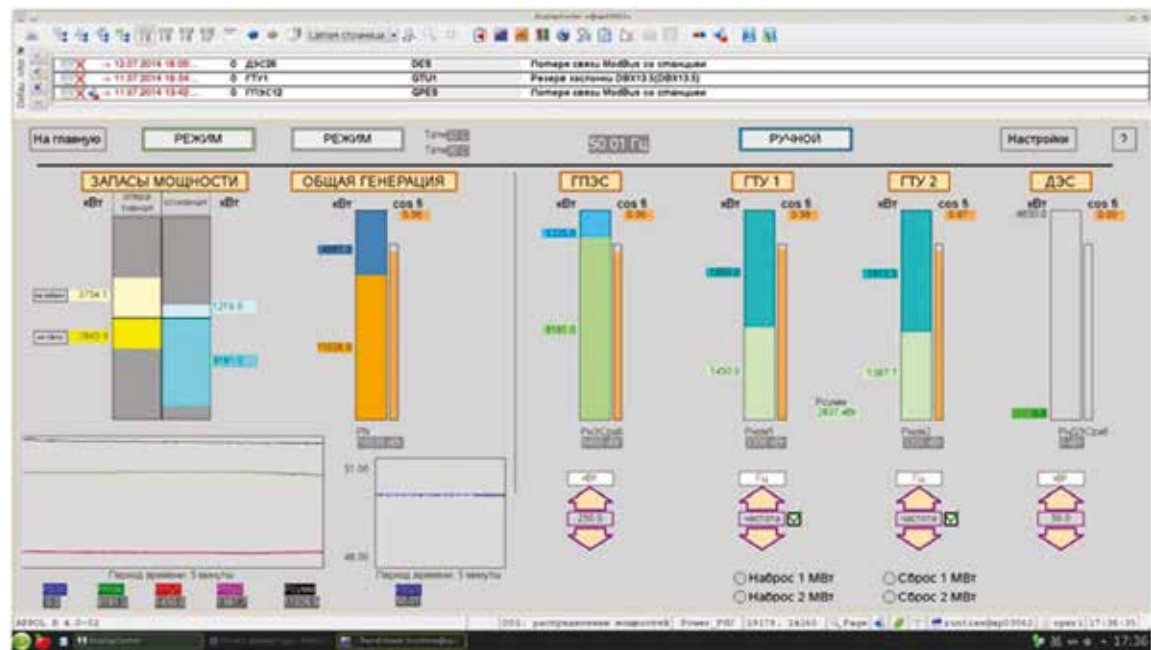
Мнемосхема комплексного регулирования мощности энергоцентра отражает основную информацию по всему комплексу, такую как: общая мощность, мощность ГПЭС-ГТЭС-ДЭС, запасы мощностей, графики, поля кнопок управления. Интерфейс визуализирует информацию о вырабатываемой мощности, нагрузке и запасе основной, дополнительной и резервной мощностях в удобном для анализа виде. Изменение параметров во времени может быть вызвано в виде графика.

РИС. 2. Главная мнемосхема станции



Диспетчерский центр

РИС. 2. Главная мнемосхема станции



Основные функции системы управления энергоцентра ВТНМ ОАО «ННГ»:

1. Дистанционное управление ГТУ, ГПУ, ДГУ.
2. Контроль параметров работающих станций.
3. Подготовка к запуску требуемого количества станций, или их останов.
4. Поддержание горячего резерва.
5. Формирование электронного журнала истории.
6. Вывод на экран оператора предупреждений и аварий.
7. Формирование журнала рабочих параметров.
8. Дистанционное изменение параметров.

Инженерам ROLT energy service удалось объединить отдельные генераторные установки в единый автоматизированный энергокомплекс. Это дало возможность не только централизовать управление, контроль и мониторинг на несколько АРМ, но и обеспечило дальнейшую передачу информации в режиме реального времени.

По словам **генерального директора ROLT energy service Владимира Литвинова**, успешная реализация проекта модернизации системы управления энергоцентра с использованием инновационных технических решений позволила

полностью автоматизировать работу энергетического генерирующего оборудования ВТНМ ОАО «ННГ».

«Нам удалось вывести все ДГУ в режим «горячего резерва» и снизить расход дизельного топлива практически до нуля. — говорит генеральный директор ROLT energy service Владимир Литвинов. — Используя новую систему управления, ОАО «ННГ» достигла значительной экономии за счет оптимизации производственного процесса выработки электроэнергии и ее распределения, снижения влияния «человеческого фактора» и минимизации стоимости киловатт-часа за счет снижения удельного расхода топлива».

Главный энергетик ОАО «Новосибирскнефтегаз» г-н Федосеев А.В.:

«С момента ввода АСУ энергоцентра в эксплуатацию потребление дизельного топлива снизилось в десятки раз. Так, например, в сентябре 2013 года ДЭС отработали 1101 часов и при этом потребили 145 818 кг ДТ, а за тот же период 2014 года машины проработали всего 66 часов и потребили 7 570 кг ДТ. Кроме того, количество аварийных отключений сократилось на 67% (с 106 до модернизации до 36 после). Замечу, что время восстановления энергоснабжения промысла при аварийном отключении

энергоцентра тоже существенно сократилось — с 8 часов до 2 часов».

«Огромное преимущество нашей системы — ее «открытость» и функциональность, — добавляет В.Литвинов. Действительно, АСУ основана на ПО с открытым исходным кодом, а, значит, допускает ее оперативную настройку при изменении в конфигурации оборудования. Кроме того, открытое ПО при необходимости позволяет с минимальными затратами менять алгоритмы работы всего энергоцентра или его отдельных компонентов. Модульная архитектура АСУ дает возможность свободно наращивать общую мощность энергокомплекса за счет интеграции новых генераторных установок в уже работающую систему.

«С самого начала взаимодействия с ННГ мы поставили себе задачу обеспечить эффективное и надежное энергоснабжение вверенного объекта. Пока мы четко следуем этому плану», — подытоживает В. Литвинов. ●



ROLT energy service
119330, г. Москва, ул.
Мосфильмовская д. 35
8 800 775 06 95
(бесплатно по России)
www.RoltService.ru

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Цена на нефть перевалила отметку в 52 долл США

Цена на нефть на Нью-йоркской товарной бирже достигла новой рекордной отметки — 52,02 долл США за баррель, сообщает AFP.

Рекордный рост цен обеспечили ожидания сохранения нестабильного экспорта нефти из производящих регионов. На сегодня наибольшие опасения трейдерам внушает напряженная ситуация в Ираке и Нигерии.



Комментарий Neftegaz.RU

Минфин РФ не исключает краткосрочного падения в 2015 г. до 85–80 долл США/барр.

Об этом 11 октября 2014 г. сообщил директор департамента долгосрочного стратегического прогнозирования Минфина М.Орешкин.

«В 60 долл США/барр я не очень верю. 90 долл США/барр — это то, что выглядит более объективно». «Понятно, что мы можем краткосрочно упасть до 85-80 долл США/барр, но в среднесрочном мы будем стремиться к 90 долл США/барр».

Минфин РФ ранее призывал снизить прогнозную цену нефти при разработке бюджета на 2015 г. до 90 долл США/барр и опираться в расчетах на консервативный прогноз.

А. Моисеев говорил тогда, что цены уже упали ниже 100 долл США и в 2015–2017 гг. они не превысят 90–95 долл США/барр.

На Сахалине строится завод по сжижению природного газа

На юге Сахалина состоялось официальное открытие поселка для строителей, возводящих крупнейший в мире завод по сжижению природного газа (СПГ).



Первая очередь предприятия мощностью 4,8 млн т СПГ в год должна вступить в строй по графику строительства в 2007 г., а в общем завод будет производить 9,6 млн т экологически чистого топлива.

Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня речь идет о строительстве третьей очереди завода, под вопросом строительство второго завода СПГ на Сахалине. А. Хорошавин не исключает, что возможно Газпром предложит выгодную цену консорциуму проекта Сахалин-1 за газ, и тогда смысла в возведении 2-го завода СПГ на Сахалине Роснефтью не будет. Региональная власть заинтересована как в строительстве 3й очереди завода СПГ, так и Дальневосточного СПГ Роснефти, но решить судьбу проектов могут только сами компании.

Из 5 млн т сжиженного природного газа (СПГ), которые, как планируется, будет производить 1-я очередь будущего завода Роснефти, более половины уже законтрактовано японскими компаниями, напомнил губернатор.

Путин меняет нефть на инвестиции

Российская делегация во главе с В. Путиным едет в Китай, чтобы разменять китайские инвестиции на российскую нефть. В качестве разменной монеты россияне готовы обещать китайцам стабильные

поставки нефти, газа, электричества и металлов.

Путин назвал «реалистичной целью» увеличение товарооборота с Китаем «в среднесрочной перспективе» до 60 млрд долл США. Президент хотел бы поменять структуру поставок — развивать сотрудничество «в высокотехнологичных сферах».

«Газпром» планирует подписать «рамочное соглашение» о стратегическом сотрудничестве с Китайской национальной нефтегазовой компанией (CNPC).

Комментарий Neftegaz.RU

К 2018 г. дополнительные поставки нефти в Китай должны составить 15 млн т/г.

Стратегические перспективы сотрудничества в газовой сфере связаны, прежде всего, с практической реализацией подписанного в Шанхае контракта о поставках российского природного газа в Китай по «восточному» маршруту, выходом на конкретные договоренности о поставках по «западному» маршруту, а также с сотрудничеством в рамках проекта Ямал СПГ.

Объемы поставок угля в Китай в 2013 г. по сравнению с предыдущими годами увеличились и составили около 25 млн т.



Перспективы дальнейшего наращивания поставок обусловлены объемами инвестиций в добычные проекты на территории России, а также вложениями в модернизацию сопутствующей инфраструктуры.

Газпром и CNPC начали переговоры о поставках газа в Китай по западному маршруту.

10 октября 2014 г. в г Пекине состоялась встреча главы Газпрома А. Миллера и первого вице-премьера Госсовета КНР Ч. Гаоли.

Стороны обсудили вопросы поставки газа по МГП Сила Сибири. ●

ТОПЛИВО ОПТОМ: КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД

Алла Ищук

Услуга «под ключ» дает возможность получить готовый продукт, не вдаваясь в технические и любые иные нюансы вопроса, не затрачивая дополнительных усилий и ресурсов. Сайт, магазин, бизнес – все это и многое другое не составляет труда сегодня получить «под ключ». С недавнего времени в этом «списке возможностей» появилась комплексная услуга по оптовой поставке нефтепродуктов. К ее оказанию приступило дочернее предприятие «Газпром нефти» – «Газпромнефть-Региональные продажи».

«Это принципиально новая для российского рынка услуга, суть которой предельно проста: поставщик топлива берет на себя все заботы», – рассказывает генеральный директор предприятия Анатолий Пушмин. Преимущество предложения – гарантия оперативности, качества и полной

сохранности нефтепродуктов: компания ведет разработку и оптимизацию логистических схем, диспетчеризацию, осуществляет транспортировку, организацию технологических рейсов. «Мы предлагаем нашим клиентам минимизировать простои техники или автозаправок, свести к нулю риск несвоевременной доставки нефтепродуктов, избавиться от необходимости хранения топлива на сторонних нефтебазах, сократить операционные затраты на персонал, ремонт и содержание инфраструктуры», – отмечает Анатолий Пушмин.

Содержание транспортного парка – не дешевое удовольствие. У потребителя топлива возникает необходимость в организации собственной логистической службы, ведении регулярного контроля расхода нефтепродуктов, их остатков. К тому же, нужно нести затраты на хранение и общаться сразу с несколькими подрядчиками, а здесь уже

возникают риски, связанные со сбоем в их работе. Топливный оператор в лице «Газпромнефть-Региональных продаж» готов взять на себя все вышеперечисленные функции, в том числе, нести полную ответственность за возможные риски. В компании уверены, что комплексная услуга будет особо востребована владельцами так называемых независимых АЗС, рентабельность которых напрямую связана со своевременностью поставок.

Услуга была внедрена в конце лета, но уже получила положительные отзывы клиентов. «Доставка топлива с использованием комплексного предложения позволяет нашему предприятию значительно экономить время на контроле остатков нефтепродуктов в резервуарном парке, а также дает уверенность в бесперебойном обеспечении топливом. Удобно работать с одним подрядчиком – тем более зарекомендовавшим себя: нам не нужно вести несколько договоров, контактировать с разными людьми и контролировать каждый этап процесса поставки», – замечает начальник управления снабжения Омского речного порта Елена Скоромных.

Ожидается, что новая услуга будет востребована на рынке, комплексным решением уже воспользовались более сотни

«Газпромнефть-Региональные продажи» – дочернее предприятие «Газпром нефти», занимается оптовой реализацией нефтепродуктов. Широкая география деятельности позволяет оперативно снабжать горюче-смазочными материалами потребителей по всей России. Отделения «Газпромнефть-Региональных продаж» находятся в Москве, Санкт-Петербурге, Ярославле, Тюмени, Екатеринбурге, Челябинске, Омске, Новосибирске, Кемерове, Красноярске

КОМПЛЕКСНОЕ КЛИЕНТСКОЕ РЕШЕНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ПОСТАВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ



клиентов предприятия. «Введение практики оказания комплексных услуг в сегменте оптовых продаж нефтепродуктов является, очевидно, взаимовыгодным решением с точки зрения продавца и покупателя, – рассказывает генеральный директор «Газпромнефть-Региональных продаж». – Компания повышает свою конкурентоспособность, диверсифицирует линейку услуг, а клиент получает возможность сократить издержки и упростить бизнес-процессы».

В компании уверены, многолетний опыт бесперебойного обеспечения нефтепродуктами сети АЗС «Газпромнефть», отлаженная организация поставок в различные регионы России, включая

труднодоступные районы Крайнего Севера, высокопрофессиональный штат станут гарантом качества предоставляемой «Газпромнефть-Региональными продажами» услуги.

«Нашему партнерству с предприятием уже более 10 лет, – делится мнением директор ООО «НЕФТО» Галина Черенова. – И как постоянные корпоративные покупатели нефтепродуктов не можем не отметить действительно высокое качество работы, стабильность поставок, компетентность персонала, а также современное видение перспектив развития. О чем ярко свидетельствует появление комплексной услуги. Мы видим в этом начинании новые горизонты укрепления взаимовыгодных отношений. Услуга очень удобна и, что особо важно для любого бизнеса, экономически эффективна».

Стоит отметить, комплексная услуга – далеко не первое предложение «Газпромнефть-Региональных продаж», призванное облегчить взаимодействие с клиентами и сделать сотрудничество максимально комфортным и прозрачным. В начале лета оптовые покупатели нефтепродуктов получили доступ к интернет-сервису «Личный кабинет». Новый ресурс позволил перевести ряд бизнес-процессов в режим онлайн.

В «Личном кабинете» представлена подробная информация о товарах и услугах, ценах на продукцию, а также графики работы, контакты и адреса нефтебаз. Что немаловажно, клиенты могут отслеживать свой текущий баланс, контролировать отгрузку нефтепродуктов, получать данные об остатках и движении денежных средств, просматривать договоры и статистику по сделкам, формировать необходимые отчеты. Функция навигатора позволяет проложить маршрут доставки, а электронный калькулятор рассчитать стоимость товаров и услуг. Помимо этого, сервис дает возможность оперативно получить ответы на любые интересующие вопросы, достаточно лишь сделать запрос администратору сайта.

«Газпромнефть-Региональные продажи» будет и дальше стремиться расширять спектр услуг для удобства клиентов. В обозримом будущем появится возможность пользоваться «Личным кабинетом» с мобильных устройств с помощью соответствующих приложений», – отмечает Анатолий Пушмин. Предприятие уверенно развивается и демонстрирует, что из статуса подрядчика оно уже «перепрофилировалось» в надежного партнера бизнеса, эффективно решающего комплекс задач. ●

ПИРОТЕХНИКА ДЛЯ ЗАЩИТЫ ЛЮДЕЙ И ОБЪЕКТОВ

Слово «пиротехника» имеет греческие корни и дословно означает искусство огня. За тысячелетнюю историю человек значительно преуспел в укрощении огня, и сегодня пиротехника прочно влилась практически во все сферы человеческой жизни, начиная с повседневной гражданской пиротехники и заканчивая военной пиротехникой и пиротехникой применяемой в ракетно-космической отрасли. Какими бывают пиротехнические эффекты и как их можно использовать для самообороны, защиты объектов инфраструктуры и транспорта, а также в правоохранных целях?



Александр Винокуров,
Старший специалист
ОАО «ФНПЦ «НИИ прикладной химии»

Одним из наиболее эффективных средств, в основе действия которых лежат пиротехнические процессы, являются средства светозвукового воздействия. Под вышеуказанными средствами понимаются специальные средства нелетального действия, предназначенные для оказания психофизиологического (отвлекающего и ошеломляющего) воздействия световым и звуковым факторами на противника или правонарушителя с целью временного вывода его из строя.

По мнению специалистов, разработка данных средств началась в 70-е годы XX века. Впервые они были применены 18 октября 1977 года в Могадишо при освобождении захваченного арабскими террористами самолета авиакомпании Lufthansa с 86 пассажирами на борту и

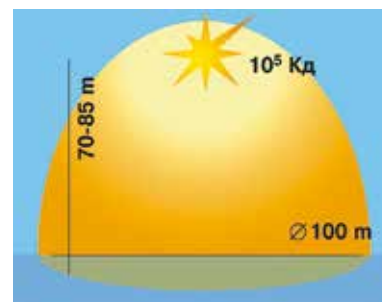
4 членами экипажа (командир экипажа был убит террористами во время полета). Требованием террористов было освобождение лидеров движения Баад-Майнхоф, заключенных в тюрьму в Германии. В результате штурма с применением светозвуковых гранат три террориста были уничтожены и один тяжело ранен. Заложники и бойцы группы захвата не пострадали.

Так, световая вспышка, возникающая при срабатывании средств светозвукового воздействия, вызывает у человека временное ухудшение зрения, а звуковая волна оказывает сильное психофизиологическое воздействие, которое может сопровождаться психомоторными реакциями на рефлекторном уровне (например, вздрагивание, изменение частоты сердцебиения и дыхания). Указанные реакции организма не позволяют человеку адекватно реагировать на быстро меняющуюся обстановку и, таким образом при применении против правонарушителей, лишают последних возможности сопротивляться при задержании. Основой такого реагирования человеческого организма на применение комбинированных средств светозвукового воздействия является индуцирование в организме одной из базовых эмоций – страха.

Уникальные свойства данного вида воздействия побудили

разработчиков к созданию эффективного и надежного светозвукового патрона для комплекса самообороны «ОСА», конструкция которого исключает нанесение тяжких телесных повреждений на дистанции от 1,0 м и гарантирует получение останавливающего эффекта на расстоянии до 10 м.

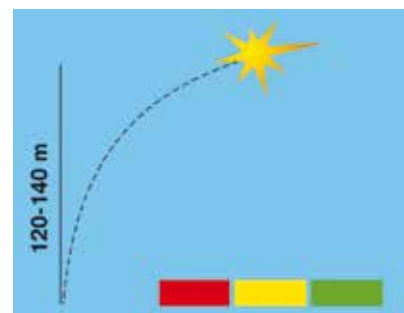
Срабатывание светозвукового патрона сопровождается образованием яркой вспышки и достаточно сильного звукового импульса. Воздействие этих параметров на человека проявляется в появлении шокового состояния, при котором теряется способность выполнять целенаправленные действия, продолжительность такого состояния может длиться до 30 с.



Исследования, выполненные отечественными и зарубежными учеными определяют следующие параметры воздействия шума на человека:



порог слуха составляет 20 дБ, тихий разговор имеет громкость около 56 дБ, выстрел из пневматической винтовки – 101 дБ, выстрел из малокалиберной винтовки – 131 дБ. Уровень звукового давления порядка 110 дБ не позволяет использовать речевое общение, включая длительный период последствия («звон в ушах»); уровень звукового давления порядка 130 дБ вызывает болевые ощущения в органах слуха; уровень звукового давления порядка 150 дБ вызывает устойчивое повреждение слуха. Уровень звукового давления более 183 дБ приводит к разрыву барабанных перепонок, а более 193 дБ к травматическому поражению легких, а уровень шума в 220 дБ может вызвать смерть.



На основании медико-биологических испытаний светозвуковых патронов комплекса «Оса» установлен предельно допустимый уровень звукового давления – 145 дБ, который не приводит к патологическим нарушениям.

Возникающие в результате воздействия световым импульсом функциональные нарушения зрения временного характера расцениваются как эффект ослепления, длительность которого зависит от параметров излучения и условий облучения. Ослепляющее действие ярких источников на глаз частично компенсируется защитными

механизмами человека – мигательными рефлексом и реакцией зрачка.

При воздействии интенсивных световых вспышек на орган зрения выявляется ряд качественных и количественных зависимостей нарушения и восстановления функции зрения от параметров излучения и условий облучения. Среди факторов, играющих значительную роль в последствиях воздействия интенсивных источников на глаз, имеют значение яркость источника и продолжительность воздействия.

Светозвуковой патрон в равной степени оказывает воздействие на всех лиц, участвующих в нападении, благодаря чему является достаточно эффективным средством защиты в случае группового нападения. Данный патрон исключает нанесение тяжких телесных повреждений (недопущение необратимого воздействия на органы зрения и слуха человека) на дистанции от 1,0 м и гарантирует получение останавливающего (психофизиологического воздействия) эффекта на расстоянии до 10 м в зависимости от яркости окружающего фона.

Стоит заметить, что функционал комплекса «Оса» не ограничивается использованием боеприпасов светозвукового действия.



Так, помимо светозвукового, линейка патронов включает в себя боеприпасы сигнального, осветительного, раздражающего и травматического действия. Говоря о сигнальных боеприпасах примечательно, что патроны производятся в трёх цветовых вариациях: красного, жёлтого и зелёного. Конструкторам удалось в рамках 18-миллиметрового патрона добиться высоты подъёма сигнального элемента до 140 метров. В дневное время сигнал заметен и различим на дальности до 2 км, в ночное время – до 5 км. Осветительный патрон позволяет осветить местность площадью до 10 000 м² на время до 5 секунд.

На основе функционала, заложенного в основу комплекса «Оса» была создана уникальная стационарная система защиты объектов инфраструктуры и транспортных средств GROND16. Система представляет собой 16-ти зарядную блок-кассету под патроны калибра 18х45 или 18.5х55. По функционалу система совместима со всеми патронами, применяемыми в комплексе «Оса», что дает возможность не только пресечь несанкционированное проникновение на объект посредством использования патронов светозвукового и раздражающего действия, но и произвести индикацию участка несанкционированного проникновения посредством использования боеприпасов сигнального и осветительного действия. ●



ПАДАЮЩИЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ И САНКЦИИ СТАВЯТ «ШАХ» РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКЕ

LAVANGUARDIA

Бернардо Суарес Индарт

Снижение цен на нефть и санкции, наложенные на Москву за ее роль в украинском кризисе, поставили «шах» российской экономике и грозят подрывом стабильности, которая слыла главным достижением В. Путина.

Директор Института стратегического анализа ФБК И. Николаев, отмечают, что в последние годы даже высокие цены на нефть не уберегли российскую экономику от замедления. С. Валентей, д.э.н., предостерегает: если снижение цен на нефть продолжится, придется урезать большую часть экономических и социальных программ. «Это будет расплата за вектор экономического развития страны, основанный на экспорте сырья».



Всемирный банк предрек, говоря о российской экономике: Наш базовый прогноз – ситуация, близкая к застою. Рост на 0,5 % в 2014 году, 0,3% – в 2015-м и 0,4% – в 2016-м. Это сценарий при отсутствии новой эскалации геополитической напряженности и дополнительных санкций.

ОБАМА БОРЕТСЯ С ИГ, ИРАНОМ И РОССИЕЙ ПРИ ПОМОЩИ НЕФТИ

THE NATION

Майкл Клэр

Пострадав от нефтяного эмбарго, введенного в 1973 г входившими в ОПЕК арабскими государствами, США предприняли ряд шагов с целью разрядить нефтяное.



Но из-за увеличения внутренней нефтедобычи, ставшей возможной главным образом благодаря технологии гидроразрыва пласта, Америка сегодня стала новой Саудовской Аравией. Теперь она сама больше всех размахивает этим оружием, с помощью санкций и других средств ограничивая экспорт из нефтедобывающих государств, которые она относит к разряду враждебных и которые впали в небывалую зависимость от нефтяных доходов. Именно это позволяет Вашингтону лишать нефтедобывающие страны главного источника дохода, избирательно закрывая им доступ к мировому рынку нефти, будь то с помощью санкций или силовыми методами.

Чтобы лишить Иран средств на развитие ядерной программы, США стремятся затруднить ему доступ к западным технологиям нефтедобычи. Тот же самый подход США применяют и к России и это кардинальный поворот в американской политике, создающий риск сокращения мирового предложения нефти.



ЧТОБЫ СГЛАДИТЬ САНКЦИИ США, РОССИЯ ВОСПОЛЬЗУЕТСЯ АУКЦИОНАМИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Bloomberg

Стивен Бирмен, Елена Мазнева

Когда США и ЕС надавили на Россию, угрожая ее объемам нефтедобычи, они упустили из виду одну деталь – традиционные ресурсы Сибири. Как сказал Донской, Россия распределит дополнительные нефтяные и газовые месторождения, обнаруженные в советский период в традиционных районах добычи, и тем самым смягчит негативные последствия санкций, которые призваны сорвать добычу в новых сферах – на сланцевых месторождениях и на арктическом шельфе.

Сейчас зависимость России от нефтегазовых доходов возрастает: экономика страны на грани рецессии, инвесторы распродают активы на фоне того, что США и ЕС обвиняют президента Путина в поддержке повстанцев на Украине.

По словам Донского, в конце года Россия выставит на аукцион четыре месторождения, на которые не распространяются санкции.

Возможно, в формулировках санкций найдутся лазейки. «Нефть всегда найдет себе дырочку», – заявил Донской. ●



Индивидуальная комплектация под ваши потребности Гарантия качества и надежности



Корпорация Ариель – крупнейший в мире производитель поршневых компрессоров. С 1966 года корпорацией было произведено 45.000 компрессоров и поставлено в более чем 100 стран мира. Компрессоры Ариель используются в нефтегазовой промышленности и энергетике для добычи нефти и газа, переработки, транспортировки, хранения и распределения природного газа от скважины до конечного потребителя.

Промысловый сбор газа • Газлифт • Закачка в пласт • ПХГ (закачка и отбор)
Транспорт газа • АГНКС • Дожим топливного газа • Переработка и нефтехимия (H₂, N₂, CO₂ и др.)
Сжатие воздуха • Шахтный метан • Газы с H₂S • Мобильные КС



АРИЕЛЬ ИНТЕРНЭШНЛ КОРПОРЕЙШН

Представительство в России и СНГ
125047, Россия, г. Москва, Бизнес Центр «Парус»
ул. 1-я Тверская-Ямская д.23, строение 1, офис 6-3

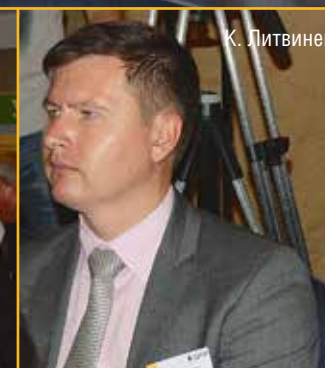
Телефон: +7 (495) 721-1113

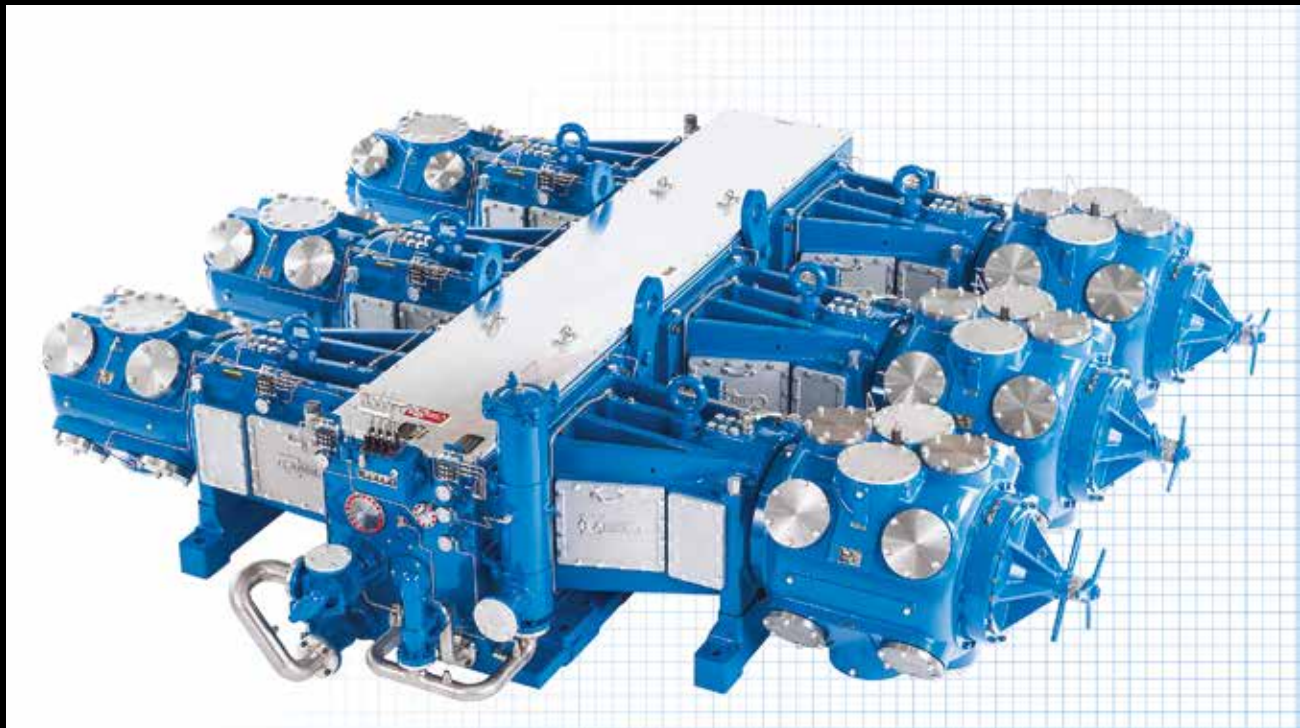
Телефон: +7 (495) 721-1118

Факс: +7 (495) 721-1114

Email: Russia@arielcorp.com

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ
**Трудноизвлекаемые
и Нетрадиционные
Запасы**





ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПРЕССОРА

Номинальная мощность

5814 кВт

Ход поршня

171 мм

Максимальная скорость

1000 об/мин

Макс. нагрузка на шток при растяжении

334 кН

Макс. нагрузка на шток при сжатии

171 кН

Суммарная макс. нагрузка на шток

667 кН

Диаметр штока

73 мм



Линейка продукции Ariel

	2 ряда	4 ряда	6 рядов	Ход поршня	Максимальная частота вращения
KBV		5000 кВт	8000 кВт	216 мм	750
KVB		5000 кВт	8000 кВт	184 мм	900
KBZ	1939 кВт	3878 кВт	5817 кВт	172 мм	1000
KBU	1939 кВт	3878 кВт	5817 кВт	146 мм	1200
JGF	1544 кВт	3087 кВт	4631 кВт	127 мм	1200/1400
JGD	1544 кВт	3087 кВт	4631 кВт	140 мм	1200
JGC	1544 кВт	3087 кВт	4631 кВт	165 мм	1000
JGT	969 кВт	1939 кВт	2908 кВт	114 мм	1500
JGK	947 кВт	1894 кВт	2841 кВт	140 мм	1200
JGE	798 кВт	1596 кВт	2394 кВт	114 мм	1500
JGH	507 кВт	1014 кВт		114 мм	1200
JGJ	462 кВт	925 кВт	1387 кВт	89 мм	1800
JGR	321 кВт	641 кВт		108 мм	1200
JGA	209 кВт	418 кВт	626 кВт	76 мм	1800
JG	188 кВт	376 кВт		89 мм	1500
JGQ	209 кВт			76 мм	1800
JGN	188 кВт			89 мм	1500
JGP	127 кВт			76 мм	1800
JGM	125 кВт			89 мм	1500

МНОГОЦЕЛЕВОЙ ТАНКЕР

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



Класс Российского Морского Регистра судоходства – КМ А1.

Тип	Нефтеналивное	Водолей
Назначение	перевозка до трех сортов нефтепродуктов	пресная вода
Грузоподъемность	1000 т.	1200 т.
Мощность главного двигателя	2 х 500 кВт	2 х 650 кВт

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Длина наибольшая, м	58,0
Ширина, м	12,0
Высота борта на миделе, м	5,6
Осадка, м	4,0
Скорость спецификационная, уз	11
Экипаж, чел	6
Дальность плавания, миль	3500
Автономность, суток	не менее 10
Двигатель	2 винто-рулевые колонки подъемного типа

Грузовая система выполнена автономной с применением погружных грузовых насосов. Размещение экипажа в одноместных каютах. Навигация, радиосвязь соответствует району эксплуатации и классу судна. ●

МОРСКОЙ ТАНКЕР

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС

Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ1 I А1 (нефтеналивное).

Назначение - перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой нескольких сортов груза. Танки оборудованы палубными обогревателями и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки моечной воды, дегазацией и вентиляцией. Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

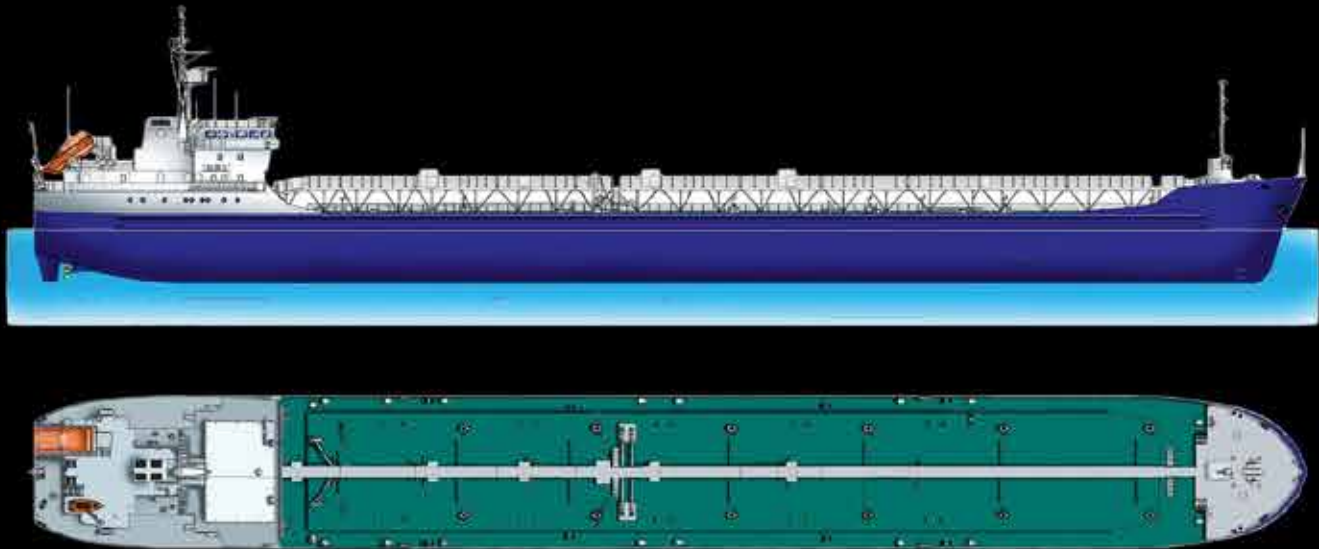
Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 1000 м3/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт, т	9200
Грузоподъемность (при $\gamma = 1,0 \text{ т/м}^3$), т	9000
Длина наибольшая, м	141
Ширина наибольшая, м	16,8
Осадка по грузовую марку, м	5,6
Скорость спецификационная, уз	11
Дальность плавания, миль	3500
Автономность, сутки	20
Высота от ОП до несъемных частей надстроек, м	16,8
Главный двигатель	8L20 "Вяртсиля"
Мощность максимальная длительная, кВт	2х1320
Экипаж, чел	11

интенсивностью до 1500 м3/ч. Мощность электростанции 970 кВт. Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования. Навигационные системы и

радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПол и других действующих конвенций. ●



ТАНКЕР-ВОДОЛЕЙ «ТВ-1200»

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



Судно-водолей предназначено для доставки пресной воды береговым потребителям и судам, находящимся на рейде. Класс Российского Морского Регистра судоходства – КМ А1 (водолей).

Перевозка воды предусмотрена в 3 танках. Грузовая система выполнена автономной с применением погружных грузовых насосов. Размещение экипажа в одноместных каютах. Навигация, радиосвязь соответствует району эксплуатации и классу судна. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Длина наибольшая, м	58,0
Ширина, м	12,0
Высота борта на миделе, м	5,6
Осадка, м	4,0
Мощность главного двигателя, кВт (л.с.)	640 – 700 (870 – 950)
Скорость хода, уз	ок.12,0
Экипаж, чел	6
Грузоподъемность, т	1200
Дальность плавания, миль	не менее 1000
Автономность, суток	не менее 10
Двигатель	2 винто-рулевые колонки подъемного типа
Электростанция, кВт	2х150



20-я юбилейная
международная
промышленная
выставка

11-14
НОЯБРЯ
Москва, ВВЦ, пав. 69, 75



Международная выставка
металлопродукции и металлоконструкций
для строительной отрасли
МеталлСтройФорум'2014



Международная выставка
оборудования и технологий
для металлургии и металлообработки
МеталлургМаш'2014



Международная выставка
транспортных и логистических
услуг для предприятий ГМК
МеталлТрансЛогистик'2014

МЕТАЛЛ
ЭКСПО
2014

www.metal-expo.ru

Оргкомитет выставки:
тел./факс +7 (495) 734-99-66

Генеральный информационный партнер:
специализированный журнал «Металлоснабжение и сбыт»





«Эту прискорбную ситуацию (введение санкций – ред.) можно описать словами французского политика Ш.Талейрана, который сказал: «все лишнее не имеет значения»

И. Сечин



«Альтернативная энергетика субсидируется от государства, в отличие от высокоэффективной традиционной – и это несправедливо»

В. Язев



«Шпионажем заниматься всю жизнь невозможно, я тоже поменял место работы»

В. Путин



«Я считаю, что высокие цены на газ дали колоссальный толчок нашей промышленности»

Л. Кучма

«Российские бандиты и террористы намеренно разрушают энергетическую систему Украины, зная, что ее восстановление будет стоить миллиарды»

А. Яценюк

НЕ ЗАКАПЫВАЙТЕ ДЕНЬГИ В ШЛАМ!

В процессе хранения нефти более тяжелые компоненты нефти - асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) - осаждаются на днище и стенках резервуаров, образуя донные отложения, которые, вне зависимости от своих физико-механических свойств, по составу практически полностью состоят из углеводородов.

Значительные накопления нефтешламов чреваты для владельцев и операторов нефтехранилищ потерей полезного объема, техническими проблемами при наливе и сливе, а также ростом затрат на обслуживание и ремонт.

Традиционный метод зачистки резервуаров «вручную» с вывозом на полигон всего объема донных отложений отнимает массу денег и времени при высочайшем уровне риска для персонала и окружающей среды.

Мы решим эти проблемы и сэкономим для вас миллионы, зачистив резервуары нашим инновационным комплексом **SRS** с применением автоматизированной технологии, не требующей присутствия человека в резервуаре, минимизирующей риски, сокращающей время зачистки и обеспечивающей возврат товарного продукта для дальнейшего коммерческого использования.

ЗАЧИСТКА РЕЗЕРВУАРОВ БЕЗОПАСНО ЭФФЕКТИВНО БЫСТРО

минимальный риск несчастного случая
минимальное влияние на окружающую среду
возврат свыше 95% полезного продукта клиенту
сокращение расходов на утилизацию
максимально сжатые сроки зачистки



Швейцария: +41 41 7294282
Россия: +7 8617 618100
Казахстан: +7 7122 354778
эл.почта: info@lotis.net
http://www.lotis.net





ТОО «Каспиан Оффшор Констракшн» (СОС) является ведущим провайдером услуг по эксплуатации и управлению морским флотом в Каспийском море. СОС – 100% казахстанская частная компания с офисами в Казахстане (Актау, Баутино и Алматы), Туркменистане (Ашхабад) и России (Астрахань). СОС владеет флотом около двадцати судов, включая 2 плавучие гостиницы, 5 построенных судов **ЛЕДОВОГО КЛАССА 1В** и 5 новостроев **ЛЕДОВОГО КЛАССА 1А Супер** с малой осадкой, 2 научно-исследовательских судна, а также флот по ЛАРН из пяти судов, прибывших в конце 2012 г. В настоящее время СОС управляет флотом из 46 судов, включая 16 судов, принадлежащих Agir kco. Оборот Компании показывает устойчивый рост. По итогам 2013 г. составил 130.5 миллиона долларов. Общее количество персонала СОС составляет более 650 работников, из которых 530 человек экипажа. Весь флот Компании сертифицирован по МКУБ на море, СОС также сертифицирована компанией «Moody International» в соответствии со стандартом ISO 9001:2008 и ISO 14001:2004.

www.coc.kz

Алматы: офис 7008, 506/99 пр. Сейфуллина, угол ул. Кабанбай батыра
050012, г. Алматы, Республика Казахстан
Телефон: +7 727 259 73 33

Актау: 13 мкр., дом 10А Бизнес-центр «Достар»
130000, г. Актау, Республика Казахстан
Телефон: +7 729 259 73 33

