

ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПЛЕКС

ШЕЛЬФ САХАЛИНА МОДЕРНИЗАЦИЯ: МИФЫ И ФАКТЫ

# **ЕНЕРОВОЙ ЖУРНАЛ**[6] 2013 ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ (МИТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ)

























■ Проекты ГРР

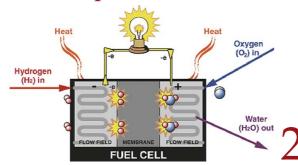
Буровые и нефтесервисные услуги
Проекты разработки нефтесервисных услуг

ЕДИНАЯ ЦЕЛЬ - ЕДИНЫМИ СИЛАМИ!





### Независимая энергетика для нефтянки



# СОДЕРЖАНИЕ

Южно-Киринское ГКМ стало конкурентом Штокмана	8
<b>Первая строчка</b> Все о персоне и событии месяца	10
Перспективы нефтегазоносности	
российского континентального шельфа	18
Мониторинг в четырех измерениях	38
Контроль бурения скважин	44
О роли технологий в создании госполитики рационального недропользования	48

Эпохи НГК

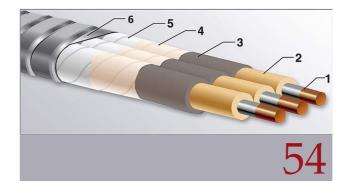
недропользования

# Судостроение в нефтегазовой отрасли:

тенденции и перспективы

3000 7	2 856
2500 -	2 525
2000 -	
1500 - 1 157 1 357 1 422 1 4	1 534
1000 -	
500 -	ш
2003 2004 2005 2006 2007 2008	8 2009 2010 2011 2012

# Формат высоких технологий



Нарьян-Мар, ГТЭС-12 – первая среди многих!	58	56
Марка «ЗиО» 70-летней выдержки	62	Россия в заголовках
Нефтепереработка в России:		Календарь событий в июле
основные химико- технологические решения защиты оборудования	66	<b>Хронограф</b> О чем писал <b>Neftegaz •RU</b> 10 лет назад
Модернизация «под ключ»	68	нефтегаз Ше
Современное оборудование для эффективного использования недр	70	Специальная секция Классификатор продукции и услуг в НГК
Синергия традиций и новаций	78	Цитаты
АИР-20/М2-Н: по-прежнему надежен, по-новому технологичен	80	Разливы

82

Электросетевой комплекс

Подходы к развитию и инвестированию

по-новому технологичен

Традиции, опыт и качество

«ВолгоградНИПИморнефть»

Оборудование Scomi для очистки буровых растворов

84

85

86

88

90

96



и отходы газового

конденсата



### **5000** лет назад

3 тыс. лет до н.э. жители Ближнего Востока собирают нефть с поверхности воды и используют ее в строительстве, для освещения домов, в качестве топлива и добавляют в состав для бальзамирования.

**302** года назад

В 1711 году греческий врач Эйрини д'Эйринис обнаруживает залежи природного асфальта и открывает битумную шахту.

268 дет назад

В 1745 году в России на реке Ухта строится первое предприятие по переработке нефти.

165 лет назад

В 1848 году на Апшеронском полуострове пробурена первая в мире нефтяная скважина современного типа.

164 года назад

В 1849 году канадский геолог Абрахам Геснер впервые получает керосин.

**93** года назад

В 1920 году установлена государственная монополия на нефтяную промышленность.

**64 roga Hasag** 

В 1949 году комиссариат нефтяной промышленности СССР преобразован в Министерство.

**53** года назад

В 1960 году в Багдаде образуется ОПЕК.

7 лет назад

В 2006 году запущен трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан, по которому каспийская нефть транспортируется в турецкий порт в обход России.



Издательство Neftegaz.RU

#### РЕДАКЦИЯ

Главный редактор

Виктория Юдина

Шеф-редактор

Анна Павлихина

Ведущий аналитик

Артур Гайгер

Александр Власов, Анна Игнатьева, Матвей Тархов, Александра Евдокимова

Ответственный секретар

Татьяна Морозова

Лизайн и вепстка

Елена Валетова

Корректор

Денис Пигарев



000 Информационное агентство

Директор

Ольга Бахтина

Отлеп пекламы

Александр Болнар Лмитрий Аверьянов

Ланипа Пужин

Аптем Апакелов Шана Косован

Служба технической поддержки

Прибыткин Сергей Бродский Алексей

Деловой журнал Neftegaz.RU федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году. свидетельство о регистрации

Адрес редакции:

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

разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозь ные анапитиками. Ответственность за инвестиционные пешения

Отпечатано в типографии ОАО Полиграфический комплекс «Пушкинская площадь»

Тираж 8000 экземпляров













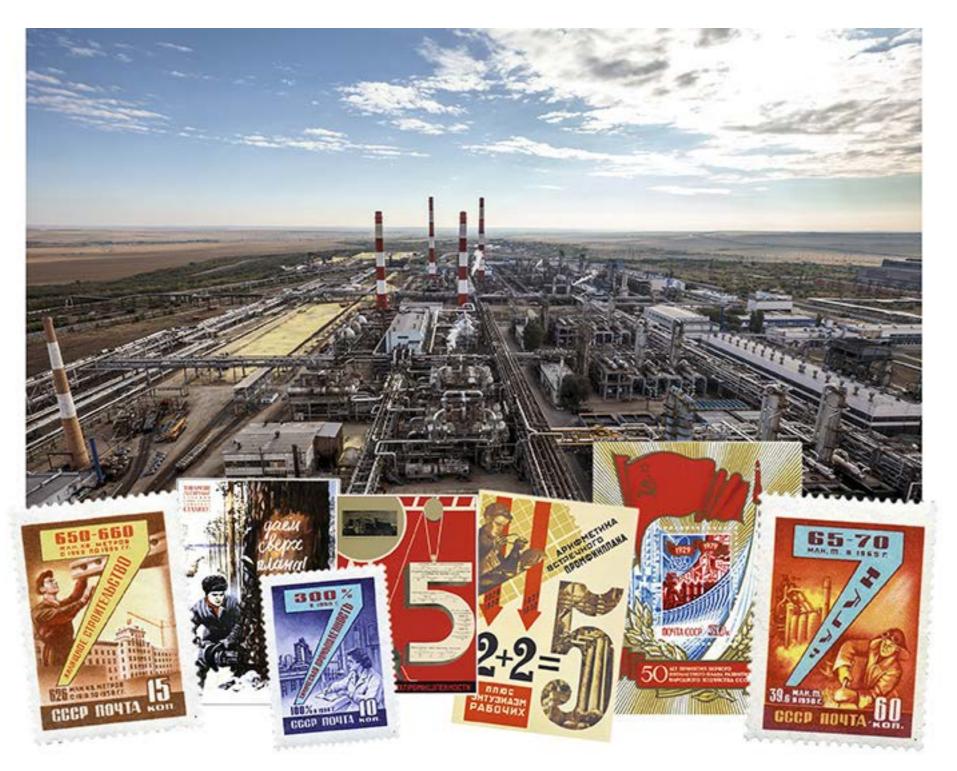
### МОДЕРНИЗАЦИЯ: МИФЫ И ФАКТЫ

К нынешнему моменту существует неисчислимое количество различных Программ, Стратегий и Планов, определяющих дальнейшее развитие российской экономики в целом и ТЭК в частности. Базовым определением каждого из этих документов является слово «модернизация». С момента принятия первой Стратегии прошло больше 10 лет, но картина на промплощадках мало изменилась

### Анна Павлихина

Состояние производственных мощностей в ряде сегментов ТЭК приближается к катастрофическому. Степень износа основных фондов в электроэнергетике и газовой промышленности достигает 60%, в нефтеперерабатывающей приближается к 80%. Более 50% магистральных нефтепроводов эксплуатируются свыше 28 лет при нормативе 30 лет, износ основных фондов нефтепродуктопроводов и резервуарных мощностей превышает 70%. Конечно, устаревшее оборудование не может быть безопасным в эксплуатации. Чего стоила одна только авария на Саяно-Шушенской ГЭС.

Остается нерешенной проблема зависимости российского ТЭК от импортного оборудования, его доля составляет 18–20% (в нефтегазовом комплексе – 10%, электроэнергетике – 5%, электросетевом комплексе – 30%, угольной промышленности – 70%). В нефтегазовой отрасли на российском



рынке сервисных услуг доминируют прекрасно финансируемые зарубежные компании, которые вытесняют российские НИИ и проектные институты. Большинство российских компаний для обновления своих технологических парков используют зарубежное оборудование, научные разработки и «строительства под ключ». Уровень расходов на НИОКР составляет 0,28% от валовой выручки. Для сравнения, в Германии это показатель составляет 69,7%, в Ирландии — 56,7%, в Бельгии — 59,6%, в Чехии — 36,6% от общего числа компаний.

РОССИЯ

Главное

Цифра в треть процента кажется удивительной, в то время, когда ведущие телеканалы из выпуска в выпуск рассказывают о новых вливаниях в изучение нано- и биотехнологий. Несомненно, исследования в области высоких технологий важны, но может стране, в которой практически нет элементарного отечественного оборудования, важнее создать собственный, скажем, экструдер, чем вливать миллионы в разработку наноскрепки?

Почему же, несмотря на такое количество планово-регламентирующих документов, через слово призывающих к модернизации, российский ТЭК состоит из устаревшего отечественного или нового, но импортного оборудования? Очевидно, в понятие «модернизация» как чиновники, так и управленческое звено компаний вкладывают обыкновенную замену оборудования или, в лучшем случае, строительство дополнительных мощностей. В то время, как во всем мире под этим термином подразумевают использование достижений собственной науки, ее финансирование от академических исследований до испытаний первых опытных образцов и создание на базе этих разработок импортозаменяющих производств.



## ЮЖНО-КИРИНСКОЕ ΓΚΜ CΤΑΛΟ **KOHKYPEHTOM** ШТОКМАНА

Запасы Южно-Киринского газоконденсатного месторождения (ГКМ), недавно открытого Газпромом на шельфе Сахалина, схожи с запасами Штокмановского ГКМ, но более доступны, поэтому освоением Штокмана могут заняться будущие поколения

### Александр Власов

Южно-Киринское месторождение по последним данным обладает практически теми же запасами, что и Штокман, и находится гораздо ближе к рынкам АТР.

Газ со Штокмана, добыча которого предполагалась под поставки в США, после сланцевой революции стал попросту не нужен. На фоне снижения темпов роста потребления российского газа в Европе и снижения его потребления в Украине. востребованность Штокмана для поставок в Европу оказалась под вопросом. Транспортировка газа со Штокмана по Севморпути в страны АТР не столь конкурентна, как поставки с проекта Сахалин-3.

Газпром намерен вложить 15 млрд руб в геологоразведку Южно-Киринского месторождения.

В 2013 г. намечено бурение 2 разведочных скважин на западе месторождени.

На 2014 г. намечены еще 2 скважины.

В компании надеются на получение прироста запасов и на восточном крыле Южно-Киринского месторождения. Газ с месторождения будет поставляться в газотранспортную систему Сахалин-Хабаровск-Владивосток в рамках проекта Сахалин-3.

Ресурсы газа проекта Сахалин-3 оцениваются на уровне около 1,4 трлн м<sup>3</sup>, при этом основные из них сконцентрированы на Киринском участке.

Газпром анонсировал временную консервацию проекта освоения Штокмановского НГКМ в августе 2012 г., заявив об этом одновременно с окончанием строительства 2-й нитки МГП Северный поток.

Ныне Штокмановский проект в плане добычи Газпрома стоит только на 2030 год.

И при условии предоставления проекту Штокман соответствующих льгот, он будет реализован в указанные сроки, вероятно составив конкуренцию российскому же трубопроводному газу.

## Рейтинги Neftegaz RU

В последнее время все активнее звучат призывы перехода на природный газ в качестве транспортного топлива. Конечно, традиционные ресурсы не бесконечны и об альтернативе надо задумываться уже сейчас, но действительно ли пора предпринимать реальные шаги или на нынешний момент достаточно ограничиться теоретической проработкой вопроса?

Надо ли торопиться с переходом на природный газ в качестве транспортного топлива?

Да, газовое топливо дешевле



**Нет, это потребует строительства** дополнительных производств

Да, топливо на природном газе экологически более чистое

Нет, замена одного вида топлива на другой -

Надо переходить, когда в этом будет практическая необходимость

Газпром и ряд иностранных компаний завалили тендер на приватизацию DEPA, отказавшись подавать заявку на покупку компании. Хотя еще совсем недавно Газпром готов был выложить за нее 900 млн евро. Что послужило причиной резкой смены планов

Почему Газпром не подал заявку на приватизацию DEPA?

Потому что не получил достаточных гарантий о перспективном финансовом положении

Потому что счел эту сделку не выгодной

Из-за разногласий с правительством Греции

Из-за проблем DEPA с неплатежами потребителей

Из-за давления США и ЕС



**ЛЕБЕДКА** 

Munich Morofol Phuduan

Munich Much Afmensel Auxmpoli

Dhopkolier Coun

Ceprei Dyaprobur Mpurodsko

Чрезвычайный и полномочный посол

Однокурсник будущего начальника управления администрации президента РФ по внешней политике А.Манжосина

**К**адровый разведчик, использующий дипломатический статус для прикрытии (по неофициальным данным)

Помощник трех президентов — Б.Ельцина, В.Путина и Д.Медведева

9 мая 2013 г. вице-премьером и главой аппарата правительства РФ был назначен бывший заместитель В.Суркова Сергей Эдуардович Приходько.

С.Приходько родился 12 января 1957 г. в Москве.

В 1980 г. окончил Московский государственный институт международных отношений МИД CCCP.

С 1980 по 1986 гг. находился на дипломатической работе в посольстве СССР в Чехословакии.

С 1987 по 1993 г. – секретарь посольства СССР, а затем России в ЧСФР.

С 1993 по 1997 г. – работал в министерстве иностранных дел РФ.

С 1997 по 1998 г. – помощник президента России.

С 1998 по 2004 г. – заместитель руководителя администрации президента РФ.

С 2004 по май 2012 г. – помощник президента страны.

С 2012 г. первый заместитель руководителя аппарата правительства РФ.

В аппарат правительства С.Приходько перевели вскоре после инаугурации В.Путина. Он проработал в Кремле около 15 лет,

где курировал внешнеполитическую тематику, в разное время занимая посты заместителя главы администрации и помощника президента.

На посту первого замруководителя аппарата кабмина он отвечал за реализацию внешней политики, обеспечение внешнеэкономической деятельности, внешней торговли и таможенно-тарифного регулирования. Координаровал международные контакты Д.Медведева, его замов и руководства аппарата.

Кандидатура на этот пост была очень важной, занявший эту должность должен был быть человеком либо от Кремля либо от правительства. Политологи отмечают, что С.Приходько оказался компромиссной кандидатурой, а его шансы стать полноправным главой аппарата велики.

Он имеет репутацию хорошего чиновника и не ассоциируется с какой-то кремлевской группой интересов. С.Приходько называют классическим чиновником, способным к рутинной работе, которая характерна для занимаемой им новой должности.

Назначение С.Приходько означает, что кадровая обойма узкая, - считает председатель

правления Центра политтехнологий Б.Макаренко. Он отметил, что должность, которую получил С.Приходько, специфическая и на ней должен быть человек с огромным опытом и особым чутьем. «Выходит, что когда принималось решение о его назначении, оказалось не так важно, что он блестящий специалист по внешней политике, а то, что он работал при трех президентах».

По некоторым данным, С.Приходько лоббировал в администрации интересы нескольких российских нефтяных компаний, в частности «Лукойла» и ЮКОСа. СМИ называли С.Приходько одним из наиболее влиятельных чиновников в администрации президента: именно он, якобы, принимал наиболее важные решения при контактах с иностранным правительствами и фактически управлял действиями российского МИДа, формируя всю российскую внешнюю политику. Кроме того, по мнению отдельных аналитиков, в сфере его компетенции были вопросы о поставках за рубеж российского оружия.

С.Приходько опытный аппаратный игрок и, как руководитель аппарата, он вполне на своем месте, отмечают эксперты, вопрос в том, потянет ли он функционал, которым был наделен В.Сурков.

Mohou ka dufrifie

Rohou nagnazimu

Moryandomefrikamulikanilikaik

Othan pairka akyu'u

Mohousha khom

Mohousha

Первая в России удаленная дизель-солнечная электростанция построена в поселке Яйлю Алтайского края. Мощность электростанции, торжественная церемония ввода

составляет 100 кВт.

Проект реализовали РОТЕК (генеральный подрядчик по проектированию и строительству электростанции), Хевел (производитель тонкопленочных преобразователей солнечной энергии) и Физико-технический институт им. А.Ф. Иоффе РАН.

которой состоялась 7 июня 2013 г.,

Раньше жители поселка Яйлю получали электричество по графику по несколько часов в сутки, теперь подача электричества будет круглосуточной. Время работы дизеля сократилось более чем на половину, что позволяет говорить об экономии топлива до 60%.

Оборудование солнечной установки имеет высокую надежность и длительный срок службы, превышающий срок службы обычных дизель-генераторов.

В ФТИ им. Иоффе изготовили две смешанных дизель-солнечных в

Санкт-Петербурге и в Яйлю и одну солнечную в Чебоксарах. Все три установки были произведены из российских комплектующих.

Проект был реализован в рамках федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 г».

Солнечные батареи для станции, вероятно, закупались в Китае, ведь пока России трудно конкурировать в области производства солнечных батарей с недорогими китайскими аналогами. В начале июня 2013 г. европейский комиссар по торговле Карел де Гюхт заявил, что некоторые китайские компании пользуются незаконными госсубсидиями и поэтому могут значительно снижать цену, в результате европейским производителям трудно конкурировать на этом рынке. Речь как раз шла о солнечных батареях.

В настоящее время 70% территории Российской Федерации лежит вне зоны централизованного энергоснабжения.

Преимущественным источником электроэнергии в населенных пунктах в этих районах являются дизель-генераторные установки. Но их эффективность зависит от безаварийной эксплуатации оборудования и бесперебойного снабжения топливом, что обеспечить на практике на 100% в отдаленных поселках представляется затруднительным. Проблема может быть решена путем строительства дизельсолнечных электростанций, и опыт Яйлю показывает, что такое решение является правильным. Однако следует напомнить, что для получения столь экологичной энергии, которая пока не дешева, требуется иметь немало аккумуляторных батарей, не являющихся пока совершенными с экологической точки зрения. •



# РЕСУРСЫ

## ШЕЛЬФ САХАЛИНА

# Ресурсная база и перспективы освоения газоконденсатных месторождений Киринского блока

### Борис Никитин,

Заведующий каф. Освоения морских нефтегазовых месторождений, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, Действительный член РАЕН, д.т.н.

### Александр Дзюбло,

профессор каф. Освоения морских нефтегазовых месторождений, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, д.г-м.н.

### Анна Сторожева,

аспирант каф. Освоения морских нефтегазовых месторождений, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

#### Кирилл Халимов,

начальник Управления геологии и разработки месторождений, ООО «Газпром добыча шельф», к.г-м.н.

Шельф Северо-Восточного Сахалина достаточно хорошо изучен региональными, поисковыми и детальными геофизическими работами. Систематические геологогеофизические исследования в регионе были начаты в 1957—1958 гг. Среди них преобладали сейсмические работы 2D, по результатам которых были открыты крупные нефтегазоконденсатные месторождения — Чайво, Лунское, Пильтун-Астохское, Одопту.

Киринский блок расположен в южной части Северо-Сахалинского прогиба. Современная структура прогиба была сформирована в результате нескольких этапов тектогенеза. Для двух из них - камчатского (поздний мел – палеоген) и сахалинского (плиоцен- четвертичное время) – были характерны высокоамплитудные вертикальные подвижки. Два других – курильский (ранний миоцен) и алеутский (средний миоцен), как считают, были проявлены гораздо слабее. Тектонические структуры прогиба представляют собой довольно

простые антиклинальные и синклинальные формы, повидимому, унаследовано повторяющие поднятия и опускания фундамента.

- На шельфе, где был выделен Киринский блок (рис. 1), по данным сейсморазведки выявлены крупные структуры – Киринская, Южно – Киринская, Мынгинская. В 1992 г. на Киринской структуре в результате бурения скв. 1 было открыто газоконденсатное месторождение в породах дагинского горизонта миоцена. В 2009 и 2010 гг. ООО «Газфлот» здесь были пробурены разведочные скв. 2 и 3, подтвердившие высокие перспективы дагинских образований. В 2010-2011 гг. ООО «Газфлот» были пробурены две скважины на Южно - Киринской структуре. Обе скважины установили промышленную газоконденсатную залежь в породах того же дагинского горизонта. В 2011 г. на Мынгинской структуре была пробурена скв. 1 – первооткрывательница газоконденсатного месторождения также в дагинском горизонте.

РИС. 1. Схема расположения Киринского блока и открытых месторождений углеводородов

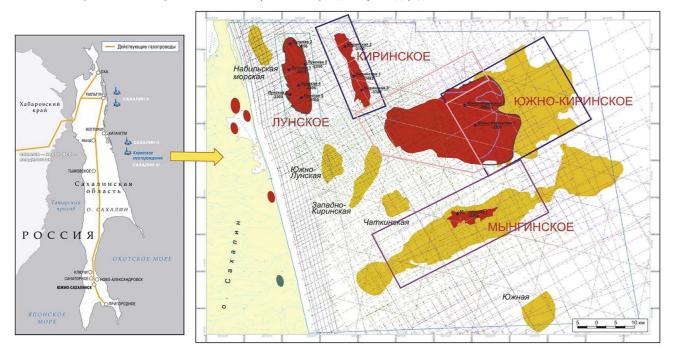


ТАБЛИЦА 1. Ресурсная база Киринского блока

			Запасы и ресурс	ы газа, млрд. м <sup>3</sup>	
Блок	Месторождение (структура)		Запасы		Ресурсы
	(23472342)	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	ABC <sub>1</sub> + C <sub>2</sub>	С <sub>3</sub> + Д <sub>2</sub>
	в целом по блоку:	329,3	417,8	747,1	_
Vunusuu 650v	Киринское	162,5	_	162,5	_
Киринский блок	Южно-Киринское	160,9	403,1	564,0	_
	Мынгинское	5,9	14,7	20,6	_

В результате, в Киринском блоке пробурены шесть глубоких разведочных скважин и открыто три газоконденсатных месторождения в породах дагинского горизонта. Запасы УВ сырья Киринского ГКМ составляют около 180 млн. т. у. т. Ресурсная база Киринского блока по категории  $C_1 + C_2$  составляет по газу порядка 750 млрд.м $^3$  (табл. 1).

- Залежи УВ на шельфе Северо-Восточного Сахалина найдены в диапазоне от олигоцена до плиоцена, но большинство из них приурочены к породам дагинского горизонта. Коллекторы представлены песчано-алевритовыми пластами, сформировавшимися преимущественно в условиях дельты, авандельты, верхней сублиторали. Коллекторы

имеют пористость 17–25%, проницаемость до 1 Да и более. В пределах блока на Киринском ГКМ открыто четыре продуктивных пласта в дагинских образованиях, на Южно- Киринском ГКМ – 2 пласта, и на Мынгинском – 1 пласт (табл.2). Западнее Киринского блока на Лунском месторождении в среднем- нижнем миоцене мощностью 1180 м выделено 19 песчано и песчано- алевритовых пластов мощностью до 100 м. Там открыто 11 залежей УВ.

Отличительной особенностью нефтей и конденсатов шельфа северо-восточного Сахалина является низкое содержание серы, а в газах отсутствие сероводорода, что связано с приуроченностью залежей углеводородов к терригенным отложениям.

Газы метановые, бессернистые, полужирные. Состав их для верхних пластов дагинской свиты Лунского и Киринского месторождений примерно одинаков, отмечается закономерное их утяжеление вниз по разрезу.

Состав газа Киринского месторождения по площади и разрезу сравнительно постоянен. Содержание метана в нем 89,9-91,98%, этана – 4,1-5,26%, пропана – 1,29-1,88%, бутана – 0,34-0,61%, пентана – 0,05-0,27%, азота – 0,13-1,83%, углекислого газа – 0,38-1,39%. Удельный вес газа 0,7936-0,8240 кг/м³. Содержание гелия не превышает тысячной доли процента, азота и углекислого газа в сумме не более 5%.

ТАБЛИЦА 2. Сравнительная характеристика продуктивных пластов ГКМ Киринского блока (по ГИС)

Месторожде	ние	K	иринское ГКМ,	скважины 1,2,	.3		інское ГКМ, іны 1,2	Мынгинское ГКМ, скважина 1
Параметры і	тластов	Пласт 1	Пласт 2	Пласт 3	Пласт 4	Пласт 1	Пласт 2	Пласт 1
Интервал вскрытия	кровля	2763,2— 2882,2 -2737,2—	2819,6— 2914,2 -2793,6—	2872,0— 2958,9 -2846,0—	2968,1— 3024,3 -2944,6—	2678,6- 2702,3 -2656,6-	2749,2- 2788,8 -2727,2-	<u>2488,2</u> -2465,8
		2856,2	2888,2	2932,9	2998,3	2676,3	2762,8	<u>2577,1</u> -2554,7
		2815,1 – 2902,9 -2789,1 – 2876,9	2867,0 – 2951,5 -2841,0 – 2925,5	2943.6 – 3019.7 -2917,6 – 2993,7	3009,1- 3066,4 -2983,1- 3040,4	2727,6- 2778,9 -2705,6- 2756,9	2796,2 – 2840,7 -2774,2 – 2814,7	
Общая толщ	ина, м	20,7-51,9	37,3-47,4	58,6-71,6	35,8-51,5	49,0-76,6	47,0-51,9	88,9
Эффективна газонасыще	ая нная толщина, м	14,6-41,8	22,7-38,3	18,1-44,7	17,5-22,7	25,0-49,2	21,4-23,0	33,1
Кпор., доли	ед.	0,21-0,25	0,21-0,25	0,19-0,21	0,17-0,21	0,23-0,24	0,21-0,24	0,24
Кгазон., дол	и ед.	0,73-0,75	0,70-0,81	0,62-0,81	0,61-0,64	0,51-0,52	0,52-0,64	0,68
Забои скваж	ин, м		3482-3700/-	3458,5-3674		2900,4-3200/-	2874,4-3177,6	3200/-3177,6

РЕСУРСЫ

Конденсаты малосмолистые (до 0,18%), малопарафинистые (0,06-0,66%). Конденсаты имеют плотность от 0,741 до 0,805 г/см<sup>3</sup>, возрастающую вниз по разрезу. По преобладанию в групповом составе метановых УВ, они относятся к метаново-нафтеновому типу и содержат более 50% метановых УВ. Температура кипения возрастает в пределах от 32° до 55°C. В конденсатах отмечено абсолютное преобладание бензиновых фракций, что характерно для неглубоких залежей. С ростом глубины и, соответственно, давления и температуры возрастает доля керосино-масляных фракций.

Результаты исследований позволяют рекомендовать два варианта переработки конденсатов Киринского месторождения:

- топливный вариант использование бензиновых, керосиновых и дизельных фракций конденсатов из всех изученных скважин в качестве основы в процессах получения топлив различных марок;
- нефтехимический вариант

   производство ценного

   ароматического сырья для
   нефтехимии бензола, толуола,
   ксилолов, поскольку содержание
   их в конденсатах высокое.

Проектные решения по разработке и обустройству месторождений Киринского блока лицензионного участка «Сахалин-3» обусловлены тремя основными факторами: наличием сезонного ледового режима, глубиной воды и расстоянием до объектов береговой инфраструктуры.

Учитывая относительно небольшое количество скважин и близость береговых сооружений, разработка и обустройство Киринского ГКМ предусматривается с использованием подводных технологий добычи, что позволяет сократить сроки ввода месторождения, и обеспечить транспортировку углеводородов до береговых сооружений в многофазном состоянии.

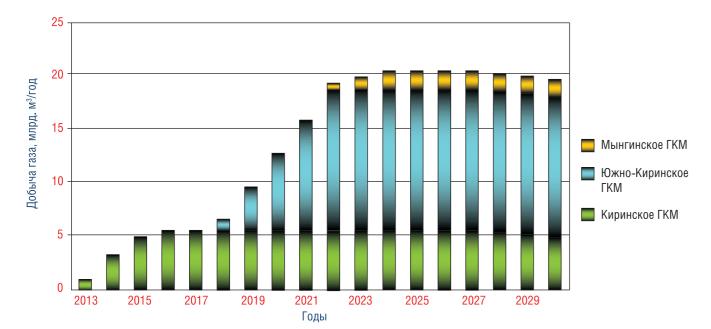
Промысел создается скважинами с подводным заканчиванием, которые соединяются промысловыми трубопроводами со сборным манифольдом, откуда сборный подводный трубопровод обеспечивает доставку продукции скважин на береговую УКПГ. Проект подводного промысла должен удовлетворять следующим условиям:

- длительная эксплуатация при минимальном техническом обслуживании;
- постоянный мониторинг состояния и управление с берегового диспетчерского пункта;
- дублирование особо критических систем и узлов;
- автоматическое выполнение операций аварийного останова по сигналам, выдаваемого системой самотестирования;

- наличие возможности раннего диагностирования событий, ведущих к необходимости технического обслуживания;
- наличие возможности модульной замены агрегатов и узлов с помощью дистанционно управляемых подводных аппаратов в ледовый период;
- наличие возможности запуска и приема диагностических устройств в трубопровод в районе его выхода на берег;
- наличие возможности проведения в безледный период внутрискважинных работ с плавучих средств с доступом к устью скважины через блок фонтанной арматуры без его демонтажа;
- наличие возможности встраивания в добычной комплекс нового оборудования на последующих стадиях эксплуатации и его подключения к системе управления;
- наличие возможности подключения второго дублирующего пункта управления с последующей передачей ему диспетчерских функций;
- наличие возможности наращивания производительности за счет подсоединения дополнительных скважин или соединения с соседними месторождениями.

В настоящее время мировой уровень подводных технологий

РИС. 2. Прогноз уровней добычи газа по Киринскому блоку



способен удовлетворить большинство приведенных условий, поэтому впервые в российской практике добыча продукции на месторождении будет осуществляться с подводного газового промысла. Свои решения в области подводных технологий предлагают различные компании Aker Kvaerner, FMC Technologies, FMC & Siemens Technology, Framo Engineering. В процессе развития подводных технологий были опробованы различные технические предложения. В конечном счете, разработчики подводных добычных комплексов (ПДК) пришли к нескольким базовым техническим и схемным решениям, у каждого из которых есть свои преимущества и недостатки, поэтому выбор того или иного варианта осуществляется в зависимости от конкретных

условий.

Современные подводные добычные комплексы включают в себя полный набор оборудования для добычи. Компактность и модульный принцип построения конструкций оборудования позволяет осуществить транспортировку на месторождение, установку и соединения элементов ПДК в относительно небольшой период времени, ограниченный погодными условиями или ледовой обстановкой. Для выпускаемых подводных добычных комплексов различной конфигурации разработана полная номенклатура технических средств и инструментов для монтажа, демонтажа и обслуживания оборудования под водой, как с помощью водолазов, так и посредством дистанционно управляемых подводных аппаратов.

Первоочередной объект для ввода в разработку – Киринское ГКМ подготовлено к эксплуатации. Разработку Южно-Киринского ГКМ и Мынгинского ГКМ наиболее рационально вести комплексно, ввиду особенностей геологического строения залежей, величины запасов по объектам. Прогнозные уровни добычи газа, обоснованные расчетами по гидродинамическим моделям, месторождений Киринского блока приведены на рисунке 2.

Разработка Киринского газоконденсатного месторождения будет осуществляться по следующему сценарию:

• проектный уровень добычи газа – 5,5 млрд.м³/год;

РИС. 3. ППБУ «Полярная звезда»



- фонд эксплуатационных скважин 7 ед., бурение которых будет осуществляться ППБУ «Полярная звезда» (рис. 3);
- планируемый средний дебит скважины – 2,2 млн.м³/сут;
- продолжительность периода постоянной добычи – 12 лет;
- отбор газа за период постоянной добычи – 77 млрд. м³.

Схемой обустройства Киринского ГКМ (рис. 4) предусмотрено строительство:

- подводного добычного комплекса, состоящего из манифольда, трубопроводов и шлангокабелей, проложенных по дну моря, внутрипромысловых трубопроводов и коммуникаций системы сбора газа с узлами подключения скважин, береговой площадки управления ПДК (рис. 5);
- берегового технологического комплекса (БТК), состоящего их площадок УКПГ, Промбазы, вахтового жилого комплекса (ВЖК), электростанции собственных нужд (ЭСН), водозабора, очистки и утилизации промстоков;
- газосборного коллектора от манифольда до УКПГ (44 км) и магистрального газопровода (2,1 км);
- внитрипромыслового конденсатопровода от УКПГ до действующего нефтепровода компании СЭИК (Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд) (9 км).

При строительстве подводного добычного комплекса завершены работы:

- укладка внутрипромысловых трубопроводов и шлангокабелей системы сбора газа от скважин до манифольда (14 км);
- укладка газосборного коллектора, трубопровода моноэтиленгликоля (МЭГ) и основного шлангокабеля от манифольда до берега (29 км).

Ведутся прочностные испытания трубопроводов, а также подключение трубопроводов и шлангокабелей к подводному оборудованию через специальные вставки.

Добытый и подготовленный к транспортировке газ будет подаваться в магистральный газопровод до «ГКС Сахалин». Длина газопровода — 150 км, диаметр — 1000 мм, давление — 10 МПа.

### Используемые технологии при реализации проекта

Впервые в России добыча углеводородного сырья будет осуществляться с помощью подводно-добычного комплекса.

Технологии, применяемые при обустройстве месторождений, позволяют осуществлять промышленно-хозяйственную деятельность с минимальным негативным воздействием на экологическую систему региона.



РИС. 4. Схема обустройства Киринского ГКМ



Привлечение к проекту ведущих отечественных и мировых компаний поставщиков оборудования и услуг.

Регулярный экологический мониторинг окружающей природной среды и состояния недр.

Использование норм и правил в области охраны труда, промышленной и экологической безопасности (стандарты ISO 14001, OHSAS 18001), в том числе применяемых ОАО «Газпром».

Подводя итоги отметим:

Первое. В Киринском блоке выполнены сейсморазведочные

работы 2D и 3D, по результатам которых пробурено шесть глубоких поисково-разведочных скважин и открыто одно уникальное и два крупных газоконденсатных месторождения. Геологические запасы газа и конденсата месторождений по категории C1 составляют порядка 330 млрд. м³, по категории C2 417 млн. м³.

Второе. Киринское месторождение подготовлено к разработке. Впервые в России добыча углеводородного сырья будет осуществляться с помощью подводно-добычного комплекса.

Третье. Южно-Киринское и Мынгинское месторождения находятся на стадии разведки, на структурах следует пробурить еще несколько разведочных скважин. Созданы геологические и гидродинамические модели месторождений, на основе которых подготовлен прогноз добычи УВ сырья Киринского блока в целом.

Четвертое. Ввод в разработку месторождений Киринского блока:

- внесет существенный вклад в реализацию «Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения»;
- газ проекта «Сахалин-3» является основной ресурсной базой для газотранспортной системы «Сахалин–Хабаровск–Владивосток»;
- стимулирует развитие местных предприятий за счет новых заказов для них, создание новых рабочих мест, привлечение и обучение молодых специалистов.

Пятое. Дальнейшие перспективы прироста запасов на Киринском блоке связаны с проведением сейсморазведки 3D на недоизученной площади вдоль береговой линии и обоснованием перспективных объектов в мезозойском фундаменте.







# **Global Experience – Local Presence**

Our advanced coatings provide protection for Oil & Gas Industry projects worldwide



OOO «Йотун Пэйнтс» г. Санкт-Петербург, ул. Варшавская д.23, корп.2, оф.53 тел.:(812)640-00-80, факс:(812)640-00-81 russia.reception@jotun.com



jotun.ru

# ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РОССИЙСКОГО КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА:

### проблемы прогноза и оценки

Борис Сенин, одо «союзморгео»

Александр Афанасенков, ФГУП «ВНИГНИ»

Михаил Леончик, оао «союзморгео»

**Ирина Пешкова**, фгуп «внигни»

В морских акваториях РФ выделяется 19 морских нефтегазоносных или потенциально нефтегазоносных провинций (рис.1), которые по своему геоморфологическому положению подразделяются на три группы – транзитные, шельфовые и глубоководные.

Транзитные провинции, расположенные одновременно на суше и прилегающей акватории, как правило, хорошо или удовлетворительно изучены геологоразведкой и относятся

к категории нефтегазоносных. Их перспективность доказана открытием месторождений нефти и газа, а в таких провинциях как Прикаспийская, Северо-Кавказско-Мангышлакская, Тимано-Печорская и Балтийско-Приднестровская ведётся добыча углеводородного сырья.

**Шельфовые** провинции, расположенные непосредственно в пределах акваторий, включают области как с доказанной, так и с прогнозируемой нефтегазоностью. Месторождения



1 — нефтегазоносные провинции; 2 — потенциально нефтегазоносные области и районы в составе нефтегазоносных провинций; 3 — потенциально нефтегазоносные провинции и самостоятельные области; 4 — перспективные земли вне провинций; 5 — неперспективные земли в пределах провинций; 6 — неперспективные земли вне провинций; 7 — контуры: а)провинций, 6) неперспективных земель в провинциях; 8 — месторождения: а)нефти, б)газа и конденсата, в)смешанного состава; 9 — проявления: а)нефти, б)газа; 10 — Евразийская котловина Северного Ледовитого Океана; 11 — индексы провинций (1 — Прикаспийская; 2 — Северо-Кавказско-Мангышлакская; 3 — Черноморская; 4 — Балтийско-Приднестровская; 5 — Западно-Баренцевская: 6 — Восточно—Баренцевская;

7 — Тимано-Печорская; 8 — Западно-Сибирская; 9—Северно-Карская; 10 — Енисейско-Анабарская\*; 11 — Лаптевская/Лаптевоморская; 12 — Новосибирско-Чукотская /Новосибирская/ Восточно-Сибирская; 13 — Восточно-Арктическая/Чукотско-Бофортская/ Чукотская; 14 — Нансена; 15 — Амундсена; 16 — Вилькицкого-Подводников; 17 — Беринговоморская/ Притихоокеанская; 18 — Охотская/Охотоморская; 19 — Япономорская; 20 —Южно-Каспийская; 21 — Днепровско-Припятская; 22 — Волго-Уральская; 23 — Лено-Тунгусская; 24 — Лено-Вилюйская; 25 — Центрально-Европейская; 26 — Предкарпатско-Балканская; 27 — Арало-Устюртская).

 По новым данным может быть исключена из номенклатуры и разделена между Западно-Сибирской и Лено-Тунгусской НГП.

	AB .		×		Результаты по	оисково-оце	ночного бурения	
	HHPIX /mek	eŭ, Ay	HH		В тог	м числе		_
Регион, море	Количество выявленных потенциальных ловушек УВ	Количество площадей, подготовленных к поисково-оценочному бурению	Количество разведанных площадей	Количе	ство месторож	дений	Количество площадей, не давших положительного результата по	Показатель успешности бурения
	<u> </u>	Ko. Top Top Oyr	- Ko	морские	транзитные	всего	данным ГРР	-
Балтийское	46	7	6	2	-	2	4	0,33
Южные моря								
Каспийское	76	26	16	9	1	10	6	0,63
Азовское	101	23	12	2	2	4	8	0,33
Черное	117	18	1	-	-	-	1	-
Весь регион	294	67	29	11	3	14	15	0,48
Моря Западной Арктики	1							
Баренцево и Печорское	338	35	23	11	1	12	11	0,52
Карское	165	15	15	6	9	15	-	1,00
Весь регион	503	51	38	17	10	27	11	0,71
Моря Восточной Арктик	И							
Лаптевых	40	-	-	-	-	-	-	-
Восточно-Сибирское	10	-	-	-	-	-	-	-
Чукотское	23	-	-	-	-	-	-	-
Весь регион	73	-	-	-	-	-	-	-
Дальневосточные моря								
Берингово	31	2	1	-	-	-	1	-
Охотское	309	53	32	14	-	14	18	0,44
Японское	37	11	11	1	-	1	10	0,09
Весь регион	377	66	44	15	-	15	29	0,34
Весь шельф России	1293	191	117	45	13	58	59	0,50

ТАБЛИЦА 1. Основные результаты морских нефтегазопоисковых работ (по состоянию на 01.01.2011)

углеводородов (УВ) разного масштаба открыты в пределах таких шельфовых провинций, как Западно-Баренцевская, Восточно-Баренцевская, Охотоморская, Япономорская. Остальные шельфовые провинции (Северо-Карская, Новосибирско-Чукотская, Чукотско-Бофортская, Беринговоморская) характеризуются пока лишь прогнозируемой, то есть – гипотетической – нефтегазоносностью, поскольку, за исключением южных и центральных районов Баренцева моря и прибрежных зон Дальневосточных морей, остаются ещё не достаточно изученными сейсморазведкой и бурением.

Глубоководные провинции изучены геолого-геофизическими

исследованиями весьма слабо, их нефтегазоносность определяется исключительно общими геологическими признаками. В их состав включены восточные области Черноморской провинции, имеющие в своем составе шельфовые районы и участки приморских территорий, и потенциально нефтегазоносные арктические провинции: Нансена, примыкающая с севера к Западно-Арктическому шельфовому региону; Амундсена, примыкающая к подводному поднятию Ломоносова в Северном Ледовитом океане. и Вилькицкого-Подводников, примыкающая к шельфовому региону Восточно-Сибирского моря

Основные результаты геологоразведочных работ (ГРР),

выполненные на российских шельфах за весь период их изучения, характеризуются относительно высокой успешностью поискового бурения (табл. 1).

Средний показатель (коэффициент) успешности бурения по всему шельфу России составляет 0.5. Однако при этом наблюдается высокий разброс данного коэффициента от 0,09 в Японском море до 1,0 в Карском море.

Значительный разброс наблюдается и по средней величине открываемых месторождений. Мелкие месторождения (запасы менее 10 млн.т УТ) характерны для акваторий Азовского, Японского и Балтийского морей, средние и крупные (более 10 млн.т УТ) —

 $18 \sim \text{Neftegaz.RU}$  [6] Neftegaz.RU  $\sim 19$ 

АКТУАЛЬНО

для акваторий Каспийского и Охотского морей, а уникальные с суммарными запасами более 300-400 млн.т УТ для Баренцевого, Карского и, отчасти — Охотского морей.

Причина такого разброса наряду с объективными геологическими обстоятельствами (особенностями геологического строения акваторий) кроется, по-видимому, в качестве нефтегазогеологической модели, описывающей объёмные характеристики изучаемого бассейна и состояние его нефтегазовых (углеводородных) систем, которые напрямую зависят от состояния геологогеофизической изученности бассейнов, методики и технологии получения геологогеофизических данных. Анализ материалов показывает, что до сих пор большинство моделей базируется на результатах работ 70-80 гг. прошлого столетия. Соответственно, стратегия и тактика поисков УВ, прежде всего выбор первоочередных направлений ГРР и лицензионной деятельности Государства, планируется на моделях, требующих усовершенствования на основе современных геологогеофизических данных.

Достаточно полная характеристика текущего состояния геолого-геофизической изученности морских провинций и сформированного к сегодняшнему дню на акваториях углеводородного потенциала отражена в ряде недавних публикаций.

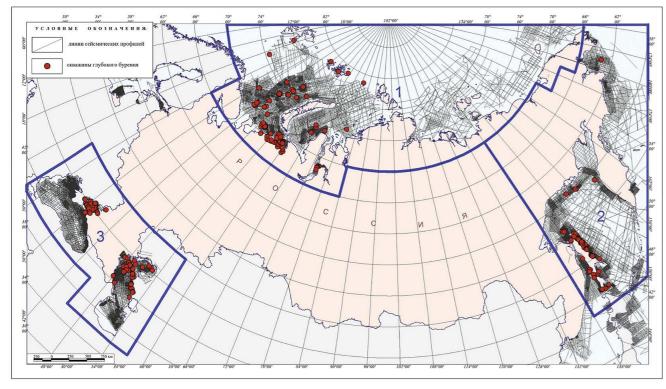
В период 2000-2010 гг. произошли заметные положительные сдвиги в изучении нефтегазоносности акваторий. Выполнен значительный объём новых сейсмических исследований на нефть и газ, составляющий более 380 тыс. км, что позволило выявить дополнительно более 630 потенциальных ловушек УВ. С целью поисков, оценки и разведки морских и транзитных месторождений нефти и газа недропользователями пробурено 88 новых скважин, в результате чего общее число скважин на шельфе превысило 250. В этот период было разбурено 35 перспективных площадей, что привело к открытию 26 новых месторождений.

Повышение степени геологогеофизической изученности позволило обеспечить ощутимый прирост суммарных запасов сырья на континентальном шельфе, который превысил 4 млрд. т УТ. При этом существенный прирост углеводородных запасов получен в Баренцевом море (Штокмановское месторождение) и на ряде площадей Печорской акватории, а также на новых и ранее выявленных площадях в губах и заливах Карского моря.

Рост объёмов сейсмических исследований получен за счёт их проведения в новых и слабо изученных районах акваторий. С постановкой редкой сети региональных сейсмических наблюдений в высокоширотном районе Баренцево-Карского региона началась закрытие существовавшего здесь длительное время «белого пятна», как в общегеологическом, так и в нефтегеологическом отношении (рис. 2).

Площадные нефтегазопоисковые работы регионального этапа в рамках федеральных заказов начаты в центральном районе моря Лаптевых, где впервые выявлено большое количество потенциальных ловушек УВ, в Восточно-Сибирском море, до этого пересечённом только отдельными рекогносцировочными сейсмическими профилями. В Чукотском море аналогичные





1 – арктические моря; 2 – дальневосточные моря; 3 – южные моря

работы выполнялись в рамках так называемых спекулятивных съёмок.

В дальневосточных морях, наряду с выполнением определённого объёма новых сейсмических исследований, пробурены новые скважины (Берингово и Охотское моря), которые дали большой объём информации о нефтегазогеологических свойствах разреза, а в ряде случаев привели к открытию новых скоплений углеводородов.

В Каспийском море нефтегазопоисковыми работами закрыто «белое пятно» в районе Мангышлакского порога, где выявлен ряд новых нефтегазоносных районов, включающих крупные месторождения нефти и газа, а также изучен северо-восточный мелководный район Азовского моря, ранее не привлекавший внимания недропользователей.

Важным событием последнего времени в области морской геологоразведки стал выход российских недропользователей с нефтегазопоисковыми работами в глубоководную область Черного моря (Туапсинский прогиб, вал Шатского), где на глубинах воды 1000-2000 м выявлено около 100 нефтегазоперспективных объектов; 8 из них подготовлены к поисковому бурению, а специальными геохимическими исследованиями установлено наличие в разрезе миграционных углеводородов нефтяного ряда.

Таким образом, анализ результатов выполненных в последние годы геолого-геофизических исследований показал, что они позволяют значительно уточнить и детализировать разработанные и принятые ранее нефтегазогеологические модели практически на всех акваториях Российской Федерации.

Необходимость и возможность уточнения нефтегазогеологических моделей акваторий вытекает также из анализа результатов бурения. Последние, наряду с открытием новых месторождений, обозначили проблемы в отношении нефтегазоперспективности районов, которые до сих пор характеризовались высокими перспективами (например, осадочные бассейны севера Охотского моря, ЗападноКамчатского шельфа, некоторые зоны нефтегазонакопления Сахалинского шельфа, Каспийского моря).

Значимые открытия последнего времени делаются, прежде всего, на ограниченных по площади участках, связанных с ранее хорошо изученными и разведанными зонами нефтегазонакопления (например, губы и заливы Карского моря, некоторые зоны Восточно-Сахалинского шельфа). В то же время на них получены и отрицательные результаты бурения, которые приводят к переоценке недропользователями перспектив лицензионных участков и вынужденной корректировке своих планов по ГРР, вплоть до отказа от дальнейшей разведки и возврата лицензионных площадей владельцу недр (например – на отдельных участках Северо-Сахалинского шельфа).

Отрицательные результаты бурения в значительной степени обусловлены недостаточной изученностью нефтегазовых (углеводородных) систем, которые являются составной частью геологического пространства перспективной области и соответствующей нефтегазогеологической модели. Этот недостаток является причиной ошибок в прогнозировании и, как следствие, - неподтверждения оценок прогнозных ресурсов. Примером, могут служить имеющие серийный характер отрицательные результаты бурения в некоторых локальных бассейнах Прикамчатского, Примагаданского и Присахалинского шельфов Охотского моря. В данных конкретных обстоятельствах основная причина отрицательных результатов – это отсутствие значимого элемента углеводородной системы – качественного коллектора в нефтегазоносных комплексах неогена, которые определяют промышленную нефтегазоносность Присахалинского шельфа. Иными словами в указанных бассейнах отсутствует одно из ключевых условий (при наличии других необходимых условий), определяющих перспективы их нефтегазоносности. Анализ публикаций,

анализ пуоликации, суммирующих теорию и практику прогнозирования, оценки перспектив нефтегазоносности и выбора наиболее эффективных направлений поиска и разведки углеводородных скоплений показывает, что для принятия решения о перспективности того или иного района геологоразведчик должен оценить вероятность реализации следующих шести главных функционально связанных условий, которые объединяются понятием нефтегазовой, или углеводородной системы и определяют возможность формирования и сохранения залежей:

- наличие нефтегазоматеринских пород необходимого объёма, качества и состояния, способных генерировать УВ к перспективной площади;
- наличие условий для миграции УВ от области развития нефтематеринских пород к району развития потенциальных ловушек;
- наличие коллекторских пород, обладающих необходимыми фильтрационно-емкостными свойствами (мощность, пористость, проницаемость);
- наличие замкнутой ловушки, в которой присутствует коллектор;
- наличие надежной покрышки, обеспечивающей сохранность залежи:
- оптимальное соотношение времён генерации, миграции УВ и образования ловушек.

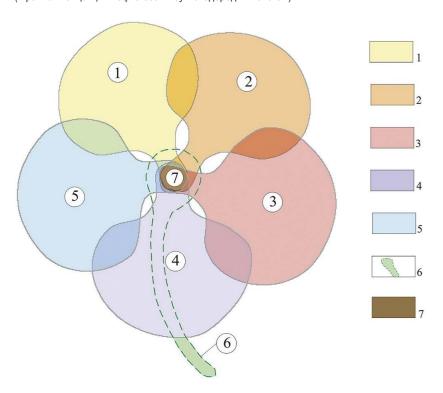
При этом, каждое из этих условий должно рассматриваться как критическое (рис. 3). Это означает, что некачественная оценка каждого из них существенно снижает вероятность успеха и, соответственно, эффективность ГРР, а геологически доказанное отсутствие (невыполнение) любого из этих условий делает перспективность изучаемого района весьма сомнительной или маловероятной.

Это важное заключение следует принимать во внимание при оценке перспектив нефтегазоносности территории, начиная с установления границ нефтегазогеологических таксонов при районировании.

В связи с этим определение самого понятия нефтегазоносной провинции, на наш взгляд, должно

АКТУАЛЬНО

РИСУНОК 3. Критические условия образования УВ месторождений (в рамках концепции нефтегазовых/углеводородных систем)



1 – наличие нефтегазоматеринских пород; 2 – реализация процессов генерации, миграции, аккумуляции УВ; 3 – наличие коллекторов; 4 – наличие ловушек; 5 – наличие покрышек;
 6 – оптимальное соотношение времён генерации, миграции УВ и образования ловушек;
 7 – область образования УВ скоплений.

быть дополнено важным условием, или принципом — единства и неразрывности связей между элементами углеводородной системы (или — принципом целостности углеводородной системы).

Игнорирование этого принципа может привести к тому, что элементы одной и той же углеводородной системы могут быть искусственно отнесены к разным элементам нефтегазогеологического районирования. Наиболее характерным случаем при районировании является разрыв связей между областью генерации и миграции УВ с одной стороны и областью аккумуляции УВ – с другой – в зонах сопряжения отрицательных и положительных тектонических элементов регионального масштаба.

Несоблюдение этого условия в конечном итоге способно привести к ошибочным заключениям об углеводородном потенциале региона, его количестве и флюидном составе, что сказывается на достоверности оценки начальных

суммарных ресурсов (НСР) УВ тех или иных нефтегазоносных элементов и требует их периодического мониторинга.

Примером такой ситуации может служить, на наш взгляд, установление принадлежности нефтей из месторождений в триасовом разрезе о-ва Колгуев в Баренцевом море (Песчаноозёрское и Таркское), которые, исходя только из структурно-тектонической ситуации, относятся к Тимано-Печорской НГП.

Анализ геохимических характеристик этих нефтей и органического вещества, изученных исследователями ВНИГРИ и ИГиРГИ, и палеогеографических обстановок осадконакопления указывает на возможную связь колгуевских месторождений с источниками УВ, расположенными не на Печорском шельфе, а в Южно-Баренцевской впадине, в которой время от времени возникали условия, благоприятные для формирования нефтегазоматеринских толщ. Миграция УВ могла приходить по восстанию многочисленных

песчаных горизонтов палеодельт, образованных древними речными системами, широко развитыми в триасе в южной части Баренцева моря – в зоне сочленения Южно-Баренцевской впадины и Тимано-Печорской плиты.

Понятно, что по мере уточнения нефтегазогеологической модели и, соответственно, характеристик нефтегазовых систем морских акваторий, возникает необходимость коррекции оценок НСР УВ.

Дополнительный повод к такой коррекции даёт сопоставление итогов официальных количественных оценок, выполненных в период с 1993 по 2011 г. (табл. 2).

Из представленной таблицы следует, что оценки НСР практически всех восточноарктических и дальневосточных морей, да и ряда других акваторий если и претерпели некоторые изменения с 1993 г, то в основном -«косметического» характера. Это означает, что сегодняшние оценки НСР этих акваторий базируются на структурных и нефтегеологических моделях, разработанных в середине-конце 80-х годов прошлого столетия. Как отмечалось выше, сегодня уже накоплен значительный объём новой геологической информации, которая указывает на необходимость синтеза этой информации и пересмотра устаревших моделей структуры и нефтегазоносности многих акваторий или их районов.

Существует ещё одна проблема с определением объёмов НСР. Она состоит в несоответствии официальных оценок с результатами оценки прогнозных локализованных и перспективных ресурсов, которые выполняются недропользователями по своим лицензионным участкам и которые в ряде случаев существенно выходят за пределы принятых на сегодня величин НСР.

Так, например, недропользователи, работающие в российском районе Черного моря оценивают прогнозные локализованные ресурсы своих лицензионных участков в объёме 2,3-2,7 млрд. т УТ, из которых около 70 % заверены международным аудитом ресурсов. Эти оценки в 3,5-5 раз превышают официально принимаемые оценки НСР для этого района, что указывает, на

ТАБЛИЦА 2. Динамика изменения оценок извлекаемых НСР УВ по акваториям Российских морей

Море		НСР УВ, млрд. т УТ		
	01.01.1993 г.	01.01.2002 г.	01.01.2011 г.	
Балтийское	66	66	56,6	
Баренцево, включая Печорское	27633	30314,2	29333,1	
спорная зона	6445	6446	6446*	
Карское, включая заливы и губы	41286	41211	35144,6	
Лаптевых	3260	3260	3180	
Восточно-Сибирское	5583	5583	5410	
Чукотское	3335 3335 3232		3232	
Берингово	1075	1075	1050	
Охотское	8736	8735,2	8361,5	
Японское	459	486	440,6	
Каспийское	755	3453,5	3169,4	
Азовское	176	412,4	412,2	
Чёрное	112	634,8	504	
Тихий океан	113	113	108	
ВСЕ АКВАТОРИИ				
в т.ч. спорная зона	99034	105125	96848	
в т.ч. без спорной зоны	6445	6446	6446	
	92589	98679,1	90402,0	

<sup>\*</sup> с июля 2011 г. из состава бывшей спорной зоны на российскую часть акваторий приходится примерно 5132 млн. т УТ (категория  $D_{1+2}$ )

наш взгляд на отсутствие единых подходов к этим оценкам у разных групп исследователей. Подобные разногласия в оценках известны и по другим российским акваториям.

Для исключения таких несоответствий необходима тесная методическая и информационная координация между недропользователями, занимающимися локализацией нефтепоисковых объектов и государственными организациями, ответственными за мониторинг локализованных прогнозных, перспективных ресурсов и НСР. В настоящее время геологогеофизическая информация недропользователя является как известно, ограниченно доступной. Возможность её анализа по всем акваториям морей РФ в рамках решения

федеральных задач, разумеется с соблюдением необходимых мер предосторожности для исключения ущерба недропользователю, позволила бы создать единую электронную базу фактографических данных фонда выявленных объектов, включающую как качественную, так и количественную оценку достоверности выявления перспективных объектов. Её создание, на наш взгляд, целесообразно как для планирования поисководетальных работ, проводимых недропользователем, так и для планирования лицензионной деятельности, осуществляемой государством, для оценки геологоразведочных рисков и уточнения оценок локализованных ресурсов, которые являются частью НСР.

Таким образом, для решения проблем обоснованности прогноза перспектив нефтегазоносности и количественной оценки углеводородных ресурсов морских нефтегазоносных провинций, наряду с повышением степени их изученности необходимо принять ряд дополнительных мер научного и методико-технологического характера. Это, прежде всего, ревизия структурно-тектонических и нефтегазогеологических моделей морских нефтегазоносных провинций с учётом всей совокупности накопленных на сегодня геолого-геофизических данных и критических условий, определяемых концепцией углеводородных систем и создание комплекта региональных электронных картографических документов, дающих объёмную характеристику современных представлений о геологии и нефтегазоносности этих провинций.

Эти мероприятия, в свою очередь должны стать основой для уточнения оценок НСР в акваториях. Разработка уточнённых нефтегазогеологических моделей, на наш взгляд, должна стать конечной стадией регионального этапа изучения нефтегазоносности и включать одну или несколько фаз многомерного численного бассейнового моделирования, выполняемого на уровне провинции или её крупного подразделения (области, бассейна) и решающего задачу прогноза и оценки крупных зон нефтегазонакопления. К этому следует добавить необходимость электронной паспортизации всех выявленных на шельфе поисковых объектов, налаживания системы мониторинга и учёта не только положительных, но и отрицательных результатов бурения на перспективных площадях и оперативного использования этих данных для уточнения оценок УВ потенциала, включения перспективных ресурсов в Государственный баланс только на основе сторонней экспертизы (аудита).

Такой подход будет способствовать повышению объективности и обоснованности оценок прогнозных ресурсов и снижению геологоразведочных рисков, повышению инвестиционной привлекательности положительно оцениваемых районов шельфа и интереса недропользователей к их разведке.



# РЫНОК

# СУДОСТРОЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ:

### ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ



Алексей Каширский, менеджер проектов RPI

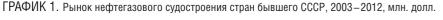
На сегодняшний день российская нефтегазовая отрасль и нефтегазовая отрасль стран бывшего СССР обеспечивает заказами более 50 верфей в различных частях мира, начиная от России и Украины и заканчивая верфями Китая и Кореи. Общая стоимость выполненных заказов на постройку судов, буровых платформ и прочих плавучих средств для нефтегазовой отрасли в 2012 году составила более 2,8 млрд. долл.

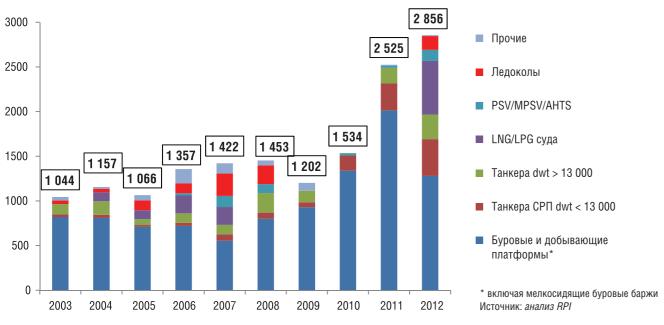
В отличие от мирового рынка судостроения, который переживает спад новых заказов и переизбыток мощностей (см. график 1). Рынок нефтегазового судостроения Росси и стран бывшего СССР напротив растет последние 10 лет, при этом основной его рост пришелся на 2010-2012 гг., что связано с активизацией шельфовых проектов в акваториях Южных (Черное, Азовское, Каспийское море), Арктических (Баренцево, Карское море) и Восточных морей (Восточно-Сибирское, Берингово, Охотское море) на различных стадиях (геологоразведка, бурение,

добыча). Рынок нефтегазового судостроения России и стран бывшего СССР в период 2003–2012 гг. рос в среднем на 11% в год и составил 2,8 млрд. долл. против 1 млрд. долл. в 2003 году.

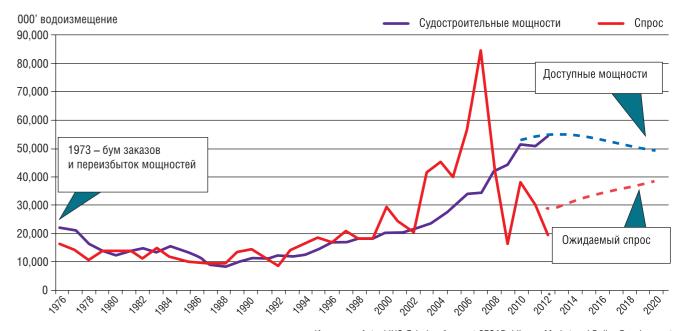
Основными факторами роста являются, прежде всего:

- Развитие шельфовых проектов России, Казахстана, Туркменистана и Украины;
- Рост перевозок нефти и нефтепродуктов по закрытым южным морям (Каспийское, Черное, Азовское) а также по внутренним водным путям России;
- Рост объемов отгрузки СПГ из России;
- Строительство собственных терминалов СУГ в России (в порту Усть-Луга, Порт Темрюк, Порт Тамань);
- Развитие северного морского пути в связи с глобальным потеплением;
- Рост отгрузок сырой российской нефти на Северо-Американский рынок танкерами.









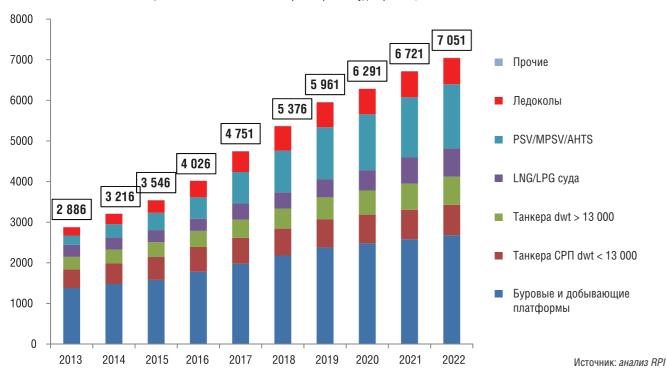
Источник: Actual IHS-Fairplay, forecast CESAPubliser – Market and Policy Development in Shipbuilding OECD WP6 Paris, 21 июня 2012

ТАБЛИЦА 1. Основные факторы роста на рынке нефтегазового судостроения стран бывшего СССР, 2003-2022

Фа	кторы регионального рынка	Спрос	Предложение
1	<ul> <li>Правовая неопределенность акватории каспийского бассейна.</li> <li>Рост экспорта нефти и нефтепродуктов из стран Каспийского региона.</li> <li>Сокращение 2009 – 2012 гг. производства нефтепродуктов на НПЗ Украины.</li> </ul>	Спрос на танкера СРП dwt >13 000.     Спрос на танкера dwt 60 000 для Каспия (развитие КСТS).     Спрос на танкера dwt 115 000 для Черного моря.	<ul> <li>В сегменте танкеров СРП dwt 7000 рынок поделен между российскими, украинскими и турецкими верфями.</li> <li>В сегменте танкеров dwt 60 000 и 115000 доминируют крупные международные компании (Керреl, STX, Daewoo и пр.). Возможно в перспективе Николаевский СЗ «Океан» сможет выйти на этот рынок.</li> </ul>
2	• Развитие рынка СПГ России.	• Спрос на танкера LNG и FLNG.	<ul> <li>Доминируют крупные международные судостроительные компании.</li> </ul>
3	• Развитие портовой инфраструктуры по перевалке СУГ в России (НОВАТЭК и Сибур).	• Спрос на танкера СУГ.	<ul> <li>Доминируют крупные международные судостроительные компании.</li> </ul>
4	• Развитие геологоразведочных и добывающих проектов на шельфе России и стран СНГ.	<ul> <li>Спрос на геологоразведочные суда</li> <li>Спрос на добывающие и буровые платформы.</li> </ul>	<ul> <li>Рынок строительства геологоразведочных судов аккумулирован крупными международными компаниями.</li> <li>Рынок строительства платформ для северных морей аккумулирован российскими компаниями.</li> <li>Рынок строительства платформ для Южных морей разделен между российскими судостроительными предприятиями и крупными международными компаниями, которые строят собственное производство и сборочные цеха в регионе.</li> </ul>
5	• Рост объемов перевозки углеводородов по северному морскому пути.	• Спрос на ледоколы.	<ul> <li>На традиционный рынок российского судостроения приходят китайские компании. Российские компании создают совместные предприятия со странами северной Европы по строительству судов для арктических морей.</li> </ul>
6	• Освоение арктического шельфа.	<ul> <li>Спрос на ледоколы.</li> <li>Суда обеспечения и танкера ледового класса.</li> </ul>	<ul> <li>Российские компании пытаются утвердить свое положение за счет создания СП с верфями Северной Европы (Arctech Helsinki Shipyard)</li> <li>А также создания СП на Дальнем Востоке (Верфь «Звезда-DSME»)</li> </ul>

Источник: анализ RPI

ГРАФИК 2. Соотношения мощностей и новых заказов на мировом рынке судостроения, 1976—2020



В 2012 году основной вклад в прирост рынка в рассматриваемый период внесли следующие сегменты:

- LNG/LPG суда 33%;
- Буровые и добывающие платформы – 25%;
- Танкеры СРП дедвейтом меньше 13 000 тонн 21%;
- Танкеры дедвейтом больше 13 000 тонн 9%.

В 2012 году основной вклад в рост объемов рынка был обеспечен следующими странами:

- Россия 84%;
- Kазахстан 16%;
- Украина 11%;
- Азербайджан внес отрицательный вклад –19% в общую динамику рынка.

В 2012 году основную долю на рынке нефтегазового судостроения, рассматриваемого региона, занимали верфи следующих стран:

- Корейские верфи 37%;
- Российские верфи 32%;
- Казахстанские верфи 12%;
- Прибалтийские верфи 7%.

В 2012 году основные объемы на рынке нефтегазового судостроения

России и стран СНГ были распределены между следующими заказчиками:

- Совкомфлот 34%;
- Exxon Mobil 13%;
- ЛУКОЙЛ 10%;
- Черноморнефтегаз 7%;
- В.Ф.Танкер 6%;
- Dragon Oil 5%.

Согласно оценке RPI в 2013-2022 гг. рынок нефтегазового флота России и стран СНГ будет расти в среднем на 9,3% в год и к 2013 году составит

7 млрд. долл. Авторы прогнозируют наибольшую динамику по следующим сегментам:

- Суда PSV/MPSV/AHTS 21,5% в год;
- Ледоколы 12,2%;
- LNG/LPG суда 8,8%;
- Танкера dwt >13 000 8,6%;
- Буровые и добывающие платформы – 6,9%.

Общие потребности в морской технике за этот период составят 764 ед. в том числе:

ТАБЛИЦА 2. Прогноз спроса на нефтегазовый флот в среднесрочную перспективу 2013—2022 гг., ед.

Тип плавучих средств	Период 2013-2022 гг.
Буровые и добывающие платформы*	68
Танкера СРП dwt <13 000	316
Танкера dwt >13 000	138
LNG/LPG суда	14
PSV/MPSV/AHTS	180
Ледоколы	48
ВСЕГО	764

<sup>\*</sup> включая мелкосидящие буровые баржи для мелководной части каспийского бассейна Источник: *анализ RPI* 

В условиях высоких темпов роста на рынке нефтегазового судостроения России и стран СНГ, иностранные мейджоры активно наращивают свою долю, используя свои сильные стороны:

- Возможность строительство танкеров большого дедвейта (более 100 000 тонн);
- Большой опыт и технологии в строительстве специализированных судов PSV/ AHTS, LNG, сейсморазведочных судов;
- Более низкую себестоимость работ.

В тоже время российские судостроители и судостроители и стран СНГ. Благодаря гибкой маркетинговой политике смогли найти ниши, где они могут на равных конкурировать с интернациональными гигантами отрасли:

- СРП суда дедвейтом до 13 000 т;
- Строительство
  полнокомплектных судов
  и насыщенных корпусов
  многоцелевых и судов снабжения
  морских платформ;
- Ледоколы;
- Бункеровщики;
- Работа по постройке буровых и добывающих платформ на северных морях, а также в рамках закрытого и локального рынка – каспийского бассейна.

Основным преимуществом российских верфей и верфей стран СНГ является близость к региональным рынкам и наличие сильной проектной базы (особенно по танкерам СРП дедвейтом меньше 13 000 тонн, ледоколам, сложным корпусам специализированных судов).

Основным недостатком российских верфей и верфей стран СНГ является высокая энергоемкость производства в связи с потребностью в отоплении цехов в зимний период и высокая себестоимость продукции в связи более долгими сроками строительства и более высокой оплатой труда.

Надо отметить, что для повышения своей эффективности судостроительные верфи стран СНГ и России последнее время активно модернизируют свое производство.

А также строят новые производственные площадки, которые позволят им проникнуть на рынок крупнотоннажных судов дедвейтом более 100 000 тонн. В России, например, реализуется совместный проект - Верфь «Звезда-DSME» (совместное предприятие ОСК и южнокорейской компании Daewoo Shipbuilding Maritime Engineering, DSME) в бухте Большой Камень на Дальнем Востоке. Это верфь должна стать единственным в России судостроительным производством крупнотоннажной морской техники водоизмещением до 300 тыс. т. и объемом обрабатываемого металла в 220 тыс. т.

В отличие от России Украина на сегодняшний день уже имеет возможность строить крупнотоннажные танкера дедвейтом более 350 тыс. тонн на базе Николаевский судостроительного завода «Океан». По сообщениям СМИ, НАК «Нафтогаз Украины» намерена заказать у николаевских судостроительных заводов ЧСЗ и «Океан» строительство 16 буровых платформ.

Одной из проблем в кризисный период 2009-2010 гг. была проблема финансирования строительства судов. Преодолеть данную проблему отчасти помогло использование финансирование строительства на российских верфях за счет лизинговых схем. Например, в 2010 году Морское Речное Пароходство подписало договор с лизинговой компанией «Газтехлизинг» на приобретение и использование с последующим выкупом трех танкеров общей стоимостью 1,5 млрд. рублей. По условиям договора, «Газтехлизинг» приобретал суда у судостроительного предприятия «Верфь братьев Нобель» и передавал их в лизинг Морскому Речному Пароходству.

Правовая неопределённость акватории Каспия не позволяет реализовывать строительство трубопроводных проектов по дну этого закрытого бассейна, что поддерживает в среднесрочной перспективе спрос на танкерный флот дедвейтом от 7 000 до 60 000 тонн. В таких условиях прикаспийские страны, а именно Казахстан, Туркменистан и Азербайджан строят новые верфи для удовлетворения спроса в ремонте и судостроении.

Также на Украине с начала 2012 года повысился спрос на танкерный флот класса «река – море» из-за остановки украинских нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) и роста объема импорта нефтепродуктов. Покупать танкеры, в частности, планирует компания Rompetrol, создав совместное предприятие с НАК «Нафтогаз Украины». По данным отраслевых аналитиков, для того чтобы обеспечить всех потенциальных заказчиков, необходимо выпустить минимум 30-40 танкеров дедвейтом 6-7 тыс. т.

Новые возможности для судостроителей открываются в связи с перспективами роста экспорта СПГ из России в связи с пуском Ямал СПГ и Штокманского месторождения. «Совкомфлот» уже предложил «Новатэку» создать два консорциума для покупки и эксплуатации газовозов ледового класса. При этом, согласно предложению, один консорциум может владеть газовозами, второй – их эксплуатацией.

Помимо строительства танкеров СПГ, российские судовладельцы рассматривают возможность строительства плавучих заводов СПГ. «Совкомфлот» предлагает англо-голландскому нефтегазовому концерну Shell изучить возможность строительства плавучих СПГ-заводов для работы на российском шельфе.

Активное развитие северного морского пути стимулирует развитие ледокольного сегмента судостроения. В 2012 году по СМП прошло 46 судов – против 34 в 2011-м и всего четырех в 2010-м. По данным Росморречфлота, в навигацию 2012 года по Севморпути было перевезено около 4 млн. тонн грузов, в том числе 1,2 млн. тонн транзитных, что на 53% больше, чем в 2011 году (820,8 тыс. тонн). В 2013 году ожидается рост транзитных перевозок на 5-6%.

Для обеспечения разведки и добычи на своих частях шельфа Каспия России, Казахстану, Азербайджану и Туркменистану потребуется более 30 буровых и добывающих платформ.

Подготовлена по материалам отчета RPI «Рынок строительства нефтегазового флота для акваторий России и стран бывшего СССР»

# НЕЗАВИСИМАЯ ЭНЕРГЕТИКА ДЛЯ НЕФТЯНКИ

Создание автономных энергоустановок на топливных элементах для объектов инфра-структуры нефтегазового комплекса и судостроительной отрасли



Игорь Ландграф,
Филиал «Центральный научноисследовательский институт
судовой электротехники
и технологии» ФГУП
«Крыловский государственный

научный центр»



Михаил Касаткин, Филиал «Центральный научноисследовательский институт судовой электротехники и технологии» ФГУП «Крыловский государственный научный центр»

Понятие – «водородная энергетика» сформировалось в середине 70-х г. XX столетия. Водородную энергетику можно определить как научно-техническое направление, охватывающее проблемы получения, хранения, транспортировки и использования водорода. По мере развития этого направления становились все более очевидными экологические и энергоресурсосберегающие преимущества водородных технологий в различных областях экономики. Успехи в развитии ряда водородных технологий (в первую очередь, таких как топливные элементы и системы хранения и получения водорода) продемонстрировали, что использование водорода приводит к качественно новым показателям в работе установок и систем, а выполненные технико-экономические исследования показали, что хотя водород является вторичным энергоносителем, его применение во многих случаях экономически оправдано и эффективно.

Работы в области водородной энергетики в большинстве промышленно развитых стран относятся к приоритетным направлениям развития науки и техники и находят все большую финансовую поддержку, как со стороны государства, так и со стороны частного капитала.

В этом плане Россия отличается от зарубежных промышленно развитых стран в худшую сторону. Если финансовая поддержка, инвестиции в развитие водородной энергетики со стороны государства ощущается, то активности в этом вопросе со стороны частного бизнеса незаметно [1].

Следует отметить, что технологии водородной энергетики в большинстве стран Евросоюза, в США, Японии, а также в России, включены в перечень критических

технологий, от уровня развития которых зависит энергетическая безопасность страны.

Результаты разработок последних лет, обостряющиеся энергетические и экологические проблемы определяют основные направления развития нового рынка водородных технологий и использования водорода в качестве экологически чистого энергоносителя в ближайшей перспективе и общие для всех стран направления НИОКР.

Наблюдаемое в мире в последние десятилетия резкое увеличение интереса к водороду как к горючему и энергоносителю определяется следующими его основными особенностями:

- во-первых, запасы водорода практически не ограничены;
- во-вторых, водород универсальный вид энергоресурса, он может использоваться в качестве горючего для производства электричества в рабочих циклах различного типа и в качестве энергоносителя для транспортировки в газообразном, жидком и связанном состояниях;
- в-третьих, при помощи водорода возможна аккумуляция энергии;
- в-четвертых, среди прочих видов топлива водород отличается наибольшей теплотворной способностью на единицу массы и наименьшим отрицательным воздействием на окружающую среду.

# Принцип работы энергоустановок на топливных элементах

Топливные элементы относятся к химическим источникам тока.

Топливный элемент — электрохимическое устройство, подобное гальваническому

РИС. 1. Принцип действия топливных элементов различных типов

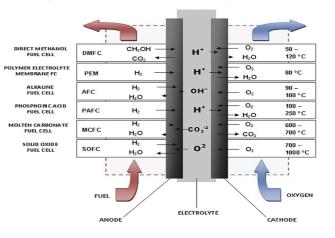
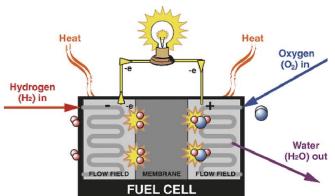


РИС. 2. Принцип действия топливного элементас твердополимерным электролитом (ТПТЭ)



элементу, но отличающееся от него тем, что вещества для электрохимической реакции подаются в него извне - в отличие от ограниченного количества энергии, запасенного в гальваническом элементе или аккумуляторе.Топливные элементы осуществляют превращение химической энергии топлива в электричество, минуя малоэффективные, идущие с большими потерями, процессы горения.Топливный элемент в результате высокоэффективного «холодного горения» топлива непосредственно вырабатывает электроэнергию. Хотя открытие топливного элемента англичанином У. Гровом произошло сравнительно давно, в 1838 г., их интенсивное развитие началось всего несколько десятилетий тому назад, особенно после создания твердополимерного электролита. Топливные элементы являются ключевым звеном в энергоустановках, работающих на водородном топливе

Принцип действия топливных элементов различных типов представлен на рис. 1. Принцип действия топливного элемента с твердополимерным электролитом показан на рис. 2.

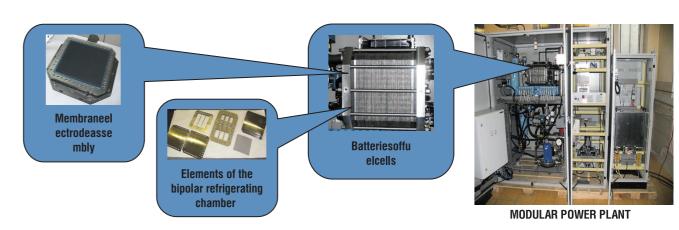
### Состав и конструктивные особенности ЭУ с ТПТЭ

Топливные элементы не являются конечным рыночным продуктом, во-первых, мощность единичного ТЭ достаточна мала, во-вторых, ТЭ не могут функционировать без соответствующей инфраструктуры. ТЭ конструктивно оформляются в батареи топливных элементов (БТЭ), которые представляют собой сборку параллельнопоследовательно соединенных топливных элементов для набора напряжения, тока и мощности, оснащенную устройствами подачи топлива и окислителя, отвода продуктов реакции (вода) и теплоты.

Следующий уровень – электрохимический генератор (ЭХГ) – это энергоблок, состоящий из батарей топливных элементов, систем хранения и подачи топлива и окислителя, отвода продуктов реакции и теплоты.

Электрохимическая энергоустановка на топливных элементах (ЭУ с ТЭ) - это установка, предназначенная для выработки электрической энергии (и теплоты), включающая в себя ЭХГ, устройства для преобразования напряжения и тока (например, инвертор) и систему утилизации теплоты, генерируемой в ТЭ, например, для теплофикации (низкопотенциальная теплота) или получения электрической энергии (высокопотенциальная теплота) в паровой или газовой турбине (в концевом цикле). Внешний вид конструкции ЭУ с ТПТЭ и конструкции батареи ТЭ представлен на рис. 3. Образец является совместной разработкой 2006 года с ФГУП «Курчатовский институт».

РИС. 3. Конструкция ЭУ с ТПТЭ и состав батареи ТЭ



ЭУ на базе ТПТЭ, работающая на природном газе и воздухе, в общем случае включает в себя:

- батареи БТЭ с протонообменной мембраной (ПОМ);
- систему подготовки и подачи топлива, включая конвертор природного газа;
- систему подготовки и подачи воздуха;
- систему термостатирования;
- систему пожаровзрывобезопасности, включая контур инертного газа и средства газового анализа атмосферы;
- систему преобразования и коммутации электроэнергии;
- систему автоматического управления и контроля.

### Преимущества ЭУ с ТЭ относительно ЭУ теплового цикла

Актуальность широкого внедрения ЭУ с ТЭ в экономику связана, прежде всего, с истощением запасов топлива и ухудшением экологической ситуации.В этом смысле энергетические установки на топливных элементах вне конкуренции. Их коэффициент полезного действия по электричеству может достигать 70% (комбинированные высокотемпературные ЭУ), а количество вредных выбросов

ТАБЛИЦА 1. Сравнительные характеристики ЭУ машинного типа и ЭУ с ТПТЭ типа «ГЭУ-Шельф»

Сравнительные характеристики	Достигнутый КПД по электроэнергии	Уровень звукового воздействия ЗУ, дБ	ПДК вредных веществ в отработавших газах, г/кВт.ч
ЭУ машинного типа (дизельные, турбинные)	< 35 %	80 (Требования ВРД 39-1.13-008- 2000 для ЛСП)	По NOx — 11 — 29 По CO — 10 (ТребованияВРД 39- 1.13-008-2000 для ЛСП)
ЭУ с ТПТЭ типа «ГЭУ-Шельф»	- до 45 % ЭУ с ТПТЭ - до 70 % ЭУ с ТОТЭ	~ 50	По NOx – < 0,01 По CO – < 0,01

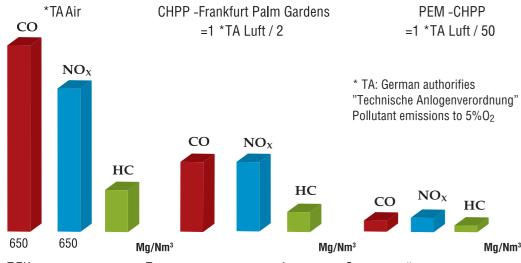
на несколько порядков ниже, чем у энергоустановок машинного типа. Именно это явилось причиной и движущей силой интенсивного развития в последние годы водородной энергетики во всем мире. Итак, основными преимуществами ЭУ с ТЭ по экономическим и потребительским качествам являются:

- значительно меньшие выбросы вредных веществ в окружающую среду;
- значительно меньшие показатели уровня шума и вибрации;
- эффективное использование топлива и высокий КПД;
- низкие затраты на эксплуатацию;
- высокая маневренность и эффективность во всем диапазоне нагрузок.

Экологические преимущества ЭУ с ТЭ по характеристикам показателей вредных веществ в выхлопных газах показаны на рис. 4 [2], а в таблице 1 показаны требования ВРД 39-1.13-008-2000 (система нормативных документов в газовой промышленности) к энергоустановкам, применяемым на ледостойких морских газодобывающих платформах, а также требования к ЭУ с ТПТЭ по техническому проекту «ГЭУ-Шельф», выполняемому в настоящее время филиалом «ЦНИИ СЭТ» ФГУП «Крыловский государственный научный центр».

Эффективность работы энергоустановок, основанных на различных принципах теплового цикла и ЭУ с ТЭ различных типов представлена на рис. 5 [2].

РИС. 4. Экологические преимущества ЭУ с ТЭ по характеристикам показателей вредных веществ в выхлопных газах [2]



в выхлопных газах по стандарту ТА\*

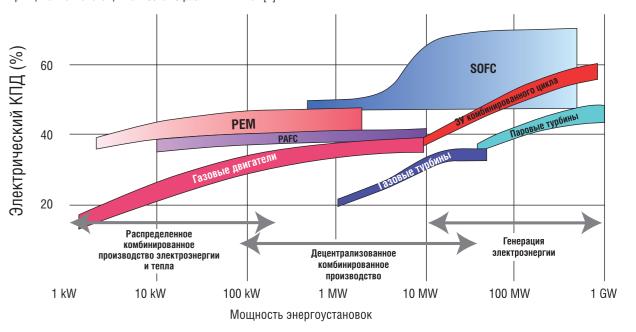
ПДК вредных веществ Показатели вредных выбросов от газовых когенерационных ЭУ Frankfurt Palm Gardens

Ожидаемый уровень вредных выбросов от когенерационных ЭУ на базе ТПТЭ с конвертором природного газа

ПДК вредных веществ (ВВ) в выхлопных газах по немецким стандартам \*ТА и лучших показателей по ВВ, достигнутых в газопоршневых и газотурбинных двигателях ЭУ, а также ожидаемые уровни для топливных элементов с протонообменной мембраной (по материалам конференции Fuel cell, Lucerne/switzeland).

Сравнение характеристик

РИС. 5. Эффективность работы энергоустановок, основанных на различных принципах теплового цикла и ЭУ с ТЭ различных типов [2]



### Современное состояние индустрии топливных элементов

#### Состав и конструктивные особенности ЭУ с ТПТЭ

Для всего промышленно развитого мира водородная энергетика и ЭУ с ТЭ давно уже не экзотика, а одно из самых перспективных научно-технических направлений развития экономики и один из самых перспективных и желанных инновационных продуктов, стремительно завоевывающий рынки малой, рассредоточенной, автономной энергетики, уже нашедший применение в стационарной и транспортной энергетике, занимая обширную область от портативных источников тока мощностью в десятки и сотни ватт до достаточно крупных энергоустановок, мощность которых составляет несколько мегаватт.

В развитых и развивающихся странах Европы, Азии и Америки действуют национальные программы развития водородной энергетики и началось внедрение ЭУ с ТЭ в различные отрасли хозяйства при поддержке государства. Так в Японии по национальной программе NEDO [3] с 2005 года установлено более 2000 энергоустановок с ТЭ для домашнего использования, суммарная наработка которых составила 4,87 млн. кВт\*ч. В США

ТАБЛИЦА 2. Анализ статистических данных стационарных ЭУ с ТЭ различных производителей, находившихся в эксплуатации в мире в 2008 году

	Кол-во ЭУ в эксплуатации, шт.	Кол-во ЭУ в эксплуатации, %	Максимальная мощность, кВт
Общее кол-во ЭУ	721	100,0	5000
РЕМ (ЭУ с ТЭ на основе протонообменных мембран)	346	47,9	250
АFC (ЭУ с ТЭ на основе щелочного электролита)	2	0,3	12
SOFC (ЭУ на основе высокотемпературных твердооксидных ТЭ)	97	13,5	200
МСГС (ЭУ с ТЭ на основе расплавкорбанатного электролита)	83	11,6	1000
РАГС (ЭУ с ТЭ на основе фосфорнокислого электролита)	178	24,7	5000
Другие	15	2,0	500

при поддержке государства только одной компанией UTC Power установлено 278 стационарных электростанций PureCell(TM) 200, которые наработали суммарно более 1 млрд. кВт\*ч. Интенсивные исследования и опытные работы по созданию энергоустановок судового назначения с использованием топливных элементов ведутся в Финляндии [4], Норвегии и Швеции. Анализ статистических данных стационарных ЭУ с ТЭ различных производителей, находившихся в эксплуатации в мире в 2008 году [2], представлен в таблице 2.

Как видно из таблицы 2 в 2008 году большинство из находящихся в эксплуатации ЭУ с ТЭ разработаны на основе твердополимерных топливных элементов. Это связано с хорошими конструктивно-технологическими и эксплуатационными качествами, присущими данному типу ТЭ, а также наибольшей степенью коммерциализации. По данным авторитетного международного аналитика в области водородной энергетики компании FuelCallToday [5] в последние годы динамика превалирования на рынке

[6] Neftegaz.RU ~ 31 30 ~ Neftegaz.RU [6]

ТАБЛИЦА 3. Ежегодные поставки продукции на рынок ТЭ с 2008 по 2012 год в тыс. шт. [5]

'000 Units	2008	2009	2010	2011	2012
Portable	5.1	5.7	6.8	6.9	50.5
Stationary	3.6	6.7	8.3	16.1	24.6
Transport	0.8	2.0	2.6	1.6	3.1
Total	9.5	14.4	17.7	24.6	78.2
Shipments by reg	ion				
'000 Units	2008	2009	2010	2011	2012
Europe	3.3	4.4	4.8	3.9	22.8
N America	1.7	3.2	3.3	3.3	20.0
Asia	4.5	6.7	9.5	17.0	31.2
RoW	0.0	0.1	0.1	0.4	4.2
Total	9.5	14.4	17.7	24.6	78 <i>.</i> 2
Shipments by fue	l cell type				
'000 Units	2008	2009	2010	2011	2012
PEMFC	4.1	8.5	10.9	20.4	70.9
DMFC	5.4	5.8	6.7	3.6	4.7
PAFC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SOFS	0.0	0.1	0.1	0.6	2.6
MCFC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AFC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	9.5	14.4	17.7	24.6	78.2

ТАБЛИЦА 4. Ежегодные поставки продукции на рынок ТЭ с 2008 по 2012 год в тыс. шт. [5]

'000 Units	2008	2009	2010	2011	2012
Portable	0.3	1.5	0.4	0.4	0.6
Stationary	33.2	35.4	35.0	81.4	128.4
Transport	17.6	49.6	55.8	27.6	46.8
Total	51.1	86.5	91.2	109.4	175.8
Megawatts by reg	jion				
000 Units	2008	2009	2010	2011	2012
Europe	5.0	2.9	5.8	9.4	19.2
N America	23.0	37.6	42.5	59.6	67.4
Asia	22.8	45.3	42.5	39.6	87.3
RoW	0.3	0.7	0.4	0.8	1.9
Total	51.1	86.5	91.2	109.4	175.8
Megawatts by fue	el cell type				
000 Units	2008	2009	2010	2011	2012
PEMFC	28.9	60.0	67.7	49.2	73.8
DMFC	0.3	1.1	1.1	0.4	0.5
PAFC	8.6	6.3	7.9	4.6	8.8
SOFS	1.3	1.1	6.7	10.6	19.5
MCFC	12.0	18.0	7.7	44.5	73.2
AFC	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0

ЭУ на основе ТПТЭ не только сохранилась, но и значительно усилилась. Если в 2008 году доля ЭУ с ТПТЭ составляла 43,2%, то в 2012 году их доля составила 90,6% по количеству и более 41,9% от суммарной мощности всех ЭУ с ТЭ, находящихся в эксплуатации (см. таблицы 3 и 4).

По данным FuelCallToday [5] за последние годы произошли крупные сдвиги в области разработки новых систем на основе ТЭ и их коммерциализации. Так, общее количество систем топливных элементов (не считая макеты и наборы учебных материалов), поставленных в 2011 году, составило 24 600 шт., что на 39% больше, чем в 2010 году. Рост поставок произошел, в основном, благодаря расширению стационарного сектора. Годовая установленная мощностьвсех ЭУ с ТЭ впервые с момента коммерциализации этой отрасли превысила 100 МВт [5].



РИС. 6. Стационарная ЭУ с ТПТЭ для резервного электропитания в заповеднике

Из всех регионов, первое место по количеству поставленных в 2011 году ЭУ с ТЭ заняла Азия, куда было отправлено 17 000 установок (69% от мирового рынка). Больше всего мощных ЭУ с ТЭ в 2011 году было произведено в Северной Америке (59,6 МВт) – 50% от общего количества; Азия заняла второе место (36%).

По прогнозам FuelCallToday [5] топливные элементы с протонообменной мембраной (ТЭ с ПОМ) останутся лидерами по количеству поставок в 2013 году (по типу электролита), также увеличатся продажи твердооксидных топливных элементов для стационарных применений.

#### Стационарные ЭУ с ТПТЭ

Поставки систем топпивных элементов для стационарных энергетических установок в 2011 году значительно увеличились по сравнению с 2010 годом по всем категориям. Эта сфера применений включает в себя крупные стационарные системы (как правило, более 100 кВт) в качестве основного источника электроэнергии и систем меньшего размера (менее 50 кВт, как правило, менее 10 кВт) для мини установок комбинированного производства электроэнергии и тепла и для систем бесперебойного электроснабжения. Повышение спроса привело к увеличению количества поставок систем и установленной мощности (в мегаваттах). По данным Fuel Call Today [5], за 2011 год было поставлено более 16 000 стационарных систем суммарной мощностью более 81 МВт. Для сравнения, в 2010 году было поставлено 8 300 систем суммарной мощностью 35 МВт; рост составил 94 % и 133 %, соответственно. Это увеличение поставок стало возможным благодаря объединению ряда факторов:

- большее количество продукции после усовершенствования стало поступать на рынок;
- существующие установки стали более надежными;
- продолжили выделяться льготные тарифы и субсидии, убеждая клиентов в выборе ЭУ с ТЭ;
- появилось желание клиентов в обеспечении энергетической безопасности и достижении независимости от единой электросети, в частности в Японии и США.

Помимо этого, продукция на основе топливных элементов является более удобной, надежной и безопасной при эксплуатации, чем другие представленные на рынке технологии, которые, например, не удовлетворяли потребности в обеспечении резервного электропитания для телекоммуникационной сети.

Технология топливных элементов с протонообменной мембраной начинает проникать на рынок ЭУ с ТЭ большой мощности благодаря компании Dantherm (дочерней

компанией BallardPowerSystems), поставляющей 50 кВт ЭУ с ТПТЭ компании GSPlatech в Корею для выработки электроэнергии с использованием отходов и 150 кВт ЭУ с ТПТЭ в Южную Африку для одной из англоамериканских компаний по добыче платины. Компания Ballard также изготавливает 1 МВт системы топливных элементов с протонообменной мембраной CLEARgenTM, начало поставок которых намечена на 2013 год. В 2011 году на заводеSolvay в Лилло (рядом с г. Антверпен) по производству хлора была установлена ЭУ с ТПТЭ мощностью 1 МВт компании Nedstack. Система будет работать на водороде, который является побочным продуктом от деятельности завода [5].

# Опыт создания ЭУ с ТПТЭ в филиале «ЦНИИ СЭТ»

# История отечественных разработок направления водородной энергетики

Филиал «ЦНИИ СЭТ» ФГУП «Крыловский государственный научный центр» имеет многолетний опыт создания энергоустановок на основе топливных элементов (ЭУ с ТЭ), в том числе специального назначения, располагает модернизированной опытнопроизводственной и испытательной базами водородной энергетики и значительным научно-техническим заделом в области водородной энергетики. На протяжении более 30 лет предприятием проводились научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, связанные с развитием водородной энергетики:

- в 1991 году создан опытный образец ЭУ с ТЭ первого поколения мощностью 130 кВт для морского объекта, образец сдан межведомственной комиссии и рекомендован к внедрению;
- в 2002 году создан действующий демонстрационный образец ЭУ с ТЭ второго поколения для морского объекта, большей мощности и более совершенный по основным характеристикам и конструкции;
- на основе ТЭ с протонообменной мембраной создано более двух десятков действующих

- водородно-кислородных батарей мощностью от 3 до 10 кВт;
- в 2004 году разработаны аванпроекты энергоустановки на топливных элементах для обеспечения резервного электропитания (РЭУ) мощностью 5 кВт и энергоустановки для автономного энергоснабжения потребителей электроэнергией и теплом (ЭТГ) мощностью 10 кВт по заказу РАН;
- в 2006 году совместно с ФГУ РНЦ «Курчатовский институт» реализован проект по созданию макетного образца модульной энергоустановки на твердополимерных топливных элементах с модулем 10 кВт по Государственному контракту с ФАНИ (рис. 7);



РИС. 7. Модульная ЭУ с ТПТЭ с модулем 10 кВт

• в 2009 году в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007—2012 годы» создан опытный образец электротеплогенератора (ЭТГ-10) на твердополимерных ТЭ электрической мощностью 10 кВт (рис. 8);



РИС. 8. Электротеплогенератор ЭТГ-10

 с использованием полученного опыта производства основных агрегатов, оборудования и комплектующих, на основе



РИС. 9. Батарея БТЭ-84 мощностью 7 кВт

унифицированных батарей БТЭ-84 (рис. 9) в 2009 году создана демонстрационная резервная энергоустановка РЭУ-5 (рис. 10) электрической мощностью 5 кВт и макетный образец автомобильной энергоустановки АЭУ-20 мощностью 20 кВт (рис. 11);



РИС. 10. Резервная энергоустановка РЭУ-5



РИС. 11. Макет автомобильной ЭУ с ТПТЭ мощностью 20 кВт

• в 2011 году завершен проект «Разработка технологии гибридной судовой энергетической установки мощностью от 250 до 2500 кВт на основе высокоманевренного низкотемпературного электрохимического генератора с твердополимерными топливными элементами (ЭХГ с ТПТЭ)», в результате которого создан демонстрационный образец





РИС. 12. Демонстрационный образец гибридной ЭУ с ТПТЭ «МГЭУ-60»

гибридной энергоустановки на твердополимерных топливных элементах «МГЭУ-60» (рис. 12).

# «ВЭУ-Перспектива» – энергоустановки киловаттного класса для судов и объектов ГАЗПРОМА [6]

С июня 2012 года предприятием выполняется ОКР «Разработка отечественной технологии создания батарей топливных элементов с протонообменной мембраной и энергоустановок на их основе, работающих на природном газе и воздухе», основной целью которой является создание опытного образца БТЭ с ПОМ единичной мощностью до 5 кВт для энергоустановок с ПОМ киловаттного класса.

Рассматриваются три основные области применения ВЭУ [6], а именно:

- для комплектации блочнокомплектных устройств электроснабжения (БКЭС) береговых участков газопроводов морских газодобывающих сооружений, и других труднодоступных объектов ОАО «Газпром» и нефтедобывающих предприятий;
- для энергообеспечения судов в качестве вспомогательной энергоустановки, при этом на одном судне в зависимости от его класса и назначения может использоваться несколько ВЭУ;
- для энергообеспечения автономных объектов и использования в составе электросетей малой рассредоточенной энергетики.

Преимущество ВЭУ на базе БТЭ с ПОМ [6] по сравнению с лучшими зарубежными и отечественными ДГУ, вытекает из потребительских качеств

энергоустановок на топливных элементах:

- значительно меньшие (на несколько порядков) вредные выбросы в окружающую среду;
- значительно меньшие показатели уровня шума и вибрации; (Уровень шума в большинстве случаев является определяющим при выборе того или иного источника электропитания. У современных дизель-генераторных установок этот показатель соответствует 75-100 дБА, при этом, достижение нижнего предела уровня шума связано со значительным увеличением стоимости 1 кВт мощности установки и ее веса. Это видно на примере сравнения электростанций итальянской компании Gen Set (таблица 5).

Как видно из таблицы 5 снижение уровня шума на 24 дБ ведет к троекратному увеличению ее стоимости и двукратному увеличению веса. Электрохимический генератор (ЭХГ), являющийся основной генерирующей частью ВЭУ, работает бесшумно и без вибрации, эти показатели определяются для ВЭУ на базе БТЭ с ПОМ шумом и вибрацией комплектующих, не выше 65 дБ;

- эффективное использование топлива и высокий КПД (КПДэл. современных дизельгенераторных установок составляет около 30–32%, у ВЭУ на базе БТЭ с ПОМ равной мощности показатель КПДэл.= 40–45%, поэтому и объем запаса топлива для ВЭУ на базе БТЭ с ПОМ меньше, чем для ДГУ);
- более низкие затраты на эксплуатацию (не требуется замена масла, присутствие оператора).

ТАБЛИЦА 5 [6]. Сравнение электростанций итальянской компании Gen Set

Тип электростанции	Мощность, кВт	Двигатель	Уровень шума, дБА	Масса, кг	Цена, долл. США	Стоимость 1 кВт мощности, долл. США
MG 6000 I-D/AE-Y	4,1	Yanmar L100AE	98	125	3061	747
MG 6000 SS-L	4,1	Lambardgini 15LD400	94	187	4714	1150
MG 6000 SS-K/AA	4,1	Kabota Z482	74	230	8977	2190

Опытно-промышленный выпуск ВЭУ на базе БТЭ с ПОМ планируется начать в период с 2016 – 2020 года. В настоящее время по ОКР «ВЭУ-Перспектива» выполнен эскизный и технорабочий проект опытного образца БТЭ с ПОМ мощностью 5 кВт и демонстрационного образца ВЭУ на базе БТЭ с ПОМ мощностью 10 кВт, проведены испытания макетов и моделей подтверждающие основные технические решения.

На рис. 13–15 представлены изготовленные в ходе работ макеты и модели.



РИС. 13. Макет пятиэлементной БТЭ с МЭБ 330 см<sup>2</sup>



РИС. 14. Макет пятиэлементной БТЭ (бесшпилечный) с МЭБ 330 см<sup>2</sup>



РИС. 15. Интегрированный МЭБ

Начаты и в настоящее время продолжаются испытания по ресурсной наработке МЭБ в топливных ячейках площадью 25 см² и модели с МЭБ площадью 330 см², которая к настоящему времени достигла 3000 часов и 2600 часов соответственно. Испытания проводятся на автоматизированной 5-ти канальной станции PS Altima (рис. 16) и на лабораторном стенде и имеют целью достижение

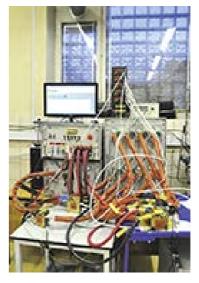


РИС. 16. Ресурсные модели с МЭБ площадью 25 см<sup>2</sup> на 5-ти канальной автоматизированной станции PS Altima

ресурса МЭБ собственного производства не менее 10000 ч с характеристиками, обеспечивающими скорость снижения рабочего напряжения не более 15 мкВ/ч при плотности тока не менее 0,5 А/см² при работе на воздухе и водороде без избыточного давления газов;

«ГЭУ-Шельф» — энергоустановки мегаваттного класса для ледостойких газодобывающих морских платформ и крупнотоннажных судов [7]

ОКР «Разработка технологии создания электрохимической энергоустановки мегаваттного класса для судов и морских объектов, эксплуатируемых в акваториях и прибрежных зонах с повышенными экологическими требованиями», шифр «ГЭУ-Шельф», выполняемая с сентября

2012 г. по государственному контракту с МИНПРОМТОРГОМ, по сути является продолжением ранее проводимых работ и органично сочетает достижения предыдущих периодов и современные разработки, полученные в ходе выполнения работ по проекту с учетом мировых достижений в области совершенствования энергетических установок, используемых для судов различного назначения и энергообеспечения морских газодобывающих сооружений с высокой экономичностью и экологической чистотой при комфортном уровне шума.

Важнейшей составной частью настоящей ОКР является разработка отечественной

ТЕХНОЛОГИИ \_\_\_\_

технологии создания батарей топливных элементов (БТЭ) с протонообменной мембраной (ПОМ). Комплекс ОКР по разработке отечественной технологии и созданию опытного образца батареи с ПОМ единичной мощностью до 50 кВт, работающей на очищенном синтезгазе и воздухе, включает:

- разработку КД на опытный образец БТЭ с ПОМ;
- изготовление и приемочные испытания опытного образца БТЭ с ПОМ:
- доработку КД на БТЭ с ПОМ с присвоением литеры «O1».

Создаваемый по проекту опытный образец БТЭ с ПОМ является главной определяющей составной частью энергоустановок с ПОМ мегаваттного класса, предназначенных для работы на природном газе и воздухе. Другой важной частью настоящей ОКР является создание стендового образца автономного функционального модуля ЭУ на базе БТЭ с ПОМ мощностью 50 кВт.В ходе выполнения вышеуказанных работ филиалом «ЦНИИ СЭТ» привлечено восемь предприятий-соисполнителей, в число которых входят: ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ», ФГУП РНЦ «Прикладная химия», ИФХЭ РАН, ОАО «АРМАЛИТ-1», СПбГМТУ, 000 «ΠΑΗΤЭΚC-1», 000 «УНИКАТ», ООО «Инновационная компания МЕВОДЭНА».

В ОКР «ГЭУ-Шельф» рассматриваются три основные области применения ГЭУ [7], а именно:

- для энергоснабжения ледостойких нефтегазодобывающих платформ арктического шельфа и других объектов ОАО «Газпром» и нефтедобывающих предприятий;
- для энергообеспечения судов в качестве главной энергоустановки;
- для энергообеспечения автономных объектов и использования в составе электросетей малой рассредоточенной энергетики.

Опытно-промышленный выпуск ГЭУ на базе БТЭ с ПОМ планируется начать в период с 2017 по 2021 год.

Результатами испытаний макета 36-ти элементной батареи БТЭ-50B (рис. 17) подтверждены

основные технические решения и зафиксирована стабильная работа батареи на режимах при заданных программой испытаний расходах реагентов.



РИС. 17. Макет 36-элементной батареи БТЭ-50B

ГЭУ на базе БТЭ с ПОМ формируется из модулей минимальной мощностью 250 кВт. В рамках ОКР«ГЭУ-Шельф» разрабатывается стендовый образец автономного функционального модуля мощностью до 50 кВт, с целью отработки технологии создания электрохимической энергоустановки мегаваттного класса на основе БТЭ с ПОМ и технических решений, закладываемых при ее создании, а также с целью создания научно-технического задела по совершенствованию энергетических установок, используемых для судов различного назначения и энергообеспечения морских газодобывающих сооружений с высокой

экономичностью и экологической чистотой при комфортном уровне шума.

Рассматриваемая промышленная технология создания ГЭУ на базе БТЭ с ПОМ является исключительно важной для развития отечественных технологий формирования ЭУ мегаваттного класса мощности для судов различного назначения и энергообеспечения морских газодобывающих сооружений с использованием новых видов топлива.

Состав стендового образца автономного функционального модуля ЭУ на базе БТЭ с ПОМ в общем случае следующий:

- блок производства анодного газа из природного газа (обогащенного водородом синтез-газа или чистого водорода);
- блок подготовки и подачи воздуха;
- блок электрохимического генератора на базе БТЭ с ПОМ;
- блок согласующих электрических устройств;
- вспомогательные системы;
- система автоматического управления и контроля;
- система обеспечения взрывопожаробезопасности;
- накопитель энергии.

Общий вид стендового образца модуля ЭУ спереди и сверху представлен на рис. 18 и 19.

РИС. 18. Общий вид стендового образца модуля ЭУ (спереди)

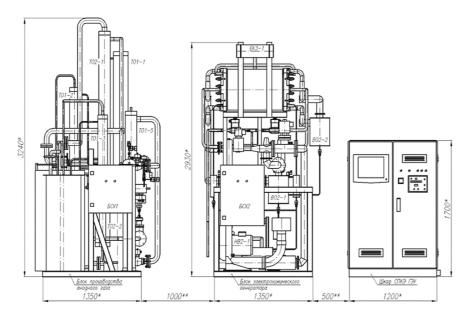
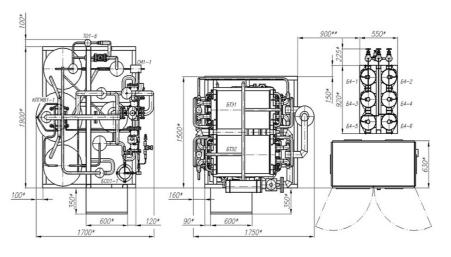


РИС. 19. Общий вид стендового образца модуля ЭУ (сверху)



### Перспективы внедрения ЭУ с ТЭ на объектах инфраструктуры нефтегазового комплекса и судостроительной отрасли

Стратегической целью филиала «ЦНИИ СЭТ» ФГУП «Крыловский государственный научный центр» в области водородной энергетики является скорейшее достижение уровня передовых зарубежных разработок ЭУ на базе ТЭ с решением в ближайшие 5-7 лет следующих научно-технических задач:

- создание научно-технического задела и совершенствование высокоэффективных энергоустановок киловаттного и мегаваттного классов на топливных элементахдля автономного энергоснабжения береговых участков газопроводов морских газодобывающих сооружений и морских газодобывающих сооружений с высокой экономичностью и экологической чистотой при комфортном уровне шума, а также для оснащения судов различных классов, в том числе газовозов и судов танкерного флота:
- разработка отечественных технологий создания батарей топливных элементов (БТЭ) с протонообменной мембраной (ПОМ) для оснащения ЭУ киловаттного и мегаваттного классов и энерго-установок на основе этих батарей, работающих на природном газе и воздухе.

Ожидаемые конечные продукты по результатам разработок:

- опытный образец батареи топливных элементов на основе протонообменной мембраны (БТЭ с ПОМ) номинальной мощностью 5 кВт работающей на водороде и воздухе, для оснащения энергоустановок киловаттного класса, с возможностью поставки по ТУ. Начало выпуска продукции 2014—2015 г.г.;
- опытный образец батареи топливных элементов на основе протонообменной мембраны мощностью до 50 кВт работающей на водороде и воздухе, для оснащения модулей энергоустановок мегаваттного класса, с возможностью поставки по ТУ. Начало выпуска продукции 2015 2016 г.г.;
- опытный образец энергоустановки мощностью 10 кВт на основе БТЭ с ПОМ, работающей на природном газе и воздухе, с возможностью поставки по ТУ. Начало выпуска продукции 2015 2016 гг.;
- опытный образец модуля мощностью 250 кВт для формирования энергоустановки мегаваттного класса на основе БТЭ с ПОМ, работающей на природном газе и воздухе, с возможностью поставки по ТУ. Начало выпуска продукции 2017—2021 гг.

По своей сути водородная энергетика является новым, инновационным видом энергетики, основанном на прямом

преобразовании энергии топлива в электроэнергию с высокими показателями эффективности и экологической чистоты.

В соответствии с мировой практикой внедрение таких разработок осуществляется по государственным программам с использованием бюджетного финансирования вплоть до начала промышленного выпуска. Во многих странах для продвижения такой инновационной продукции на рынок меняются действующие государственные стандарты, позволяющие «отсечь» дальнейшее производство старой техники или сделать ее производство и эксплуатацию невыгодными для владельцев.

Совершенно очевидно, что Россия должна войти в число разработчиков и поставщиков новой высокотехнологичной продукции, поскольку именно это предопределит путь инновационного развития отечественной энергетики.

#### Литература

- «Введение в водородную энергетику и топливные элементы», доклад заместителя главного конструктора направления водородной энергетики филиала «ЦНИИ СЭТ» ФГУП «Крыповский государственный научный центр» И.К. Ландграфа 08.04.13 г. на техническом форуме «Energy, Hydrogen + Fuel Cells» на международной технической выставке "Hannover Messe 2013", http://www.h2fc-fair.com/hm13/forum/russia-day.html
- 2. Материалы конференции «Fuel cell 2000», Швейцария (Люцерн).
- 3. www.nedo.go.jp
- 4. Erkko Fotell director Fuel cells Wartsila Finland. Презентация, Финляндия, 2010 г.
- 5. Fuel Cell Today, 2012, www.fuelcelltoday.com
- 6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ БТЭ С ПОМ ОКР «Разработка отечественной технологии создания батарей топливных элементов с протонообменной мембраной и энергоустановок на их основе, работающих на природном газе и воздухе», Федеральная целевая программа «Развитие гражданской морской техники» на 2009—2016 годы, государственный контракт № 12411.1007499.09.071 от 5 июня 2012 г., шифр «ВЭУ-Перспектива», этап 2 (промежуточный) № 3.НВЭ.ВЭУ.ТЭО.001, 2012 г.
- 7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ БТЭ С ПОМ ОКР «Разработка технологии создания электрохимической энергоустановки мегаваттного класса для судов и морских объектов, эксплуатируемых в акваториях и прибрежных зонах с повышенными экологическими требованиями», Федеральная целевая программа «Развитие гражданской морской техники» на 2009 2016 годы, государственный контракт № 12411.1007499.09.147 от 21 сентября 2012 г., шифр «ГЭУ-Шельф», этап 2 (промежуточный) № 3.НВЭ.ГЭУ.ТЭО.001, 2013 г.

# МОНИТОРИНГ В ЧЕТЫРЕХ ИЗМЕРЕНИЯХ

# 4D ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА

В условиях, когда легкая добыча нефти закончилась, а дебит новых месторождений, открываемых на материке, сравнительно невелик, особую актуальность приобретают современные методы освоения шельфовых месторождений. В России, к сожалению, есть пока единственный пример использования сейсмики 4D на одном из месторождений сахалинского шельфа, в то время как мировой опыт уже насчитывает десятки успешных примеров. В ближайшие годы ожидается расширение таких работ в России в связи с интенсификацией освоения шельфа. Какие сегодня существуют технологии проведения сейсмических исследований 4D на морских месторождениях?



Юрий Ампилов,
Глава представительства компании PGS в России, доктор физикоматематических наук, заслуженный деятель науки РФ, профессор кафедры сейсмометрии и геоакустики МГУ

им. Ломоносова

В настоящее время в мире все чаще используется сейсмический мониторинг месторождений в процессе их эксплуатации (4D). Например, к 2009 году 4D сейсмика была выполнена более, чем на 50 морских месторождениях, а за прошедшие 4 года это число выросло еще почти в полтора раза. Лидером по количеству месторождений, где такие работы были проведены, по-видимому, является British Petroleum. В последние годы активность добывающих компаний в использовании сейсмического мониторинга стала быстро расти, но в России такие исследования пока известны лишь на Астохском месторождении шельфа Сахалина, где они выполнены компанией PGS по заказу «Сахалинской Энергии».

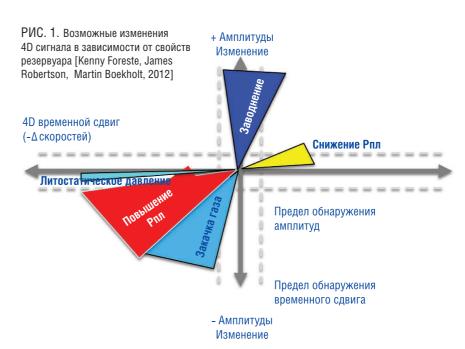
Сейсмический мониторинг сводится к тому, что на месторождении периодически проводится сейсмическая съемка 3D, по результатам которой пытаются проследить за движением водонефтяного контакта и степенью обводненности и выработанности различных частей залежи.

#### Что такое 4D сигнал?

Сигнал 4D может представлять собой любое изменение сейсмической записи по сравнению с предыдущей сейсмической съемкой 3D. Эффект основан на том, что замещение нефти водой меняет отражающие способности толщи, что сказывается прежде всего на амплитудах отраженных волн. А при длительных

перерывах между съемками могут отмечаться и небольшие сдвиги во временах отражения, обусловленные изменением скоростей в продуктивной толще при смене типа флюида. Однако такие сдвиги редко превышают один-два дискрета сейсмической записи. В то же время форма сигнала может меняется настолько, что это бывает заметно во временной и спектральной области. Понятно, что трудно подобрать теоретическое описание 4D сигнала в каждом конкретном случае, поэтому все практические результаты в этой области чаще всего основываются на выявлении эмпирических закономерностей. Так, на рисунке 1 в координатах «время-амплитуда» схематично представлены возможные эффекты в сейсмозаписи при различных изменениях в резервуаре на примере Астохского месторождения на Сахалине.

По горизонтальной оси отложены изменения по времени регистрации отраженного сигнала, а по вертикальной - амплитудные изменения. В областях заводнения залежи увеличивается амплитуда отражения при неизменности временных характеристик. В области повышения пластового давления при закачке жидкости немного уменьшается амплитуда, и наблюдаются задержки времени регистрации. И, наоборот, в области интенсивного отбора продукции при относительно пониженном пластовом давлении отмечаются положительные сдвиги во времени регистрации с незначительным ростом



амплитуды. При обратной закачке газа в пласт происходит заметное изменение амплитуды в отрицательную сторону. Существуют, бесспорно, пороги чувствительности параметров к изменению свойств в резервуаре с течением разработки (серые штриховые линии на рисунке 1).

В принципе, похожие эффекты наблюдаются и на других месторождениях. Возможно использование AVO-инверсии

(угловых сумм) для выделения эффектов в залежи, а также других распространенных инструментов количественной сейсмической интерпретации.

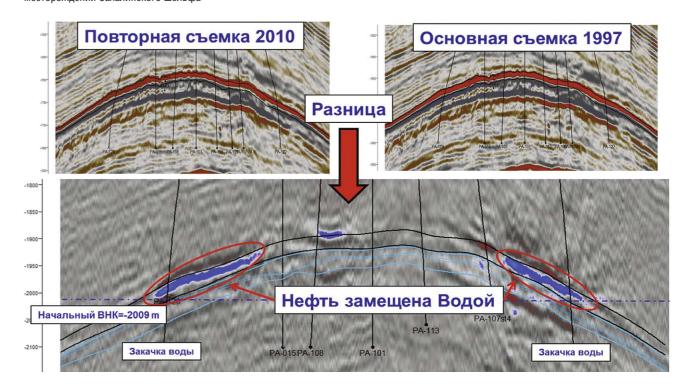
Кроме регистрации возбуждаемых сейсмических сигналов (активная сейсморазведка) в последние годы все больше используется пассивная сейсмика, основанная на регистрации микросейсмических колебаний. Считается, что при накапливании

большой статистики можно зарегистрировать изменения в резервуаре, связанные с добычей и течением флюидов в процессе разработки месторождения. Однако, данные технологии мы оставляем за пределами рассмотрения в данной статье.

# Морская съемка 4D в виде повторяющихся во времени сейсмических работ с плавающими косами

Первое, что напрашивается, это повторить сейсморазведку 3D через несколько лет после начала эксплуатации месторождения и посмотреть на произошедшие изменения в волновом поле. И это нередко делают, тем более, что современные сейсморазведочные суда типа Ramform Titan (PGS) с 24 косами длиной до 12 км каждая способны работать с высочайшей производительностью - до 4 тысяч квадратных километров 3D в месяц. При этом, однако, есть одна важная особенность. А именно, для 4D надо повторить такую же сейсморазведку, какая и была выполнена на данном участке до того, т.е. с теми же амплитудночастотными характеристиками источника и регистрирующего тракта. А сделать это спустя много

РИС. 2. Пример первой в России 4D сейсморазведки, выполненной компанией PGS по заказу «Сахалин-Энеджи» на Пильтун-Астохском месторождении Сахалинского шельфа



лет не так уж и просто. По крайней мере, это обычно под силу лишь тому же самому подрядчику, который делал предыдущую съемку и сохранил данные по всем ее параметрам, поскольку заказчик, интересующийся геологическими результатами съемки 3D, не обладает компетенцией в технических вопросах сейсморазведки и таких деталей не запрашивает и не хранит.

За рубежом время от времени данные работы проводятся на некоторых месторождениях, но в России есть лишь единственный пример такого рода работ. Их выполнила компания PGS по заказу «Сахалин Энеджи» на Пильтун-Астохском месторождении с интервалом в 13 лет: в 1997 и 2010 году. На рис. 2 приведен один из примеров сопоставления результатов. Отчетливо видно, что при вычитании волновых полей двух съемок остаются 2 зоны с наиболее выраженными изменениями. Это связано с закачкой воды в пласт через нагнетательные скважины для поддержания пластового давления при вытеснении нефти водой. Специалисты «Сахалин Энеджи» провели глубокие исследования полученных результатов и их сопоставление с промысловыми данными по эксплуатационным скважинам. Это позволило закартировать зоны распространения воды, учесть полученные данные в фильтрационной модели месторождения и определить

места для бурения дополнительных нагнетательных скважин. В целом данный проект признан весьма успешным и работа над его усовершенствованием продолжается.

### Использование систем с донной регистрацией для сейсмического мониторинга 4D

Выше была продемонстрирован пример последовательного использования традиционной морской сейсморазведки с буксируемыми косами. Однако при такой технологии зачастую проблематично в точности повторить сейсмическую съемку с одинаковыми условиями возбуждения и приема. Это делает затруднительным корректное сопоставление полученных данных и выделение на фоне помех очень слабых эффектов, связанных с разработкой залежи. Поэтому более целесообразно для целей мониторинга использовать донные системы регистрации. Это сразу на порядок снижает уровень шумов, и открывает дополнительные возможности многокомпонентной регистрации сейсмических сигналов датчиками смещения. В совокупности все это позволяет обнаруживать более слабые изменения в волновом поле, связанные с разработкой залежи, повышая порог чувствительности всей системы. Как результат, заметить такие эффекты можно не через много лет разработки, а даже и через довольно короткие

периоды времени при условии, что разработка и заводнение залежи ведется довольно интенсивно.

Имеется много положительных

примеров таких работ в мировой практике (месторождения Draugen, Gullfaks, Ekofisk, Halfdan и другие). Один из наиболее длительных проектов по времени наблюдений месторождение Валхал в Северном море, разрабатываемое компанией ВР. Его освоение начато в 1982 г. при величине оценочных запасов около 35 млн. т нефти. Первые 23 года происходило постоянное истощение добычи. В 2003 г. было принято решение начать сейсмические работы 4D. Было размещено на дне 125 км кабелей с 2304 группами 4-компонентных приборов и начались планомерные сейсмические съемки с частотой 1 раз в полгода. Особых изменений не отмечалось до тех пор, пока в 2006 году не была пробурена первая целевая нагнетательная скважина. С этого момента изменения волновой картины происходили очень динамично (рис. 3).

Главный принцип индикации изменений тот же: вычитание результатов первой съемки из каждой последующей (на рисунке 2 это 6-я, 8-я и 10-я съемки). При этом внедрение воды в пласт наблюдается относительно уверенно. Можно также отмечать места, куда вода проникает плохо, чтобы корректировать бурение нагнетательных и эксплуатационных скважин. Главные цели проекта 4D на месторождении были достигнуты, а именно:

РИС. 3. Результат последовательного вычитания регулярных 3D съемок из стартовой съемки. Наблюдение за эффектом продвижения закачиваемой в пласт жидкости из нагнетательных скважин

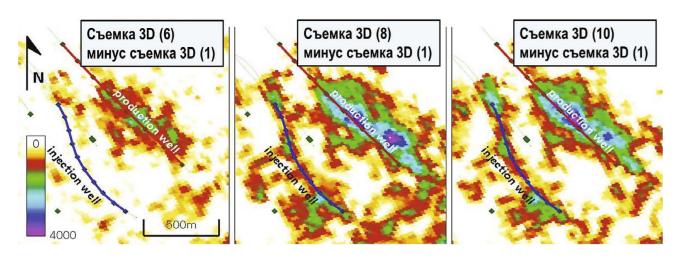
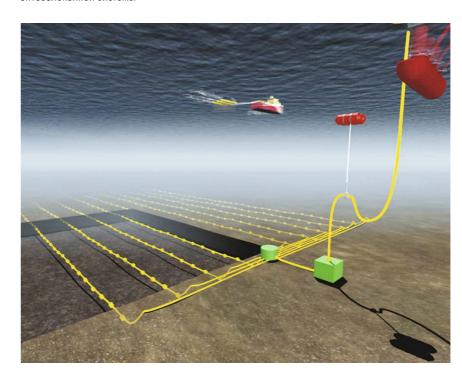


РИС. 4. Схема расположения на дне постоянно действующей регистрирующей оптоволоконной системы



- Оптимизация программы бурения нагнетательных и добывающих скважин
- Повышение темпов добычи
- Сокращение расходов на бурение

И как косвенный результат тщательных многократных съемок: выявление дополнительных перспективных для добычи участков месторождения, что кратно повысило его запасы в целом по сравнению с оцененными первоначально.

### Использование донных оптоволоконных систем для сейсмомониторинга 4D

Казалось бы, что предыдущие две модификации сейсмического 4D мониторинга покрывают все существующие потребности в работах такого рода. Однако периодическое повторение полноценной съемки 3D является довольно дорогим мероприятием и в донном варианте. Хотя в

примере с месторождением Валхал приемные устройства на дне могут находиться почти постоянно. Проблемы в таких случаях с извлечением информации, долговечностью регистрирующих систем с электрическими соединениями в соленой воде под давлением и т.п.

В компании PGS разработана специальная система мониторинга на основе оптоволоконных технологий - OPTOSEIS™. Специальные многокомпонентные датчики размещаются на дне и могут оставаться там на весь период эксплуатации месторождения (рис. 4). Отсутствие каких-либо электрических соединений в подводной части делает систему абсолютно надежной и долговечной, а стабильные условия регистрации позволяют уловить слабые сигналы, связанные с изменениями в залежи. Сбор информации может осуществляться на эксплуатационной платформе. Для этого есть все необходимое компактное оборудование.

Периодичность съемки в данном случае любая, т.к. для ее проведения требуется лишь небольшое судно-источник, затраты на которое невелики. Кроме этого нет никаких ограничений для регистрации т.н. «пассивной сейсмики» и применения отечественных технологий типа «Анчар» и подобных.

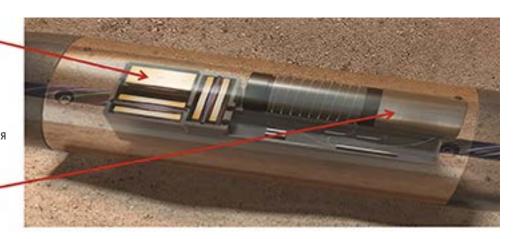
РИС. 5. Схема расположения датчиков внутри прибора: акселерометры X,Y,Z (слева) и датчик давления (гидрофон) – справа

#### Акселерометр

- Отличная устойчивость
- Небольшой размер
- Низкая чувствительность по поперечной оси
- Конструкция с компенсатором давления для глубоководных условий

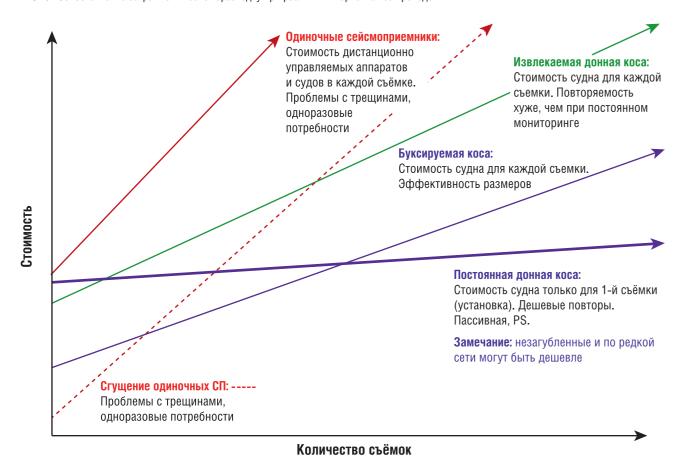
#### Гидрофон

- Проверенная на практике конструкция
- Широкий динамический диапазон
- Отсутствие искажений
- Глубоководный



[6] Neftegaz.RU ~ 41 40 ~ Neftegaz.RU [6]

РИС. 6. Сопоставление затрат на 4D сейсморазведку при различных вариантах ее проведения



Элементом системы является 4-компонентный сейсмоприемник, содержащий 3 датчика смещения - акселерометра и один приемник давления (рис.5). Таких датчиков, соединенных оптоволоконными кабелями, на месторождении может быть несколько тысяч.

Данные приемные устройства сертифицированы компанией DNV на срок службы до 20 лет при глубине воды до 3000 м. Их амплитудно-частотные характеристики заметно превосходят традиционные. Имеется первый положительный опыт производственного применения оптоволоконной системы на месторождении Джубарте, расположенном на восточном шельфе Бразилии при глубине воды 1700 м. До этого опытная эксплуатация системы проводились в Северном море.

Говоря о сопоставлении различных вариантов проведения сейсмического мониторинга 4D, следует отметить, что сравнивать их целесообразно за весь период эксплуатации месторождения. Тогда при

кажущейся дороговизне начальной инсталяции оптоволоконной донной системы OPTOSEIS<sup>TM</sup> окажется, что уже после 3-4 съемок суммарные затраты будут заметно ниже (рис.6). И это при том, что качество, надежность и информативность таких работ в сравнении с аналогами заметно выше. Время для применения таких систем на месторождениях в России уже настало, и в перспективе это сэкономит немалые средства добывающим компаниям.

Положительный опыт использования сейсмомониторинга на подземном газовом хранилище Cere La Ronde говорит о хороших возможностях 4D сейсморазведки и на суше. А разрабатываемая PGS совместно с компанией SHELL оптоволоконная система с миллионом каналов предоставит для этого все необходимые технические возможности.

#### Резюмируя отметим:

1. Сейсмический мониторинг 4D добычи нефти и газа на морских месторождениях доказал свою

- эффективность и получает в мире широкое распространение.
- 2. Из возможных модификаций сейсморазведки 4D наиболее информативен вариант с установкой донных оптоволоконных систем с 4-компонентными датчиками на весь период разработки месторождения. Возможна установка подобных систем и на суше.
- 3. Постоянные системы мониторинга позволяют использовать наряду с активной сейсморазведкой весь арсенал методов пассивной сейсмики, основанной на изучении микросейсмических колебаний.
- 4. Несколько морских месторождений Российского шельфа (Приразломное и Варандей-море в Печорском море, Киринское на шельфе Сахалина, Корчагина и Филановского на Каспии) перспективны для применения постоянного сейсмического мониторинга 4D в процессе их эксплуатации.



# MIOGE

25-28 ИЮНЯ 2013 **MOCKBA** ЭКСПОЦЕНТР









КОНГРЕСС 25-27

ИЮНЯ 2013 **MOCKBA** ЭКСПОЦЕНТР

11-й РОССИЙСКИЙ

НЕФТЕГАЗОВЫЙ

ГЛАВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА для главной ОТРАСЛИ РОССИИ





www.mioge.ru www.mioge.com



**ITE MOSCOW** +7 (495) 935 7350 **ITE GROUP PLC** 

+44 (0) 207 596 5000 oilgas@ite-exhibitions.com

### ТЕХНОЛОГИИ \_\_\_\_

# КОНТРОЛЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

В настоящее время на рынке предлагаются различные системы контроля над величиной и динамикой основных технологических параметров при бурении, капитальном и промежуточном ремонтах скважин. Некоторые из них применяются для бурения сложных скважин, для получения данных о геофизических свойствах пластов. Такие системы относительно дороги и требуют при эксплуатации постоянного присутствия квалифицированного обслуживающего персонала. Чаще при бурении и ремонте скважин достаточно определенного количества параметров, которые необходимо контролировать для обеспечения технологичности и безопасности проводимых работ. Какие приборы, измеряющие эти параметры, предлагают отечественные разработчики?



Александр Лагуткин, Технический директор ООО НПП «Петролайн-А»

Задачи контроля параметров скважины при бурении и ремонте, необходимого для обеспечения технологичности и безопасности проводимых работ, решают сравнительно недорогие контрольно-измерительные комплексы, устанавливаемые, как на стационарные буровые станки, так и на самоходные подъёмные установки. Электронноизмерительные комплексы такого типа не требуют постоянного присутствия квалифицированного персонала. К ним относится разработанный и производимый научно-производственным предприятием «Петролайн-А» контрольно-измерительный комплекс ДЭЛ-140 (далее «ДЭЛ-140»), предназначенный для измерения и визуального отображения основных технологических параметров при бурении и ремонте скважин. С 2000 года ДЭЛ-140 модернизировался и дорабатывался в соответствии с пожеланиями и рекомендациями заказчиков. В настоящее время различные версии ДЭЛ-140 эксплуатируются во всех нефтедобывающих регионах России, в Казахстане, Узбекистане и Белоруссии, показывая высокую надежность и удобство при эксплуатации.

У ДЭЛ-140 есть ряд преимуществ перед аналогичными контрольноизмерительными комплексами.

Одно из них – это датчик нагрузки на канате с новой конструктивной схемой – ДН130.

В основном в системах измерения веса на крюке грузоподъёмного механизма используются датчики, устанавливаемые посредством винтовых соединений на неподвижный конец каната талевой системы, прогибая его. Нагруженный канат распрямляется, воздействуя на датчик в трех жесткофиксированных точках - т. н. трехточечная схема. Пропорционально нагрузке на канате изменяется прогиб датчика, что приводит к изменению сигнала с тензопреобразователей. Но в силу того, что в измерении задействована система канатдатчик, при каждом изменении положения датчика на том же канате (переустановке) положение точек взаимодействия между канатом и датчиком изменяется по причине неравномерности диаметра каната в различных местах витых прядей. Это приводит к увеличению погрешности измерения относительно определенной при калибровке. Дополнительное увеличение погрешности вносит крепление датчика посредством









скоб на винтовых соединениях При переустановке датчика с винтовыми креплениями на канате невозможно повторить геометрию точек взаимодействия, при которой были занесены данные в память датчика при калибровке. Поэтому для датчиков с жесткой трехточечной схемой смещение датчика вдоль каната или поворот его относительно оси каната приводит к значительному увеличению погрешности, т. н. погрешность переустановки. Кроме этого, диаметр каната подъёмного механизма по причине износа также не совпадает с диаметром каната, на котором датчик калибровался,и это приводит к дополнительному увеличению погрешности

В результате общая, от указанных выше причин, погрешность измерений веса на крюке буровой установки может значительно превышать заявленную при калибровке. При больших весовых нагрузках на крюке, с учетом коэффициента талевой системы (8–12), расхождения в показаниях приборов с реальной нагрузкой могут достигать десятков тНс, что, естественно, резко снижает безопасность работ и вносит неопределенность в технологию их проведения.

измерения нагрузки.

Для уменьшения погрешности при измерении нагрузок на крюке грузоподъёмного механизма в контрольно-измерительном комплексе ДЭЛ-140 разработан датчик нагрузки ДН130, который имеет другую конструктивную схему. Оригинальная конструкция ДН130 позволяет значительно повысить точность измерения весовой нагрузки на крюке грузоподъёмного механизма по сравнению с другими датчиками.



В ДН130 воздействие на среднюю опорную часть датчика распределено по дугообразному

ложементу. Это позволяет сохранить соотношение сил при установке датчика на рабочий канат подъемника, близкое к тому, что было при калибровке.

В ДН130 отсутствуют винтовые соединения в элементах крепления, что исключает неопределенность при его установке, при этом полностью повторяется геометрия положения мест взаимодействия датчика с канатом, имевшее место при калибровке.

ДН130 допускает несовпадение до 1–2 мм диаметра калибровочного и рабочего канатов на подъёмной установке без заметного увеличения погрешности измерений.

Особенностью ДН130 является то, что при увеличении нагрузки на канате погрешность измерения составляет не более 1%, а при уменьшении нагрузки наблюдается небольшой гистерезис, проявляющийся в запаздывании уменьшения показаний. Это происходит по причине задержки соскальзывания волокон каната с поверхности ложемента при уменьшении нагрузки на канате. Погрешность при уменьшении нагрузки может достигать 2-2,5%. ДН-130 внесен в Государственный реестр средств измерений под № 32522-06 и защищен патентом №77426 от 19.03.08 г.

Благодаря применению датчика ДН130 в ДЭЛ-140 стало возможным измерение нагрузки на крюке до 500 тНс с точностью, обеспечивающей безопасность и технологичность работ.

Также ДН130 калибруется без привязки к контроллеру, так как является отдельным измерительным прибором, включающим в себя всю измерительную цепочку и выдающим результат измерений в цифровой форме по стандартному протоколу. Цифровой канал связи датчика с контроллером выбран не случайно. При включении комплекса ДЭЛ-140, датчик инициализируется и сообщает контроллеру свой заводской номер, дату последней калибровки. И все полученные от датчика данные идентифицируются. При разрешении спорных, аварийных ситуаций эти данные в отчетах жестко привязаны к конкретному датчику. В случае, когда применяется аналоговый датчик (4-20 мА), утверждать, что именно этот датчик производил

измерения, сложно. Соответственно достоверность графиков измерений можно оспорить.

Кроме этого, в ДЭЛ-140 применен оригинальный датчик крутящего момента и количества оборотов на роторе буровой установки - ДКМ-140. Датчик ДКМ-140 предназначен для буровых установок с карданным приводом на редуктор ротора. Устанавливается ДКМ-140 между фланцем редуктора ротора и фланцем приводного карданного вала с помощью болтового соединения. Карданный вал при этом укорачивается на длину ДКМ-140. В датчике нет вращающихся частей. Он полностью автономен. Данные о величине крутящего момента и количестве оборотов передаются в контроллер по радиоканалу.

ДКМ-140 позволяет измерять передаваемый через карданный вал крутящий момент с погрешностью не более 1,5%. В контроллер ДЭЛ-140 вводится коэффициент передаточного числа редуктора. На отдельном выносном табло отображаются величины крутящего момента и оборотов ротора в минуту.

ДКМ-140 показал высокую надежность при эксплуатации, как на стационарных буровых станках, так и на мобильных установках КРС.

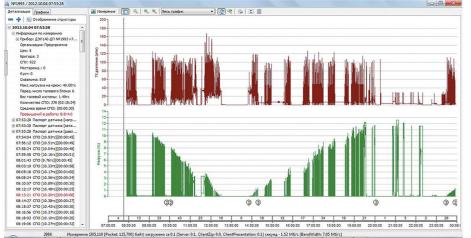
ДКМ-140, как и остальные приборы в составе контрольно-измерительного комплекса ДЭЛ-140, имеет взрывозащищенное исполнение и соответствующую маркировку.

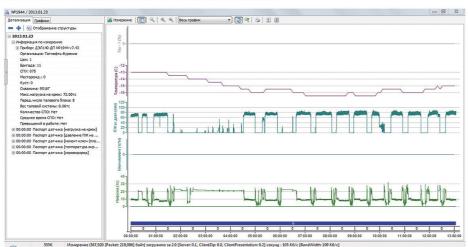
Помимо ДКМ-140, комплекс ДЭЛ-140 может комплектоваться датчиком момента для установок с цепным приводом. Особенность данного датчика в том, что вместо опорного ролика в нем применена звездочка. Это значительно увеличивает ресурс работы, как самого датчика, так и приводной цепи ротора.

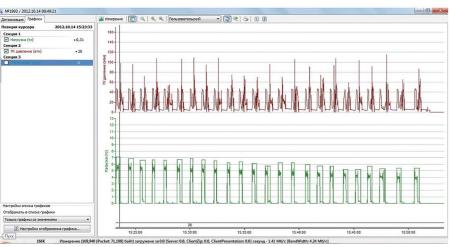
В комплектации ДЭЛ-140 предусмотрен также вариант надежной измерительной системы для контроля над величиной крутящего момента с датчиком под опорой вала цепного привода буровых установок.

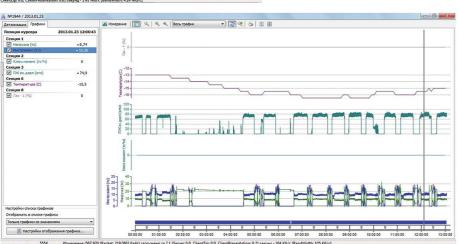
Контрольно-измерительный комплекс ДЭЛ-140 последней версии позволяет измерять, отображать и регистрировать до

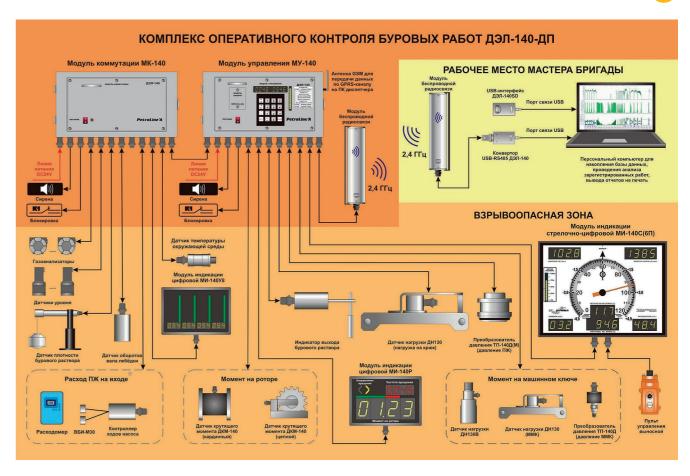












13-ти технологических параметров при бурении и ремонте скважин:

- нагрузку на крюке подъёмной установки;
- нагрузку на буровой инструмент;
- крутящий момент на роторе;
- обороты стола ротора;
- крутящий момент при свинчивании труб;\*
- давление ПЖ на входе (манифольде);
- скорость талевого блока;
- положение талевого блока над столом;
- уровень ПЖ в емкостях;\*\*
- индикацию выхода ПЖ;
- обороты вала бурового насоса (расход ПЖ на входе);
- концентрацию опасных газов в рабочей зоне.\*\*

По основным контролируемым параметрам вводятся предельные значения, при превышении которых подается звуковой сигнал и команда на блокировку тормоза лебёдки.

Все данные о величине и динамике контролируемых параметров регистрируются в съёмном модуле памяти контроллера, затем с заданной периодичностью или в режиме «on-line» передаются по каналу GPRS (GSM) на компьютер диспетчера, где обрабатываются специальной программой верхнего уровня. Эта программа создает базу данных по всем контролируемым параметрам, формирует отчеты и графики о проделанной работе на скважине и в бригаде.

Параллельно данные с ДЭЛ-140 по радиоканалу могут передаваться на ПК на рабочем месте мастера, где программа верхнего уровня, помимо перечисленных функций, позволяет осуществлять визуальный контроль над величиной контролируемых параметров на дисплее ПК в режиме «on-line».

Для эксплуатации в районах, где нет GSM связи, в ДЭЛ-140 предусмотрен съёмный модуль памяти объёмом до 1ГБ, в котором данные накапливаются и затем переносятся через специальный интерфейс в ПК диспетчера.

В контроллере ДЭЛ-140 предусмотрена резервная память — «черный ящик». В неё, кроме основной памяти и передачи данных по радиоканалу, записываются и сохраняются данные по контролируемым параметрам за последние несколько дней. Данные из резервной памяти можно использовать при утере основного съёмного модуля памяти, разборе аварийных ситуаций и т.п.

Перечисленные факторы позволяют считать контрольно- измерительный комплекс ДЭЛ-140 высокотехнологичной, надежной и удобной в эксплуатации системой контроля над величиной и динамикой технологических параметров при проведении буровых и ремонтных работ, отвечающей всем современным требованиям.

<sup>\*</sup> Предлагается три типа датчиков для ключей различных конструкций. Для контроля величины момента при свинчивании труб возможна комплектация отдельным выносным цифровым табло для оператора ГКШ.

<sup>\*\*</sup> При подключении соответствующих датчиков с токовым 4-20мА выходом. (расходомеры ПЖ, газоанализаторы и др.).

# О РОЛИ ТЕХНОЛОГИЙ В СОЗДАНИИ ГОСПОЛИТИКИ РАЦИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Сергей Родионов, ООО «Арсенал ГЕО» к.э.н.

Во многих странах добыча нефти и газа обеспечивают доходы бюджетов и благосостояние граждан. Их запасы не безграничны. В связи с уменьшением запасов нефти все зримее становится ее значение в мировой экономике. На базе добычи и переработки нефти создана большая система взаимозависимых отраслей — это разведка, добыча, переработка, нефтехимия, машиностроение, транспортировка, образование,

и т.д. Очень сложно определить действительный удельный вес нефтедобывающей отрасли и встроенных в нее отраслей в валовом национальном продукте России. Он просто огромен.

При всем этом абсолютно парадоксальным выглядит отношение к использованию запасов нефти, а точнее, к коэффициенту извлечения нефти (КИН). В нашей стране этот показатель начиная с 1990 г. по нынешнее время снизился с 0,39

скважин, а если денег много, то гидроразрыв пласта (ГРП). То есть методы безвозвратно разрушающие породу вмещающую нефть. Эти методы не всегда оказываются эффективными, а порода разрушается безвозвратно. Не редко результатом их применения является «потеря» скважины и применять другие методы уже часто бессмысленно.

Однако, есть методы значительного повышения КИН, а значит и увеличения объемов добычи из

В России КИН начиная с 1990 г. по нынешнее время снизился с 0,39 до 0,32, а в США он возрос с 0.35 до 0.41

до 0,32, а в Америке он возрос с 0,35 до 0,41. В то же время в России по месторождениям с похожими характеристиками разные добывающие компании показывают разницу КИН в 1,5 раза. Это указывает на полное отсутствие в нашей стране какой-либо политики в отношении КИН. И это все при большом количестве государственных и частных научных, проектных, сервисных компаний. Всю их деятельность можно описать знаменитым принципом «лебедь-рак-щука».

Если смотреть на дело с локального, исполнительского уровня, то основными методами увеличения добычи являются кислотные обработки

месторождения, без разрушения породы пласта и даже улучшающие однородность пласта. Это метод низкочастотного, инфразвукового воздействия на пласт из скважины. Впервые эти методы были реализованы на практике компанией ООО «Арсенал ГЕО». За 5 лет был разработан принцип работы такого устройства, разработана его конструкция, изготовлены опытные образцы, проведены испытания в длительно простаивающих скважинах.

Если смотреть на физику процесса фильтрации (течения) нефти из пласта в скважину, то при данных природой свойствах породы (пористость, проницаемость, глинистость и т.д.) главное значение имеет подвижность нефти. То есть, ее способность течь по пласту и далее в скважину. Повысить скорость этого течения,

можно, во-первых, снизив вязкость нефти в пластовых условиях, во-вторых, снизив «прилипание» нефти к породе пласта и, в-третьих, снизив действие поверхностного натяжения. возникающих при контакте нефти и пластовой воды. Для этого на пласт нужно воздействовать мощными повторяющимися низкочастотными импульсами, которые распространяются далеко по пласту. Воздействие нужно производить из скважины на глубине продуктивного горизонта, что называется «в лоб» горизонта. Разработанный нами для этих целей кабельный гидравлический инфразвуковой вибратор позволяет снижать вязкость нефти в пластовых условиях, очищать каналы фильтрации нефти, оживлять нефтенасыщенные, но «не работающие» пропластки.

Метод интересен тем, что он работает всегда и на всех скважинах. Для его реализации нужен только сам гидровибратор и геофизический подъемник, которых много в любой геофизической

геофизическом кабеле длиной до 5500м. Применяется кабель с сопротивлением жилы 28 ом/км, лучше 14 ом/км; жилы объединяются. Длина рабочей части вибратора 1040 мм, длина с наконечником 1300 мм, диаметр 102 мм, питание — от импульсного

Заряды с литыми корпусами для перфоратора

Источник тока

Гидровибратор создает циклы репрессии и депрессии за счет встречного и расходящегося движения находящихся внутри него поршней

компании. Значит этот метод – дешев. Кроме того, никаких специальных знаний и навыков не требуется, а значит этот метод – повторяем.

На данный момент в компании разработали вибратор для использования в период ремонта скважин. Такой вибратор сможет обеспечить эффективную добычу нефти из месторождений с низкой и аномально высоковязкой нефтью.

# Кабельный инфразвуковой гидровибратор для интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов

Кабельный гидровибратор одновременно создает инфразвуковые гидроудары и импульсное движение жидкости в системе пласт-скважина. Каков принцип его работы?

Гидровибратор спускается в скважину на 3-х жильном

источника тока (в комплекте), подключаемого к бортовой сети геофизического подъемника 220 в. Масса: до 35 кг.

Обработка интервала перфорации производится снизу. Вибратор одновременно обрабатывает 1 м пласта. Каждый метр интервала обрабатывается в зависимости от ФЕС от 1 до 5 часов. Частота следования импульсов – через 5 сек.

Гидровибратор создает циклы репрессии и депрессии за счет встречного и расходящегося движения находящихся внутри него поршней. Производится выброс скважинной жидкости из гидровибратора под давлением через одни промывочные окна и засасывание ее во внутрь гидровибратора через другие промывочные окна в объеме около 1 л. К гидровибратору при длине кабеля 5500м с сопротивлением жилы 28 ом/км подводится в виде короткого импульса мощность 3,5 КВ. Скорость сближения

поршней – 1,5 км/сек, что и создает гидроудар.

Кабельный гидровибратор в отличии от разнообразных имеющихся на рынке акустических излучателей производит не просто микроколебание жидкости, а создает гидроудар совмещенный с импульсным движением жидкости в системе «пласт-скважина».

Это движение двух типов – а) на стадии депрессии жидкость импульсно, рывком движется из пласта в ствол скважины и очищает поровое пространство ПЗП, б)на стадии репрессии жидкость рывком загоняется в пласт и производит микроразрыв каналов фильтрации. Многократно повторяя эти процессы гидровибратор значительно увеличивает гидропроводность ПЗП, способствуя увеличению дебитов скважин.

Гидровибратор можно применять:

- для очистки ПЗП от инфильтрата бурового раствора и увеличения ФЕС ПЗП как финишная операция при бурении;
- для повышения приемистости нагнетательных скважин;
- для повышения отдачи добывающих скважин за счет

увеличения ФЕС ПЗП как операция при КРС;

• как источник упругих гидравлических импульсов в комплексных технологиях повышения нефтеотдачи; кабельный гидровибратор при низких ФЕС следует применять в комплексе с реперфорацией, торпедированием, кислотной обработкой как финишную операцию при КРС. При нормальных начальных ФЕС пласта гидровибратор может применяться как основная технологическая операция.

Гидровибратор создает мощные гидроудары инфразвуковой частоты, при которой импульсы воздействия в виде динамической волны распространяются в пласт на глубину до 600м от скважины воздействия (подтверждено в ходе скважинных испытаний). Воздействие на дозвуковой частоте снижает вязкость нефти в пластовых условиях, увеличивает ее текучесть и скорость тока к

Гидровибратор был испытан в 3 скважинах с низкими ФЕС, с отсутствием дебита и находящихся несколько лет в простое из-за падения Рпл в 2-3 раза от начального. При чем, проницаемость составляла от 0,75\*10-3 до 9,9\*10 -3 мкм2, пористость – 11,1%, содержание парафинов от 6,1 до 7,6%. Горизонт - D2vb, мощность пласта до 10м, глубины залегания – 3300 - 3600м. Продолжительность обработки – до 24 часов. Были получены следующие результаты: увеличение приемистости до 5,4-6,6 раз, например, с 0,5 м<sup>3</sup>/час при Рнаг = 15 МПа до  $2,7 \text{ м}^3/\text{час}$ при Рнаг = 15 Мпа и до 3,3 м<sup>3</sup>/час при Рнаг = 22 Мпа (Рпл начальное = 330-360атм). При свабировании получены притоки нефти. При демонтаже оборудования после работ были получены выбросы нефти.

Среди технологических и экономических преимуществ кабельного гидровибратора следует отметить:

Во-первых, в сравнении с гидровибратором типа ГВЗ-ВМ, устанавливаемым на НКТ и работающим от прокачки жидкости кабельный гидровибратор: имеет аналогичную мощность; не требует расхода солярки на длительную

работу ЦА320; не требует подвоза большого количества жидкости (как правило, нефти) для прокачки через вибратор; обеспечивает меньшее поглощение жидкости пластом; экономия на спускеподъеме НКТ; оба типа гидровибраторов – эффективны.

Во-вторых, в сравнении с акустическими (ультразвуковыми) излучателями кабельный гидровибратор: имеет несравненно большую мощность воздействия на пласт; создает не просто микроколебание жидкости, а импульсное движение жидкости в системе пласт-скважина; сигнал ультразвуковых излучателей из-за частоты 20 Кгц затухает в пласте на расстоянии 1м, а ударная инфразвуковая волна от кабельного вибратора распространяется до 600 м; акустические излучатели низкоэффективны.

В-третьих, в сравнении с гидроударниками на взрывной проволочке кабельный вибратор: обеспечивает движение жидкости в системе пласт-скважина; кабельный вибратор может работать сутками, а приборы на взрывной проволочке имеют запас до 150 взрывов-импульсов производящихся за несколько минут.

В-четвертых, в сравнении с пороховыми генераторами давления кабельный гидровибратор: может работать сутками, а генератор давления образует один импульс сильного давления; генератор давления не может применяться при отсутствии приемистости, кабельный гидровибратор может создавать и увеличивать приемистость

Также в компании разработаны и другие технологии и оборудование для увеличения добычи нефти. Совместно с кабельным гидровибратором, эти технологии образуют комплексные компилируемые системы методов увеличения добычи нефти, которые решают большинство проблем связанных с низкой нефтеотдачей пластов и низким уровнем добычи.

Компилируемые комплексные технологии интенсификации добычи могут быть адаптированы к характеристикам конкретного месторождения и каждой конкретной скважины и включают в себя 3 обязательных метода:

- 1. увеличение контура питания
- 2. выравнивание профиля притока нефти из пласта в скважину,
- 3. увеличение подвижности нефти в пластовых условиях.

Всё это могут обеспечить разрабатываемые нами технологии повышения нефтеотдачи. Увеличить контур питания скважины и выровнять профиль притока одновременно можно за счет применения «Технологии двухэтапной перфорации скважин». При применении этой технологии не только создаются перфорационные каналы, но и происходит образование множественных и протяженных трещин в призабойной зоне пласта.

### Технология двухэтапной перфорации скважин

Это технология создания газово-гидравлического клина, образующего в призабойной зоне пласта сеть протяженных и многочисленных трещин.

#### О ВАЖНОСТИ ТРЕЩИН для гидропроводности пзп

При перфорации 1 погонного метра колонны d = 139,7мм зарядами с глубиной пробития 1000 мм при диаметре отверстия 15 мм плотностью 20 отв/м, суммарная площадь ( $S = \pi R^2$ ) отверстий в колонне составляет 0,8% от площади поверхности ( $S = 2\pi RL$ ) 1 погонного метра колонны (S 20отв. = 0,0035 м<sup>2</sup>; S 1п/м колонны =0,44M<sup>2</sup>).

На расстоянии 0,5 м от колонны при убывании диаметра перфорационного отверстия с 15 мм до 7,5 мм, суммарная площадь 20 отверстий составит 0,05% от площади кольцевой поверхности 1 погонного метра породы (S 20отв./0,5 м от колонны = 0,0009 м<sup>2</sup>; S 1п/м поверхности породы/0,5м от колонны  $=3,14 \text{ м}^2$ ).

На расстоянии 1,0 м от колонны при убывании диаметра перфорационного отверстия с 15 мм до 0,1 мм, суммарная площадь 20 отверстий составит 0,0000025% от площади кольцевой поверхности 1 погонного метра породы (S 20отв./1,0 м от колонны = 0,00000016 м<sup>2</sup>; S 1п/м поверхности породы/1,0м от колонны  $=6,28 \text{ м}^2$ ).

Площадь 20 перфорационных отверстий в колонне равна всего 0,8% от площади поверхности 1

	Показатель / расстояние от ствола скважины	Ом (стенка колонны)	0,5 м (порода)	1,0 м (порода)
1	Площадь 20 перфорационных отверстий / регресс показателя	<b>0,0035 м</b> ² / 1	<b>0,0009 м²</b> / снижение в 4 раза	<b>0,00000016 м²</b> / снижение в 22 тыс. раз
2	Площадь 1 погонного метра кольцевой поверхности / прогресс показателя	<b>0,44</b> м² / 1	<b>3,14 м</b> ² / рост в 7 раз	<b>6,28 м²</b> / рост в 14 раз
3	Соотношение площади отверстий и площади перфорируемой кольцевой поверхности / регресс показателя	0,8% /1	<b>0,03</b> % / снижение в 27 раз	<b>0,0000025%</b> / снижение в 320 тыс. раз

метра колонны, а при движении кумулятивных струй от ствола скважины в глубь пласта на расстояние 1,0 м снижается в 22 тысячи раз. Одновременно с этим площадь перфорируемой кольцевой поверхности породы увеличивается в 14 раз. Эти разнонаправленные показатели говорят о малой роли классической кумулятивной перфорации в деле улучшения фильтрационных свойств ПЗП. И эту проблему невозможно решить увеличивая плотность перфорации, фазировку зарядов, глубину пробития. Это проблема предельности свойств и возможностей кумулятивной перфорации.

Даже при использовании очень хороших зарядов с глубиной пробития 1000 мм и диаметром входного отверстия 15 мм, площадь перфорационных отверстий на расстоянии 0,5 м от ствола скважины равна всего 0,03% кольцевой площади вскрытого коллектора, а на расстоянии 1,0 м - составляет слабо представимую величину 0,0000025% кольцевой площади вскрытого коллектора. При этом площадь перфорационных отверстий сокращается в 320 тысяч раз по отношению к площади перфорируемой кольцевой поверхности при движении от колонны на 1 метр в глубь пласта!

Для создания высоких фильтрационных свойств ПЗП нужен способ перфорации, который позволил бы в сотни раз увеличить площадь и объем каналов фильтрации нефти к стволу скважины. Так как величина плотности перфорации ограничена, остается один возможный способ – создание помимо перфорационных каналов системы протяженных трещин вокруг каждого перфорационного канала. За счет взаимного

многократного пересечения и соединения этих трещин ПЗП приобретет качественно новые фильтрационные свойства.

Использование для создания трещин пороховых генераторов давления не является оптимальным методом из-за их очень низкого КПД. При срабатывании генератора волна давления расходясь мгновенно достигает колонны и импульс давления попадает в перфорационные каналы. Но как показано выше даже при использовании очень хороших зарядов площадь перфорационных отверстий составляет 0,8% от площади поверхности перфорируемой части колонны. То есть, только 0,8% энергии генератора производит полезную работу, а 99,2% энергии расходуется бесполезно – на расширение колонны и на подъем жидкости глушения. Эти полезные 0,8% энергии генератора способны лишь снизить перфорационный скин за счет разуплотнения породы вокруг перфорационных каналов. Например, при использовании 3-х метровой сборки генератора ПГДБК-100/50 общий вес заряда генератора составит 10,2 кг. То есть, полезную работу будут производить лишь 81,6 гр. взрывчатого вещества. Для сравнения при перфорации 3 метрового интервала с помощью зарядов ЗКПО 102 плотностью 20 отв/м будет истрачено 1920 гр. бризантного взрывчатого вещества.

Ясно, что энергии генератора давления недостаточно для превращения ПЗП в систему пересекающихся и соединяющихся трещин.

Требуется принципиально иной метод. Для превращения ПЗП в систему трещин была разработана «Технология двухэтапной перфорации», объединяющая в себе а)перфоратор с новыми

свойствами и б)технологию его применения.

Суть этой технологии состоит в том, что момент подрыва бескорпусного перфоратора корпуса зарядов изготовленные по особой технологии испаряются и образуют плотный «металлический газ», который как поршень с большой скоростью загоняет скважинную жидкость в перфорационные каналы и разрывает их. Происходит образование множественных не требующих закрепления протяженных трещин, что многократно увеличивает гидропроводность ПЗП и ближней зоны пласта. Были произведены одновременные перфорации двух только что вышедших из бурения одинаковых скважин одного месторождения, расположенных в 300м друг от друга. В одном случае применялся перфоратор с глубиной пробития 1000мм, в другом перфоратор для технологии двухэтапной перфорации с глубиной пробития 500мм. Результат: технология двухэтапной перфорации обеспечила в 7,7 раз больший дебит скважины.

Основным принципом «Технологии двухэтапной перфорации скважин»® как метода интенсификации добычи нефти является выполнение перфорации в два этапа (два спуска) за один подход к скважине, при чем, один перфоратор может быть любой, а другой – обязательно бескорпусной типа link с корпусами зарядов, отлитыми из цветного металла.

После срабатывания зарядов происходит испарение их литых корпусов, что является их главным отличием от стальных. Сублимация (испарение) корпуса заряда проявляется в переходе кристаллического вещества корпуса заряда сразу в газообразное состояние минуя жидкую фазу (фазовый переход первого рода).

[6] Neftegaz.RU ~ 51 50 ~ Neftegaz.RU [6]

Для достижения испарения корпусов разработана и реализована технология беспорового литья корпусов зарядов.

В момент испарения литых корпусов зарядов образуется одноатомный пар – «металлический газ», обладающий высокой плотностью. Объемно расширяясь в скважинном пространстве после выхода кумулятивной струи, «металлический газ» загоняет находящиеся в интервале перфорации а) скважинную жидкость и б) газы от ВВ в перфорационные каналы. Это явление работает как газовогидравлический клин разрывая перфорационные каналы и создавая трещины, превосходящие по длине и объему длину и объем каналов. В результате происходит разуплотнение породы.

Механика процессов происходящих в скважине при реализации «Технологии двухэтапной перфорации»

По механизму воздействия на пласт и картине трещинообразования в породе коллектора наш метод существенно отличается от применяемых на практике пороховых генераторов давления и известных систем совмещающих в себе перфоратор и генератор давления. Основное преимущество метода состоит в том, что:

- 1. При первом спуске, на первом этапе перфорации создаются каналы как условие создания протяженных трещин на втором этапе в результате перфорации бескорпусным перфоратором. Так как скорость движения головной части кумулятивной струи при входе в породу доходит до 3-5 км/сек., то уже на первом этапе, за счет импульса давления создаваемого кумулятивной струей, развивается давление на породу превышающее в сотни раз горное давление и в ПЗП образуется сеть локальных трещин. Мы всегда наглядно видим эти трещины, когда разбираем бетонную мишень после отстрела по ней кумулятивного заряда.
- 2. При втором спуске, на втором этапе работ в результате перфорации бескорпусным перфоратором с литыми испаряющимися корпусами зарядов:

- в первый момент момент срабатывания заряда бескорпусного перфоратора и выхода кумулятивной струи производится динамическое нагружение горной породы и создается напряженное состояние в пласте со скоростью до 106 МПа/с; это напряжение передается на породу через вновь созданные на втором этапе перфорационные каналы; при этом происходит встряхивание кусочков породы, образующих трещиноватую структуру вокруг перфорационных каналов созданных на первом этапе, их сдвиг друг относительно друга, и в результате – расклинивание перфорационных трещин созданных на первом этапе;
- во второй момент в момент входа плотного одноатомного пара («металлического газа») во вновь созданные на втором этапе перфорационные каналы производится поддержание динамического напряжения горной породы в пределах 102—104 МПа/с; в этот момент происходит расклинивание перфорационных трещин, созданных на втором этапе;
- в третий момент момент когда «металлический газ» загоняет находящиеся в интервале перфорации а) скважинную жидкость и б) газы от ВВ в перфорационные каналы - создается газовогидравлический клин разрывающий перфорационные каналы, образованные и на первом и на втором этапах работ, и создающий трещины, превосходящие по длине и объему длину и объем каналов; в этот момент производится поддержание динамического напряжения в пределах 10-102 МПа/с.

Механизм возникновения газовогидравлического клина состоит в следующем:

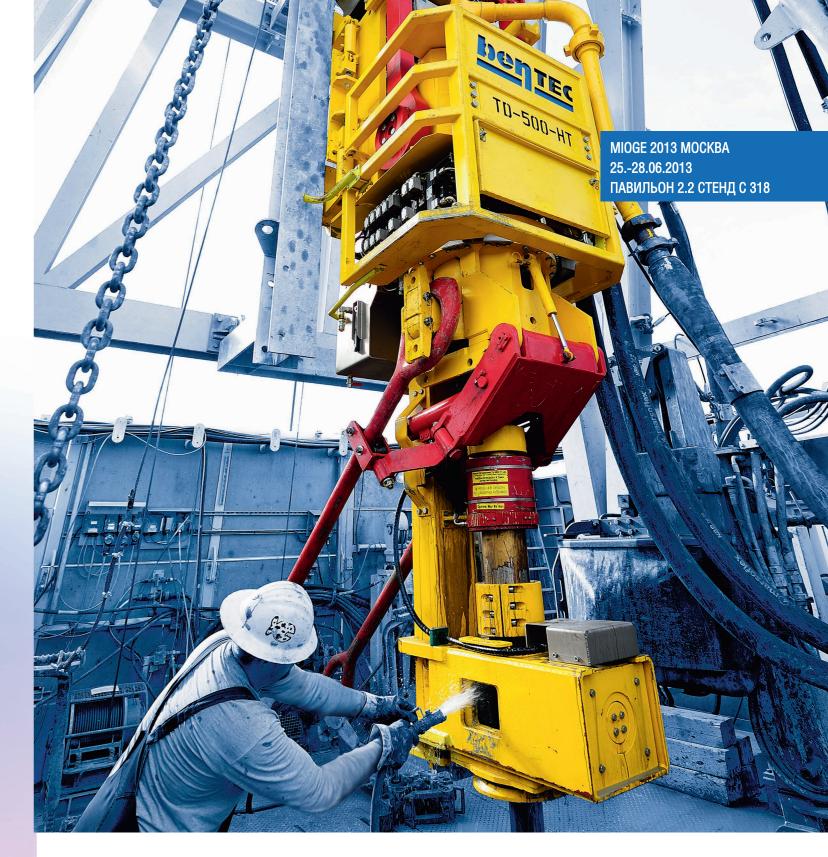
• при срабатывании зарядов бескорпусного перфоратора с испаряющимися корпусами зарядов между ними всегда находится несжимаемая скважинная жидкость; под действием плотного «металлического газа» от сработавших зарядов жидкость находящаяся между двумя соседними зарядами оказывается «запертой»

- в объеме ограниченном обсадной колонной (работает вся жидкость находящаяся в промежутке между верхним и нижним зарядами бескорпусного перфоратора); жидкость обжимается этим плотным газом и с огромной силой загоняется в перфорационные каналы; скважинная жидкость разрывает каналы созданные и на 1-ом и на 2-ом этапах работ;
- следом за этим в работу вступает газ от сдетонировавшего взрывчатого вещества зарядов находящийся так же в замкнутом скважинном пространстве; этот газ сжимаем, поэтому имеют задержку по времени относительно работы несжимаемой скважинной жидкости; газы от ВВ додавливают скважинную жидкость принудительно загнанную в перфорационные каналы и заканчивают работу по разрыву породы ПЗП.

Описанное выше механическое воздействие создает в ПЗП разветвленную систему остаточных трещин, производит разрушение водонефтяной эмульсии, очистку призабойной зоны от продуктов химических реакций и песчаноглинистых частиц, осадков АСПО и солевых отложений. Образующиеся при этом трещины не требуют закрепления. Это обусловлено свойствами горных пород необратимо деформироваться при высокоскоростных динамических нагрузках.

В результате происходит дилатантное разуплотнение породы. Дилатансия -«переупаковка» элементов скелета горной породы и пустотности, ведущая к изменению проницаемости и пористости нефтегазонасыщенного коллектора. Литофизическая природа дилатансии заключается в дроблении пород и образовании системы трещин. Это явление приводит к увеличению пористости и проницаемости пород коллектора, что в итоге увеличивает дебит скважин и добычу нефти.

В общегосударственном масштабе использование комплексных технологий в нефтедобыче позволит обеспечить стабилизацию доходов, увеличить коэффициент извлечения нефти, обеспечить рациональное недропользование.



### Верхний привод Bentec – для решения Ваших задач

Вепtес - один из ведущих мировых производителей буровых установок и нефтегазового оборудования. Верхние приводы Вепtес грузоподъемностью 275, 500 и 750 тонн специально спроектированы для тяжелых условий эксплуатации и уменьшения непроизводительных затрат времени в бурении. Компактные размеры позволяют использовать их на мачтах различных типов; могут быть использованы как в качестве переносных, так и постоянных модулей на наземных и морских буровых установках. Соответствуют всем последним стандартам нефтегазовой промышленности, обеспечивая самый высокий уровень безопасности. www.bentec.ru

OOO "Бентек" 2 км Старого Тобольского тракта, 8а 625014 Тюмень, Россия Телефон:+7 3452 683 940 Факс: +7 3452 683 926 E-Mail: info@ru.bentec.com Российское представительство Bentec GmbH 1-ый Казачий пер.,7 119017 Москва, Россия Телефон:+7 (495) 234 42 38 Факс: +7 (495) 234 42 40 E-Mail: moscow@bentec.ru



Reliable Technology For Efficient Operations

### КОМПАНИЯ

# ФОРМАТ ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ

### РОССКАТ презентовал новый нефтепогружной кабель в свинцовой облочке

В апреле компания РОССКАТ запустила мощности по производству нефтепогружного кабеля в свинцовой оболочке. К этому событию, которого давно ждали партнеры предприятия, была приурочена конференция «НЕФТЕГАЗ – Нефтегорск 2013». Чем были удивлены и что обсуждали делегаты?



Сергей Шевцов, Заместитель генерального директора, комерческий директор OAO «POCCKAT»



Владимир Гривцов, директор представительства, **OAO «POCCKAT»** по нефтепогружным кабелям

Конференция, под эгидой «POCCKAT» собрал на своей площадке «гигантов» нефтяной отрасли. Завод посетили представители более 38 ведущих компаний отрасли, в числе которых: «Газпром», «Роснефть», «Лукойл», «TNK BP», «Самаранефтегаз», и крупные сервисные компании.

За период с 1997 года по 2010 ОАО «РОССКАТ» произведено более 100000 км кабеля для УЭЦН и более 400 000 т медной катанки. В настоящее время на предприятии работает более 1300 человек.

Основная часть конференции была просвещена знакомству участников с производством завода «POCCKAT» и презентации нового нефтепогружного кабеля в свинцовой оболочке с максимальной температурой нагрева жилы 230°С: КЭСБП-230/ КЭСБкП-230.

Для многих участников на сегодняшний день «POCCKAT» стал открытием. Ранее завод воспринимался, как небольшой завод с провинции. Но, посетив и увидев мощь «POCCKATa», участники форума не скрывали удивления и восторга от современного оборудования, высокой культуры производства и открытых к диалогу технических специалистов, понимающих все

нюансы производства, и как они отметили, является залогом того, что качество производимой продукции будет на высоком уровне.

**В 2008 г.** завершен инвестиционный проект по организации производства силовых кабелей широкой номенклатуры от 0,66 до 6 кВ.

В 2009 г. поставлены на производство и сертифицированы контактные провода из меди и ее сплавов, применяемые в воздушной контактной сети для передачи энергии электрическому

В 2010 г. освоено производство силовых кабелей с пластмассовой изоляцией в холодостойком исполнении с индексом ХЛ, номенклатура выпускаемых изделий пополнилась марками: ВВГ-ХЛ, ВВГнг-ХЛ, ВБШв-ХЛ, ВБШвнг-ХЛ.

В 2011 г. запущена новая линия М-85, что сразу дало двукратное увеличение выпуска на операции волочения. Освоено производство нефтепогружного кабеля в гофрированной оболочке марки КПвСтБП-160 и силовых кабелей с резиновой изоляцией марки КГ.

В 2012 г. произведено 500 тысяч тонн медной катанки. Совместно с «ВНИИКП» освоено производство кабелей силовых марок ППГнг(А)-НF, ПБПГнг(А)-НF не распространяющих горение с изоляцией и оболочкой из полимерных композиций, не содержащих галогенов. Успешно прошла ресертификация системы менеджмента качества в соответствии требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2008.

«Первый раз я был на «POCCKATe» два года назад, и за этот период завод сделал большие шаги в плане своего развития - рассказывает начальник отдела поставок ТД «Лукойл» Константин Десятник. - Радует, что идут инвестиции в оборудование, технологии,

предприятие стремится достичь европейского уровня. Приятно заходить в цеха завода - везде порядок, чистота».

Во время экскурсии все участники увидели и убедились в полном цикле производства: от переработки меди в катанку до изготовления кабельно-проводниковой продукции. Посетили лабораторный комплекс ЛабУИК-400 «СКВАЖИНА» это имитация работы кабеля для нефтепогружных насосов в условиях нефтяной скважины. Данный лабораторный комплекс не имеет аналогов в России.

Во время экскурсии Анатолий Сергиенко главный инструктор ЗАО Новомет-Пермь отметил: «Мы недавно работаем с заводом «POCCKAT», но уже убедились в высоком качестве поставляемой продукции. Сейчас я вижу, что качеству на «POCCKATe» действительно уделяют большое внимание – на предприятии много лабораторных объектов, стендов для испытаний. Еще хочется отметить такой плюс «POCCKATa», как современное оборудование и грамотно выстроенная технологическая цепочка».

После экскурсии по территории завода началась вторая часть конференции, где ведущие специалисты презентовали технические доклады.

### Лабораторный комплекс ЛабУИК-400 обеспечивает:

- создание и контроль заданных параметров испытательной среды (температура до 250°C, давление до 30 МПа);
- поддержание внутри испытательной камеры с образцом кабеля давления до 40 МПа (400 кг/ см²) температуры от 20°С до 250°:
- измерение токов утечки от 0,01 мкА до 250 мкА при постоянном напряжении от 1 до 10 кВ;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции образца кабеля;
- контроль и управление проведением испытаний;
- сбор и хранение контролируемых и измеряемых параметров.

Данный лабораторный комплекс необходим при создании новых видов кабелей для нефтепогружных насосов, проведении научно-исследовательских работ. Испытания образцов кабеля на ЛабУИК-400 позволяет выявить слабые места в конструкциях кабеля



ОАО «РОССКАТ» благодарит всех участников Технической конференции «НЕФТЕГАЗ-Нефтегорск 2013» за проявленный интерес к заводу и высокую оценку организации.

# Мы создаем основу для передачи энергии



- катанка медная
- катанка медная низколегированная оловом
- проволока медная

443086, г. Самара,

ул. Ерошевского, 20 тел./факс: +7(846)378-04-20

e-mail: rosskat-s@samtel.ru

- кабели для установок погружных электронасосов
- кабели силовые с пластмассовой изоляцией
- кабели силовые с резиновой изоляцией
- провода обмоточные с бумажной изоляцией
- провода контактные из меди и ее сплавов
- провода неизолированные для воздушных линий электропередачи
- профили медные для электрических машин

www.rosskat.ru

101990, г. Москва, пер.Коробейников, 22, стр. 3, 4 этаж, м. Кропоткинская тел./факс: +7(495) 695-12-46, 695-12-47 e-mail: rosskat@tevia.ru



### КОНСТРУКЦИЯ

- 1 Медная луженая однопроволочная токопроводящая жила
- 2 Изоляция на основе этиленпропиленового каучука
- 3 Оболочка из свинцового сплава
- 4 Бандаж из фторопластовой ленты
- Рекомендации по использованию: • в качестве термовставок при изготовлении кабельных линий, для скважин с осложненными условиями эксплуатации;
- при разработке технологии изготовления и подборе соответствующей конструкции муфты кабельного ввода, использование в качестве кабеля удлинителя

- 5 Подушка из стеклянной ленты или нити
- 6 Броня из стальной оцинкованной или нержавеющей ленты

### КОМПАНИЯ

# ОБОРУДОВАНИЕ SCOMI ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Качество и скорость бурения во многом определяется тем, насколько эффективно и своевременно происходит очистка бурового раствора. Поэтому удаление выбуренных частиц породы из раствора имеет большое значение. Ступенчатое удаление шлама восстанавливает базовые технологические свойства бурового раствора. На качество очистки влияет множество факторов, но в первую очередь, применяемое оборудование. Какие технологические решения предлагает сегодня рынок потребителю?







Редичкин Андрей Константинович, Генеральный директор СКОМИ ОЙЛТУЛЗ (РУС)

Уже более 18 лет Компания СКОМИ ОЙЛТУЛЗ (РУС) предлагает комплексные решения для снижения затрат на содержание и ремонт оборудования для нефтегазового комплекса, полностью соответствующие потребностям клиентов.

Одним из ключевых направлений деятельности Компании является предоставление в аренду оборудования для очистки бурового раствора. Для этих целей в распоряжении Компании имеется обширный парк оборудования под собственной торговой маркой Scomi (производство США).

Особенностями и конкурентными преимуществами данного оборудования являются:

- простота в работе и обслуживании: не требует специальных навыков и обучения для работы;
- надежность как один из ключевых показателей при работе в

условиях Крайнего Севера и на удаленных локациях;

- низкая стоимость запасных частей и расходных материалов;
- продолжительный срок службы ситовых панелей;
- минимальный перечень запасных частей, требуемых для поддержания оборудования в исправном состоянии, что значительно облегчает работу сервисного персонала;
- взаимозаменяемость запасных частей оборудования Scomi с оборудованием других производителей.

Также парк компании включает оборудование компании Derrick: центрифуги, вибросита, ситогидроциклонные установки, центробежные насосы и многое другое.

На сегодняшний день услугами СКОМИ ОЙЛТУЛЗ (РУС) по очистке буровых растворов и аренде оборудования пользуются ведущие

предприятия нефтегазовой отрасли. Участвуя в разработке Ванкорского месторождения с 2007 г., компания СКОМИ ОЙЛТУЛЗ (РУС) наработала огромный опыт по предоставлению сервисных услуг для предприятий OAO «HK «POCHEΦΤЬ». B 2013 году были выиграны тендеры на оказание сервисных услуг по обслуживанию оборудования очистки бурового раствора для Грозненского и Нефтеюганского филиалов ООО «РН-Бурение», что позволило компании СКОМИ подняться на новый уровень и занять лидирующее положение среди сервисных компаний на российском рынке.

Компания постоянно развивается и расширяет перечень предоставляемых услуг, а также парк оборудования для сдачи в аренду. С этой целью на заводе Компании в г.Хьюстон (США) был разработан и произведен экстрактор - новый вид оборудования по очистке, ранее не представленный на российском рынке. Экстрактор – оборудование специального назначения для снижения содержания жидкой фазы в буровом шламе до уровня, позволяющего производить транспортировку, утилизацию или дальнейшую биоремидиацию. В настоящее время СКОМИ ОЙЛТУЛЗ (РУС) организует поставку данного вида оборудования на российский рынок для реализации и сдачи в аренду.

Одним из приоритетов компании является надежность оборудования.

Для поддержания технического состояния и эффективности

работы оборудования каждая единица проходит аудит с привлечением высококвалифицированного персонала на базе Нижневартовского подразделения СКОМИ ОЙЛТУЛЗ (РУС), а с апреля 2013 года – и в новом подразделение компании в г. Нефтеюганск на базе производственного обслуживания, оснащенной высокотехнологичным оборудованием.

Кроме собственного оборудования, технические специалисты СКОМИ ОЙЛТУЛЗ (РУС) готовы в минимальные сроки произвести качественный и недорогой ремонт оборудования заказчика. На сегодняшний день наиболее востребованным видом работ является ремонт центрифуг различных производителей. Для этих целей ремонтная база Компании оснащена балансировочной машиной и современным инструментом импортного производства.

Эффективность работы систем очистки обусловлена прежде всего качеством, надежностью и техническими характеристиками оборудования. Не менее важен и правильный подбор оборудования, его регулировка, настройка и ежедневное техническое обслуживание. Для решения этих задач СКОМИ ОЙЛТУЛЗ (РУС) предоставляет услуги сервисного обслуживания оборудования систем очистки, которые включают в себя:

 непосредственное обслуживание оборудования с постоянным присутствием инженера-механика на объекте;

- обеспечение сеточными панелями и запасными частями;
- подбор оборудования и разработка принципиальных схем системы очистки;
- курирование монтажных работ.

Специалисты Компании имеют высокую квалификацию и огромный опыт работы по обслуживанию систем очистки различных марок («SCOMI», «Derrick», «MI SWACO», «Kem-Tron», «Полет»). Инженеры регулярно проходят обучение, что позволяет им поддерживать свой высокий профессиональный уровень, а Компании в свою очередь — предлагать динамичное партнерство для клиентов, предоставляя наилучшие решения, существующие на рынке.

ООО «СКОМИ ОЙЛТУЛЗ (РУС)» позиционирует себя не только как ответственный бизнес партнер и надежный поставщик качественных услуг, но также как социально ответственная компания. Социальная политика компании не ограничивается укреплением профессионализма и социальной базы сотрудников. Руководство Компании и ее персонал осознают свою ответственность перед обществом по поддержанию социальных учреждений, общественных мероприятий, развития духовности, поддержки талантов. Так под патронажем компании находится коррекционный интернат №3 II вида в г. Энгельс Саратовской области. Компания оказывает спонсорскую помощь по организации культурных мероприятий, поездок и досуга для воспитанников интерната.

Компания во всем стремится соблюдать принцип социально- ответственного бизнеса и тем самым формировать сотрудничество на законной, устойчивой и взаимовыгодной основе.



НАРЬЯН-МАР, ГТЭС-12 –

предназначена для обеспечения электрической энергией г. Нарьян-Мар. Является единственным источником ПЕРВАЯ СРЕДИ электроэнергии для города МНОГИХ!



Ермаков Рауф Раисович. директор по связям с общественностью ОАО «Сатурн -Газовые турбины»

В жизни любого предприятия есть объекты, запуск в эксплуатацию которых считается отправной точкой истории, моментом, определяющим будущее, создающим предпосылки для успешной работы всего коллектива. От того, насколько правильными были конструкторские решения, насколько слаженной была работа сборщиков, монтажников, строителей зависит доброе имя компании. Потом будут и крупные заказы, и новые разработки, и международные соглашения. Будет стратегия развития и уникальная корпоративная культура. Но первым камнем в фундаменте здания предприятия всегда является он – успешно сданный первый объект. Для ОАО «Сатурн – Газовые турбины» таким объектом стала ГТЭС-12 города Нарьян-Мар. 31 мая исполнилось 10 лет с момента подписания акта государственных приемосдаточных испытаний электростанции ГТЭС-12 города Нарьян-Мар, построенной силами «Сатурн – газовые турбины»

Нарьян-Мар – это небольшой город с населением чуть более 22 тыс человек. Это один из центров русского Севера, который, не смотря на размеры, имеет значительное количество энергопотребителей. До 2003 года энергодефицит являлся одной из самых больших проблем местных властей. Единственная электростанция Нарьян-Мара уже выработала свой ресурс и часто давала сбои, погружая город во тьму. Но были и другие беды – основу станции составляли дизельгенераторы, которые потребляли дорогую для Севера солярку и

превышали все разумные показатели по шуму.

В связи с этим администрация города приняла решение о строительстве новой электростанции.

В июне 2001 г. победителем открытого конкурса на строительство электростанции под ключ было признано НПО «Сатурн» с проектом станции ГТЭС-12 мощностью 12 МВт на базе двух агрегатов ГТА-6РМ.

Перед подрядчиком стояла задача в короткий срок создать современную ГТЭС, отвечающую санитарным нормам, особенно жестким по уровню шума, который на расстоянии 50 м не должен превышать 45 дБА.

ГТЭС-12 имеет цеховое исполнение и включает следующие функциональные группы помещений: машинный зал с газотурбинными агрегатами; пультовая для управления станцией; помещения электротехнической части; административные и бытовые помещения.

Главный корпус выполнен с применением современных технологий из металлических

легкосборных конструкций, что позволило применить более простые фундаменты. Корпус станции облицован панелями типа «сэндвич», с трехслойным негорючим материалом утеплителем толщиной 250 мм на базе базальтового волокна. Теплоизоляционные свойства панелей позволяют при стандартном отоплении поддерживать температурный режим +15 °C внутри

производственного помещения при температуре наружного воздуха до

ГУП НАО «Нарьян-Марская электростанция»

Применение стеновых панелей типа «сэндвич» решило вопрос снижения уровня шума

двигателей. Кроме того, проектом была предусмотрена установка дополнительных шумоглушителей в КВОУ и дымовой трубе. Оборудование электростанции ГТЭС-12 создана на базе двух газотурбинных агрегатов ГТА-6РМ мощностью по 6 МВт.

В состав агрегата входят: двигатель ГТД-6РМ, турбогенератор, трансмиссия, входная улитка, газо-отвод, маслосистема двигателя и генератора (маслобаки, маслоохладители и т.д.), КВОУ, воздуховод. ГТД-6РМ создан в НПО «Сатурн» на базе авиадвигателя ДЗОКУ/КП. Высокая унификация с авиационным аналогом обеспечивает ГТД-6РМ большой эксплуатационный ресурс.

Чтобы соответствовать экологическим нормам, в двигателе применена однозонная малоэмиссионная камера сгорания, в результате уровень выбросов NOхи CO не превышает 25 ррт. В качестве силовой турбины использована четырехступенчатая турбина низкого давления авиационного двигателя. Частота вращения 3000 об/мин соответствует оборотам турбогенератора, позволяя обойтись без применения редуктора, и это значительно упрощает конструкцию агрегата.

Цикловой воздух перед входом в двигатели очищается комплексными воздухоочистительными устройствами. Каждое КВОУ состоит из двух ступеней очистки воздуха – инерционных щелевых пылеотделителей и воздушных мешочных фильтров накопительного типа. Воздухоочистительное устройство снабжено противообледенительной системой, байпасным клапаном и системой контроля технического состояния. Система вентиляции машинного зала станции изначально была спроектирована с учетом климатических условий Заполярья, т.е. с запасом по экономии тепла.

Электроэнергия на ГТЭС-12 вырабатывается двумя турбогенераторами ТК-6

Система автоматического управления газотурбинными агрегатами, выполняет автоматическое регулирование и поддержание заданных режимов работы ГТА-6, защиту систем при аварийных ситуациях. АСУ ТП электростанции обеспечивает взаимосвязанную работу оборудования станции на всех режимах.

### Губернатор Ненецкого автономного округа Игорь Фёдоров:



К Без преувеличения ГУП НАО «Нарьян-Марская электростанция» имеет решающее значение для энергетической системы Ненецкого автономного округа. Дело в том, что энергосистема НАО имеет ряд особенностей. Во-первых, децентрализована, в каждом населённом пункте есть своя генерация. Во-вторых, технологическая

**ПЕРВАЯ ОЧЕРЕДЬ** ГТЭС-12 оснащена двумя агрегатами ГТА-6РМ с двигателями ГТД-6РМ производства ОАО «НПО «Сатурн».

Дата ввода в эксплуатацию: 31.05.2003 года. Общая наработка агрегатов ГТА-6РМ на ГТЭС-12 составляет более 130 000 часов.

- «Сатурн-Газовые турбины» выполняет на ГТЭС-12 ГУП НАО
- «Нарьян-Марская электростанция» следующие виды работ:
- плановое техническое обслуживание;
- устранение несоответствий, выявляемых в процессе эксплуатации оборудования

[6] Neftegaz.RU ~ 59 58 ~ Neftegaz.RU [6]

изолированность - нет связи с единой энергетической системы страны и, соответственно, рассчитывать мы можем только на собственные силы. Сегодня имеющиеся мощности позволяют справляться с пиками нагрузки в осенне-зимние периоды. Но в перспективе мы планируем увеличить мощности. Малая энергетика и Крайний Север – понятия неразделимые. В условиях Заполярья просто невозможно организовать снабжение энергией от единого энергоцентра всех потребителей с малыми объёмами потребления, к тому же разбросанными на сотни километров друг от друга. До 2016 г. мы планируем направить на программу по повышению энергоэффективности более 2 млрд руб. В планах перевод Нарьян-Марской электростанции на когенерационный цикл работы. Цель очевидна повысить коэффициент полезного использования топлива. Когенерация позволит достичь показателя в 70 %. Я всю жизнь проработал в энергетике, руководил крупным энергетическим комплексом на Севере и могу уверенно сказать, что оборудование, изготовленное на предприятии «Сатурн – газовые турбины» отвечает всем требованиям работы в условиях Крайнего Севера.

Актом государственных приемосдаточных испытаний от 31.05.2003 г. электростанция ГТЭС-12 в г. Нарьян Мар была принята в эксплуатацию. Таким образом был закончен первый этап реконструкции единственной в городе муниципальной электростанции.



В июне 2009 года «Сатурн–Газовые турбины» завершило строительство второй очереди электростанции ГТЭС-18 мощностью 18 МВт с возможностью увеличения мощности в перспективе до 24 МВт.

Таким образом, к настоящему времени электростанция включает следующее основное оборудование:

- ГТЭС-12 на базе двух ГТА-6РМ; ГТЭС-18 на базе трех ГТА-6РМ (из них два агрегата двухтопливные) производства «Сатурн–Газовые турбины»;
- дожимная компрессорная контейнерная станция производства ЗАО «НОЭМИ» – три компрессора;
- электротехническое оборудование 0,4 кВ и 6 кВ;

ВТОРАЯ ОЧЕРЕДЬ ГТЭС-18 оснащена тремя агрегатами ГТА-6РМ с двигателями ГТД-6РМ производства ОАО «НПО «Сатурн». Дата ввода эксплуатацию 13.08.2009 года.

ОАО «Сатурн-Газовые турбины» выполняет на ГТЭС-18 ГУП НАО «Нарьян-Марская электростанция» следующие виды работ:

- плановое техническое обслуживание;
- устранение несоответствий, выявляемых в процессе эксплуатации оборудования в рамках гарантийных обязательств до 13.08.2014 г.

- узлы учета электроэнергии, жидкого и газообразного топлива;
- общестанционное оборудование;
- три операторские станции;
- инженерная станция.

В мае 2010 года утверждено техническое задание на систему удаленного мониторинга (СУМ), позволяющую вести непрерывный on-line контроль и запись параметров работы агрегатов из Центра поддержки Заказчика ОАО «Сатурн-Газовые турбины».

В ноябре 2010 СУМ система удаленного мониторинга введена в эксплуатацию.

# Директор ГУП НАО «Нарьян-Марская электростанция» Михаил Осинин:

ГТЭС-12 одна из основных «рабочих лошадей» в энергосистеме г. Нарьян-Мар и п. Искателей. Сегодня дефицита в электроэнергии нет, но предпринимаются все меры, для избежания его и в будущем. Вся необходимая для жизнедеятельности электроэнергия вырабатывается только здесь и взять ее больше неоткуда. Надежность электроснабжения потребителей и качество электроэнергии должны быть на первом месте и обеспечить эти требования мы можем, в первую очередь, надежной работой генерирующего оборудования - газотурбинных агрегатов. Станция работает уже 10 лет, со специалистами «Сатурн-Газовые турбины» поддерживаются постоянные отношения по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту оборудования ГТЭС-12. Выработка электроэнергии составила 576 млн кВтч электроэнергии.

Внедрение новых технологий на Нарьян Марской ГТЭС позволит сократить расход природного газа, повысить коэффициент полезного использования топлива и улучшить экологическую ситуацию в регионе.

### Дизель-генераторы GESAN (Испания)



### для резервного и автономного электроснабжения



#### Дизельные генераторы жидкостного охлаждения 10 - 3 300 кВА

Двигатели: Volvo Penta, Perkins, John Deere и MTU

Высокий моторесурс (не менее 45 000 мч) и полная адаптация к российским топливам и маслам

Высота над уровнем моря до 1000 м без снижения мощности Температура окружающей среды: -30oC ...+ 40oC

Время работы ограничено только межсервисным интервалом

Опции, облегчающие интеграцию ДГУ в систему электроснабжения Заказчика



### Шумозащитный всепогодный кожух

Гальванизированные стальные листы, фосфатизированные и окрашенные порошковым напылением

Исполнение ІР44

Резидентный глушитель - 26 дБА

Термо- и звукоизоляция огнестойкой минеральной ватой (50 мм)

Внешний доступ к горловине топливного бака и кнопке аварийного останова

Центральный рым-болт или 4 подъемных рым-болта

Опция: шасси для локального перемещения и по дорогам общего пользования



### Управляющие контроллеры DeepSea 4420/7320

Ручной или автоматический запуск/останов.

Управление переключением АВР- Аварийная сигнализация и защитные остановы

Программируемые цифровые входы и выходы СИД, USB-порт, звуковая сигнализация

Поддержка протоколов CANBUS(J1939)

RS 485 и RS 232-modem с поддержкой MODBUS RTU (для DSE 7320)

Многоязычный ЖК-дисплей (в том числе русский – для DSE 7320)



#### Бензиновые электростанции 3 – 15 кВА

Двигатели Honda, Briggs&Stratton серии Vanguard, 3000 об/мин

Ручной запуск пусковым тросом или от ключа зажигания

Автоматический запуск/останов при пропадании сети или по внешнему сигналу

Колесный комплект: одноосное шасси и ручки для перемещения

Увеличенные топливные баки



### Дизельные генераторы воздушного охлаждения 4 - 30 кВА

Двигатель: Lombardini, 3000 об/мин.

Ручной запуск пусковым тросом или от ключа зажигания

Автоматический запуск/останов при пропадании сети или по внешнему сигналу

Колесный комплект



### Сварочные генераторы (АС, DC)

Однофазные: 180 - 200 А
Трехфазные: 210 - 300 А
Колёсный комплект
Регулятор тока сварки
Термический расцепитель
Два сварочных вывода («-» и «+»)
Кабель сварочный (4м) с зажимом
Кабель заземления (2м) с зажимом



OOO "Абитех" - официальный дистрибьютор Gesan в России

Телефон: 8 (495) 234-01-08 E-mail: info@abitech.ru Web: www.abitech.ru













# МАРКА «ЗиО» 70-ЛЕТНЕЙ ВЫДЕРЖКИ

Подольский машиностроительный завод («ЗиО») играет одну из ведущих ролей в развитии ТЭК России. Сегодня это основное предприятие Группы компаний, объединяющей инжиниринговые центры ЗАО «КОТЭС» и ЗАО «ЗиО-КОТЭС» и производственные площадки: ОАО «Каширский завод металлоконструкций и котлостроения», ООО «Завод энергетического оборудования «ЗИОСАБДОН» и ЗАО «Стройтехника». Основанное в 1919 г. предприятие в разгар Великой Отечественной войны освоило выпуск самой мирной продукции — паровых и водогрейных котлов для тепловых электростанций. Именно эта специализация — энергетическое машиностроение — оставалась основной для компании на протяжении её многолетней истории. С 1943 г. под маркой «ЗиО»

изготовлено около 800 котлов мощностью от 5 до 800 МВт, различных параметров, действующих на 180 отечественных и зарубежных тепловых станциях и дающих более 75 млн. кВт электроэнергии, в том числе 16 млн. кВт — на экспорт. География поставок паровых котлов ОАО «ЗиО» — обширна и охватывает территорию центральной России и Сибири, распространяется на страны Европы (Беларусь, Украина, Болгария, Сербия, Хорватия, Черногория, Румыния, Литва, Польша, Германия, Греция, Финляндия) и Азии (Узбекистан, Казахстан, Турция, Индия, Китай, Вьетнам). 70-летний опыт проектирования и производства котельной продукции позволяет коллективу завода в современных условиях конкуренции выполнять комплектную поставку оборудования «котельного острова»



### Юрий Петров, Генеральный директор ОАО «Подольский машиностроительный завод»

С советской эпохи за Подольским заводом прочно закрепилась репутация «создателя котлов». в том числе, работающих на трудносжигаемом топливе лигнитах, буром и высокозольном каменном углях. По эффективному сжиганию такого топлива в котлах у подольских котлостроителей наработан гигантский опыт, позволяющий участвовать в строительстве новых энергоблоков и выполнять масштабные проекты реконструкции и модернизации действующих энергоблоков, с учетом различных технических требований заказчика.

В течение последнего пятилетия «ЗиО» успешно выполнил

модернизацию котлоагрегатов, выработавших 40-летний ресурс. Для отдельных блоков энергетических гигантов — Экибастузской, Рефтинской и Аскуской ГРЭС — были спроектированы котельные установки, позволяющие значительно снизить уровень вредных выбросов в атмосферу и повысить надежность блоков.

Визитная карточка инжиниринговой компании «ЗиО-КОТЭС» – проект пылеугольного котла с кольцевой топкой. Его применение на крупных энергоблоках позволяет уменьшить до 30–40 % высоту котельного агрегата, обеспечить безшлаковочное и экономичное сжигание сильношлакующих углей, а также существенно снизить уровень вредных выбросов.

Современное направление деятельности ГК – поставка котловутилизаторов для энергоблоков с парогазовым циклом. Их применение позволяет достичь КПД парогазовой установки 51 – 58%. Более 50 котлов-утилизаторов изготовлено «ЗиО» для тепловых станций Москвы и Подмосковья, Ивановской области, Санкт-Петербурга, Курска, Калининграда, Урала, Сочи, а также хорватской теплоцентрали «Сисак» и собственных энергетических объектов крупных предприятий.

Каждый котел – уникальный конструкторский проект, выполнение

которого трудно представить без современных средств проектирования и производства. В инжиниринговых подразделениях ГК применяются современное программное обеспечение, персонал компании аттестован на право проектирования и производства котлов, вспомогательного механического оборудования котельных установок, выполнения шеф-монтажных и шеф-наладочных работ.

Многолетнее сотрудничество «ЗиО» с НИУ «МЭИ» позволяет предприятию ежегодно пополнять кадровый состав выпускниками ведущего Российского ВУЗа и вести научные разработки в области аналитики расчетов конструкторских проектов. В расчетно-аналитическом отделе «ЗиО» по совместительству трудятся аспиранты и научные сотрудники кафедры парогенераторостроения МЭИ.В 2013 году благодаря приобретению собственного вычислительного кластера у Группы компаний появился ряд преимуществ. Теперь мощный вычислительный комплекс используется для моделирования топочных процессов паровых котлов, оптимизации конструкции котлов-утилизаторов и прочностных расчетов. Интеграция суперкомпьютера в технологический цикл позволила повысить качество и надежность продукции, снизить себестоимость производства, вывести на качественно новый

уровень технологию продаж за счет демонстрации заказчику 3D-моделей различных режимов работы паровых и водогрейных котлов.

Техническое перевооружение производственных площадок ГК позволяет выполнять полный технологический цикл изготовления металлоконструкций и частей, работающих под давлением паровых и водогрейных котлов, а также котлов-утилизаторов для ПГУ.

Центральная заводская лаборатория аттестована на проведение испытаний неразрушающим и разрушающим методами контроля. рентгеновского экспресс-анализа химического состава металла и исследования внутренних поверхностей с помощью эндоскопа. Система менеджмента качества завода сертифицирована на соответствие нормам ISO серии 9001. Соответствие производственных подразделений «ЗиО» европейским нормам подтверждено Сертификатом на директивы 97/23EG, требования PED AD 2000/AD2000-Merkblatt HP0/DIN EN 729-2, EN 12952.

В перечень обязательств ГК перед Заказчиком включены экспертиза промышленной безопасности и получение разрешения Ростехнадзора на применение оборудования после окончания приемочных испытаний.

В 2013 г. портфель заказов Подольского машиностроительного завода пополнили договоры на разработку проектной документации и изготовление котельного оборудования для двух десятков энергетических объектов России и Казахстана. Уникальный инжиниринг и новые технические решения в классическом котлостроении, позволяют «ЗиО» оставаться поставщиком котельной продукции для крупнейших нефтедобывающих и газовых компаний, оборудующих своё производство электростанциями.

Для компании «ЛУКОЙЛ» завод выполняет ряд проектов. В 2012 году заключен договор на поставку 2-х двухконтурных котлов-утилизаторов горизонтального типа для парогазовой установки мощностью 136 МВт собственной ТЭС ООО «Ставролен». Оборудование изготавливается по заказу ООО «ЛУКОЙЛ-Энергоинжиниринг», а инвестором проекта строительства станции выступило ООО «ЛУКОЙЛ-

Ставропольэнерго». В сжатые сроки, в течение 11 месяцев, конструкторскому бюро завода предстоит разработать проект и подготовить рабочую конструкторскую документацию котлов ПК-93. Реализации проекта позволит «ЗиО» открыть новую линейку котлов-утилизаторов для турбин ROLLS ROYCE типа TRENT-60, которые ранее в России использовались только для комплектации газоперекачивающих установок.

В 2014 г. по заказу «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» «ЗиО» изготовит и поставит 8 котловутилизаторов и 4 паровых котла для электростанции собственных нужд НПЗ. Электростанция представляет собой ГТУ-ТЭЦ мощностью 200 МВт. В составе основного оборудования будут действовать 8 ГТУ мощностью 25 МВт каждая типа ГТЭС-25П «Авиадвигатель» с паровыми котлами-утилизаторами ПК-98 и ПК-99 и паровая котельная, оснащенная 4 паровыми котлами ПК-97.

Котлы-утилизаторы ПК-98 и ПК-99 предназначены для выработки пара давлением 1,7 МПа с температурой 300°С и нагрева воды за счет утилизации тепла выхлопных газов ГТУ. Котел-утилизатор ПК-99 оснащен системой байпасирования дымовых газов, обеспечивающей возможность работы газовой турбины в режиме «открытого цикла» при отключенном котле.

ПК-97 — паровые барабанные котлы с естественной циркуляцией предназначены для выработки пара давлением 1,7 МПа с температурой 300°С за счет утилизации тепла, полученного при сжигании в них сухого отбензиненного газа. При проектировании котлов применены современные конструктивные решения и технологии сжигания газообразного топлива для снижения выброса оксидов азота до 80 мг/м³, позволяющие сохранить высокий КПД котлов — не менее 93,3%.

В настоящее время в конструкторском бюро «ЗиО» готовится рабочая конструкторская документация по котлам-утилизаторам и паровым котлам, а первые отгрузки готового оборудования начнутся осенью текущего года. В полном объеме котельная продукция будет поставлена Заказчику в 2014 г. Новая электростанция

Новая электростанция обеспечит надежное снабжение электричеством и теплом Пермский нефтеперерабатывающий комбинат, и станет «пилотным проектом» по повышению эффективности использования продуктов нефтепереработки на предприятиях «ЛУКОЙЛ».

КОМПАНИЯ

Уникальным проектом «ЗиО» для нефтедобывающего производства стала мобильная котельная установка на сверхкритические параметры пара с давлением в 300 атмосфер (П-10-30-400), разработанная по заказу «Оренбургнефтеотдача».

Передвижной парогенераторный комплекс с прямоточным котлом, применяющийся для закачки пара в глубокие скважины наклонного бурения нефтяных пластов, стал результатом сотрудничества в 2011 г. Подольского машиностроительного завода с «Компомаш-ТЭК». Новизна технических решений конструкторского проекта «ЗиО» заключалась в использовании сверхкритических параметров пара для целей нефтедобычи, что стало первым в мире опытом. Промышленные испытания установки, проходившие на Пашкинском месторождении, были признаны успешными. Комплекс планируется применять на российских месторождениях с вязкой нефтью, кубинском месторождении Бока-де-Харуко, и, возможно, в Венесуэле и Туркменистане. Парогенераторная установка позволяет увеличить коэффициент отдачи нефтяных скважин с 5-6% до 25% и более.

«ЗиО» является надежным партнером и может выполнить практически любые требования Заказчика, как в техническом аспекте, так и в выборе комплектности поставки котельного оборудования. Заказчику предоставляется право контролировать качество оборудования на всех этапах: проектирования, изготовления, испытаниях, отгрузке и проверке отчетной документации. Новой опцией в контрактно-договорных отношениях с партнерами станет сервисное обслуживание оборудования «ЗиО», пущенного в эксплуатацию. Подобная услуга позволит ГК выполнять техническое консультирование, оказывать инженерную поддержку, поставлять запасные части для плановых ремонтов, технического обслуживания, испытаний, диагностики котлов.

# ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПЛЕКС

# Подходы к развитию и инвестированию



Дмитрий Рыбников, Заместитель главного инженера по техническому развитию-начальник департамента технического развития, ОАО «МРСК Центра»

Стратегия развития электросетевого комплекса РФ одной из ключевых задач государственной политики в сфере электросетевого хозяйства предполагает создание экономических методов стимулирования эффективности сетевых компаний, обеспечение условий для стабилизации тарифов, а также привлечение частного капитала в электросетевой комплекс в объеме, достаточном для модернизации и реконструкции электросетей для обеспечения надежности электроснабжения.

то же необходимо сделать сетевым компаниям для достижения целей и задач Стратегии?

Во-первых, реализовать требования государства и потребителей для повышения эффективности и надежности электрических сетей и энергосистемы в целом;

Во-вторых, обеспечить наращивание ценности инфраструктуры для пользователей и бизнеса с целью привлечения инвестиций:

В-третьих, сформировать условия для развития нового технопромышленного уклада;

В-четвертых, обеспечить участие в новых глобальных рынках технологий оборудования, программного обеспечения для интеллектуальной энергетики.

Решить эти задачи в одиночку крайне сложно, а, зачастую, невозможно, поэтому сетевые компании должны взаимодействовать с региональными властями и потребителем, в т.ч. представителями бизнес-В связи с тем, что сообщества. электросетевые компании МРСК являются основными поставщиками электроэнергии в регионах (степень локализации в различных регионах присутствия ОАО «MPCK Центра» 80-100%), развитие электросетевой инфраструктуры должно синхронизироваться с развитием

регионов. Это должно быть сделано для сбалансированного достижения двух основных целей: обеспечения надежности и качества электроснабжения потребителей электрической энергии и развития бизнеса на территории региона присутствия.

Н аправления взаимодействия с электросетевыми компаниями для бизнес-сообщества видятся следующие:

- инвестиции в реновацию электрических сетей;
- инвестиции при технологических присоединениях;
- реализация дополнительных сервисов совместно с электросетевыми компаниями;
- инвестирование в инновации;
- инвестирование в развитие территориальной инфраструктуры, совместно с электросетевыми компаниями.

Однако развитие регионального бизнеса и обеспечение надежности и качества электроэнергии нивелируются нерешенными проблемами, только часть из которых находится в сфере решений электросетевых компаний.

проблемы электросетевых компаний, снижающие инвестиционную привлекательность:

- неравномерное непрогнозируемое территориальное развитие;
- затраты сетевых компаний на технологическое присоединение, не покрываемое платой;
- отсутствие ответственности потребителя за взятые обязательства по потреблению в рамках заявленных параметров мощности;
- высокий износ сети;
- небольшое количество реальных инновационных предложений, существенно улучшающих основные параметры деятельности энергокомпаний.

Взаимодействие при территориальном планировании позволит решить задачи ускорения процесса технологического присоединения и повысить эффективность использования инвестиций при строительстве и реконструкции объектов. Достичь низких сроков технологического присоединения одним сетевым компаниям достаточно сложно без взаимной ответственности с потребителем и качественного территориального планирования.

Н изкое качество территориального планирования приводит:

- к проблемам при выборе земельных участков для прохождения трасс линий электропередачи и размещении электросетевых объектов;
- к завышенным затратам на строительство и реконструкцию энергообъектов;
- к проблемам инвестиционного планирования, т.к. очень сложно определить первоначальные затраты на строительство/ реконструкцию энергообъектов;
- к завышенным срокам ввода энергообъектов;
- к необходимости выкупа земельных участков для прохождения трасс ЛЭП.

Эффективное территориальное планирование позволит снизить затраты на технологическое присоединение потребителей, обеспечить ликвидацию дефицита мощности в крупных узлах нагрузки, и позволит комплексно решать задачи развития региона.

Отсутствие ответственности потребителя за заявляемые параметры нагрузки в настоящее время приводит к нарастающим проблемам разрыва между юридической мощностью по договорам технологического присоединения и максимальной мощностью центров питания по результатам замеров. Отсутствие у потребителя стимулов к дифференцированию заявляемой нагрузки приводит к увеличению разрыва графиков нагрузки день/ ночь. Выравнивание нагрузки несет огромный экономический эффект для электросетевых компаний, особенно при технологических присоединениях. Ведь не секрет, что если при расчете электрических сетей для электроснабжения

потребителей с заявками до 15 кВт применяются коэффициенты одновременности, то для крупных моно-потребителей расчет ведется исходя из заявленной мошности. Фактически, чем больше заявленная мощность, тем больше затраты сетевых компаний на строительство и реконструкцию электросетевых активов. В связи с чем, при эффективном планировании режимов потребления электроэнергии можно значительно сэкономить затраты на сетевое строительство и реконструкцию.

Взаимодействие на стадии предпроектных обследований значительно повышает эффективность реализации инвестиционных проектов присоединения к электрическим сетям как заявителей, так и сетевых компаний. Так разработка схем выдачи мощности на стадии начала проекта присоединения к электрическим сетям объектов крупной генерации, которая является обязательной при присоединении крупных генерирующих объектов, дает возможность четко сформировать сроки и бюджет, рассчитать правильно эффективность и на ее основании применить технические решения, в т.ч. инновационные.

Большие резервы в повышении эффективности работы электросетевого комплекса в развитии малой генерации, в т.ч. применении возобновляемых источников электроэнергии. В настоящее время развитие малой генерации в большинстве случаев не спланировано, иногда малая генерация создается в профицитных узлах нагрузки, зачастую объекты малой генерации не рассчитаны на работу с изолированной от электрических сетей нагрузкой. В связи с чем, в некоторых случаях малая генерация разгружает и так ненагруженные сети. Несмотря на открытость на всех сайтах электросетевых компаний данных о распределении нагрузки по территории присутствия, планирование развития малой генерации фактически отсутствует. И здесь решение проблемы видится в предоставлении прав электросетевым компаниям полноценно участвовать в планировании размещения малой генерации, а также самой устанавливать слаботочные генерирующие установки для

заявителей, строительство электросетевых объектов к которым крайне убыточно.

Развитие малой генерации также требует эффективной системы управления выдачей мощности, управления нагрузкой с учетом загрузки центров питания электросетевых компаний, разработки правовых механизмов участия генерирующих компаний на рынке, иначе может получиться эффект, когда электрические сети будут незагруженным резервом для генерирующих станций. При этом обслуживание резерва будет оплачено потребителями электроэнергии.

овышение инвестиционной привлекательности и обеспечение развития электросетевого комплекса автору видятся в следующем:

- 1. Введение механизма гарантий, в том числе финансового, со стороны потребителей и администраций регионов за заявленную мощность.
- 2. Создание законодательного механизма одностороннего расторжения договорных отношений при длительном неисполнении заявителем своих обязательств по заявленной мошности.
- 3. Введение стимулов для потребителя в части заявления поэтапного ввода нагрузки.
- 4. Дифференциация платы за ТП по критерию энергодефицитных и энергопрофицитных районов регионов. Стимулирование строительства заявителями объектов, расположенных в зонах профицита мощности сетевых организаций.
- 5. Предоставление заявителям на технологическое присоединение услуги энергетического обследования и, при необходимости, энергосервисных услуг для определения оптимальной величины заявляемой мощности и графика нагрузки.

Электросетевые компании со своей стороны предлагают свое участие в реализации проектов присоединения к электрическим сетям, готовность дать практические рекомендации по оптимальному построению сетей заявителя, применению инновационных решений.

# НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА В РОССИИ:

### ОСНОВНЫЕ ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ЗАШИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ

При первичной переработке нефть подвергается глубокому обезвоживанию, обессоливанию на блоках ЭЛОУ и последующей дистилляции на установках АТ (АВТ). На большинстве установок осуществляется химикотехнологическая защита конденсационно-холодильного оборудования атмосферных колонн от коррозии с применением эффективных антикоррозионных реагентов (пленочных ингибиторов коррозии и органических нейтрализаторов) и современного технологического и коррозионного мониторинга. Какие реагенты и технологии предлагает сегодня рынок потребителю?

### Фридель Хуторянский,

Руководитель отдела инженерного сервисного сопровождения применения реагентов и технологий, д.т.н.

Алексей Цветков, Директор химического департамента, K.X.H.

Елена Ергина, Старший инженер, 000 «КОЛТЕК ИНТЕРНЕШНЛ»

### Необходимость инженерного сервисного сопровождения применения реагентов в процессах первичной переработки нефти

В связи с колебанием качества поступающих на НПЗ нефтей, уровень их подготовки на ЭЛОУ и коррозионная агрессивность технологических потоков установок нестабильны.

Поэтому необходим постоянный контроль за состоянием процесса обессоливания нефти на ЭЛОУ и защиты конденсационнохолодильного оборудования блока ABT.

Инженерно-сервисное сопровождение этих процессов включает контроль за эффективностью работы и анализ результатов эксплуатации оборудования, корректировку и оптимизацию технологического режима, в том числе и применение более эффективных реагентов деэмульгаторов, нейтрализаторов, ингибиторов коррозии.

### Комплексные программы химико-технологической защиты конденсационнохолодильного оборудования установок первичной переработки нефти от коррозии

Химико-технологическая защита конденсационно-холодильного оборудования установок первичной переработки нефти от коррозионного воздействия неорганических хлоридов, хлорорганических, серосодержащих соединений и кислот обеспечивается применением комплексной программы, включающей:

• глубокое обезвоживание и обессоливание нефти на установках ЭЛОУ с использованием высокоэффективных нефтерастворимых деэмульгаторов,

электродегидраторов и смесителей промывной воды с

- подачу раствора щелочи в обессоленную нефть перед установками дистилляции с использованием оборудования для эффективного смешения;
- подачу в шлемовые линии атмосферных колонн нейтрализующих аминов и пленкообразующих ингибиторов коррозии с использованием оборудования для точного дозирования реагентов и их эффективного инжектирования в потоки:
- применение современных сертифицированных аналитических методик, оборудования и приборов физико-химического мониторинга коррозии (коррозионные зонды, коррозиметры, рН-метры на потоке и т.д.).

Основные мероприятия по совершенствованию технологий и оборудования глубокого обессоливания нефти:

- надзор за качеством поставляемых на завод партий деэмульгаторов, эффективностью их применения на блоках ЭЛОУ завода и дозировками;
- на основании анализа результатов эксплуатации, на ЭЛОУ оптимизируются: температура

эффективность применения комплексных программ защиты конденсационнохолодильного оборудования установок первичной переработки нефти от Более чем 20-летний опыт компании Колтек в области работ по инженерному сервисному

обессоливания, расход

ее смешения с нефтью;

экономичности и

пресной водой.

В процессах первичной

установках (ЭЛОУ) -

«ГЕРКУЛЕС-1017».

Экономическая

коррозии

переработки нефти на более чем 35 установках ЭЛОУ-АТ

(АВТ) НПЗ РФ и стран СНГ

применяется «пакет» реагентов

«ГЕРКУЛЕС» компании Колтек:

обезвоживания и обессоливания

«ГЕРКУЛЕС-1603», ингибиторы

нейтрализаторы (для химико-

технологической защиты от

коррозии конденсационно-

холодильного оборудования

атмосферных колонн) - ингибитор

нейтрализатор «ГЕРКУЛЕС-54505».

коррозии «ГЕРКУЛЕС-30617» и

коррозии и органические

нефти на электрообессоливающих

деэмульгаторы (для глубокого

• повышение эффективности,

надежности эксплуатации

• анализ эффективности процесса

Антикоррозионные реагенты

и оборудования промывки нефти

электродегидраторов;

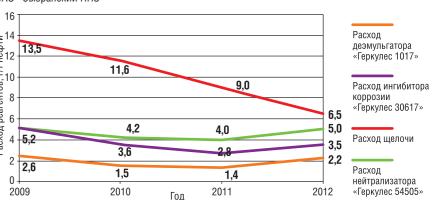
промывной воды и интенсивность

сопровождению процесса глубокого обессоливания нефти и химико-технологической защиты от коррозии конденсационно-холодильного оборудования атмосферных колонн установок ЭЛОУ-АТ(АВТ) показывает, что затраты завода по сервисному соглашению перекрываются получаемой прибылью в результате значительной экономии дорогостоящих реагентов, улучшения качества продукции, снижения коррозии оборудования и, вследствие этого продолжительности его эксплуатации,

РИС. 1. Результаты обессоливания и обезвоживания нефти на ЭЛОУ-АВТ-6 в 2009 – 2012 гг.



РИС. 2. Удельные расходы реагентов в 2009-2012 гг. на установке ЭЛОУ-АВТ-6 ОАО «Сызранский НПЗ»



При квалифицированном инженерном сопровождении среднегодовые отклонения от норм СТП по содержанию ионов железа в воде из рефлюксных емкостей атмосферных колонн (не более 1,0 мг/дм<sup>3</sup>) снижаются с 15-35% до 1-2%

а также благодаря надежной и бесперебойной работе установок.

Инженерно-сервисное сопровождение предусматривает посещение установок завода специалистами не реже 1 раза в 3 месяца. С 2000 года компанией Колтек были организованы постоянные представительства (в Белоруссии, Татарстане и Башкирии, Омске) для осуществления инженерного сервисного сопровождения, что позволяет обеспечить непрерывный надзор за эксплуатацией блоков ЭЛОУ и системы химикотехнологической защиты от коррозии.



**ООО «КОЛТЕК ИНТЕРНЕШНЛ»** +7 (495) 276 25 35 moscow-office@koltech.ru www.koltech.ru

Затраты завода по сервисному соглашению перекрываются получаемой прибылью в результате значительной экономии дорогостоящих реагентов, улучшения качества продукции, снижения коррозии оборудования и, вследствие этого продолжительности его эксплуатации, а также благодаря надежной и бесперебойной работе установок





# МОДЕРНИЗАЦИЯ «ПОД КЛЮЧ»

На сегодняшний день одной из самых актуальных задач для нефтеперерабатывающей отрасли по-прежнему остается модернизация и реконструкция действующих заводов. Ни для кого не секрет, что если регулярно не осуществлять замену морально устаревшего оборудования, то предприятие неизбежно понесет огромные убытки. Но, к сожалению, часто бывает, что при реконструкции существующих мощностей не учитывают состояние ремонтных производств, что приводит к дисбалансу процесс эксплуатации и обслуживания технологического оборудования. Холдинговая компания ИНТРА ТУЛ предлагает предприятиям нефтеперерабатывающей и химической отраслей решение этой задачи за счет проведения модернизации действующих, и проектированию новых ремонтных подразделений с учётом текущего состояния и перспектив развития

### Алексей Шевченко,

Руководитель проектного отдела, «ООО «Холдинговая компания «ИНТРА ТУЛ»

Реконструкция и модернизация НПЗ предусматривает опережающее развитие технологических комплексов по углублению переработки нефти и повышению качества продукции.

Наш Холдинг предлагает услуги по модернизации ремонтных цехов, которые включают в себя: выработку оптимального проектнотехнологического решения на основании технического аудита существующего производства заказчика, разработку проектной документации на модернизацию, техперевооружение, реконструкцию, обучение персонала, а также новое строительство ремонтномеханических баз (РМБ), цехов (РМЦ) и участков (РМУ) предприятий.

Технический аудит включает в себя следующие основные этапы:

 Анализ фактических и планируемых потоков узлов и агрегатов, подлежащих ремонту;

- Анализ качества исполнения графиков ППР за предыдущие периоды (в разрезе план/факт ремонтных работ);
- Изучение дефектных ведомостей и ремонтной документации с целью выявления оборудования, лимитирующего межремонтный пробег;
- Выявление узлов и агрегатов, работающих без резерва;
- Изучение фактической вооруженности ремонтного производства предприятия;
- Разработка оптимальных технологических процессов ремонтного производства, в том числе с учетом имеющихся мощностей;
- Выработка альтернативных вариантов технологических процессов ремонтного

производства и соответствующего подбора ремонтного оборудования и оснастки.

Проектная документация выпускается, на выбор заказчика, в форме технического обоснования (ТО), технико- экономического обоснования (ТЭО), а также в виде стадий «Проект» и/или «Рабочая документация», согласно Постановления Правительства РФ №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» и Градостроительным кодексом РФ.

Холдинговая компания ИНТРА ТУЛ имеет все необходимые разрешения и допуски на выполнение



проектных работ в том числе и на взрывоопасных объектах.

В нашей работе мы учитываем следующее:

- 1. Задачи ремонтной службы на предприятии;
- 2. Предполагаемую глубину проведения ремонтов;
- 3. Нахождение в регионе нахождения предприятия производств способных проводить ремонтные работы на подряде их мощности и загрузку;
- 4. Пожелания Заказчика по составу и наполнению ремонтных участков;
- 5. Уровень технической оснащенности существующего ремонтного производства;
- 6. Узкие места ремонтного производства. Под узким местом следует понимать те участки, агрегаты, и группы оборудования РМЦ, пропускная способность которых не соответствует потребностям предприятия по количеству ремонтируемого оборудования и срокам ремонта;
- 7. Состояние основного и вспомогательного технологического оборудования (уровень износа и ремонтопригодность);

- 8. Этапность развития (реконструкции) предприятия в целом и РМЦ в частности;
- 9. Региональный признак;

В состав проекта входит расчет мощности ремонтного производства, итогом которого является заключение, где:

- приводится анализ полученных результатов расчета;
- излагаются соображения о дальнейшем наращивании мощностей за счет устранения диспропорций между отдельными участками, ликвидации «узких мест», совершенствования технологии;
- соображения об использовании выявленных резервов мощности;
- соображения об условиях, необходимых для возможности полного использования мощности РМЦ и т.д.

Мы разрабатываем индивидуальную структурную схему ремонтного предприятия, логистические схемы и т.д., и в конечном итоге – проект комплексного или узкоспециального участка с оптимальным перечнем оборудования и численностью персонала.

Уже 6 лет в состав холдинга входит «Сервисная Компания «ИНТРА», которая специализируется на таких видах работ, как: устранение утечек без остановки производства, супервайзинг (технический контроль) капитального ремонта и строительства, обучение и аттестация технических специалистов заказчиков, а также узкоспециализированных сервисных работах.

Специалистами «Сервисной Компании «ИНТРА» накоплен положительный опыт проведения работ по устранению утечек легких и тяжелых углеводородов, нефти и нефтепродуктов на производствах и получены положительные отзывы по результатам проведенных работ.

Это делает «ИНТРА ТУЛ» практически единственной компанией на российском рынке, которая может предложить подобный комплексный подход к модернизации ремонтных цехов на НПЗ, и выполнить все виды работ «под ключ».

телефон: (812) 313-5092 факс: (812) 313-5093 e-mail: intratool@intratool.ru e-mail: intra@intratool.ru www.intratool.ru www.sc-intra.ru









## **КУРГАНХИММАШ**

## СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДР

Сегодня из 60 млрд м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа, добываемых в России ежегодно утилизируется только половина, остальное же сжигается в факелах, в результате в атмосферу выбрасывается около 500 тыс. вредных веществ. Кроме вредного воздействия на природу сжигание ПНГ приводит к потерям миллиардов долларов и ценнейшего природного ресурса — углеводородсодержащего сырья. Какое оборудование для переработки и утилизации ПНГ существует сегодня?

#### Оксана Минина, ООО ТД «Курганхиммаш»

С начала 2013 г. правительство повысило плату за нерациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ). Тогда же был закреплен дифференцированный подход в вопросе утилизации ПНГ, позволяющий вести учет утилизации ПНГ не по месторождениям, а по компании в целом. При этом предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках по-прежнему остается на уровне 5% от общего объема добытого ПНГ. Эти меры, а также безусловная коммерческая составляющая, сделали переработку ПНГ одним из активно развивающихся сегментов промышленности, чем объясняется интерес компаний к производству оборудования для переработки

и утилизации ПНГ. Некоторые компании-производители, такие, как, например, ООО Курганхиммаш идут дальше, предлагая комплексные инженернотехнические решения.

Нефтяные компании, желая свести уровень сжигаемого газа к минимальным показателям, реализуют различные программы по сбору и утилизации ПНГ: строят газотурбинные станции, вырабатывающие электроэнергию для нефтепромысловых нужд, транспортируют газ на ГПЗ или НПЗ для получения целого спектра продуктов нефтехимии, с целью повышения нефтеотдачи осуществляют закачку газа под высоким давлением в пласт. Но в большинстве случаев они невозможны без использования компрессорного оборудования.

Среди основных направлений для утилизации ПНГ можно выделить следующие:

- сжигание в энергетических установках для производства электрической и тепловой энергии,
- 2. сжижение газов,
- физико-химическую переработку в жидкое топливо и полимерные материалы.
- 4. сбор, компримирование и транспортировку,
- 5. компримирование и закачку в

Первое направление тесно связано с тем, что ПНГ – это прежде всего высококалорийное и экологически чистое топливо. Учитывая высокую энергоемкость нефтедобычи, его используют для производства электроэнергии. На экономическую эффективность энергоустановок влияют: объем капиталовложений в систему сбора и подготовки ПНГ, стоимость самих установок, величина тарифов на электроэнергию, штрафы за выбросы загрязняющих газов и затраты на эксплуатацию.

Сжиженные газы широко используется для коммунальнобытовых нужд и как моторное топливо

Четвертое, традиционное, направление позволяет использовать собранный ПНГ наиболее эффективно. А в условиях когда



#### Оптимальное решение для Вашего бизнеса

# Модульные компрессорные станции

Давление нагнетания— до 53,8 МПа Мощность— до 6 МВт Привод— электродвигатель или газопоршневой двигатель





#### Реализация продукции:

Тел./факс ( 495) 651-67-20 compressor@td-khm.ru www.td-khm.ru

#### Области применения:

- утилизация попутного нефтяного газа
- трубопроводный транспорт газа
- обратная закачка газа в пласт
- дожим топливного газа
- опрессовка трубопроводов
- промысловый сбор (сжатие) природного и попутного газа
- газлифт

#### КОМПАНИЯ

дебит добычи постоянно падает пятое направление представляется наиболее актуальным, так как позволяет поддерживать внутрипластовое давление.

Компания «Курганхиммаш» один из российских лидеров в производстве промышленных компрессорных установок, предлагает комплексные инженернотехнические решения для получения, переработки и утилизации попутного нефтяного газа на базе поршневых компрессоров крупнейшего в мире производителя «Ariel» (США).

Газовые поршневые компрессоры высокого давления компании «Ariel» представляют из себя мощные, среднескоростные компрессора, которые хорошо зарекомендовали себя в таких областях как трубопроводный транспорт газа, дожим топливного газа для двигателей электрогенераторов, в технологических процессах, требующих применения компрессорного оборудования большой производительности.

В связи с тем, что нефть является невозобновляемым ресурсом целью мировых нефтяных корпораций становится интенсивное развитие газового сектора. И это неудивительно, ведь одновременное строительство нефте- и газопровода на треть снижает капитальные затраты, а закачка ПНГ в пласт повышает коэффициент нефтеотдачи до 50%. Нестабильность рынков нефти, скорое исчерпание мировых запасов нефти говорит о необходимости учета возможности перехода на иные виды сырья при производстве топлива.

Компании прекрасно осознают все эти преимущества. За последние несколько лет

был реализован целый ряд проектов К преимуществам МКС на базе с поставкой компрессорного и дополнительного оборудования в составе установок сбора, подготовки и транспортировки газа, установок осушки и переработки газа, которые успешно эксплуатируются в подразделениях АО НК «КазМунайГаз», СП «КазГерМунай» и др.

поршневых компрессорных установок можно отнести отсутствие загрязнений газа маслом при сжатии и экономию затрат на электроэнергию, изготовление МКС только на базе «СУХИХ» ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРОВ, благодаря чему исключается необходимость в установке дополнительных очистных комплексов.

Современные технологии переработки ПНГ и конвертирование газообразных углеводородов в жидкие позволяют получить 400 тыс. т./год легкого бензина (0,05 кг из  $1 \text{ м}^3 \Pi H \Gamma$ ),  $2 \text{ млн. т./год сжиженного газа (0,26 кг из <math>1 \text{ м}^3 \Pi H \Gamma$ ), 3 млн. т./год синтетической нефти (0,40 кг из 1  $M^3$  ПНГ)

Продукция компании «Курганхиммаш» хорошо известна нефтегазовым компаниям, номенклатура завода пользуется стабильным спросом на рынке компрессорного оборудования.

Модульные компрессорные станции (МКС) поставляются в полной готовности к пуску. В зависимости от размера и компоновки. компрессорные станции могут быть изготовлены в виде блок-бокса, либо размещены в быстровозводимом ангарном укрытии. Станции пригодны для транспортировки различными видами транспорта на любые расстояния.

В стандартной комплектации предусмотрены все необходимые для надежной и качественной работы системы, такие как: система автоматики и управления, системы подогрева станции, освещения, средства пожарной безопасности, а также системы газоанализации и принудительной вентиляции.

На сегодняшний день для заказов доступна вся линейка продукции Ariel. В зависимости от требований Заказчика в качестве привода могут использоваться: электродвигатель в общепромышленном исполнении, электродвигатель во взрывозащищенной оболочке (не требующий постоянной продувки инертным газом), таких производителей, как Siemens, ABB, Schneider Electric и др. Также по желанию Заказчика может быть применен газопоршневой двигатель (ГПД), ведущего мирового производителя Caterpillar,либо аналогичный.

Технические параметры компрессоров определяются выбранными для заданных условий базой и цилиндрами.

Потребители давно оценили преимущества МКС производства компании «Курганхиммаш».

Индивидуальный подход к каждому заказчику и широкие производственные возможности позволяют изготавливать компрессорное оборудование под самые специфические требования Заказчика и условия новых технологических процессов.

Информацию о выпускаемом оборудовании Вы можете получить

#### www.td-khm.ru

www.td-khm.ru

Реализация продукции: ООО «Торговый дом «Курганхиммаш» Департамент компрессорных Телефон/факс: (495) 651-67-20 e-mail: compressor@td-khm.ru

# Нефтехим-Инжиниринг



ООО «Нефтехим-инжиниринг» организовано в 2001 г. специалистами по нефтепереработке для решения полного комплекса работ, связанных с разработкой и строительством взрывопожароопасных производств, в том числе нефтеперерабатывающих установок или НПЗ различной мощности от 50 до 1200 тысяч тонн в год по сырью.

ООО «Нефтехим-инжиниринг» является членом саморегулируемой организации (СРО) и имеет Свидетельство о допуске к определенным видам работ, оказывающих влияние на безопасность объектов капитального строи-

ООО «Нефтехим-инжиниринг» обладает опытом и решает следующие задачи:

- осуществление функций генерального проектировщика опасных и особо опасных объектов;
- разработка деклараций о намерениях, технологических регламентов;

- разработка проектной и рабочей документации установок, складов нефти, нефтепродуктов и химических веществ, объектов общезаводского хозяйства или НПЗ в
- расчеты (технологические, гидравлические, прочностные), разработка технических проектов и рабочей документации на нестандартное оборудование (ректификационные колонны, трубчатые нагревательные печи, печи дожига газов, сепараторы, теплообменные аппараты, емкостное оборудование и т. д.);
- обследование действующих производств и выдача рекомендаций по оптимизации режима и увеличению производительности;
- авторский надзор за изготовлением оборудования, монтажом и пуском установок.

Проектирование осуществляется с применением современной оргтехники и лицензионных программных

ООО «Нефтехим-инжиниринг» тесно сотрудничает с рядом машиностроительных заводов, монтажными организациями, разработчиками исходных данных на проектирование установок переработки углеводородного сырья, с разработчиками и изготовителями АСУТП, что позволяет осуществлять сдачу объектов «под ключ».

С участием ООО «Нефтехим-инжиниринг» запроектирован и построен ряд объектов, действующих как на территории России, так и за рубежом.



308017, г. Белгород, ул. Рабочая, 14 т/факс (4722) 200-870, тел. 200-869 e-mail: nhibel@nhibel.ru, nhibelgorod@mail.ru

www.nhibel.ru

# РАЗЛИВЫ И ОТХОДЫ ΓΑ3ΟΒΟΓΟ ΚΟΗΔΕΗСΑΤΑ И МЕТАНОЛА



Владимир Башкин, Начальник лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Д.б.н., профессор



Ведущий научный сотрудник ИФПБ РАН.





Роза Галиулина, Научный сотрудник ИФПБ РАН

Специфика работы газовой промышленности не исключает аварийные разливы газового конденсата и метанола, приводящие к значительному загрязнению окружающей среды, а также характеризуется накоплением производственных отходов этих веществ в амбарах и прудах-накопителях, представляющих собой объекты повышенного геоэкологического риска. Последнее связано с возможным испарением газового конденсата и метанола, а также попаданием их массы в окружающую среду при прорывах или разрушении данных объектов вследствие наводнений или землетрясений. Как сегодня решают проблему разливов и отходов газового конденсата и метанола в газовой промышленности?

#### Разливы и отходы

Системный анализ газовой промышленности по установлению структурных связей между ее составляющими, проведенный В.В. Русаковой и соавторами в 2009 г., показал, что риски разливов и отходов газового конденсата и метанола могут проявляться на различных производственно-технологических стадиях данной отрасли топливноэнергетического комплекса:

- при проведении геологоразведочных работ и, в частности при бурении на глубину от 2000 до 5000-6000 м для подтверждения запасов природного газа, когда осуществляют сбор газового конденсата в амбарах;
- при разработке газоконденсатных месторождений могут иметь

- место случайные разливы конденсата на рельеф местности;
- при доставке газового конденсата потребителю наливным транспортом или с помощью специальных конденсатопроводов под собственным давлением, когда существует вероятность его попадания в окружающую среду в результате аварий;
- при хранении в амбарах отходов газового конденсата, поступающих с линейной части магистральных газопроводов и из сосудов высокого давления компрессорных станций при их
- в ходе транспортировки метанола в газодобывающие предприятия из завода-изготовителя или баз, что характеризуется кратными его заливами и переливами из цистерн в емкости и наоборот, нередко приводящими к разливу

• на любом этапе применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования существует вероятность его разлива;

• при хранении отходов метанола в виде метанольных вод в прудахнакопителях или амбарах.

В литературе описаны случаи аварийных разливов газового конденсата и метанола, происходившие в различных регионах страны за последнее время. Так, максимальное количество выброшенного в окружающую среду газового конденсата, из поврежденного в результате несанкционированной (криминальной) врезки в магистральный конденсатопровод, по данным Г.Л. Генделя и соавторов (2006 г.), составило около 145 м<sup>3</sup> с площадью загрязнения почвы 4,5 га, а поверхности водного объекта -0,7 га. По наблюдениям службы Росгидромета, при разработке газоконденсатного месторождения произошел разлив газового конденсата, что привело к появлению на поверхности реки углеводородной пленки протяженностью до 1,5 км. В другом случае, последствием разгерметизации конденсатопровода явилось загрязнение воздушной среды близлежащих к аварийному участку населенных пунктов углеводородами до 7.8 ПДК (предельно допустимая концентрация максимально разовая). Выброс газового конденсата в результате несанкционированной врезки в конденсатопровод привел к загрязнению воздуха на этот раз сероводородом до 8,5 ПДК в радиусе 1 км от места аварии. Что касается загрязнения окружающей среды метанолом, то здесь отмечались случаи высокого загрязнения данным веществом речной воды до 10,3 ПДК, а воздушной среды населенного пункта – до 39,6 ПДК.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) и предельно допустимый уровень (ПДУ) компонентов газового конденсата (бензина, керосина) и метанола

Вещество	пдк, пду*	Значение		
Бензин	В воздухе рабочей зоны (в пересчете на углерод)	100 мг/м³		
	Максимальная разовая в воздухе населенных мест	0,05-5 мг/м³		
	Среднесуточная в воздухе населенных мест	0,05-1,5 мг/м <sup>3</sup>		
	В воде	0,1 мг/л		
Керосин	В воздухе рабочей зоны (в пересчете на углерод)	300 мг/м <sup>3</sup>		
	В воде	0,01-0,1 мг/л		
Метанол	В воздухе рабочей зоны	5 мг/м <sup>3</sup>		
	Максимальная разовая в воздухе населенных мест	1 мг/м³		
	Среднесуточная в воздухе населенных мест	0,5 мг/м³		
	В сточных водах	200 мг/л		
	В воде	3 мг/л		
	*На коже рук	0,02 мг/см <sup>2</sup>		

Однако попадание в окружающую среду газового конденсата и метанола чревато негативными последствиями, что выражается в токсическом воздействии данных веществ на человека.

#### Токсическое воздействие

Газовый конденсат представляет значительную опасность для человека, так как это вещество состоит, в основном из бензиновых и керосиновых компонентов, токсическое воздействие которых может быть оценено по их ПДК (таблица).

Кроме хронической и острой интоксикации человека, вызываемой парами бензина или керосина, порою с летальным исходом, обращает

внимание факт влияния этих веществ, при многолетнем контакте, на возникновение рака почки и мочевого пузыря. Вышеупомянутый составляющий газового конденсата - сероводород является раздражающим и удушающим газом. Так, при содержании данного вещества в воздухе в количестве 1500 мг/м<sup>3</sup> может наступить почти мгновенная смерть из-за паралича дыхательного центра.

Не меньшим токсическим воздействием на человека характеризуется метанол, как вещество, действующее на нервную и сосудистую системы, с резко выраженным кумулятивным эффектом, то есть эффектом, достигаемым за счет постепенного накопления

признаков интоксикации, часто заканчивающейся гибелью. Особую токсичность метанола обычно связывают с образованием из него в организме формальдегида и муравьиной кислоты. Отравление человека при попадании на его кожу метанола обычно происходит при одновременном вдыхании паров данного вещества. Однако при любом способе поступления метанола в организм типичны поражения зрительного нерва и сетчатки глаза, отмечаемые как при острых, так и хронических интоксикациях. В связи с отмеченным воздействием метанола на человека. оказалась также не случайной разработка для данного вещества гигиенических нормативов в виде его ПДК и ПДУ (предельно допустимый уровень) соблюдение которых, как и в случае с газовым конденсатом, позволяет обеспечить безопасную трудовую деятельность обслуживающего персонала на объектах газовой промышленности и контролировать геоэкологическую ситуацию на

Как видно из изложенного, существует высокий риск загрязнения окружающей среды газовым конденсатом и метанолом и токсического воздействия данных веществ на человека. В этой связи важно представлять имеющиеся на сегодняшний день способы нейтрализации разливов и отходов газового конденсата и метанола с целью их последующего использования на практике.

# Нейтрализация разливов и отходов

Анализ литературы показал существование различных способов нейтрализации разливов и отходов газового конденсата и метанола:

• механических способов, связанных со «срезанием» наиболее загрязненного поверхностного слоя почвы, с экскавированием загрязненных донных отложений или в случае попадания в воду гидрофобного газового конденсата – с установлением боновых заграждений для его сбора, а также закачиванием производственных сточных вод, содержащих газовый конденсат

- и метанол в глубокие, надежно изолированные водоносные горизонты, не содержащие пресные, бальнеологические и другие воды;
- физико-химических способов, предназначенных для обработки производственных сточных вод, содержащих газовый конденсат и метанол, путем их облучения источниками вакуумного ультрафиолетового света в присутствии окислителя или сжигания на газофакельных установках. При этом под действием ультрафиолетового облучения, в частности метанольных вод происходит фотолиз воды и окислителя с образованием высокореактивных радикалов, вступающих в различные реакции с метанолом и приводящих к таким конечным продуктам, как диоксид углерода и вода. Однако при термическом обезвреживании производственных сточных вод, содержащих газовый конденсат и метанол, помимо обычных продуктов сгорания (оксидов углерода и др.) не исключено образование типичного канцерогенного вещества – бенз(а)пирена в процессе полимеризации относительно простых по структуре осколков молекул, преимущественно
- микробиологических способов, связанных со стимулированием роста углеводородокисляющих микроорганизмов загрязненных природных сред, а также с внесением в очищаемые среды биопрепаратов, представляющих собой высушенную лиофилизацией, то есть при низкой температуре и в вакууме биомассу углеводородокисляющих бактерий. При этом микробиологическая деструкция углеводородов газового конденсата идет через стадии образования пероксидов, а при разрыве цепей углеродных атомов - смеси предельных кислот и оксикислот, а метанола, как гидроксильного производного углеводородов идет через стадии образования формальдегида и муравьиной кислоты, что приводит к образованию конечных продуктов рассматриваемых веществ в виде диоксида углерода и воды.

свободнорадикального характера;

Между тем в работе Г.Л. Генделя и соавторов (2006 г.), при нейтрализации аварийного разлива газового конденсата, загрязненная почва была «срезана» на глубину до 10 см и вывезена с места инцидента на утилизацию. Часть конденсата, попавшего в воду, была собрана с ее поверхности посредством боновых заграждений и также утилизирована. Загрязненные донные отложения водного объекта были экскавированы, затем подвергнуты термическому обезвреживанию и утилизированы. Кроме того производилась очистка водного объекта путем внесения в него биопрепарата «Деворойл», обладающего способностью к микробиологическому окислению углеводородов газового конденсата. В результате очистки концентрация газового конденсата в водной массе за 1,5 месяца под действием биопрепарата снизилась от 2900 до 1-2 ПДК.

Нейтрализация производственных сточных вод с низким содержанием метанола Ю.В. Медведевым и соавторами (2005 г.) осуществлялась с использованием эксиламп, то есть источников вакуумного ультрафиолетового излучения, трансформирующего вещество до диоксида углерода и воды в присутствии окислителя – азотной кислоты. Под действием Хе<sub>2</sub>- и KrCl-эксиламп концентрация метанола в сточных водах уменьшилась от 13 до 23 раз.

Б.Г. Мурзаков и соавторы (2004 г.) для нейтрализации отходов газового конденсата, накопившихся в двух земляных амбарах и очистки загрязненной почвы внутри и вне этих хранилищ использовали биопрепарат «Валентис». С этой целью специально подготовленную суспензию биопрепарата (с добавлением минерального удобрения) наносили трижды с промежутками в 15 дней на углеводородную пленку, покрывающую амбарную жидкость. В результате содержание углеводородов в различных амбарах снизилось от 175 до 300 и более раз по сравнению с исходными количествами. Между тем почву внутри амбаров и вокруг них экскавировали на глубину загрязнения и складировали слоем 20 см на специальную площадку с

водонепроницаемым покрытием и производили обработку суспензией биопрепарата из расчета 5 л на 10 м². При этом до и после обработки почва подвергалась рыхлению с целью ее аэрации. Очистка почвы была признана завершенной по достижению в данной среде содержания углеводородов равного 0,1 г/кг.

Для очистки почв, загрязненных метанолом Б.Г. Мурзаковым и соавторами (2005 г.) предлагается использовать биопрепараты в виде биомассы метилотрофных бактерий. Так, при поверхностном (0-5 см) и подповерхностном (5-30 см) загрязнении почвы, рекомендуется ее обрабатывать специально приготовленной суспензией биопрепарата (в растворе минеральных удобрений). При этом до и после обработки биопрепаратом почва подвергается рыхлению. При глубоком загрязнении метанолом почва экскавируется и складируется в виде бурта на специальную площадку с водонепроницаемым

основанием и установкой системы перфорированных труб, проходящих через толщу бурта и обеспечивающих интенсивную аэрацию с помощью компрессоров. Почва обрабатывается биопрепаратом, периодически подвергается рыхлению и после очистки возвращается на место выемки. Согласно этим же авторам, нейтрализация вод, содержащих метанол, до их поступления в водоемы, может производиться путем ферментации культур метилотрофных бактерий, то есть под воздействием вырабатываемых ими ферментов или же готовых биопрепаратов в устройствах, оснащенных системой интенсивной аэрации. Очистку воды от метанола можно также выполнять непосредственно в прудах-накопителях, оснащенных системой компрессоров для нагнетания воздуха в объем очищаемой воды и одновременной ее обработки биопрепаратами.

Таким образом, механические способы, связанные, в частности со

«срезанием» почвы, загрязненной газовым конденсатом и метанолом или захоронением производственных сточных вод, содержащих эти вещества, а также физико-химические способы, осуществляемые с использованием источников вакуумного ультрафиолетового света и предназначенные только для нейтрализации низкоконцентрированных метанольных вод или сжигания производственных сточных вод на газофакельных установках с образованием канцерогенного бенз(а)пирена, не позволяют кардинально решить проблему нейтрализации разливов и отходов рассматриваемых веществ. Наиболее приемлемым подходом в этом отношении следует считать микробиологический способ, приводящий к более эффективной нейтрализации разливов и отходов веществ путем деструкции газового конденсата и метанола до таких конечных продуктов как диоксида углерода и воды. •

# KONUTEKC www.komitex.ru

#### ЛИДЕР В ПРОИЗВОДСТВЕ НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

Геотекстильные полотна «Геоком» для:

- строительства и ремонта автомобильных и железных дорог
- обустройства нефтяных, газовых и других месторождений и пр.
- нетканые полотна для строительства (обмотки трубопроводов; строительства бассейнов; при укладке тротуарной плитки; в инверсионной кровле и др.)

ОАО «Комитекс» 167981, г. Сыктывкар, ул. 2-я Промышленная, 10 тел. (8212) 286-513, 286-547, 286-575; факс 286-560 market@komitex.ru







Наталья Баталова, Экономист по сбыту ОАО «Завод геологоразведочного оборудования и машин» (ОАО «ГРОМ»)

Нефтегазовая отрасль является основообразующей в Российской экономике и то, насколько она будет обеспечена запасами, определяет будущее всей страны. Поэтому открытие новых месторождений - одна из наиболее актуальных задач. В связи с этим основное значение имеет вопрос развития геологоразведки, ее обеспечения современными технологиями и новейшим оборудованием. Одним из ведущих разработчиков и производителей оборудования для предприятий нефтегазового комплекса является хорошо оснащенное предприятие с богатым опытом работы по проектированию и изготовлению противофонтанного, бурового и геологоразведочного оборудования - ОАО «Завод геологоразведочного оборудования и машин»(ОАО «ГРОМ»).

На сегодняшний день, ОАО «ГРОМ» занимает прочные позиции на рынке нефтегазопромыслового и емкостного оборудования на территории нашей страны и за ее пределами. Емкости РГН, РГС для горюче-смазочных материалов объемом до 100 кубических метров, дренажные емкости ЕП, ЕПП, предназначенные для обустройства месторождении объемом до 63 кубических метров, превентора плашечные с ручным и гидроприводом ПП, ПП2 и ППГ2 с условным проходом 160,180 мм и рабочим давлением 210, 350, 700 МПа, превентора малогабаритные ПМТ И ПМШ, манифольды с условным проходом 65-80 мм, давлением 21,35,70 МПа, электронасосные агрегаты ВШН-150, шаровые краны КШ, КШЗ, клапана обратные









тарельчатые КОТЗ, КОШЗ, с присоединительной резьбой НКТ 60-114, замковой 73-171, дроссельно-запорные устройства ДЗУ-250,320,400 и другие агрегаты под его маркой применяются при добыче нефти и газа, при бурении и ремонте нефтегазовых скважин, в геологоразведке, в системах отопления и хранения нефтепродуктов.

С 2007 года на заводе внедрена система менеджмента качества в соответствии с требованиями международных стандартов ISO 9001:2000. Система менеджмента качества распространяется на весь процесс производства изделий: заказ, проектирование, технологическую подготовку, снабжение и поставку материалов, производство, испытание, реализацию продукции, и ее сервисное обслуживание.

Несмотря на то, что продукция завода прошла испытание временем, предприятие старается постоянно совершенствовать конструктивные особенности выпускаемых изделий, принимаются во внимание предложения и пожелания заказчиков. С сентября 2012 года ОАО «ГРОМ» приступил к производству новой для себя продукции – емкостных стальных агрегатов объемом от 0,2 м<sup>3</sup>, предназначенных для дегазации непенистой нефти и очистки попутного газа. В марте 2013 года началась разработка и освоение нового, для завода вида продукции – превентор плашечный с гидроприводом с условным проходом 180мм и 230мм на рабочее давление 70МПа. Конструкторское бюро предприятия в процессе проектирования оборудования использует новейшее программное

обеспечение и современные системы автоматизированного проектирования.

В 2009 году было принято решение возобновить направление по проектированию и изготовлению оборудования для предупреждения и ликвидации аварий в нефтяной и газовой промышленности. В настоящее время заводом уже разработан, и пользуется спросом, комплекс для ликвидации фонтанов (гидроабразивный резак, разъемный фланец с гидравлическим шарнирным натаскивателем и монтажной катушкой), который успешно прошел испытания в Новом Уренгое. Кроме того производится ряд приспособлений для проведения технологических работ на устье скважины (головка для нарезания резьбы обсадных труб, шарнирный натаскиватель, приспособление для сверления технологических отверстий, приспособление для наведения задвижки на НКТ, установка для смены задвижек под давлением, и т.д.)

Предприятие всегда открыто для взаимовыгодного сотрудничества и реализации совместных проектов с другими компаниями отрасли. Общая производственная мощность завода составляет 11 тыс. м², что



Превентор ПП2-160

позволяет значительно расширить ассортимент, не ограничиваясь прямой специализацией.

В кооперации с отечественными и зарубежными фирмами завод готов осваивать совместное производство нефтегазового, отопительного и другого оборудования. Среди компаний, с которыми OAO «ГРОМ» уже долгие годы ведет сотрудничество, такие крупные объединения, как ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпром», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Роснефть», а также множество малых и средних предприятий различных отраслей промышленности. ОАО «ГРОМ» готов решать любые задачи, связанные со спецификой деятельности предприятия, вести проектирование и осваивать новые виды продукции.

Результат работы предприятия в целом зависит от профессионализма его сотрудников, на заводе работают высококвалифицированные специалисты, которые регулярно участвуют в региональных конкурсах профессионального мастерства.

ОАО «ГРОМ» является дипломантом и лауреатом Всероссийского конкурса программы «100 лучших товаров России». Но довольствоваться достижениями коллектив ОАО «ГРОМ» не собирается. Талантливые специалисты конструкторского бюро предприятия заняты разработкой новой продукции для нефтяников и газовиков, ведь с каждым годом появляется необходимость в иных видах оборудования. Задумок масса, и в будущем им обязательно предстоит воплотиться в жизнь.

78 ~ Neftegaz.RU [6]

#### КОМПАНИЯ

# АИР-20/М2-Н: по-прежнему надежен, по-новому технологичен

В мае 2013 года НПП «ЭЛЕМЕР» вывел на рынок микропроцессорный датчик давления АИР-20/М2-Н. Индекс «Н», дополнивший маркировку широко известных датчиков давления АИР-20/М2-Н, означает, что новый прибор оснащен возможностями цифрового протокола HART



Сергей Фролов, Руководитель продуктового направления «Датчики давления» НПП «ЭЛЕМЕР»

Датчики давления серии АИР-20/ М2-Н предназначены для измерения и непрерывного преобразования в токовый выходной сигнал 4-20 mA, два токовых выходных сигнала 4-20 mA и 0-5 mA одновременно и в цифровой сигнал по протоколу НАRT всех типов давления:

- избыточного (ДИ);
- абсолютного (ДА);
- разрежения (ДВ);
- избыточного давления разряжения (ДИВ);
- разности давлений (ДД);
- гидростатического давления (ДГ).

Таким образом, сохранив все свойства и характеристики датчиков с аналоговыми сигналами (4-20 mA / 0-5 mA) микропроцессорные датчики давления новой серии АИР-20/М2-Н предоставляет дополнительные возможности по передаче измерительной информации в

НПП «ЭЛЕМЕР» — ведущий российский приборостроительный завод с годовым объемом выпуска, превышающим 200 000 приборов. В номенклатуре выпускаемой НПП «ЭЛЕМЕР» продукции всё необходимое для автоматизации технологических процессов на любом предприятии: датчики давления, электромагнитные и ультразвуковые расходомеры, средства измерения температуры, регистраторы видеографические, блоки питания и преобразования сигналов, измерители-регуляторы, метрологическое оборудование, арматура для установки приборов на технологических позициях. Все серийно выпускаемые НПП «ЭЛЕМЕР» приборы внесены в Государственные реестр СИ и отгружаются заказчикам со свидетельствами о первичной поверке. НПП «ЭЛЕМЕР» ежегодно ставит на серийное производство 5-7 новинок собственной разработки,



цифровом виде, отображению и хранению результатов измерения, удаленной или локальной настройке и диагностике.

#### Оптимальный выбор

АИР-20/М2-Н — это оптимальный выбор средств измерения давления для предприятий нефтегазовой отрасли, тепловой и атомной энергетики. Почему так считают многие наши заказчики?

Глубокая переработка схемотехнических решений в сочетании с применением надежных сенсоров и светодиодных индикаторов позволили придать датчику давления АИР-20/M2-Н уникальное сочетание свойств:

- долговременная стабильность свойств и метрологических параметров;
- способность устойчиво функционировать в жестких климатических условиях от минус 55 до +80°С без дополнительного обогрева или укрытия;
- использование функций цифрового протокола HART для удаленного диагностирования состояния, настройки и калибровки прибора;
- функциональность в сочетании с эргономичностью и интуитивно понятным интерфейсом;
- стойкость к воздействию агрессивных сред;
- высокая помехозащищенность.

Широкий спектр вариантов исполнения приборов, включая взрывобезопасные («искробезопасная цепь» и «взрывонепроницаемая оболочка»), обеспечит вам возможность формирования полного парка средств измерения давления на основе единственной серии датчиков давления АИР-20/М2-Н!



### Новые возможности индикатора

В датчиках давления серии АИР-20/М2-Н применен встроенный индикатор с 3-кнопочной клавиатурой.

Яркие светодиодные индикаторы с красным, зеленым и белым свечением символов, или ЖК-индикаторы с подсветкой обеспечат вам легкое считывание показаний прибора в как в слабоосвещенных местах, так и под прямыми солнечными лучами в полдень. Дополнительное удобство для доступа к измерительной информации обеспечивается круговым вращением индикатора с шагом 90°.

Меню пользователя предоставляет возможности по управлению границами диапазона измерения, временем демпфирования, линейной или корнеизвлекающей зависимостью и другими полезными свойствами.

Сервисное меню позволяет производить подстройку и калибровку датчика давления, обеспечивать защиту от несанкционированного доступа.

Немаловажным достоинством приборов серии АИР-20/М2-Н станет возможность отображения информации в любых единицах давления: Па, кПа, МПа, кгс/см², кгс/м², атм, mbar, bar, мм рт.ст., мм вод.ст.

Высокий уровень надежности микропроцессорных датчиков давления серии АИР-20/М2-Н обеспечивается применением новых технологий в конструкции сенсора и электронных модулях. В процессе производства выполняется тестирование и калибровка приборов в климатических камерах в диапазоне температур от минус 55 до + 80°C. Алгоритм непрерывной самодиагностики позволяет оперативно контролировать состояние и выявлять необходимость подстройки, а стандартные HARTкоманды позволяют выполнять подстройку прибора дистанционно.





**Единицы измерения** Па, кПа, МПа, кгс/см2, кгс/м2, атм., mbar, bar, мм.рт.ст., мм.вод.ст. **Глубина перенастройки диапазона** 40:1

Выходной сигнал 4...20 mA/HART, 0...5 mA / 4...20 mA одновременно

**Конфигурирование** клавиатура, цифровой протокол HART

Функция извлечения квадратного корня (Погрешность) ±0,075%, ±0,1%, ±0,2%, ±0,5%

Дополнительная температурная погрешность от ±0,08% / 10°C

Влияние статического давления на «ноль» и «диапазон» 0,012% / 1 МПа

**Климатические исполнения по ГОСТ** базовое исполнение — C2 (минус 40...+70°C), (минус 55...+70°C), C3 (минус 10...+50°C), T3 (минус 25...+80°C)

Пылевлагозащита код ІР 65

**Варианты исполнения** общепромышленное, атомное (повышенной надежности), кислородное (K), «искробезопасная цепь» Ex (ExialICT6 X), «взрывонепроницаемая оболочка» Exd (1ExdIICT6)

**Электромагнитная совместимость (ЭМС)** группа IV с критерием качества функционирования А

Вибростойкость группа V2 по ГОСТ 52931-2008 (до 150 Гц с виброускорением 19,6 м/с²)

Средний срок службы 12 лет (15 лет для атомного исполнения)

**Межповерочный интервал** 3 года — для класса  $\pm 0,075\%,\,0,1\%,\,0,2\%,\,5$  лет — для класса 0,5%

Гарантийный срок эксплуатации 5 лет, 7 лет – для атомного исполнения

Заложенная в конструкцию стойкость к электромагнитным помехам, включая и грозовые и электростатические разряды, и радиопомехи, стойкость к вибрациям и пульсациям рабочей среды, а также применение корпусов и сенсоров из коррозионностойких сплавов – гарантия безотказной работы прибора в самых жестких условиях эксплуатации.

В настоящее время датчики давления АИР-20/М2-Н успешно прошли испытания в ООО «ОМЦ Газметрология».

Преобразователи давления АИР-20/М2-Н подтвердили заявленные метрологические характеристики и соответствуют требованиям нормативных и эксплуатационных документов, а также требованиям «Газпром».

На основании полученных положительных результатов

испытаний датчики давления АИР-20/М2-Н рекомендованы к применению на объектах «Газпром». В ближайшее время АИР-20/М2-Н будут включены в перечень средств измерений, рекомендованных для применения в «Газпром».



Москва, Зеленоград, пр-д 4807, д. 7, стр. 1 Тел.: +7 (495) 988-48-55, 925-51-47 Телефон горячей линии службы технической поддержки: +7 (800) 100-5147 Факс-автомат отдел продаж и технической поддержки: +7 (499) 735-02-59 Секретарь: +7 (499) 735-12-88 elemer@elemer.ru www.elemer.ru







# ТРАДИЦИИ, ОПЫТ И КАЧЕСТВО «ВОЛГОГРАДНИПИМОРНЕФТЬ»

#### Матвей Тархов

Коллектив ООО «ВолгоградНИПИморнефть» имеет многолетнюю историю развития от проектно-сметного бюро треста «Сталинграднефтегазразведка», созданного в 1959 году для научного и проектного обеспечения поисков, разведки и обустройства нефтяных и газовых месторождений Нижнего Поволжья, до проектного института по обустройству нефтегазовых месторождений на суше и на море, включая промысловый и магистральный транспорт нефти и

С 1998 по 2011 гг. проектный коллектив был частью Волгоградского института в составе ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1 июля 2011 года проектный комплекс выведен на внешний сервис как самостоятельное коммерческое предприятие.

В состав нового самостоятельного института ООО «ВолгоградНИПИморнефть» вошел весь прежний коллектив проектировщиков и изыскателей под руководством генерального директора Репея Александра Михайловича – кандидата геолого-минералогических наук, почетного нефтяника, заслуженного работника нефтяной и газовой промышленности РФ, дважды лауреата премии Правительства РФ в области развития науки и техники.

В настоящее время ООО «ВолгоградНИПИморнефть», основываясь на традициях и опыте, накопленном десятилетиями, выполняет комплексные проектно-изыскательские работы для предприятий группы «ЛУКОЙЛ» и сторонних организаций. При этом заказы предприятий группы «ЛУКОЙЛ» составляют более 90 % текущих объемов ПИР.

ООО «ВолгоградНИПИморнефть» является членом Некоммерческого партнерства «Саморегулируемая организация Объединение проектировщиков объектов топливно-энергетического

комплекса» и имеет допуски на все виды деятельности.

Предприятие руководствуется законами и нормативными документами Российской Федерации, международными стандартами, требованиями государственных надзорных органов, ведомственными и отраслевыми нормами.

Регионами деятельности предприятия в 2011—2013 гг. были Центральный округ Российской Федерации, Нижнее Поволжье, акватории Баренцева моря, Каспийского, Азовского и Балтийского морей, Западный Урал, Западная Сибирь, Республики Казахстан, Узбекистан, Республика РФ Калмыкия, Север Европейской части Российской Федерации.

Установлены тесные производственные связи с крупными российскими и зарубежными компаниями: ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», ОАО «РИТЭК», ООО СП «Волгодеминойл», ОАО «ССЗ» Красные Баррикады, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», «ЛУКОЙЛ-Транс», ОАО «Архангельскгеолдобыча», ФГУП «Крыловский государственный научный центр», «Росгидромет», «Виті Armada Caspian», «Saipem», «Керреl», «МсDermott», «Ramboll».

документация для обустройства месторождений Северного Каспия: Райзерный блок (РБ) и переходные мосты между буровыми, технологическими и жилыми платформами месторождения им. В. Филановского; Береговые сооружения для приема нефти с месторождения им. В. Филановского; Нефтепровод от точки выхода на берег до береговых сооружений; Газопровод «Точка выхода на берег - 000 «Ставролен»; Газопровод ООО «Ставролен» - КС «Георгиевская»: Подводные трубопроводы нефти и газа от РБ месторождения им. В. Филановского; Газопровод от МЛСП им. Ю. Корчагина до РБ месторождения им. В. Филановского; Нефтепровод

от МЛСП им. Ю. Корчагина до

ЛСП-1 месторождения им. В. Филановского; Техническое перевооружение МЛСП им. Ю. Корчагина.

В институте постоянно совершенствуется Система менеджмента качества (СМК) на основе международного стандарта ИСО 9001:2008. Эффективность СМК ежегодно подтверждается внешними аудитами Бюро Веритас. В 2013 году Институт получил свидетельство о соответствии предприятия требованиям Российского морского регистра судоходства на проектирование объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений: морских нефтегазопромысловых гидротехнических сооружений и морских подводных трубопроводов.

Наличие опытного персонала, средний возраст которого составляет 43 года, и пятнадцати высококвалифицированных ГИПов в составе службы главного инженера, слаженной системы взаимодействия подразделений института позволяют выполнять комплексные проектноизыскательские работы, начиная от предварительного отбора земли, сбора исходных данных, выполнения комплексных изысканий, разработки всех разделов проектной и рабочей документации, сопровождения Главгосэкспертизы, экологической экспертизы. экспертизы промбезопасности и экспертизы Российского морского регистра судоходства с неизменно положительным результатом, а также авторского надзора до завершения строительномонтажных работ.

Многолетние традиции, опыт и высокая квалификация специалистов, имеющееся современное программное обеспечение, позволяющее выполнять расчеты и осуществлять 2D и 3D проектирование, гарантирует выпуск высококачественной научно-технической продукции и дает возможность ООО «ВолгоградНИПИморнефть» быть конкурентоспособным как на Российском, так и на зарубежном рынке.





# LLC Trade house «CONTROLLING SYSTEMS»

Компания 000 Торговый дом «Регулирующие системы» является представителем и торговым партнером венгерского завода «DKG-EAST», американской корпорации «FLOWSERVE» в России и итальянской компании «VALVITALIA GROUP», которые имеют многолетний опыт в производстве и поставке оборудования для нефтяной, газовой, химической и других промышленностей.

Наше предприятие имеет складской резерв, что позволяет оперативно реагировать на возникающие потребности наших клиентов.

### ПОСТАВЛЯЕМАЯ ПРОДУКЦИЯ:

**KPAHЫ ШАРОВЫЕ** DN10-1400, PN16-700

**ЗАДВИЖКИ КЛИНОВЫЕ** DN15-1200, PN16-420

**ЗАДВИЖКИ ШИБЕРНЫЕ** DN25-1200, PN16-760

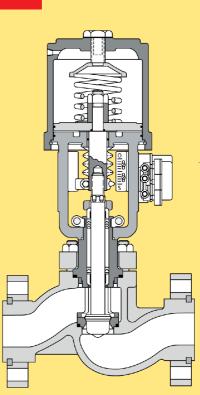
**ЗАТВОРЫ ДИСКОВЫЕ** DN100-300, PN10-420

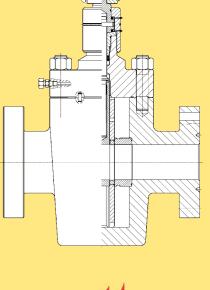
**КЛАПАНЫ ЗАПОРНЫЕ** DN10-1200, PN10-700

**КЛАПАНЫ ОБРАТНЫЕ** DN15-1400, PN16-700

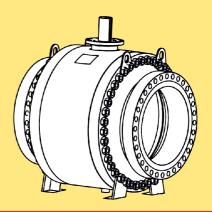
**КЛАПАНЫ РЕГУЛИРУЮЩИЕ** DN25-1200, PN16-420

УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ФОНТАННАЯ АРМАТУРА













109428, г. Москва, Рязанский проспект, д. 24, копр. 2 тел.: 8 495 721 9230 факс: 8 495 721 9232

e-mail:office@csltd.ru www.csltd.ru

#### РОССИЯ В ЗАГОЛОВКАХ

#### КОЛОСС НА ГАЗОВЫХ НОГАХ

Україна 🖚 молода

Неделимая власть российского Газпрома на российском рынке энергоносителей заканчивается. В ближайшие месяцы российский концерн может потерять монополию на экспорт сжиженного газа. И эксперты предупреждают: это только начало.

Среди лоббистов уменьшения влияния Газпрома – независимый производитель газа Новатэк и государственная компания Роснефть, которую возглавляет приближенный к В. Путину И. Сечин. По мнению обозревателей, в лучшем случае Газпром лишат экспортной монополии только на рынке стран Азиатско-Тихоокеанского региона, в худшем – концерну еще придется всерьез корректировать свою политику в европейском направлении.

#### прощай, нависсо

#### IL FOGLIO

После периода исследований, сложных проектов и политических битв Европейский Союз готов отказаться от энергетического проекта Nabucco, который должен был гарантировать надежность снабжения энергоносителями стран ЕС и позволить избежать зависимости от поставок из России. Через несколько недель своенравное правительство Азербайджана назовет имена клиентов, которым оно продаст запасы газа в Каспийском море, а один из основных претендентов консорциум Nabucco – подвергается серьезному риску остаться с пустыми руками.



Преимущество оказалось на стороне проекта строительства Трансадриатического газопровода (ТАР). В консорциум входит немецкая компания E.On, норвежская Statoil. В проект вовлечена и Италия, так как трубопровод должен пройти через территорию Турции, Греции и Албании с терминалом в Италии. Где же Европа допустила ошибку? Проблема возникла давно, потому что газопровод Nabucco существует только на бумаге. Между тем, российские соперники уже приступили к строительству газопровода Южный Поток. Другая проблема связана с клиентами: в Баку считают, что строители ТАР имеют больше шансов на успех по сравнению с консорциумом ЕС.

#### есть ли у россии шансы в африке?

"atlantico

Жюльен Веркей

Существует ли у России стратегия по расширению своего присутствия в Африке?

нет африканской политики. Настоящие стратегии по развитию деятельности в Африке имеются только у нескольких крупных российских компаний. Государственные предприятия согласуют их с политическими властями, но они не являются частью общего и четко

У России, собственно говоря,



определенного плана работы на африканском континенте. В то же время присутствие в Африке открывает перспективы, от которых России было бы глупо отказываться.

Что насчет козырей России? Классические сравнительные преимущества Москвы за 20 лет практически не изменились: в первую очередь это нефтегазовый сектор, добыча природных ресурсов, мирный атом и оружие. Во всех этих областях Россия намеревается добиться успеха прежде всего даже не с помощью технологий, а благодаря ценам и в определенной степени независимому положению на международной арене.





Изоляция трубопроводов в полной комплектации

**Богатый опыт применения** на нефтегазовых объектах

**Мониторинг качества** на всех этапах производства

Удобное расположение и оперативная логистика

г.Тюмень, ул.Республики, д.250 Тел: +7 (3452) 49-45-69 www.защитатрубы.рф



MIOGI

с 25 по 28 июня 2013г. ждем вас на <mark>MIOGE 2013</mark>

на <mark>MIOGE 2013</mark> г.Москва

ЦВК «Экспоцентр» Павильон «Форум» Стенд №F537



15-летний опыт производства!



# O ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

#### Нефтеевро сменит нефтедоллар?

Цены на нефть следует перевести из долларов в евро — с таким смелым предложением выступил премьерминистр Малайзии Махатхир Мохамад. Хотя это предложение выгодно всем экспортерам нефти, эксперты считают, что оно вряд ли будет претворено в

Слабеющий доллар действительно является серьезной проблемой для производителей нефти во всем мире, которые и так переживают не лучшие времена из-за падения цен на свое сырье. С начала этого года американская валюта подешевела по отношению к евро более чем на 14%. За тот же период нефть марки Brent в Лондоне снизилась почти на 9 % до 27,49 долл США/барр, еще больше упали цены на российский сорт Urals — на 12,63 % до 25,52 долл США/барр.



#### • **Kommenmapuŭ** Neftegaz • RU

М. Мохамад возглавлявший до этого страну с 1981 г, в том же 2003 г. покидает пост премьерминистра.

Предложения убрать долларовую монополию в расчётах за нефть, звучат с тех пор всё чаще.

Более того, мир уже начал отходить от доллара в взаиморасчётах. Чили отказалась от расчетов в долларах торгуя с Китаем. Ещё раньше соглашения об использовании своих валют для взаиморасчетов заключили Япония и Китай, Китай и Россия, Индия и Япония.

Китай и Иран заменили расчёты в долларах на бартер, Индия и Иран будут расплачиваться рупиями, а Бразилия и Китай проведут взаиморасчеты в своих валютах.

В августе 2012 г. министр финансов РФ А. Силуанов заявил, что «Юань может стать резервной мировой валютой».

Кто будет следующей «кандидатурой» вместо евро и доллара?



#### Газпром у руля

Газпром начал поставки российского природного газа через территорию Грузии в Республику Армения. В рамках согласованных объемов потребителям Армении в 2003 г. будет поставлено 690 млн м<sup>3</sup> природного газа.

Поставки газа до границы с Арменией осуществляются дочерним предприятием Газпрома – Газэкспорт, а закупки газа на границе Армении – совместным предприятием АрмРосгазпром.

Возможность начать поставки появилась после подписания долгосрочного контракта на транзит российского природного газа через территорию Грузии. Ранее природный газ в Армению поставляла Группа компаний ИТЕРА.

Газпром и Минэнерго Армении владеют по 45% акций АрмРосгазпрома.

10% акций предприятия принадлежит компании ИТЕРА.

#### • **Kommenmapuŭ** Neftegaz • RU

Со временем доли участия в АрмРосгазпроме изменились. В настоящее время компания на 80 % принадлежит Газпрому и на 20 % правительству Армении.

Правда, в мае 2013 г. правительство Армении предложило продать свои 20 % акций за 152 млн. долл США в попытке сохранить тарифы на российский газ, которые в скором времени должны значительно увеличиться.

Несмотря на то, что в марте 2007 г. был построен газопровод для поставок газа из Ирана в Армению, иранский газ не может быть альтернативой российскому, заявляет министр энергетики и природных ресурсов Армении А. Мовсисян.

## Сколько стоит тонна нефти?

По результатам выборочного исследования в апреле 2003 г. средняя оптовая цена тонны нефти на внутреннем рынке предприятий-производителей Тюменской области (без НДС и акциза) составила 1 502,98 руб, увеличившись за месяц на 2,2 %, а по сравнению с апрелем 2002 г. – на 50,69 %.

Потребительские цены на автомобильный бензин за апрель в среднем по области составили: на АИ-92 12,11 руб/л, в том числе в Тюмени – 11,50 руб/л.

Цена бензина марки АИ-76 по области составила 9,89 руб/л, в том числе в Тюмени — 9,50 руб/л.



#### • **Kommenmapuŭ** Neftegaz • RU

В настоящее время, благодаря рыночной конъюнктуре, цена нефти на внутреннем рынке взлетела в десятки раз – 23, 481 тыс руб за тонну.

Бензин же хоть и подорожал, но не так резко как нефть.

Литр топлива A-92 в Тюмени стоит сейчас 28,3 руб/литр. ●

# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ







# классификатор продукции и услуг от Neftegaz。RU

«Отапливать нефтью – все равно что отапливать денежными ассигнациями»

Д. Менделеев

юбая работа требует системного подхода. А особенно работа в такой стратегически важной сфере, как нефтегазовая. Единого российского классификатора, который был бы вспомогательным инструментом в работе, как нефтегазовых корпораций, так и смежников пока нет. А между тем унифицированная система классификации оборудования, сервиса и технологий, сырья и материалов в НГК просто необходима для эффективной коммерческой работы.

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

так и производителям в НГК, и позволяет снизить затраты при покупке и продаже товаров и услуг

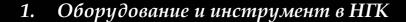
пециалисты Агентства Neftegaz.RU, взяв за основу советскую систему классификации и адаптировав ее под реалии сегодняшнего дня (отражающий действительность, а не прошлый день), переиздали удобный для использования классификатор. В основу его лег и собственный, более чем 7-летний опыт работы коммерческого подразделения Neftegaz.RU с компаниями НГК по организации поставок...

олная версия классификатора представлена на сайте www.neftegaz.ru. На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

Классификатор – это не научная разработка, а «шпаргалка», которой удобно пользоваться, которая всегда под рукой.

Ждем ваших предложений по доработке классификатора, которые вы можете высылать на адрес, указанный на нашем сайте в разделе «Редакция».

# КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ $\Delta$ ЛЯ НГК





2. Сервис, услуги и технологии в НГК



3. Сырье и материалы в НГК



4. Нефтепродукты, нефть и газ



### ДИЗЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ GESAN DVBS 275E

#### 1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.8. Электростанции

Дизельная электростанция во



всепогодном шумозащитном кожухе. При необходимости кожух может быть легко демонтирован. Электростанция может служить источником резервного электроснабжения оборудования банков, центров обработки и передачи данных, медицинских учреждений, гостиниц. Возможно применение в качестве основного источника электроэнергии в строительстве, сельском хозяйстве, промышленности.

Электростанция оснащена двигателем VOLVO TAD 734GE. Содержание вредных веществ в выхлопных газах двигателя соответствует требованиям стандарта EU Stage 2. Внутренний шумоизолирующий слой кожуха и низкошумный глушитель (-26дБА) обеспечивают уровень звукового давления не более 71дБА (7м). Интервал замены масла составляет 500мч, что позволяет

эксплуатировать ДЭС при пониженной частоте ТО. На двигателе установлен электронный блок управления, обеспечивающий высокую стабильность частоты в установившемся режиме (+/- 0,25°

установившемся режиме (+/- 0,25%) и режиме приема нагрузки, а также предоставляющий расширенный мониторинг двигателя по протоколу J1939.

Электрическая машина — синхронный бесконтактный генератор переменного тока Месс Alte Spa ECO38-1L с электронной регулировкой выходного напряжения (стабильность +/- 1,5%). Электростанция укомплектована управляющим контроллером DSE 7320. Контроллер обеспечивает

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ					
Мощность номинальная, кВт	196				
Мощность номинальная, кВА	245				
Мощность максимальная, кВт	219				
Коэффициент мощности	0,8				
Напряжение, В	230/400				
Кол-во фаз	3				
Двигатель	VOLVO				
Марка двигателя	TAD 734 GE				
Частота вращения двигателя, об/мин	1500				
Охлаждение	Жидкостное				
Генератор	Mecc Alte Spa				
Степень автоматизации	3				
Запуск	Электро				
Исполнение	Кожухное				
Бренд/Серия	GESAN/DVB				
Бак, л	425				
Расход, л/ч	43,1				
Габаритные размеры, мм	3825 x 1400 x 1935				
Вес, кг	2870				

ручной и автоматический запуск электростанции, последний – по пропаданию сети или сигналу оператора (сухой контакт). DSE 7320 имеет коммуникационные порты USB, RS485, RS232-modem, и CAN-порт для связи с двигателем. Контроллер русифицирован.

В стандартный комплект поставки входят статическое зарядное устройство, подогреватель охлаждающей жидкости, выходной автоматический защитный выключатель, низкошумный глушитель. Доступен широкий набор опций.

# СПЕЦИАЛЬНАЯ СЕКЦИЯ Классификатор

## УРБ-2А-2

# 1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа
- 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент
- 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы



Установка разведочного бурения УРБ-2А-2 предназначена для бурения геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ вращательным способом с очисткой забоя скважины промывкой, продувкой или транспортировкой разрушенной породы на поверхность шнеками. Установка имеет перемещающийся вращатель с гидроприводом, который используется в процессе бурения, наращивания бурильного инструмента без отрыва его от забоя и выполняет совместно с гидроподъемником работу по спуску-подъему инструмента и его подачу при

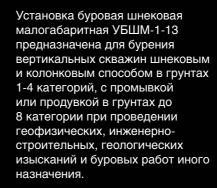
Мощность и кинематика вращателя обеспечивают также свинчивание-развинчивание бурильных труб, в результате этого отпадает необходимость в специальных механизмах для этой цели. Управление установкой полностью гидрофицировано, в том числе подъем-опускание мачты, и сконцентрировано на пульте бурильщика. Конструкцией установки предусматривается возможность бурения скважин с очисткой забоя промывкой или продувкой, для чего монтируется буровой насос или компрессор, а также бурение шнековым способом. Основными конструктивными элементами установки являются: вращатель, раздаточная коробка, мачта. установка бурового насоса.

Транспортная база	КАМАЗ 43118, КАМАЗ 43114, УРАЛ-4320, ЗИЛ-131, гусеничный трактор ТТ-4М, ТЛТ-100, МТЛБу
Глубина бурения, м: геофизических скважин структурных скважин при продувке забоя воздухом при бурении шнеками	100 300 30 30
Начальный диаметр бурения, мм	190
Конечный диаметр бурения, мм, для скважин: геофизических структурных	118 93
Диаметр бурения, мм: при продувке забоя воздухом при бурении шнеками	135 135
Вращатель: тип частота вращения, с-1 (об/мин)	подвижный
I скорость II скорость III скорость ход, мм момент силы, Н*м (кгс/м)	2,33 (140) 3.75 (225) 5,42 (325) 5200
I скорость II скорость III скорость	2010 (205) 1210 (123) 830 (85)
Привод вращателя, тип	аксиально-поршневой гидромотор
Рабочее давление в гидросистеме, Па (кгс/см²)	9,8 x 10 <sup>6</sup> (100)
Механизм для спуска, подъема и подачи инструмента:	
тип  грузоподъемность, Н (кгс)  усилие вниз, Н (кгс) при давлении 8,3*10 <sup>6</sup> (85 кгс/см²)  скорость подъема инструмента, м/с	домкрат гидравлический с полиспастной системой 45000 (4500) 25500 (2600) 01,1
Мачта:	
тип грузоподъемность, Н (кгс)	сварная с гидравлическими опорными домкратами 58800 (6000)
<b>Трубы бурильные:</b> диаметр, мм длина, мм	50 (60,3) 4500
Компрессор	KC6Y-4BY1-5/9, K-5A, KT-7, KB-10/10C
Буровой насос	НБ-32 (50), НБ-4

# УСТАНОВКА БУРОВАЯ ШНЕКОВАЯ МАЛОГАБАРИТНАЯ УБШМ-1-13

# 1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа
- 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент
- 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы



Установка предназначена для работы в умеренном макроклиматическом районе по ГОСТ 15150-69. Климатическое исполнение У, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69 (температура окружающей среды от -40 °C до +50 °C). ●

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ					
Глубина бурения номинальная, м шнеками диаметром 85 мм шнеками диаметром 150 мм	25 10				
Ход вращателя, мм	1200				
Подача вращателя	гидроцилиндр				
Усилие подачи вращателя, кН, (кГс): при давлении на забой (номинальное/ максимальное) при подъеме колонны (номинальное/ максимальное)	4 (400) / 6,5 (650) 10,5 (1050) / 17 (1700)				
Скорость перемещения вращателя,м/с	00,28				
Частота вращения буровогоснаряда, об/мин	77,136, 222, 313				
Крутящий момент на выходномвалу, макс., кГс х м	66				
Привод вращателя и гидронасоса	двс				
Тип/мощность кВт (л.с.)	Honda / 9,75 (13)				
Габаритные размеры (длина х ширина х высота), мм, не более: в рабочем положении	1810 x 860 x 1900				
в транспортном положении	2200 x 860 x 1100				
Масса установки (без транспортной базы, ЗИП и рабочей жидкости в гидросистеме), кг, не более	200				

92 ~ Neftegaz.RU [6]

# СПЕЦИАЛЬНАЯ СЕКЦИЯ Классификатор

### МГБУ «СИГМА»

#### (Переносная серия)

# 1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.1 Оборудование для добычи нефти
- 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент
- 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы



Применим при производстве скважин вертикального и наклонного направлений. Подходит для бурения пород I-XII кат. по буримости.

#### Основные сферы применения:

- инженерно-геологические изыскания;
- инъектирование грунтов;
- бурение на воду;

- сейсморазведочные
- и технические скважины;
- шнековое бурение.

#### Мощность установки до 6 кВт.

**Габариты установки** (в.д.ш): 230/140/150 см. или 230/110/100 см.

#### Глубина бурения:

- с промывкой 100 м.
- с продувкой 25 м.

#### • с шнеками 10 м.

Диаметр бурения 250 мм. Скорость бурения до 15 м/ч. Усилие вверх 1200 кг. Давление на бур 100–1500 кг.

Ток питания от сети 220/380 В. ●

#### Сравнительная таблица

	Альфа	Гамма	Сигма	Сигма-М	Дельта	Дельта-М	Дельта-Д	Омега
Мощность	до 4 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 14 кВт
Габариты (в.д.ш.) в см								
- транспортные	205/100/80	220/140/90	230/140/150	230/140/150	110/125/244	110/125/244	110/125/244	120/200
- в рабочем состоянии			или 230/110/100	или 230/110/101	280/125/344*	280/125/344*	280/125/344*	180/260
- высота мачты					200	200	200	250
Глубина бурения, до:								
- с промывкой	50 м	80 м	100 м	100 м	100 м	100 м	100 м	150 м
- с продувкой	_	20 м	25 м	25 м	30 м	30 м	30 м	50 м
- шнеками	10 м	10 м	10 м	10 м	15 м	15 м	15 м	20 м
Диаметр бура	250 мм	250 мм	250 мм	250 мм	300 мм	300 мм	300 мм	500 мм
Скорость бурения	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 30 м/ч
Усилие вверх, кг	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	2500
Усилие вниз (давление на бур), кг	100-1500	130-500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	3000 кг
Ток питания от сети	220/380 B	220/380 B	220/380 B	220/380 B	220/380 B	220/380 B	220/380 B	аи-92

<sup>\* -</sup> при бурении в снятом с прицепа состоянии габариты - 110/100

#### и инструмент

Популярная модель для бурения пород I—XII категории по буримости,

1.1.1 Буровое оборудование

1.1.1.2 Буровые установки и их узлы

МГБУ «ГАММА»

и инструмент в НГК

Оборудование для добычи нефти

(Переносная серия)

Оборудование

#### может применяться для выполнения работ в стесненных условиях.

- **Основные сферы применения:** бурение на воду;
- оурение на веду,
- инженерно-геологические изыскания;
- шнековое бурение;

• сейсморазведочные и технические скважины.

Мощность установки до 6 кВт.

- Габариты установки (в.д.ш):
- 220/140/90 см.

#### Глубина бурения:

- с промывкой 80 м.
- с продувкой 20 м.

• с шнеками 10 м.

Диаметр бурения 250 мм.

Скорость бурения до 15 м/ч.

Усилие вверх 1200 кг.

Давление на бур 130-500 кг.

Ток питания от сети 220/380 В. ●

Сравнительная таблица

	Альфа	Гамма	Сигма	Сигма-М	Дельта	Дельта-М	Дельта-Д	Омега
Мощность	до 4 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 14 кВт
Габариты (в.д.ш.) в см								
- транспортные	205/100/80	220/140/90	230/140/150	230/140/150	110/125/244	110/125/244	110/125/244	120/200
- в рабочем состоянии			или 230/110/100	или 230/110/101	280/125/344*	280/125/344*	280/125/344*	180/260
- высота мачты					200	200	200	250
Глубина бурения, до:								
- с промывкой	50 м	80 м	100 м	100 м	100 м	100 м	100 м	150 м
- с продувкой	-	20 м	25 м	25 м	30 м	30 м	30 м	50 м
- шнеками	10 м	10 м	10 м	10 м	15 м	15 м	15 м	20 м
Диаметр бура	250 мм	250 мм	250 мм	250 мм	300 мм	300 мм	300 мм	500 мм
Скорость бурения	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 30 м/ч
Усилие вверх, кг	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	2500
Усилие вниз (давление на бур), кг	100-1500	130-500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	3000 кг
Ток питания от сети	220/380 B	220/380 B	220/380 B	220/380 B	220/380 B	220/380 B	220/380 B	аи-92

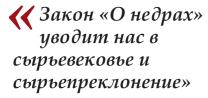
<sup>\* -</sup> при бурении в снятом с прицепа состоянии габариты - 110/100

94 ~ Neftegaz.RU [6]





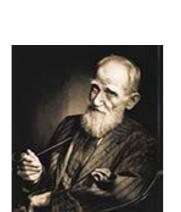
Р. Муслимов



С. Кимельман



В. Язев

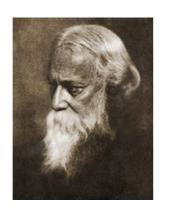


Даже самые утонченные достоинства не могут искупить социального греха: участия в потреблении без участия в производстве»

Б. Шоу



Ф. Тютчев



Р. Тагор



К Всякая экономия в конечном счете сводится к экономии времени»

К. Маркс



#### ОМС – международный оператор услуг аутсорсинга

Создаем и управляем социально-бытовой инфраструктурой месторождений. Обслуживаем нефтеперерабатывающие заводы, АЗС и Штаб квартиры.

- кейтеринг
- КЛИНИНГ
- организация проживания
- техническая эксплуатация
- управление автопарком

- ≥ 10 крупных клиентов
- ≥ 40 месторождений
- ≥ 650 A3C
- 5 нефтеперерабатывающих заводов



(495) 792-37-18



www.omc.ru

#### ЭНЕРГАЗ — НЕФТЕГАЗОПОДГОТОВКА НА ЗЕМЛЕ И НА МОРЕ



Компания ЭНЕРГАЗ заслужила репутацию надежного поставщика систем утилизации и компримирования попутного нефтяного газа в России и странах СНГ. Теперь мы объединили свои усилия с известной инжиниринговой компанией СОМАRT – мировым лидером в области разработки технологических систем подготовки нефти и газа. Это сотрудничество позволяет нам наращивать внедрение передовых инженерных технологий, адаптированных к российским стандартам эксплуатации.

Наша специализация – это модульные компактные технологические системы. Мы предлагаем разработку, производство и поставку следующего оборудования:

- системы нефтеподготовки
- системы сепарации нефти и газа
- системы осушки газа
- системы удаления ртути
- модульные энергоблоки

- системы очистки газа от соединений серы
- системы регенерации ТЭГ/МЭГ
- системы очистки от углекислого газа
- системы подготовки топливного газа
- модульные компрессорные установки

Компания СОМАRT имеет опыт поставки оборудования для 32 шельфовых проектов в Северном и Китайском морях, Персидском и Мексиканском заливах, южной части Атлантического океана, на арктическом шельфе. Мы готовы обеспечить наилучший сервис и качество в проектах любого масштаба.





РЕГЕНЕРАЦИЯ ТЭГ

# Системы нефтегазоподготовки COMART: внимание к деталям — от идеи до воплощения



Москва, ул. Б. Почтовая 34 тел.: +7 (495) 589-36-61

факс: +7 (495) 589-36-60 info@energas.ru www.energas.ru

