



СТОЛПЫ
РОССИЙСКОГО
НЕФТЕСЕРВИСА

БУРЕНИЕ
В ВЕЧНОЙ
МЕРЗЛОТЕ

НЕФТЯНАЯ
ЖИТНИЦА
РОССИИ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[7-8] 2014

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
ПАРК НОВОГО
ПЕРИОДА



С Днем Нефтяника!



Индивидуальная комплектация
под ваши потребности
Гарантия качества и надежности

Корпорация Ариель – крупнейший в мире производитель поршневых компрессоров. С 1966 года корпорацией было произведено и поставлено в более 100 стран мира 45000 компрессоров. Компрессоры Ариель используются в нефтегазовой промышленности и энергетике для добычи нефти и газа, переработки, транспортировки, хранения и распределения природного газа от скважины до конечного потребителя.

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



АРИЕЛЬ ИНТЕРНЭШНЛ КОРПОРЕЙШН

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

Телефон: +7 (495) 721-1113

Телефон: +7 (495) 721-1118

Факс: +7 (495) 721-1114

Email: Russia@arielcorp.com

www.arielcorp.com



Отрезали нос
назло
собственному
лицу 6

Нефтяная житница России



12

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	4
Арктические месторождения ждут добычи	8
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	10
Влияние продуктивных пластов на выбор вытесняющего агента	18
Нефтесервис современной России	26
Пропанты нового поколения для ГРП	30
Технологический парк нового периода	36
Трубопроводы в России и за рубежом – настоящее и будущее	50

САБЕТТА: освоение Арктики

16

Бурение в вечной мерзлоте

32



Что мешает
внедрению
инноваций? 56

Частные инвестиции в газомоторную инфраструктуру	42
Дожимные компрессорные установки	46
Полнокомплектный ГПА для утилизации ПНГ	52
Календарь событий	55
Методология гидродинамического расчета и проектирования перемешивающих устройств емкостных аппаратов	58
Нефтегаз-2014	66
Exregion Orion – диспетчерская нового поколения	75

Зарисовки с WPC

64



Генерация эффективности



62

Выход из тупика	76
Безопасность воздушной среды	84
Россия в заголовках	88
Хронограф О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад	89
НЕФТЕГАЗ <i>Life</i>	90
Специальная секция Классификатор продукции и услуг в НГК	90
Цитаты	96



Визуализация
будущего 72

90 лет назад

В 1924 году Матвей Капелюшников пробурил в Сураханах турбобуром первую в мире нефтяную скважину глубиной приблизительно 600 м.

76 лет назад

В 1938 году в Москве строится первый нефтеперерабатывающий завод.

69 лет назад

В 1945 году германские химики изобретают эрзац-бензин, производящийся из каменного угля.

63 года назад

В 1951 году в США нефть становится главным источником энергии. Уголь оказывается на втором месте.

45 лет назад

В 1969 году начато промышленное освоение Самотлора. С этого момента и по сегодняшний день на нем было пробурено 16 700 скважин и добыто свыше 17 млрд. баррелей нефти.

43 года назад

В 1971 году заключено первое международное соглашение о согласованном повышении цен на нефть, принятое Ливией, Саудовской Аравией, Алжиром и Ираком. Цены на нефть поднимаются с 2,55 до 3,45 долл за баррель.

41 год назад

В 1973 году объявлено первое нефтяное эмбарго. Израиль, атакованный войсками Сирии и Египта, обращается за помощью к США. В ответ арабские страны запрещают экспорт нефти в страны, поддерживающие Израиль. В США цены на бензин вырастают в 4 раза.

19 лет назад

В 1995 году General Motors представляет первый электромобиль EV1.

17 лет назад

В 1997 году Toyota создает первый гибридный автомобиль, работающий на бензине и электричестве – Toyota Prius.

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Станислав Пархоменко

Ответственный секретарь
Татьяна Морозова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Денис Пигарев



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Руслан Козлов
rk@neftgaz.ru

Дмитрий Аверьянов
Анна Мунтян
Артем Аракелов
Екатерина Козлова

Анна Антоненко
reklam@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Менеджер по работе с клиентами
Елена Зазулина

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский
Владислав Карпов

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

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

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

Отпечатано в типографии
ООО «АМА-ПРЕСС»

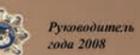
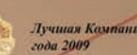
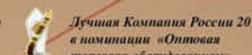
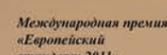
Заявленный тираж 8000 экземпляров



www.nigmash.ru

ООО «НиГМаш-Сервис»

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И ПОСТАВКА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ
И ИНСТРУМЕНТА ПО СИСТЕМЕ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА ISO 9001-2011.



КРАНЫ

КШЦ - краны с опорными цапфами
КШЗ, КШН, КШВН - краны шаровые
КВД - краны высокого давления
Краны 2-х (4-х) клапанные
2KM - краны пробковые



КЛАПАНЫ

КШ, КШЗ, КОШ - клапан шаровой
КО, КОВ - клапан обратный
ПК - клапан перепускной
КПС - клапан предохранительный
КОУ - клапан отсекающий устьевого
МФК - клапан многофункциональный



МЕТЧИКИ

МСЗ - метчики специальные замковые
МЭУ - метчики универсальные
МБУ - метчики бурильные универсальные
МЭС - метчики эксплуатационные специальные



ФРЕЗЕРЫ

ФП - фрезер пилотный
ФТ - фрезер торцевой
ФЗ, ФЗи - фрезер забойный
ФК, ФКи - фрезер кольцевой
ФЛМ - фрезер магнитный
ФКК - фрезер колонный конусный



ЭЛЕВАТОРЫ

ЭН - элеватор литой
ЭТА - элеватор трубный
КМ - элеватор корпусной
КМК - элеватор конусный
ЭШН - элеватор штанговый
ЭХЛ - элеватор трубный

ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ К
БУРОВЫМ НАСОСАМ
УНБ, НБ, НБТ, 9Т, НЦ

Поршень
Втулка
Шток поршня
Гидрокоробка
Клапан К-9, К-10



ПЕРЕВОДНИКИ,
ПАТРУБКИ

для насосно-компрессорных, бурильных и обсадных труб



ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ

Превенторы
Катушки переходные
Трубы высокого давления, крестовины, тройники, угольники
Манифольдные линии



КОЛЕНА
шарнирные ЗКШ

Быстроразъемное
соединение БРС



КЛЮЧИ ТРУБНЫЕ
КТГУ-60, КТГУ-73, КТГУ-89
КОТ-48-89, КОТ-89-132

КЛЮЧИ ЦЕПНЫЕ
КЦН-1, КЦО-1, КЦО-2, КЦО-3

КЛЮЧИ ШТАНГОВЫЕ
КШ 19-22, КШ-25, КШК



Доставка автотранспортом, авиатранспортом, ж/д контейнером, транспортными компаниями
Таможенное декларирование при экспорте, оформление сертификатов происхождения
Гарантия качества, техническая и технологическая поддержка, гибкая система скидок.

452680, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г.Нефтекамск, ул.Заводская 24, а/я 26
тел./факс: (34783) 206-40, 223-61, 3-66-16, 210-65, 224-73, 212-29, 218-15, 206-58, 207-16
E-mail: sales@nigmash.ru, sbyt@nigmash.ru, market@nigmash.ru, ns@nigmash.ru



В ЕС понимают, что идти на поводу у США слишком накладно



Halliburton приостановила сотрудничество с Газпром бурение



Рынок АТР может стать для России премиальным



Россия ввела запрет на ввоз ряда продуктов

ОТРЕЗАЛИ НОС НАЗЛО СОБСТВЕННОМУ ЛИЦУ

После непродолжительных угроз со стороны Запада прекратить поставки оборудования российским компаниям, американская Halliburton приостановила сотрудничество с Газпром бурение. Что скрывать, такого пассажи никто не ожидал, и компания была вынуждена притормозить проект, т.к. собственных технологий для работы на шельфе у России нет. В ответ на последовавшие действия стран ЕС, Россия ввела запрет на ввоз ряда продуктов

Анна Павлихина

Отвечая санкциями на санкции, запустился принцип талиона, который может работать, как вечный двигатель. А кому это надо?

Без мандарин из Испании и вина из Франции, конечно, несколько печально. Но если вино нам неплохое везут и из Чили, а испанские мандарины вполне можно заменить марокканскими, то ни буровые платформы, ни детали для горизонтального бурения, ни подводное и морское оборудование для работы в Арктике, из Африки или Латинской Америки нам не привезут. Поэтому, что бы хором не говорили аналитики, от табу на оборудование экономика России понесет убытки. Технологические санкции приведут к тому, что за 3 года добыча нефти упадет на 26 млн т в год (5% годовой добычи).

При этом не следует забывать, что Россия не только хороший рынок сбыта для поставщиков бананов и маслин, она крупнейший импортер оборудования. Поэтому, потеряв в лице России крупного покупателя, не меньше проигрывают и западные компании.

Кроме того, арктические месторождения - не основной источник углеводородов. Их освоение, скорее, вопрос перспективы и сегодня им занимаются, по большей части, с целью понадежнее застолбить территорию. В настоящее время в России, по признаниям сервисеров, производятся неплохие



аналоги европейского оборудования. Они приемлемы по цене и могут стать вполне достойной заменой.

Что касается рынков сбыта, сложно не заметить активных движений российских нефтегазодобывающих компаний в сторону востока. Учитывая темпы развития стран АТР этот рынок для России в обозримом будущем может стать премиальным. В то время, как США в ближайшие годы не смогут полноценно заменить Европе Россию, в качестве поставщика газа и нефти.

Некоторые эксперты даже усматривают в санкциях определенные плюсы. Например, в погоне за автономностью, они видят возможность поднять сельское хозяйство. Верится в это с трудом, чтобы поднять наше сельское хозяйство, одних санкций маловато, тут, как минимум, нужен второй Столыпин.

Говоря о том, насколько существенный ущерб наносят санкции обеим сторонам, важно понять, сколь долговременны эти ограничения. Если г-н Эттингера, заявившего, что «русские ежедневно нуждаются в поступлениях денег в госбюджет, а ЕС сможет долго прожить без российского газа», не смущает убожество собственной реплики, то европейские аналитики прогнозируют западным компаниям серьезные проблемы уже через 2-3 месяца.

В ЕС понимают, что идти на поводу у США слишком накладно. Пример тому - соглашение Роснефти с North Atlantic Drilling на аренду 6 суперсовременных, морских ледостойких буровых платформ, заключенное за день до введения запрета на продажу оборудования.

Пока США вводили бенчмарк запретительной политики, за кадром осталось девиантное поведение некоторых стран, которые зачем-то тоже захотели поучаствовать в битве титанов. Но из-за отсутствия возможности насолить России по-взрослому, их действия выглядят мелким хулиганством. Так, например, Польша прекратила доставку писем и посылок, жителям Крыма. А Латвия прекратила военное сотрудничество с Россией. Есть какое-то иррациональное предчувствие, что Россия это переживет, равно как и санкции со стороны Молдавии. Это как раз тот случай, когда рикошет может оказаться сильнее самого удара.

Санкции не улучшили ситуацию ни для Украины, ни для Европы, ни для США или России, а положение, в котором ведущие мировые державы оказались в результате политики частных амбиций, называется «отрезать нос назло собственному лицу».

АРКТИЧЕСКИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖДУТ ДОБЫЧИ

Более 40 крупных месторождений углеводородов в Арктике находятся в российском секторе. В 2015 г. Россия планирует расширить свои владения за счет хребта Ломоносова и поднятия Менделеева

Станислав Пархоменко

Добыча 1-й арктической нефти началась в конце 2013 г. на МЛСП Приразломная.

А в апреле 2014 г. была отгружена 1-я нефть, получившая название Arctic Oil (ARCO).

Всего в Арктике около 60 крупных месторождений углеводородов, более 40 из них находятся в российском секторе.

Сейчас Россия планирует расширить свои владения за счет хребта Ломоносова и поднятия Менделеева на дне Северного Ледовитого океана.

Планируется, что соответствующая заявка будет отправлена в ООН в следующем году. Если России удастся отстоять в ООН свое право на эти территории, к ее энергетическому фонду может прибавиться еще до 10 млрд т условного топлива.

На российский сектор приходится около четверти всех шельфовых запасов углеводородного сырья в мире – это более 100 млрд т нефти и около 70 трлн м³ газа.

Однако оценки экспертов геологической службы США отличаются и это часть борьбы за ресурсы на информационном поле, ведь каждая из стран, претендующих на Арктику, хочет получить наиболее выгодные для себя условия. Российские запасы представляются самыми лакомыми, но вот как будет разворачиваться борьба с точки зрения норм международного права, прогнозировать сложно. Минэнерго РФ оценивает Арктическую программу до 2020 г. в 2 трлн руб. Треть будет выделена из федерального бюджета, а оставшиеся финансовые ресурсы планируется получить от компаний.

В обозримом будущем Россия может увеличить свои арктические территории.

Поиск месторождений идет на шельфе вблизи Ямала, Таймыра, Новосибирских островов, разведано не больше 15% региона.

Однако уже сейчас понятно, что шельф Карского моря – это перспективная газоносная территория. Добыча там начнется не раньше 2020 г. Это связано не только с техническими особенностями процесса, но и с тем, что освоение арктических месторождений – это, по большей части, задел на будущее. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Некоторые вещи, как например, ЛЭП или насос-качалка, на первый взгляд кажутся неизменными, как топор, неменяющийся с момента изобретения. Но, тем не менее, инновации в сфере ТЭК появляются довольно часто. А вот какая из областей топливно-энергетического комплекса более всего открыта для инноваций – об этом мы спросили у наших респондентов

Какая отрасль наиболее открыта для инноваций?

20%

Нефтяной комплекс

17%

Газовый комплекс

13%

Электроэнергетика

0%

Угольная промышленность

47%

Возобновляемые источники

Будучи вынужденными следовать политическому слову США, некоторые европейские страны начали вводить санкции против России. Так, недавно Halliburton прекратила работу с Газпром добыча на шельфе и последняя была вынуждена приостановить проект. Но отказываясь сотрудничать с российскими компаниями, европейские мейджеры теряют не меньше... Кто выиграет и кто проиграет от введения санкций против России?

К чему приведут санкции США?

12%

Санкции отразятся только на российских компаниях, работающих на «сложных» месторождениях

10%

Убытки понесут только компании-поставщики, т.к. Россия – крупнейший импортер технологий

48%

Пострадают экономики обеих сторон

30%

Санкции не нанесут серьезного ущерба



АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ООО «Индустриальные покрытия»
195027, г. Санкт-Петербург,
ул. Магнитогорская, д. 51, лит. 3
тел/факс: (812) 677-55-09, 677-55-10
info@incoat.ru
www.incoat.ru

Персона

Крошороб Оруджан

Новое назначение

События

Миллер

Улюкаев

Юрфский поток

МЛСП Беркут

Поглощение компаний

Внедрение венка ВСТМО

Медведев

Артемьев

Лисин

Введена в эксплуатацию

Дворкович

Абрамович

Торги на бирже

Обвал рынка акций

Плюс на кот

Сечин

Алексеев

Кварт на газ



*Алексей Валентинович
Улюкаев*

А. Улюкаев родился 23 марта 1956 г. в Москве. В 1979 г. окончил экономический факультет МГУ, в 1983 г. защитил кандидатскую диссертацию по экономике.

В 1973–1974 гг. был лаборантом кафедры физики Московского института инженеров землеустройства. С 1982 по 1988 г. ассистент, затем доцент МИСИ. Позже получил степень доктора экономики университета Pierre-Mendes France.

В середине 80-х А. Улюкаев познакомился с А. Чубайсом и Е. Гайдаром, проводившими экономические семинары, на которых собирались будущие реформаторы для обсуждения экономических проблем. А. Улюкаева называли самым продвинутым теоретиком в команде Гайдара.

После распада СССР Е. Гайдар привлек А. Улюкаева в свою команду, в которой получил должность помощника Е. Гайдара и экономического советника, а с 1992 возглавил группу экономических советников.

В 1996–1998 гг. А. Улюкаев был депутатом Мосгордумы, где курировал инвестиционную

политику. Позднее он вошел в Комиссию правительства РФ по экономической реформе и возглавлял разработку реформы межбюджетных отношений в Центре стратегических разработок, под руководством Г. Грефом. В 1999 г. баллотировался в Гос. Думу РФ от партии «Союз правых сил», но проиграл С. Шохину.

В мае 2000 г. с подачи А. Чубайса А. Улюкаева приходит в правительство на должность первого замминистра финансов А. Кудрина, где отвечает за финансирование силовых структур и кредитно-денежную политику.

В ноябре 2002 г. А. Улюкаев вошел в совет директоров ВТБ. Владельцами пакета акций ВТБ в 2007 г. стали его родители.

В апреле 2004 г. А. Улюкаев был назначен первым заместителем председателя ЦБ РФ, где возглавлял Комитет денежно-кредитной политики. В 2006 г. он заявлял о готовности Центробанка сделать рубль конвертируемым, а в начале кризиса 2008 г. объявил, что не видит причин для девальвации рубля и ожидает в 2010 г. выхода российской экономики на докризисный уровень. В 2008 г. был

избран председателем ММВБ. Этот пост он занимал до мая 2011 г.

24 июня 2013 назначен министром экономического развития РФ.

В августе А. Улюкаев предложил 3 формы сохранения углеводородного богатства страны:

«У государства есть выбор, в какой форме это богатство хранить. Первый вариант – можно оставить углеводороды в земле и верить, что через 20 лет будущее поколение их извлечет и монетизирует. Но конъюнктура цен на нефть на 2 десятилетия вперед представляется неопределенной. Второй вариант – извлечь эту нефть, превратить ее в ликвидный инструмент и жить как государство-рантье. Наконец, третий вариант – использовать это именно как инвестиции – вкладывать в проекты, которые позволят, когда через 20 лет нефть кончится, получить альтернативный источник заработка» – считает А. Улюкаев.

В текущей ситуации, полагает министр, необходимо в среднесрочном горизонте инвестировать весь объем средств фонда в инфраструктурные и иные инвестиционные проекты. ●

Сахалин получил крупнейшую в мире ледостойкую буровую морскую платформу Беркут, которая обеспечит работу одновременно 45 скважин

Это уникальное и единственное в своем роде сооружение, не имеющее аналогов по мощности и возможностям добычи нефти в самых суровых условиях Севера.

В конце июня на месторождении Аркутун–Даги проекта Сахалин-1 состоялась торжественная церемония введения в эксплуатацию новой нефтедобывающей морской платформы при участии губернатора Сахалинской области А. Хорошавина.

Старт работе платформы дал президент В. Путин.

Бурение почти полсотни скважин, работу которых обеспечит МЛСП Беркут, можно вести круглогодично в радиусе до 7 км от платформы.

На Беркуте установлен самый мощный в мире верхний привод бурового механизма, что позволяет бурить скважины с сильным отклонением от вертикали.

Сама платформа, по оценке специалистов, способна выдержать стихийные и техногенные бедствия, сохранить устойчивость при 9-балльном землетрясении, выдерживает температуры до минус 44°C, волны высотой до 18 м и ледовый покров до 2 м.

Специально для Беркута российскими инженерами и учеными разработана новая технология защиты оснований от давления льда с использованием бетонного пояса.

Такая защита признана более эффективной и дешевой,



чем применение аналогичных металлических поясов.

Строительство основания МЛСП Беркут началось в 2010 г. на производственных мощностях Завода морских конструкций «VOSTCO Yard» в п. Восточный и было построено за два года. Бетонное основание, размером 135 м на 100 м. и высотой 54,7 м, весит 130 тыс т и включает 4 колонны высотой по 41 м каждая. Общий вес платформы составляет 200 тыс т.

По мнению экспертов, ее стоимость оценивается в 1 млрд долл США.

Сахалин-1 – это первый масштабный шельфовый проект, осуществляемый в РФ на условиях СРП, соответствующее соглашение было подписано в 1996 г.

В пиковый период на строительстве платформы было задействовано около 2,5 тыс. человек, более 1 тыс. – жители Приморья. Субподрядчиками по производству и монтажу металлоконструкций также выступали приморские предприятия – Дальзавод и Находкинский

судоремонтный завод. Верхнее строение платформы осуществляется южнокорейской Samsung Heavy Industries в Республике Корея. В 2013 году специалисты соединили обе части. Заказчиком и оператором проекта выступила компания Exxon Neftegas Limited США, которой принадлежит 30%. Другими участниками проекта являются Роснефть – 20%, индийская ONGC – 20% и японская SODECO – 30%.

Проект предусматривает разработку 3 нефтегазовых месторождений Сахалинской области – Чайво, Одопту и Аркутун-Даги. Все они расположены на северо-восточном шельфе острова, в акватории Охотского моря.

Месторождения проекта Сахалин-1 были открыты несколько десятилетий назад, но долгие годы оставались нетронутыми, доступ к ним стал возможен благодаря появлению новых технологий бурения и добычи.

Запасы нефти месторождения Аркутун-Даги составляют 114,6 млн т, газа – 54,6 млрд м³. ●

НЕФТЯНАЯ ЖИТНИЦА РОССИИ

Ямало-Ненецкий автономный округ занимает второе место по запасам и добычи нефти в России. Среди месторождений округа 30 крупных и одно уникальное – Русское. Прогнозные ресурсы нефти велики не только на суше, но, в особенности, на шельфе Карского моря, где также сосредоточены уникальные по запасам газа Уренгойское, Медвежье, Ленинградское и Русановское месторождения. О роли региона в общей стратегии развития нефтегазового потенциала Арктики рассказал губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа **Дмитрий Кобылкин**



Дмитрий Кобылкин,
Губернатор
Ямало-Ненецкого
автономного округа

– **Дмитрий Николаевич, еще в недавнем прошлом на Ямале наблюдалось снижение добычи нефти и газа. По сведениям за прошедшие месяцы текущего года, темпы добычи углеводородов на территории региона стабильно держатся на уровне прошлого года (за пять месяцев на Ямале добыто 232,92 млрд м³ газа, 8,87 млн тонн нефти и 6,93 млн тонн газоконденсата), считаете ли Вы, что наконец удалось переломить ситуацию в данной области? За счет чего сейчас удается поддерживать уровень добычи?**

– Скажу так: начальные суммарные ресурсы углеводородного сырья Ямала оцениваются в 147 триллионов кубометров по газу, порядка 19 миллиардов тонн по нефти и 9,8 миллиардов тонн по конденсату. Сегодня округ обеспечивает добычу 7% нефти и свыше 80% газа всей России. Обеспечивает стабильно. Ни о каких спадах речи нет. Здесь нужно понимать, что уровень добычи жестко соотносится с уровнем потребления. Сколько нужно потребителям ресурсов, столько предприятия ТЭКа на Ямале и добывают.

– **Какие, на Ваш взгляд, перспективы у новых Бованенковского и Тамбейского центров нефтегазодобычи, а также**

месторождений на Гыданском полуострове?

– Перспективы очень хорошие. В последние годы на Ямале формируются новые системообразующие центры нефте- и газодобычи на базе крупных месторождений. Идет активное строительство связанных с их освоением транспортных и трубопроводных коммуникаций. В частности, на полуострове Ямал развиваются Бованенковский, Тамбейский и Новопортовский центры; на северо-востоке округа, в связи со строительством нефтепровода Заполярье-Пурпе идет активная подготовка к промышленному освоению группы нефтяных месторождений, центральное положение среди которых у Мессояхинского месторождения (Мессояхинский центр нефтедобычи). В акваториях Обской и Тазовской губ идет подготовка к освоению группы газоконденсатных месторождений – Каменномысский центр газодобычи. Прорабатывается вопрос создания Гыданского центра газодобычи с условным названием СПГ-2 для развития мощностей по производству СПГ. По Бованенковскому центру газодобычи скажу, что ресурсный потенциал группы месторождений, входящих

в его состав, оценивается в 16 триллионов кубометров. Этот объем позволит обеспечить до 30% от прогнозируемого в долгосрочной перспективе общероссийского уровня производства природного газа. В цифровом выражении – это 250 миллиардов кубометров к 2030 году, при потенциальных возможностях до 320 миллиардов в год. (Справочно: добыча газа в 2013 г. на Бованенковском месторождении составила 22,9 млрд м³, в 2012 году введена в

– **Специалисты подчеркивают несостоятельность экспортно-сырьевой модели углеводородного рынка и необходимость углубленной переработки нефти и газа. Планируются ли в регионе новые нефте- и газохимические проекты? Насколько перспективной считаете развитие нефте- и газоперерабатывающей.**

– **Согласен, нужно развивать переработку. И мы максимально содействуем этому. В округе сегодня**

увеличения до 1,2 миллиона тонн полиэтилена низкой плотности и высокого давления.

На полуострове Ямал будет новый российский центр по производству сжиженного природного газа. Проект включает в себя мощности по производству, хранению и отгрузке сжиженного природного газа на базе крупнейшего на севере полуострова Ямал Южно-Тамбейского месторождения. Мощность завода по производству СПГ составит 16,5 миллионов тонн в год. Предполагаемый срок ввода в эксплуатацию первой очереди – 2017 год. Сжиженный природный газ Ямала позволит отечественной энергетике диверсифицировать поставки энергоносителей, занять свою нишу в мировом рынке СПГ.

В начале 2014 года завершился очередной этап расширения Пуровского завода переработки конденсата, расположенного вблизи Восточно-Таркосалинского месторождения. В результате мощность Пуровского ЗПК была

Экономика Европы в значительной степени зависит от российского газа, и отказаться от него она может только ценой довольно значительных потерь

промышленную эксплуатацию первая очередь магистрального газопровода Бованенково-Ухта пропускной способностью 60 млрд м³ в год).

Развитие новых центров газодобычи имеет чрезвычайно важное значение для укрепления российских позиций на мировых энергетических рынках.

реализуется несколько масштабных проектов, которые вносят серьезные изменения в дальнейшее развитие топливно-энергетического сектора региона, страны и мира. К примеру, на 2015–2016 годы намечен ввод в эксплуатацию Новоуренгойского

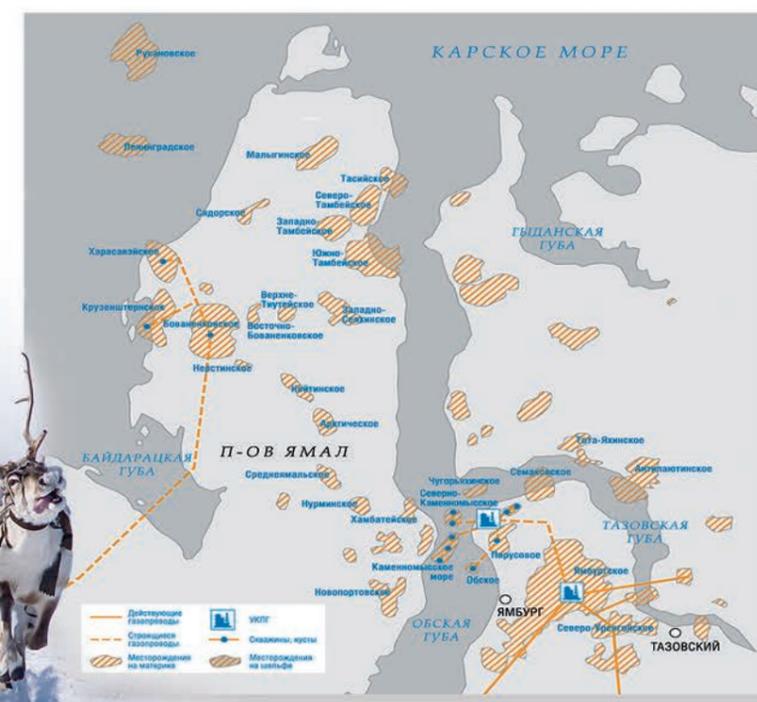
– **Западные санкции, о которых так много говорили, отразились ли они на поставках ямальского газа в Европу?**

– **Объективно: экономика Европы в значительной степени зависит от российского газа, и отказаться от него она может только ценой довольно значительных потерь для себя. В прошлом году, например, даже в условиях экономической стагнации потребление российского газа в Европе выросло на 16% по сравнению с 2012 годом. В этом году эксперты прогнозируют примерно такой же рост... Российская сторона не раз подтверждала, что она выполнит все обязательства, что мы – надежные партнеры. Сомнений здесь быть не должно. Ямал слово держит.**

Неразвитая транспортная схема всего Севера России – основная его проблема

газохимического комплекса. Мощность предприятия по сырью должна составить более 800 тысяч тонн в год. На заводе ежегодно планируется производить до 400 тысяч тонн с возможностью

увеличена с 5-ти до 11 миллионов тонн дегтанизированного газового конденсата в год. Одним из приоритетных нефтегазотранспортных проектов является строительство трубопровода



«Заполярье – Пурпе», второго отрезка нефтепровода «Заполярье – Пурпе – Самотлор». Он позволит подключить новые районы нефтедобычи Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края к магистральной системе нефтепроводов «Транснефти». Реализация этих планов позволит довести ежегодные объёмы поставок нефти после 2020 года до 45 миллионов тонн. Нефтепровод «Заполярье – Пурпе – Самотлор» будет самым северным магистральным нефтепроводом в нашей стране.

– Строительство завода «Ямал-СПГ» дает мощный толчок развитию логистической инфраструктуры региона. Как Вам видится дальнейшее развитие СМП, железной дороги «Северный широтный ход», какие дивиденды и как скоро они смогут принести региону?

– Неразвитая транспортная схема всего Севера России – основная его проблема. Транспортный проект «Северный широтный ход», который мы разработали, – это и есть та самая панацея, которая способна разом решить сразу несколько принципиальных индустриально-социальных проблем, мешающих полноценному развитию центральной части российской Арктики. Семьсот километров железнодорожного полотна свяжут Ямал с сетью российских железных дорог. Дорога поможет в освоении новых месторождений в труднодоступных территориях, откроет прямой доступ для экспорта жидких углеводородов к портам Балтийского моря. Более того, перспектива Северного широтного хода – это выход единой транспортной системы России на Северный морской путь и далее – через порт Сабетта – в Мировой Океан. Цепной реакцией на развитие Северного широтного хода станет активное освоение шельфа Баренцева и Карского морей, реализация стратегической программы развития Арктической зоны России. В свою очередь, товары со всей страны получают выход на мировой рынок через многофункциональный порт Сабетта. Объекты Северного широтного хода вошли в Транспортную стратегию России до 2030 года, а также в Федеральную целевую программу «Развитие транспортной системы России до 2020 года». При этом, не дожидаясь начала финансирования «СШХ» из федерального бюджета,

мы приняли решение финансировать из своих средств строительство двух его инфраструктурных составляющих – совмещенного железнодорожно-автомобильного моста через реку Надым и круглогодичной автомобильной дороги с твердым покрытием «Салехард-Надым», которая пройдет в одном технологическом коридоре с железнодорожной магистралью и поможет в ускорении ее строительства.

Строительство стратегической автодороги длиной 337 км между Салехардом и Надымом началось в 2011 году. На начало этого года введено в эксплуатацию 66 километров дороги в переходном

Надо договариваться «на берегу» и выходить в Арктику согласованно – с самыми передовыми экологическими технологиями по добыче и транспортировке нефти и газа

типе покрытия и отсыпано более 150 км земляного полотна. К концу 2014-го дорога «прирастет» еще на 40 километров. Полностью автодорога «Надым-Салехард» должна быть введена в эксплуатацию в 2018 году.

– Широкомасштабные работы, которые ведутся в регионе, несут серьезный вред экосистеме, в частности, много говорилось об ущербе, который наносит углубление дна, необходимое для строительства порта Сабетта. Что делается в ЯНАО для минимизации экологических рисков?

– Северная природа – хрупка и ранима. Это знают уже все. И наша позиция здесь однозначна: надо договариваться «на берегу» и выходить в Арктику согласованно – с самыми передовыми экологическими технологиями по добыче и транспортировке нефти и газа, с пунктами предотвращения чрезвычайных ситуаций, совместными программами защиты окружающей среды, спасения людей...

Ни один новый проект на Ямале сегодня не реализуется без учета жестких природоохранных требований и ещё на периоде разработки – без согласования с коренными жителями ямальской тундры. У нефтегазовых компаний есть понимание, что оборудование, которое будет работать в Арктике, должно обладать минимальным воздействием на окружающую

среду, компактностью и полной автономностью. Здесь показателен опыт «Газпрома» по освоению полуострова Ямал. На одном из крупнейших мировых газовых месторождений – Бованенковском, например, обеспечено замкнутое водоснабжение на всех объектах, организован жесткий учет горюче-смазочных материалов, которые после использования в том же количестве и в той же таре увозятся с Бованенково на «материк». Там запрещено передвижение по тундре в период гнездования птиц, и по согласованию с оленеводами-кочевниками перекрывается движение по дороге, чтобы через нее могли перейти олени стада.

Уникальные в техническом и экологическом отношении технологии использует и «Транснефть», ведущая строительство магистрального нефтепровода. С соблюдением самых жестких экологических правил строится и новый арктический морской порт в поселке Сабетта. Местные жители, поддерживая на общественных слушаниях строительство этого порта, все же беспокоились о том, не нанесет ли этот объект ущерб популяции рыб в Обской губе. Однозначного ответа на этот вопрос ученые дать не могут. Но, чтобы избежать даже возможного ущерба, в поселке Харп строится завод по выращиванию молоди сиговых видов рыбы.

Природоохранная деятельность на Ямале – это улица с двусторонним движением. С одной стороны, окружные власти нашли возможность резко ужесточить контроль за деятельностью нефтегазовых компаний. С другой – изменилась политика и самих компаний. Отрадно, что применение природоохранных технологий ТЭК сейчас считает одним из самых важных приоритетов своей деятельности.

– В Салехарде планируют создать Российский Центр освоения Арктики. На какой стадии находится проект, какие работы уже проведены, какие НИИ и компании привлечены к сотрудничеству, и к какому времени планируется начать работу Центра?

– Проект Российского Центра освоения Арктики подготовлен Правительством Ямало-Ненецкого автономного округа. Работа по его созданию началась еще в прошлом году. Концепцию Центра поддержали Совет безопасности РФ, а также министр иностранных дел России Сергей Лавров. Проект был также одобрен Президентом РФ Владимиром Путиным.

В июле этого года Российский Центр освоения Арктики был зарегистрирован как некоммерческое партнерство. К сотрудничеству привлечен ряд профильных научных институтов и топливно-энергетических компаний. (среди участников некоммерческого партнерства – Правительство ЯНАО, Институт криосферы Земли Сибирского отделения РАН, ООО «РусАльянс», Арктический и Антарктический научно-исследовательский институт (Санкт-Петербург). И этот список расширяется, переговоры с потенциальными участниками продолжаются.

В целом, Центр начал работу и набирает обороты. Несмотря на первые шаги в развитии, уже состоялись ключевые для арктического региона научно-исследовательские экспедиции. К примеру, недавно (16.07.2014) на остров Белый в Карском море отправилась группа ученых для проведения исследований в различных направлениях. В течение одного месяца там будут работать сотрудники Арктического и антарктического НИИ (Санкт-Петербург), Тюменского государственного университета, Казанского зооботанического сада и Службы ветеринарии Ямало-Ненецкого автономного округа.

Отмечу, под эгидой Российского Центра освоения Арктики, прошло первичное обследование вороники, образовавшиеся на полуострове Ямал. Результаты исследований главного научного сотрудника Института криосферы Земли Сибирского отделения РАН Марины Лейбман и старшего научного сотрудника Ямало-Ненецкого научного Центра изучения Арктики Андрея Плеханова были озвучены, в буквальном смысле, на весь мир.

– Г.Шмаль, Президент Союза нефтегазопромышленников России, считает, что сырьевой базой для МГП Сила Сибири должен быть Ямал, т.к. на

территории ЯНАО находятся главные запасы газа. Как такая идея вписывается в концепцию развития округа и насколько муниципалитет готов обеспечить строительство инфраструктуры?

– Насколько мне известно, сырьевой базой для поставок природного газа по газопроводу «Сила Сибири» станут месторождения Якутии и Иркутской области. Запасы газа Восточной Сибири, конечно, не такие, как на Ямале, но их вполне достаточно для обеспечения поставок. Может быть, имелась в виду отдаленная перспектива... На Ямале же реализуются свои проекты строительства транспортных систем для углеводородов. В первую очередь, это газотранспортные системы, обеспечивающие масштабный проект по освоению полуострова Ямал и прилегающих шельфов. Сейчас ОАО «Газпром» продолжает строительство газопровода «Бованенковское – Ухта – Торжок». Его проектная мощность – 140 млрд м³ в год. Первая нитка протяженностью более 1240 км введена в эксплуатацию в октябре 2012 года одновременно с историческим пуском Бованенковского месторождения. Полностью завершить строительство системы магистральных газопроводов планируется в 2016 году.

Запасов Ямала хватит на многие годы и проекты

Буквально в прошлом месяце полностью завершено строительство линейной части продуктопровода «Пуровский ЗПК» – «Тобольск-Нефтехим» протяженностью 1 100 км. Окончательный ввод в эксплуатацию всего продуктопровода намечен на 2015 год. Кроме того, продолжается строительство нефтепровода «Заполярье – НПС «Пурпе», завершение которого планируется в конце 2016 года. Его ввод в эксплуатацию позволит вовлечь в разработку крупнейшие нефтяные месторождения автономного округа – Русское, Заполярное, Восточно- и Западно-Мессояхское и другие. Это составная часть проекта строительства самого северного российского нефтепровода длиной около 900 км «Заполярье – Пурпе – Самотлор».

Это кратчайший маршрут, связывающий месторождения севера Красноярского края и Ямало-Ненецкого автономного округа с нефтеперерабатывающими

заводами России и мировыми рынками в направлении Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). В перспективе трубопроводы Пурпе – Самотлор и Заполярье – Пурпе станут единой системой с общей пропускной способностью в 45 млн тонн в год. С этим нефтепроводом мы связываем большие надежды не только по увеличению добычи нефти, но и в целом по ускорению социально-экономического развития региона. Впрочем, мощный социально-экономический эффект дадут все наши проекты.

Возвращаясь к вопросу о сырьевом обеспечении «Силы Сибири», если когда-то ресурсы Ямала будут востребованы, то мы готовы. Напомню, за полвека активного освоения из недр Ямала извлечено около 16 трлн м³ газа, а начальные суммарные ресурсы территории – 147 трлн м³. Так что запасов Ямала хватит на многие годы и проекты.

– При реализации подобных проектов, как, по Вашему мнению, должны быть распределены сферы ответственности между федеральной властью, региональной властью и бизнесом?

– Сферы интересов государства, регионов и бизнеса во многом совпадают, но в чем-то и различаются. В уставах любых

бизнес-структур основной целью деятельности определено извлечение прибыли. Федеральные органы власти обеспечивают достижение государственных задач. А сфера ответственности органов государственной власти региона одна – благополучие население. Но в это понятие включены и безусловная реализация стратегических государственных задач, и создание максимально комфортных условий для ведения бизнеса – соблюдение самых строгих экологических стандартов, и многое-многое другое. Мы свою задачу видим в обеспечении соблюдения баланса интересов между всеми участниками процессов. Как показывает жизнь, регион со своей задачей справляется. ●

Дарья Белецкая,
Smarta Confernces

Надежда Носкова,

Пресс-служба администрации ЯНАО

САБЕТТА: освоение Арктики

В 2011 году компания «НОВАТЭК», приняла решение о строительстве завода по отгрузке сжиженного природного газа (СПГ) на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения компании в районе Крайнего Севера. Впервые в стране подобный проект реализуется за полярным кругом. Планируется, что перевозить газ будет флот танкеров-газовозов, курсирующий по Северному морскому пути. Новый порт Сабетта на северо-востоке полуострова станет ключевым элементом транспортной инфраструктуры проекта Ямал СПГ, создаст фундамент для разработки месторождений Ямала и Обской губы, обеспечит круглогодичную навигацию по Северному морскому пути и будет способствовать развитию ледокольного флота России. В июле этого года ОАО «Межрегионтрубопроводстрой» определено исполнителем проведения Росморречфлотом в 2014–2019 годах работ по строительству основных объектов морского порта Сабетта. О ходе работ рассказал исполнительный директор ОАО «МРТС» **А. Коликов**

Александр Коликов,
Исполнительный директор
ОАО «Межрегионтрубопроводстрой»

– Один из крупнейших проектов на Ямале – Ямал СПГ, цель которого в создании современного производства сжиженного природного газа, на Южно-Тамбейском месторождении. Ключевой логистический центр проекта – морской порт Сабетта, исполнителем по строительству объектов основного периода которого выбрана компания «МРТС». Какие работы необходимо провести?

– Предстоят работы по строительству основных объектов морского порта Сабетта в составе ледозащитного сооружения (корневая часть в границах искусственного земельного участка с берегоукреплением). Кроме того, будет сооружена технологическая эстакада.

На данный момент на объекте практически завершено строительство четырех причалов, которые строятся в рамках подготовительного периода.

– Каковы основные этапы строительства, что включает каждый этап?

– Строительство порта Сабетта было разделено на два этапа – «Сабетта-1» и «Сабетта-2».

Первый этап – это строительство объектов подготовительного периода, включавший в себя возведение причальной стенки и четырех причалов различного назначения для приема судов классов Lo-Lo, Ro-Ro.

Кроме того, была создана инфраструктура временного порта – здания, сооружения, ограждения, кабельные эстакады трансформаторная подстанция, резервуары сточных вод, очистные сооружения дождевого стока, дизельная электростанция, септики, насосная станция пожаротушения, блок-контейнер для электротехнического оборудования КНС и т. д.

В данный момент эти причалы уже принимают большое количество грузов, необходимых для строительства объектов основного периода и завода СПГ. Особенностью этого

Уникальность проекта в том, что строительство осуществляется с нуля, на побережье отсутствует инфраструктура, а период навигации, позволяющий доставлять тяжеловесные грузы составляет всего 3–4 месяца. Климатические условия арктической зоны крайне суровы: высокие скорости ветра, частая непогода, низкие температуры 72 широты. По требованию заказчика 1 м² причала должен выдерживать нагрузку не менее 10 тонн

периода можно назвать то, что строительство пришлось начинать на голом берегу, в отсутствие какой-либо инфраструктуры, на большом удалении от логистических центров. Нужно учесть также, что навигация

в этих широтах длится всего 3 месяца и требует проводки судов ледоколом, что затрудняет логистику.

Второй этап – это строительство объектов основного периода, включающий в себя возведение основного порта, технологической эстакады и ледозащитного сооружения.

– На каком моменте находятся работы сейчас, и когда планируется сдача объекта?

– Недавно, мы приступили к работе над общепортовыми сооружениями, которую планируем завершить в этом году. Выполнена отсыпка технологической дамбы – порядка 400 метров в сторону моря. Также в рамках строительства объектов основного периода морского порта Сабетта наша компания начала возведение юго-восточного

ледозащитного сооружения для последующего строительства технологической эстакады и причалов для отгрузки газа и газового конденсата. На данный момент работа ведется по первым четырем секциям эстакады.

– Сабетта – это арктический порт, какие, в связи с этим, могут возникнуть сложности и за счет чего они будут решаться?

– Основными сложностями известными по опыту подготовительного периода, можно назвать удаленность объекта от логистических баз, короткий период навигации, низкие зимние температуры, вечная мерзлота.

Логистические сложности решаются путем тщательного планирования состава и графика поставок необходимого оборудования и строительных материалов. Вся используемая техника закупается новой и в специальном арктическом исполнении, что обеспечивает должную отказоустойчивость. Жизненно важные элементы инфраструктуры поселка строителей, такие как дизельные электростанции дублируются. Для решения проблемы нестабильных грунтов используются специальные технологии строительства.

– Ранее МРТС принимала участие в подготовительных работах по строительству порта. Расскажите об этом подробнее.

– Как уже было сказано, в рамках подготовительного этапа по строительству порта Сабетта, реализуемого в рамках проекта Ямал СПГ, силами ОАО «МРТС» на необустроенном побережье, в условиях вечной мерзлоты, была сооружена причальная стенка и четыре причала разной функциональной направленности. С июня 2014 года причалы принимают грузы, предназначенные для строительства завода СПГ и основных сооружений морского порта.

– Работы придется проводить в особой экологической зоне, насколько сложно соблюдать при таких работах природоохранные стандарты?

– За сохранение благоприятной экологической обстановки в районе строительства, в компании отвечает Отдел охраны окружающей среды и согласования проектов (ООС и СП), являющийся структурным подразделением ОАО «МРТС». Для того, чтобы защитить природу побережья

Ямала при строительстве порта, ежегодно разрабатываются и приводятся в действие планы по охране и восстановлению природной среды и рациональному использованию природных ресурсов. Специалистами отдела ООС и СП осуществляется непрерывный экологический контроль и мониторинг объектов окружающей среды.

Для экологически безопасной деятельности на строительстве порта Сабетта компания регулярно проводит инструктаж сотрудников, по мерам сохранения окружающей среды. Организовано круглосуточное дежурство специалистов-экологов на объекте; организована система канализования хозяйственно-бытовых сточных вод; функционируют две станции биологической очистки сточных вод модульного типа; организован отдельный сбор горючих и негорючих отходов строительства и ТБО (твердых бытовых отходов); организованы площадки для временного складирования отходов строительства и ТБО; используется инсинератор

(мусоросжигатель) для термического обезвреживания жидких и твердых отходов III – V класса опасности; получена лицензия на обезвреживание отходов на территории ЯНАО.

Все возводимые объекты морского порта в районе пос. Сабетта на п-ове Ямал прошли государственную экспертизу на безопасное воздействие на окружающую среду.

– Чье оборудование вы используете?

– Для строительства объектов подготовительного периода были использованы:

Гидромолоты IHC S-280, Delmag D62-22, Junttann ННК 7/9А
Буровые установки KATO PF-1200-YSVII
Вибропогружатель PVE 52M и PVE 110M
Гусеничные краны Liebherr 1100, Kobelco SKE1350, SKE1800, SKE2500

Кроме того использовалась техника для земляных работ и вспомогательная техника. ●

Порт Сабетта будет эксплуатироваться круглогодично. Проект предусматривает морскую транспортировку более 16 млн. тонн СПГ и более 1 млн. тонн газового конденсата в год. Сабетта станет крупнейшим в истории современной России центром формирования портовой инфраструктуры для освоения арктических месторождений нефти и газа. Проект включен в утвержденный правительством РФ комплексный план по развитию производства СПГ на Ямале



ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ НА ВЫБОР ВЫТЕСНЯЮЩЕГО АГЕНТА ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

Влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость и нефтеотдачу коллекторов



Марина Игдал'тсева,
Эксперт



Тагир Исмагилов,
Главный менеджер по МУН



Ильгиз Ганиев,
Начальник отдела МУН и ОПР



Алексей Телин,
Заместитель генерального директора по инжинирингу добычи,
ООО «РН-УфаниПИНЕФТЬ»

Практика разработки нефтяных месторождений показала, что главной особенностью традиционного способа поддержания пластового давления путем закачки в пласт воды является неравномерность распределения воды в пласте, при котором обводняются пласты с лучшими фильтрационными характеристиками. При этом невыработанными остаются менее проницаемые пласты и пропластки. Неравномерность процесса заводнения и неполная выработка запасов объясняются проницаемостью неоднородностью и сложностью геологического строения продуктивных пластов, трудностью регулирования процесса вытеснения нефти водой из залежей с большой вязкостной неустойчивостью вытесняемого и вытесняющего агента, а также отсутствием радикальных методов ограничения отбора воды из скважин, эксплуатирующих частично обводненные пласты. В связи с этим актуальной является задача увеличения коэффициента вытеснения нефти применяемым агентом заводнения. Для этой цели можно применять как воду с различной степенью минерализации, так и с добавкой различных химических реагентов, улучшающих нефтевытесняющие свойства воды, ее вязкость и поверхностно-активные свойства. Каковы наиболее распространенные сегодня способы заводнения и в чем их особенности? Об этом читателям **Neftegaz.RU** расскажут специалисты ООО «РН-УфаниПИНЕФТЬ» в цикле публикаций, которая начнется настоящей статьей, посвященной вопросам влияния минерализации закачиваемой воды на проницаемость и нефтеотдачу коллекторов

Влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость и нефтеотдачу низкопроницаемых глинизированных коллекторов

Растворенные в закачиваемой воде соли в максимальной степени влияют на низкопроницаемые коллектора, в особенности при большом содержании глин – так называемые глинизированные коллектора. Данной проблеме посвящен целый ряд публикаций [1–9]. В частности, одним из проявлений набухания глинистого цемента коллекторов, довольно часто фиксируемых на практике, является уменьшение приемистости нагнетательных скважин при закачке в нефтяные пласты воды, отличающейся по химическому составу от пластовой. Падение приемистости связано с уменьшением проницаемости отложений принимающих интервалов [1–9].

Исследования, проведенные по изучению влияния минерализации

закачиваемой воды на проницаемость глиносодержащих пород, позволили установить, что с увеличением минерализации воды проницаемость глиносодержащих пород возрастает [9]. Наибольшее влияние на изменение проницаемости пласта оказывает вода с минерализацией от 0 до 30 г/л. Дальнейшее увеличение концентрации солей в растворе не приводит к существенному увеличению проницаемости.

В то же время, имеются сведения о положительном, в ряде случаев, влиянии набухания глины на процесс нефтеизвлечения. Закачка в пласт менее минерализованной воды приводит к увеличению коэффициента вытеснения на 7–14% [8].

В ООО «РН-УфаниПИНЕФТЬ» были проведены фильтрационные исследования по определению чувствительности горной породы к пресной воде на натуральных ядрах Тарасовского (пласт БС₁₀₋₁₁), Западно-Малобалыкского (пласты

ТАБЛИЦА 1. Минерализация и физико-химические свойства нагнетаемых и пластовых вод Тарасовского месторождения

Место отбора пробы	Общая минерализация, г/л	Жесткость (Ca ²⁺ +Mg ²⁺), мг-экв/л	Вязкость, мПа·с (25°С)	Плотность, г/мл (25°С)
КНС-1(пресная)	12.53	32.9	–	–
КНС-1(смешанная)	15.85	45.0	0.9287	1.008
КНС-2	4.63	10.3	0.9232	1.002
КНС-3	2.05	7.2	0.9170	1.001
КНС-4	2.81	6.3	0.9066	1.001
КНС-6 (Южно-Тарасовское месторождение)	16.95	36.7	–	–
БП10-11	23.07	47.8	0.9483	1.012

АС₄, БС₈, БС₂₋₃ и Ач) и Приобского (пласт АС₁₀) месторождений.

Пористая среда пласта БС₁₀₋₁₁ Тарасовского месторождения на начальном этапе эксперимента насыщалась пластовой водой, а затем последовательно нагнетались воды с различной минерализацией с КНС-1 (смешанная проба), КНС-2 и КНС-3. Результаты проведенного физико-химического анализа указанных вод приведены в таблице 1. Следует отметить, что по результатам анализа вода КНС-1 (пресная) представляет, по-видимому, смесь подтоварной и пресной вод.

Результаты опыта приведены на рисунках 1, 2, из которых видно, что замена пластовой воды на воду, нагнетаемую КНС-1, приводит к заметному снижению проницаемости и роста перепада давления. Так, при закачке в пористую среду 2.0 Vпор воды с КНС-1 происходит стабилизация перепада давления, при этом проницаемость снижается в 2.35 раза с 4.7 до 2.0 мД. Последовательное нагнетание воды с КНС-2, КНС-3 и КНС-4 еще снижает проницаемость до 1.4, 1.2 и 1.1 мД соответственно.

Затухание фильтрации, наблюдаемое в данном опыте, может быть объяснено только влиянием набухания глинистого цемента. В пользу данного вывода свидетельствуют результаты определения минерализации и жесткости пластовой и нагнетаемых вод.

На рисунке 2 приведена зависимость проницаемости и перепада давления от общей минерализации воды, из которой следует однозначный вывод о линейной связи проницаемости и минерализации фильтрующейся

РИСУНОК 1. Динамика фильтрации различных вод через пористую среду Тарасовского месторождения

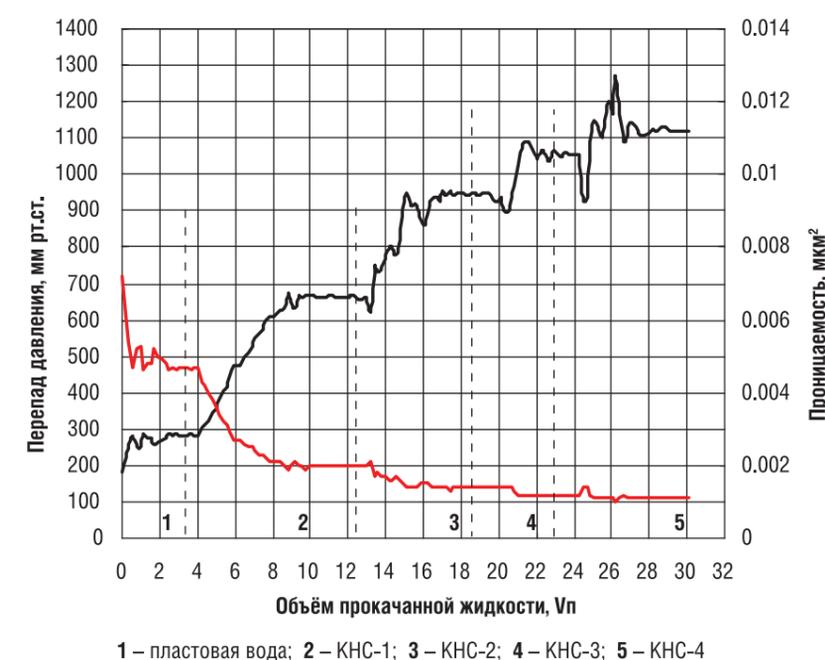


РИСУНОК 2. Зависимость проницаемости и перепада давления от общей минерализации фильтрующейся воды

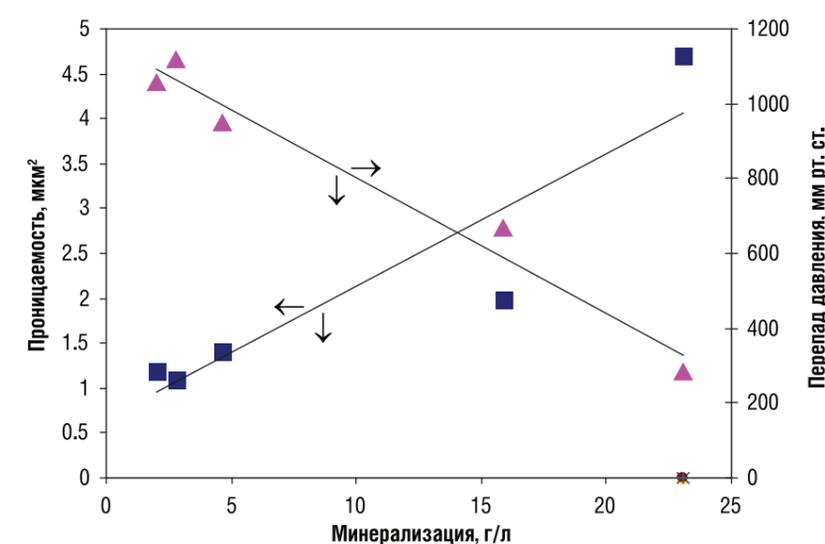


ТАБЛИЦА 2. Результаты вытеснения нефти пластовой и пресной водой

Длина, см	Диаметр, см	Проницаемость по воздуху, мД	Пористость, %	Коэффициент вытеснения нефти пластовой водой, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность после пластовой воды, доли ед.	Коэффициент вытеснения нефти пресной водой, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность после пластовой воды, доли ед.
3,83	2,84	33,8	17,77	0,4432	0,3898	0,4368	0,3942
3,95	2,85	13,5	16,56	0,4317	0,3978	0,4329	0,3970
4,81	2,85	5,9	16,78	0,4106	0,4221	0,4255	0,4022
4,83	2,84	5,3	16,02	0,4039	0,4173	0,4164	0,4085
4,85	2,84	5,0	17,37	0,3996	0,4203	0,4025	0,4126
4,82	2,84	4,5	16,09	0,3840	0,4312	0,3913	0,4261
4,73	2,84	4,3	16,02	0,3845	0,4309	0,3937	0,4244
4,81	2,85	3,4	15,92	0,3802	0,4339	0,3845	0,4309
4,90	2,86	2,2	13,14	0,3367	0,4643	0,3528	0,4530

воды. Ничем иным, как влиянием набухаемости глинистого цемента на проницаемость, эти данные не объясняются.

Из вышеизложенного следует вывод о значительном влиянии типа воды на проницаемость горной породы вследствие набухания глинистого цемента. В связи с этим, определение влияния типа закачиваемой воды на коэффициент вытеснения и остаточную нефтенасыщенность представляется весьма важной задачей. Опыты по исследованию данной проблемы проводили на единичных нефтенасыщенных натуральных кернах с содержанием связанной воды 30 %. Особенностью данной серии экспериментов было то, что вытеснение нефти пластовой и пресной водой (сначала – пластовой, а после экстракции и повторного насыщения нефтью – пресной) проводили из одних и тех же образцов пористых сред. Минерализация пластовой воды соответствовала сеноманскому горизонту (15 г/л солей). Результаты опытов приведены в таблице 2.

Как видно из представленных данных, процесс вытеснения нефти обоими типами вод имеет весьма близкий характер. Различия в значениях коэффициентов вытеснения и остаточной нефтенасыщенности при закачке пресной и пластовой вод не превышают погрешностей эксперимента.

Западно-Малобалькское месторождение, пласты АС₄, БС₈, БС₂₋₃ и Ач. При определении чувствительности горной породы продуктивных горизонтов АС₄, БС₈,

БС₂₋₃ и ачимовской пачки Западно-Малобалькского месторождения к минерализации нагнетаемой воды исследовалась пресная, сточная и сеноманская вода.

Для всех объектов разработки имеет место влияние минерализации воды на проницаемость пласта коллектора, причем для пластов АС₄ и Ач – весьма значительное. Так, при замене воды с минерализацией 15 г/л (соответствует воде сеноманского горизонта) на воду с минерализацией 8 г/л (соответствует сточным водам с очистных сооружений) коэффициент проницаемости уменьшается на 11,2, 15,2 и 5,0 % для пластов АС₄, Ач и БС₈ соответственно.

Дальнейшее уменьшение минерализации при фильтрации пресной воды еще более уменьшает

проницаемость образцов – на 57,1 % (АС₄), 38,4 % (Ач) и 47,5 % (БС₈) (рисунок 3). Необходимо отметить, что первоначальную проницаемость при фильтрации после пресной воды модели сеноманской воды с минерализацией 15 г/л восстановить не удалось. Коэффициент восстановления проницаемости составил 52,5 % для пласта АС₄, 53,7 % для пласта Ач и 76,7 % для БС₈.

По результатам двух серий экспериментов можно сделать вывод о значительном влиянии типа нагнетаемой воды на коэффициент приемистости скважин и, соответственно, на темпы выработки запасов и незначительном влиянии на величину конечной нефтеотдачи.

Таким образом, для низкопроницаемых глинизированных пластов

РИСУНОК 3. Зависимость степени снижения и восстановления проницаемости от базовой проницаемости керна

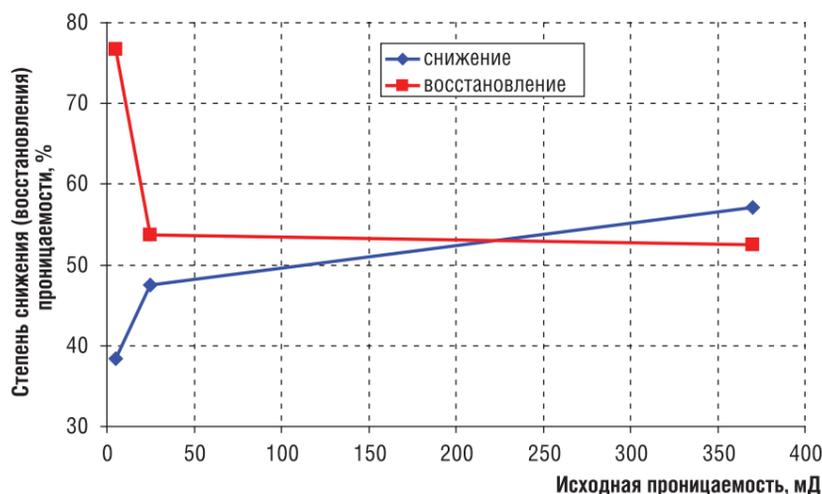


ТАБЛИЦА 3. Характеристика модели пласта БС₂₋₃

Характеристика моделей пласта и рабочих жидкостей	Значения
Длина пористой среды, м	0,1513
Диаметр пористой среды, м	0,0288
Проницаемость по газу, мкм ²	0,034
Проницаемость по керосину, мкм ²	0,021
Проницаемость по нефти, мкм ²	0,014
Пористость, %	20,28
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,6264
Скорость вытеснения, м/г	291,9
Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	0,4041
Температура, °С	83
Объем пор пористой среды, м ³	0,19795 · 10 ⁻⁴
Вязкость нефти мПа·с	2,1444
Плотность нефти г/см ³	0,8230
Вязкость модели воды, мПа·с	0,4114
Плотность модели воды, г/см ³	0,9920

АС₄, БС₈, БС₂₋₃ и Ач Западно-Малобалькского месторождения в качестве вытесняющего агента наиболее предпочтительно выглядит сеноманская вода. Возможно применение для целей ППД сточной воды. Пресная вода может использоваться при закачке в пласт на поздней стадии разработки месторождения при обводненности продукции не менее 80–85 %.

Определение чувствительности керна материала пласта БС₂₋₃ к пресной и сеноманской воде проводилось на линейной модели пласта с учетом требований к моделированию пластовых условий согласно ОСТ 39-186-86

«Нефть. Метод определения коэффициентов вытеснения нефти водой». Характеристики пористых сред и условия проведения опытов приведены в таблице 3.

Динамика вытеснения нефти сеноманской и пресной водой, коэффициент вытеснения и остаточная нефтенасыщенность приведены на рисунке 4.

Как видно из результатов эксперимента, при вытеснении нефти сеноманской водой из низкопроницаемой пористой среды пласта БС₂₋₃ достигается характерная для таких значений проницаемости низкая величина коэффициента вытеснения

нефти, равная 0.3548 д.ед., и высокое значение остаточной нефтенасыщенности (0.4041 д.ед.). При этом в процессе вытеснения нефти сеноманской водой происходит существенное снижение градиента давления с 1.37 до 0.78 МПа/м. Переход с закачки сеноманской воды на пресную приводит к росту градиента давления, снижению величины остаточной нефтенасыщенности и увеличению коэффициента вытеснения нефти. В результате градиент давления возрастает до 1.04 МПа/м, коэффициент вытеснения увеличивается до 0.3790 д.ед., а остаточная нефтенасыщенность снижается до значения 0.3890 д.ед.

Приобское месторождение, пласт АС₁₀. На рисунке 5 приведены результаты экспериментов по закачке вод различного состава, показывающие, что для заводнения продуктивных пластов Приобского месторождения максимальное значение добавки пресной воды в сеноманскую не должно превышать 25 %. Если это условие не соблюдается, нагнетательные скважины должны быть обработаны реагентами – понизителями набухаемости глин. Использование пресной воды в чистом виде возможно на заключительной стадии разработки при высоких значениях обводненности. В этом случае пресная вода будет играть роль регулирующего фильтрацию вытесняющего агента. С особой осторожностью необходимо относиться к закачке пресной воды в зоны с пониженной начальной нефтенасыщенностью.

РИСУНОК 4. Вытеснение нефти Западно-Малобалькского месторождения (пласт БС₂₋₃) минерализованной водой с последующей закачкой пресной воды (начальная проницаемость 34 мД)

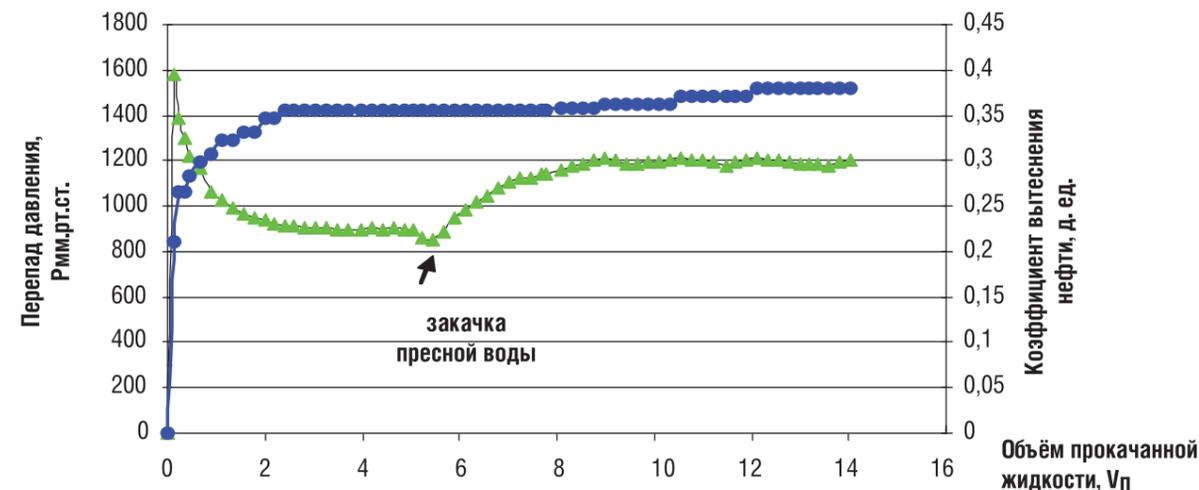
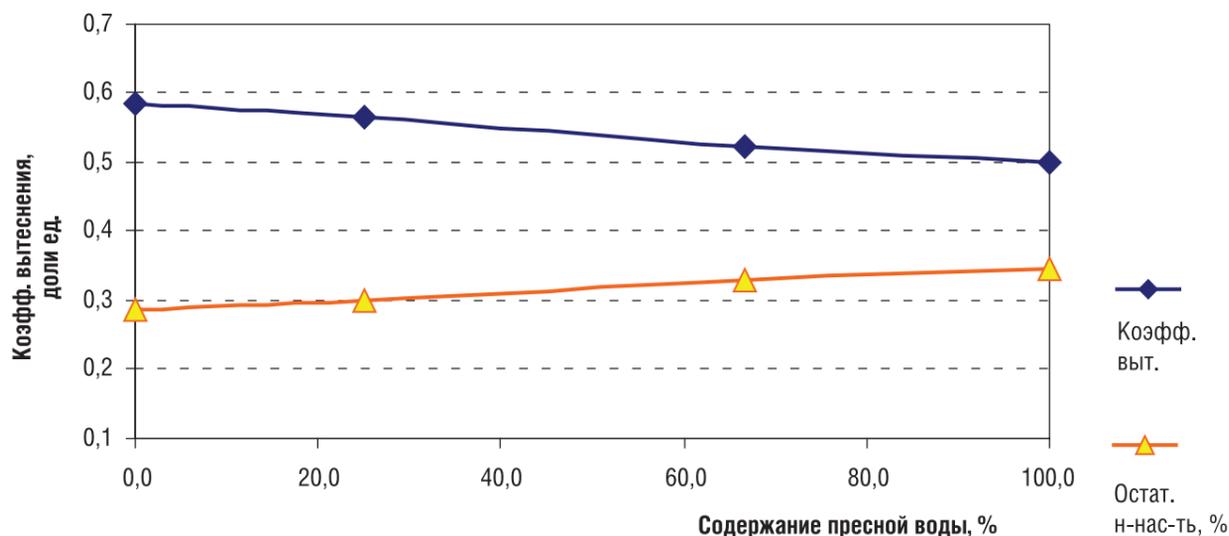


РИСУНОК 5. Зависимость коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности от состава нагнетаемой воды



В этом случае возможно отсекание значительных запасов нефти, которые впоследствии однозначно перейдут в категорию трудноизвлекаемых.

Возможность использования пресной воды для заводнения на заключительных стадиях разработки месторождений подтверждают следующие данные. Коэффициент вытеснения нефти сеноманской водой составил 0,5850 д.ед., остаточная нефтенасыщенность при этом оказалась равной 0,2882 д.ед. Последующее заводнение пресной водой позволило увеличить коэффициент вытеснения до

0,6352 д.ед. (рисунок 6), т.е. на 5 пунктов и снизить остаточную нефтенасыщенность до значения 0,2534 д.ед.

Таким образом, закачка пресной воды в низкопроницаемые коллектора, содержащие глинистый цемент, на заключительных стадиях разработки приводит к увеличению Квыт на 2–5 %. Снижение минерализации закачиваемой воды на начальных стадиях разработки (в особенности для низкопроницаемых коллекторов) приводит к набуханию глин и снижению фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны и заводненных участков пласта.

Эффективность вытеснения вязкой нефти водами различной минерализации

Представляет интерес исследование влияния степени минерализации вод на процесс вытеснения высоковязких нефтей, поскольку месторождениям с высоковязкими нефтями часто сопутствуют высокоминерализованные пластовые воды. Закачка пресной воды в глинистые коллектора с высоковязкими нефтями (преимущественно после прорыва воды) может являться способом для выравнивания подвижностей

РИСУНОК 6. Вытеснение нефти Приобского месторождения (пласт АС₁₀) минерализованной водой с последующей закачкой пресной воды (начальная проницаемость 47 мД)

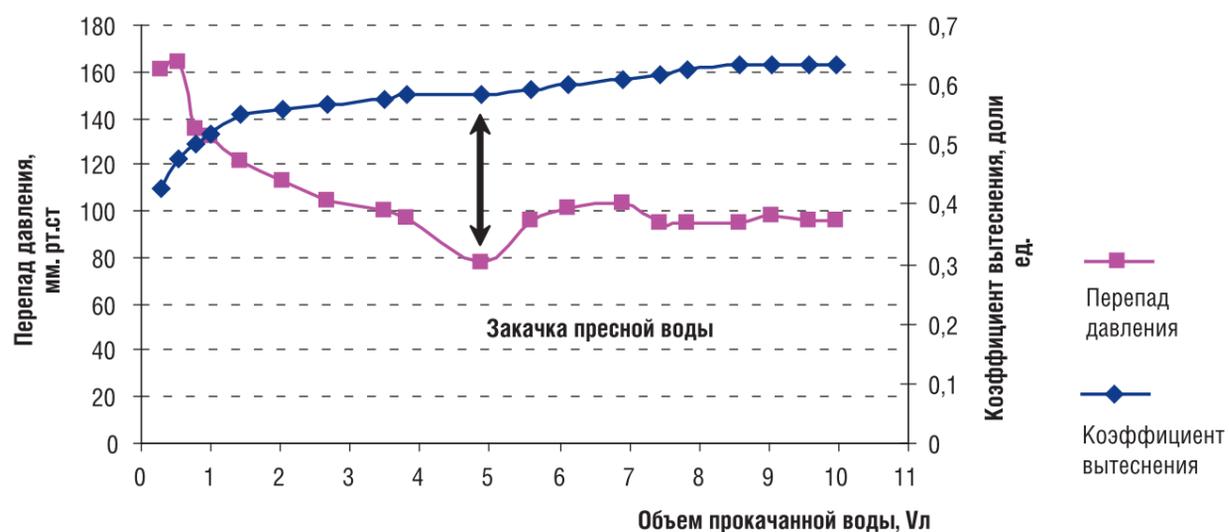


ТАБЛИЦА 4. Основные результаты фильтрационных исследований по определению показателей вытеснения вязкой нефти различными типами воды

Объект	Вязкость нефти, мПа·с	№ опыта	Агент воздействия	Характеристики линейных моделей пласта			Основные результаты		
				Пористость, %	Проницаемость по воздуху, *10 ⁻³ мкм ²	Начальная нефтенасыщенность, %	Коэффициент вытеснения, д.ед.	Остаточная нефтенасыщенность, %	Прирост коэффициента вытеснения, п.п.
Гремихинское м-е Визейский ярус	104,3	1	Пресная вода	24,20	913,6	85,0	0,514	41,31	0,8
		2	Минерализ. вода	22,88	1041,0	85,0	0,506	41,99	–
		3	Щелочь 2% на пресной воде	22,40	882,5	85,0	0,528	40,12	2,2
		4	Щелочь 2% + 0,05%Трилон-Б	23,41	1025,9	85,0	0,532	39,78	2,6
Гремихинское м-е Башкирский ярус	124,4	5	Пресная вода	12,93	17,9	75,3	0,409	44,52	-0,1
		6	Минерализ. вода	16,47	17,9	75,3	0,410	44,44	–
		7	Щелочь 2% на пресной воде	13,46	17,7	75,3	0,421	43,61	1,1
		8	Щелочь 2% + 0,1%Трилон-Б	12,49	14,5	74,1	0,428	42,39	1,8
Мишкинское м-е Визейский ярус	25,2	9	Пресная вода	16,95	212,1	82,0	0,477	42,89	-0,2
		10	Минерализ. вода	23,12	238,0	82,0	0,479	42,72	–
		11	Щелочь 3% на пресной воде	16,82	212,1	80,0	0,489	40,88	1,0
		12	Щелочь 3% + 0,05%Трилон-Б	23,12	242,8	82,0	0,492	41,66	1,3
Мишкинское м-е Турнейский ярус	76,3	13	Пресная вода	11,45	8,6	82,0	0,398	49,36	0,3
		14	Минерализ. вода	13,70	8,9	82,0	0,395	49,61	–
		15	Щелочь 0,1% на пресной воде	19,43	8,9	82,0	0,410	48,31	1,5
		16	Щелочь 0,1% + 0,1%Трилон-Б	13,34	10,1	82,5	0,417	48,11	2,2
Боровское м-е Бобриковский горизонт	162	17	Пресная вода	22,51	1006,1	85,0	0,480	44,20	0,5
		18	Минерализ. вода	23,79	1084,4	85,0	0,475	44,63	–
		19	Щелочь 3% на пресной воде	23,65	1005,5	85,0	0,494	43,01	1,9
		20	Щелочь 3% + 0,05%Трилон-Б	23,11	1062,6	85,0	0,502	42,33	2,7
Боровское м-е Башкирский ярус	96,2	21	Пресная вода	18,41	178,1	83,0	0,453	45,40	0,2
		22	Минерализ. вода	17,51	161,0	83,0	0,451	45,50	–
		23	Щелочь 3% на пресной воде	16,10	162,5	83,0	0,469	44,07	1,8
		24	Щелочь 3% + 0,1%Трилон-Б	12,49	155,0	83,0	0,473	43,74	2,2

нефти и вытесняющего агента. Разрушение мостиковых связей двухвалентных ионов Ca²⁺ и Mg²⁺, обеспечивающие гидрофобизацию поверхности, за счет химического взаимодействия или закачки пресной воды может привести к снижению

остаточной нефтенасыщенности [10, 11]. В связи с этим проведены фильтрационные исследования по определению эффективности вытеснения вязкой нефти некоторых объектов разработки (терригенные и карбонатные коллектора Гремихинского, Мишкинского

и Боровского месторождений) различными типами воды (пресной и минерализованной водой, водным раствором щелочи и водным раствором комплексона). Результаты представлены в обобщенной таблице 4 и рисунках 7, 8.

РИСУНОК 7. Эффективность вытеснения вязкой нефти терригенных отложений исследуемых объектов разработки различными агентами (экспериментальные данные)

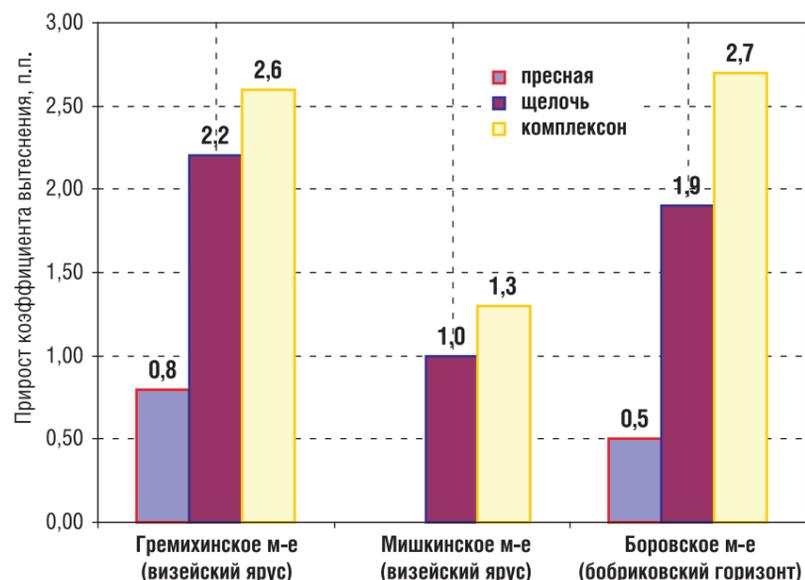
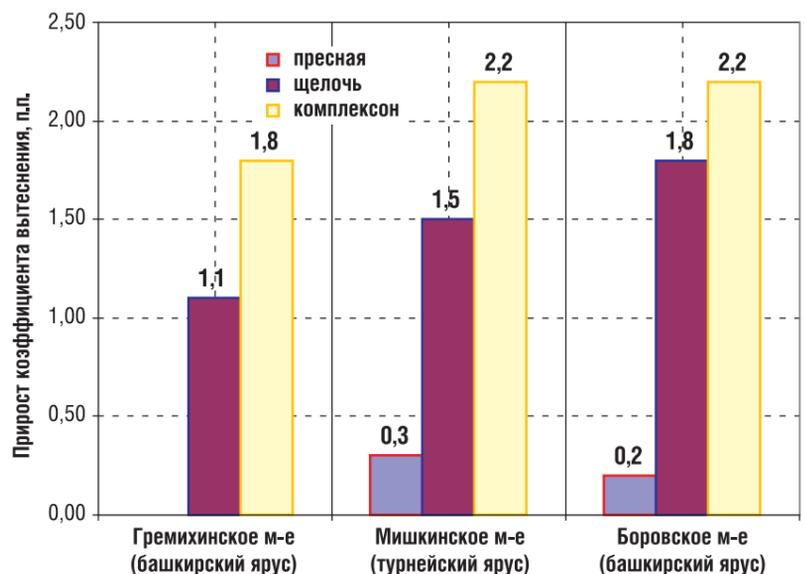


РИСУНОК 8. Эффективность вытеснения вязкой нефти карбонатных отложений исследуемых объектов разработки различными агентами (экспериментальные данные)



Для характеристики эффективности агентов вытеснения принято значение прироста коэффициента вытеснения нефти, получаемое разницей полученной величины и базовым значением коэффициента. В качестве базовой величины коэффициента вытеснения нефти принято значение, полученное при вытеснении нефти минерализованной водой.

Как видно из полученных результатов фильтрационных исследований (таблица 4 и рисунки 7, 8), применение щелочных

составов во всех опытах привело к увеличению показателей вытеснения нефти – приросты коэффициента вытеснения нефти составили 1,0 – 2,2 п.п. Особенно эффективным оказалось применение комплексона (добавление к щелочи реагента Трилон Б), что привело к дальнейшему повышению значений вытеснения нефти (коэффициент вытеснения на 0,3–0,8 п.п. больше, чем без добавления Трилон Б).

Применение в качестве закачиваемого агента пресной воды

в условиях проведения опытов не привело к существенно отличным от базовых показателей величинам нефтевытеснения (прирост коэффициента не превысил 0,8 п.п.).

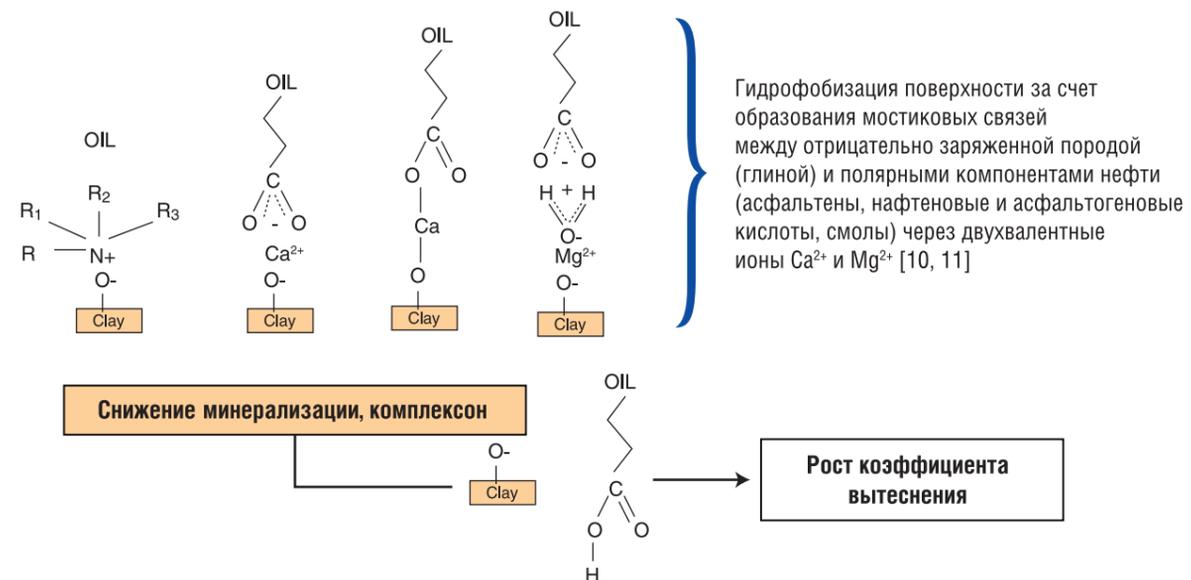
Необходимо отметить, что планирование эксперимента в настоящей работе основывалось на предположении об увеличении коэффициента извлечения нефти за счет отрыва пленочной нефти от пористой среды по схеме, представленной на рисунке 9.

В результате выполненного эксперимента при потоковой фильтрации на натуральных кернях приросты коэффициента вытеснения при применении пресной воды (от -0,2 до 0,8 п.п. по абсолютным величинам) сопоставимы с экспериментальной ошибкой их измерения. Механизм, обозначенный выше и широко анализируемый в научной литературе, применительно к выбранным в настоящей работе объектам исследований частично подтвержден, но, учитывая незначительные приросты по данным лабораторных опытов, надеяться на промышленную эффективность не приходится.

Предполагалось, что разрушение мостиковых связей между пленочной нефтью и породой через ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} будет происходить уже при снижении минерализации воды, величина которого имеет существенное значение (снижение общей минерализации с 200 г/л до состава, соответствующего дистиллированной воде). Дополнительное извлечение мостиковых связей должно было произойти при взаимодействии с щелочью за счет образования малорастворимых гидрооксидов, а использование комплексона должно было связать и вывести из области контакта ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} в виде растворимых соединений. Тем не менее, при смене композиционного состава вытесняющего агента не наблюдалось значительных изменений в коэффициентах вытеснения.

Очевидно, что применительно к использованию указанных вытесняющих агентов прогнозируемого повышения нефтеотдачи не произошло ввиду того, что по содержанию кислотных соединений классифицируемых нефтей они классифицируются как низкоактивные [12]. Кроме

РИСУНОК 9. Механизм увеличения нефтевытеснения за счет гидрофилизации поверхности пресной водой и комплексоном



того, в качестве возможных причин отсутствия видимых изменений в извлечении нефтей рассматриваемых объектов при смене композиционного состава вытесняющего агента следует рассматривать следующие:

- петрофизические особенности керна материала анализируемых объектов, не способствовали формированию остаточной нефтенасыщенности по указанному механизму;
- подготовка керна к эксперименту, выполненная по стандартным методикам, не позволяла сформироваться пленочной нефти за счет образования мостиковых связей между породой и кислотными остатками, содержащимися в нефтях.

Последняя причина требует создания специальных методических основ для проведения физических экспериментов по вытеснению вязкой нефти, учитывающих особенности протекания адсорбционных процессов компонентов вязкой нефти в пористой среде, а также регламентирующих методов подготовки керна и нефтей к испытаниям.

Таким образом, выбор минерализации воды для заводнения в низкопроницаемых глинизированных коллекторах должен быть обязательно обоснован лабораторными экспериментами, гидродинамическим моделированием и экономическими расчетами.

Желательно на начальном этапе заводнять низкопроницаемый глинизированный пласт водой с минерализацией, обеспечивающей отсутствие набухаемости глинистого цемента, затем, по мере увеличения обводненности продукции переходить на постепенное опреснение воды и при достижении 80–85 % обводненности – на закачку полностью пресной воды.

Практика разработки большинства месторождений осуществляется с точностью до наоборот относительно данной рекомендации. Поэтому на стадии интегрированного проектирования надо просчитывать варианты с

учетом затрат на необходимую инфраструктуру и получение прибыли на текущую и конечную нефтеотдачу.

Касательно месторождений с вязкими нефтями, проведенные исследования показали ограниченные возможности повышения коэффициента вытеснения нефти путем регулирования минерального состава закачиваемой воды как агента нефтевытеснения, что указывает на необходимость введения добавок химреагентов, обладающих способностью в большей мере влиять на данный процесс. Этот вопрос мы обсудим в последующих сообщениях. ●

Список использованных источников

1. Поворов И.А., Тушканов И.В. Влияние глинистости пласта на приемистость нагнетательных скважин // Нефтяное хозяйство. 1978. №6. С. 36–37.
2. Полинская Р.Е., Стадникова Н.Е. Влияние состава закачиваемых вод на вытеснение нефти из продуктивного пласта // Нефтепромысловое дело. 1981. №11. С. 28–31.
3. Ogletree J.O., Overly R.J. Sea-water and subsurface-water injection in West Delta Block 73 water flood operations // J.P.T. 1977. №6. P. 623–628.
4. Питкевич В.Г., Пешков В.Е., Федоров В.К. Влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость глинистых пластов // Нефтяное хозяйство. 1978. №7. С. 14–18.
5. Гудков Н.О., Бурлаков И.А., Корягина Т.Ф. Выбор воды для заводнения нефтяных пластов месторождений Ставропольского Края // Нефтепромысловое дело. 1965. №2. С.23–27.
6. Клубова Т.Т. Глинистые минералы и их роль в гинезисе, миграции и аккумуляции нефти. М.: Недра, 1973. 122 с.
7. Полинская Р.Е., Стадникова Н.Е. Влияние состава закачиваемых вод на вытеснение нефти из продуктивного пласта // Нефтепромысловое дело. 1981. №11. С. 28–31.
8. Хавкин А.Я., Ковалев А.Г., Ступоченко В.Е. и др. Особенности разработки нефтяных месторождений с глинистыми коллекторами // Нефтяная промышленность. Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. Обзорная информация. – 1990. – 60 с.
9. Ступоченко В.Е. Научное обоснование методов интенсификации разработки глинистых коллекторов и усовершенствованных полимерных технологий с целью повышения нефтеотдачи пласта // Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Москва. ВНИИнефть. 2000. 437 с.
10. Lager A., Webb K.J., Collins I.R., Richmond D.M. LoSalTM Enhanced Oil Recovery: Evidence of Enhanced Oil Recovery at the Reservoir Scale // SPE 113976. – 2008
11. Кравец Ю.А. Увеличение нефтеотдачи гидрофобных коллекторов методом закачки в пласт слабосоленой воды // Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2009. – № 4. – С. 34–38
12. А.Т.Горбунов, Л.Н.Бученков. Щелочное заводнение.-М.: Недра, 1989. – 160 с.: ил.

Нефтегазовая промышленность – основная составляющая российской экономики. И от того, насколько эффективно ведется добыча нефти и газа зависит конкурентоспособность не только отдельной компании или отрасли, но и страны в целом. Положение нефтегазовых компаний на мировом и отечественном рынке все больше определяется эффективностью применяемых технологий и уровнем технического обслуживания. И учитывая это, все большую роль начинает играть нефтесервис, который уже не просто обеспечивает необходимый уровень добычи полезных ископаемых, но и позволяет стране эффективно ее наращивать. Что сегодня предлагают российские нефтесервисные компании?

НЕФТЕСЕРВИС СОВРЕМЕННОЙ РОССИИ



Сибирская Сервисная Компания



Роман Болотов,
заместитель генерального
директора по ремонту скважин
ЗАО «Сибирская Сервисная
Компания»

– В любом бизнесе одна из основных составляющих успеха – люди. Как подбирают кадры в ССК?

– Есть несколько направлений, по которым мы движемся. В-первых, это формирование кадрового состава внутри предприятия. Изначально, мы берем молодежь, выпускников высших, средне-специальных учебных заведений и принимаем на рабочие специальности. В дальнейшем, в процессе практической деятельности мы

Основными видами деятельности Сибирской Сервисной Компании (ССК) являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальных, текущий и капитальный ремонт скважин, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения

можем увидеть потенциал человека, его способности в отдельных направлениях, профессиональные интересы и, в соответствии с этим, продвигаем. В период работы постоянно идет обучение, которое также раскрывает потенциал сотрудника. Это, так сказать, первая часть, реализуемая внутри компании. Сюда же ежегодно подключаются конкурсы профессионального мастерства.

Также мы привлекаем специалистов со стороны. Кадровая служба ведет постоянный мониторинг кадрового рынка. Мы заинтересовываем зарплатой, льготными кредитами, социальной поддержкой и другими дополнительными условиями.

– Устраивает ли уровень подготовки специалистов вузами?

– Зачастую уровень подготовки нас не устраивает и приходится начинать работу с сотрудником

практически с чистого листа. Например, выпускник с дипломом отличника (и без него) потенциально способен обучаться. Хорошие оценки – это индикатор потенциала человека. Теория, которой его обучают в вузе, безусловно, важна, но уровень знаний приходится повышать на производстве и увязывать с практическими навыками. Само качество образования, надо отметить, несколько ниже, чем было раньше. Система обучения, существовавшая в советское время и инерционный период после него, давала студентам теоретические знания и неплохие навыки в процессе практики. Позже, в период 90-х и начала 2000-х годов, элемент обязательного прохождения практики многими вузами стал опускаться, к нему подходили формально и, в том числе, вследствие слабой стыковки теории с практикой, общий уровень профессионального образования заметно снизился. Но, следует сказать, что в последние годы ситуация начала исправляться и сегодня мы видим, что к нам на практику ежегодно приходят студенты разных курсов, что определенно радует и выступает некоторым гарантом того, что после окончания обучения мы получим более квалифицированных специалистов.

– Какими качествами должен обладать специалист, принимающий решение непосредственно на производстве?

– Такой специалист должен быть, в первую очередь, профессионален в своей области и, особенно, в области, в которой принимается решение, должен обладать некой амбициозностью, и, конечно, он должен быть ответственным, то есть осознанно принимать и отвечать за те решения, которые принимает. Он должен обладать способностью перенимать опыт и знания от руководителей, от коллег, обладающих опытом работы на этом производстве. Должен уметь действовать не только по шаблонам, основываясь на приобретенном опыте, но должен уметь разработать что-то свое более подходящее для разрешения возникшей ситуации. Только так, обладая всеми перечисленными навыками и компетенциями можно научиться принимать правильные решения, предвидеть последствия и брать на себя ответственность за возможные результаты.

– В 2000-х годах ВИНКи начали избавляться от сервисных активов, но сейчас наметилась обратная тенденция и государственные компании возвращают себе нефтесервис. Ощущает ли ССК это на портфеле заказов?

– На данный момент нефтесервисный рынок испытывает дефицит производственных мощностей. Это последствия значительного провала по обновлению подъемников и буровых установок в период 1992–2003 годов. Поглощение и перераспределение имеющихся на рынке нефтесервисных активов на эту ситуацию значительного влияния не окажут, т.к. для стабилизации добычи углеводородов в ближайшем периоде необходимо увеличивать объемы бурения и ремонта скважин. При этом, хочу отметить, что и у государственных компаний сегодня различная стратегия. Приобретением нефтесервисных активов в данный момент занимается только Роснефть, которая при этом привлекает на значительную долю своих объемов внешний сервис. Так, в портфеле заказов ССК доля Роснефти составляет порядка 40%.

– Для любой сервисной компании самый доходный вектор – это бурение. А что вызвало необходимость создать подразделение ТКРС?

– Сервисные компании осуществляют разные виды деятельности (бурение, цементирование скважин, ННБ, услуги по предоставлению и сопровождению буровых растворов, вышкостроение, ТКРС, ГРП и т.д.), связанные со строительством и ремонтом скважины, либо геолого-техническими мероприятиями. Многие специализируются в одном направлении: например, предприятие может выбрать только бурение. Это высокодоходное,

На сегодняшний день в компании восемь подразделений в регионах РФ, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3000 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год

но и весьма капиталоемкое направление. Такие компании есть. Но стратегия ССК – развиваться в различных видах деятельности, чтобы быть эффективной и сбалансированной компанией. Этот подход к развитию и предопределил создание подразделения по ТКРС. Это, на мой взгляд, правильно, т.к. таким образом, мы имеем страховку на случай, если что-то пойдет не так в одном из направлений. Так, во время кризиса 2008 г., например, существенно сократилось разведочное бурение. Как и все, мы вынуждены были приостановить работы в этом направлении, но капитальный ремонт скважин мы увеличили. Это важнейшее направление для поддержания скважинного фонда и добычи. На себестоимости нефти это не отразилось, но сказалось на доходе компаний. Это помогло добывающему предприятию работать сбалансированно. В результате ССК не просела во время кризиса и это одна из причин, которая заставляет работать не по одному, наиболее прибыльному, а по ряду направлений.

– Дешевая нефть закончилась, большинство имеющихся в эксплуатации месторождений – это зрелые месторождения, и одна из основных задач – повысить КИН. Какие у вас есть для этого технологии?

– Так сложилось, что Заказчики пошли по пути, когда они являются инициаторами выбора применяемых технологий. Они обладают наиболее полной информацией по геологическим условиям продуктивных пластов и месторождения в целом, по применявшимся ранее технологиям и их эффективности, и у Заказчика в составе геологической службы существует специализированный отдел занимающийся данным вопросом. Нам дают уже выбранных подрядчиков с наиболее эффективной с точки зрения Заказчика технологией, подобранной для данного объекта или месторождения, с которыми мы совместно и работаем над

поставленной задачей. В результате сложилась ситуация, в которой ТКРС состоит из двух частей: персонал бригады, который работает со своим комплектом оборудования и сервисная фирма, предоставляющая технологические услуги. При таком разделении мы выполняем техническую часть работы, а инженерия и технология идут со стороны Заказчика и привлеченного им технологического подрядчика.

– Как разделены сферы ответственности между Заказчиком и сервисной компанией в принятии решений?

– Первоначально, все сферы и зоны ответственности между сервисной компанией и Заказчиком разграничены и оговариваются условиями заключенного договора. Если же рассматривать, как происходит взаимодействие и непосредственно принятие решений в рамках исполнения договора (на примере ремонтно-аварийных работ), то у нас это происходит в следующем порядке: Заказчик направляет нам всю имеющуюся информацию по аварийной скважине, на основании предоставленного материала производится анализ проблемы и разрабатываются варианты решений со всеми возможными рисками в процессе выполнения

Сформированная почти пятнадцать лет назад, Сибирская Сервисная Компания стала преемницей многолетнего опыта и традиций предыдущих поколений буровиков, работавших в Поволжье, Западной и Восточной Сибири. Бригады и специалисты ССК – многократные призеры конкурсов профессионального мастерства различного уровня, обладатели отраслевых и государственных наград

работ. Наиболее эффективный и оптимальный с точки зрения рисков вариант предлагается Заказчику. Предложенный вариант обсуждается, при необходимости уточняются детали, после чего он утверждается и начинается работа. Если же в процессе реализации возникают вопросы, не позволяющие действовать по утвержденному плану, то этот цикл подготовки предложения и принятия решения повторяется в части внесения необходимых изменений.

– Каковы шансы восстановить объемы добычи на зрелых месторождениях?

– Шансы восстановления и поддержания добычи есть, но все зависит от стоимости этого восстановления. Добывающая компания это, в первую очередь, коммерческая организация, которая не будет вкладывать деньги, если вложенные инвестиции не вернутся обратно прибылью. Соответственно, производится анализ имеющихся технологий, возможная отдача от применения, производится экономический расчет и принимается решение. Возможных вариантов реанимации месторождения разработано множество: это и работа с существующим фондом скважин (работа непосредственно с

продуктивным пластом, проведение различных обработок призабойной зоны пласта, забуривание боковых стволов), и бурение новых скважин по уплотняющей сетке, позволяющее включить в эксплуатацию ранее не охваченные зоны продуктивного пласта и т.д. Здесь важно, что инженерная мысль не стоит на месте и с каждым годом количество технических и технологических решений, позволяющих восстановить добычу и более эффективно извлекать нефть и газ на месторождениях, увеличивается. В том числе, и на зрелых месторождениях, работа с которыми ранее считалась экономически нецелесообразной.

– С какими трудностями приходится сталкиваться в работе?

– Возможные сложности можно разделить на два направления. Первое – это технические и технологические вопросы, в первую очередь, связанные со сложностями, возникающими в процессе выполнения работ по текущему и капитальному ремонту на скважинах. Решение этих вопросов – это наша ежедневная работа, показывающая и подтверждающая уровень технического оснащения компании и профессиональный уровень нашего персонала.

Второе направление – трудности при работе с Заказчиками. Представители Заказчика это, в первую очередь, люди. Люди разные со сложившимся специфическим опытом, с разными мнениями. Подходы к решению у всех, соответственно, различны. Это может приводить к появлению спорных моментов. Часто приходится доказывать эффективность предлагаемых методов, спорить, убеждать. В отдельных случаях, чтобы сформировать окончательный план работ, возникает необходимость показать и сравнить, к каким

результатам приведут предлагаемые нами решения, к каким – те, на которых настаивает Заказчик.

– А как обстоят дела с оборудованием?

– Считаю что в нашей компании дела с оснащенностью оборудованием обстоят хорошо. Думаю, это могут подтвердить и наши Заказчики. Руководство ССК – все производственники, понимающие важность качественного оборудования, его роли в успешной реализации производственной деятельности и конечной эффективности. На примере некоторых компаний я знаю, что есть иные подходы, когда во главу ставится экономия на всем, зачастую бездумная, которая идет не только не на пользу делу и конкретному результату, но приводит к тому, что с некачественным оборудованием вместо заработка получают одни потери.

Наша компания к оснащению оборудованием подходит сбалансированно. Мы ежегодно анализируем и делаем выбор между оборудованием, предлагаемыми импортными и отечественными производителями. Выбор производится на основании соотношения: цена оборудования и его качество. Оцениваются все технические параметры. Отрадно, что за последние 20 лет на российском рынке появились фирмы, которые поставляют оборудование не только не уступающее в качестве зарубежным аналогам, но и, во многом, их превосходящее. Говоря предметно, например, технически более совершенные подъемные агрегаты в начале деятельности нашей компании были канадского и американского производства. Они были оснащены вспомогательной лебедкой, были более удобны в монтаже и работе. Российские подъемные агрегаты того поколения не соответствовали этому уровню. Их использование приводило к дополнительным трудозатратам и потере времени, а, соответственно, снижало эффективность выполнения работ. На сегодняшний день можно уверенно констатировать, что подъемные агрегаты наших ведущих производителей, таких, например, как ОАО «ПО ЕлАЗ», ничем не уступают

зарубежным. Очень высокого качества достигли отечественные производители аварийного инструмента. Аварийный инструмент производства ЗАО «Сиб Трейд Сервис» и ООО «НПФ Завод «Измерон» не уступает аналогичному производству лидеров этого направления (Weatherford, Bowen). Не уступает по качеству зарубежным аналогам противовибросное оборудование. И таких примеров можно привести много. Но это касается, к сожалению, пока не всего оборудования. Например, гидравлические ключи мы по-прежнему покупаем у американской компании Oil Country (Weatherford). Цена на такое оборудование российского производства более привлекательна, но когда в процессе эксплуатации приходится отвлекаться на более частый текущий ремонт и замену в случае выходов из строя, то стоимость на выходе оказывается такой же, как у западных аналогов. Тем не менее, по ряду наименований российские производители не хуже американских и европейских, а по некоторым показателям существенно превзошли их.

– Какова география работ ССК по ТКРС?

– Если смотреть по основным филиалам, то капитальный ремонт скважин представлен в ХМАО, где мы сотрудничаем с ООО «РН-Юганскнефтегаз» (Роснефть), Томском регионе – там мы работаем с компаниями ОАО НК «РуссНефть», ОАО «Газпром нефть», в ЯНАО – это ОАО «НОВАТЭК», ООО «Газпром бурение».

При этом мы постоянно отслеживаем новые возможности и не исключаем выхода на зарубежный рынок.

– Насколько охотно европейские (и вообще иностранные) нефтедобывающие компании приглашают российских сервисных подрядчиков?

– Объем работ в Европе небольшой и его перекрывают местные региональные подрядчики. Если говорить о Канаде и США, то они принципиально никого не пускают из российских подрядчиков на этот рынок и выполняют работы исключительно собственными силами. В Восточную Европу зайти

можно, но риски потерять больше, чем заработать, слишком велики. Некоторый объем работ могут предложить Иран и Ирак, но в этом регионе очень велики политические и экономические риски. В Южной Америке и Азии российские компании работают, в некоторых странах уже очень давно, еще со времен СССР.

– Недавно Halliburton прекратила работу с компанией Газпром бурение на шельфе. Ранее ЕС грозился ввести запрет на ввоз оборудования. Как отразятся подобные санкции на сервисных компаниях?

– На «сервисерах» это отразится незначительно. Мы имеем хорошую замену по основному высокотехнологичному оборудованию. Буровые установки, колтюбинговые установки, телесистемы, ВЗД, ГЗД, буровые долота, бурильный инструмент сегодня производятся в Китае. Часть этого оборудования можно приобрести непосредственно в России, в Белоруссии и других странах. Естественно, при уходе зарубежных сервисных компаний будет просадка в сфере предоставления услуг, которые они предоставляли. Сразу закрыть это направление будет затруднительно, но, вот, в 1,5–2-х летний период, думаю, что возможно. Предприятия, производящие оборудование не работают на склад. Необходимо будет время для его производства, приобретения и поставки. Квалифицированный персонал, который сейчас используют зарубежные сервисные компании при предоставлении услуг практически весь состоит из граждан нашей страны, и, уходя, с собой они его не заберут. Поэтому, оснастившись необходимым оборудованием и набрав этот высвободившийся персонал, вполне реально в течение двух лет удовлетворить указанную потребность.

Опять же, большинство российских сервисных компаний в последние годы не стояло на месте. В какой-то мере они уже готовы к такому развитию событий. Могут привести в качестве примера нашу компанию. Каждый год, независимо от ситуации, мы прорабатываем стресс-сценарии, основанные на возможном поведении рынка, заранее обдумывая свои действия в условиях различных сценариев

с поставками оборудования и технологий. Уже сегодня мы с успехом реализуем проекты по наклонно-направленному бурению, где сами осуществляем услуги по проводке скважин, использованию телесистем, долот, т.е. инженерии полностью. Если раньше эти работы проводили сторонние организации (Schlumberger, Halliburton), то сейчас мы сами развиваем эти сервисы и мы не одиноки в таком решении. То есть, часть сервисных компаний уже занимается предоставлением подобных услуг и им не начинать с нуля, а нужно будет лишь развивать имеющиеся направления. Для нас, «сервисеров», подобное развитие событий – скорее положительный момент, т.к. мы получим возможность и стимул увеличить объемы работ и наладить у себя дополнительные направления.

– Ваш взгляд на перспективу России в случае дальнейшего негативного развития ситуации с санкциями...

– Здесь следует сказать, что в случае ограничений по технологиям, отечественные производители на какое-то время, конечно, просядут, но возможности постепенно компенсировать отставание у нас хорошие. Что касается инвестиций – если источники будут перекрыты, развивать экономику будет тяжелее. Прогнозы развития здесь зависят от жесткости предпринимаемых, например, ЕС мер. При этом видно, что европейские страны все-таки пытаются отстаивать свое мнение. Но, в любом случае, как бы ни развивалась ситуация, нефть и газ они покупать будут. И, например, заменить наши поставки углеводородов на сланцевые газ и нефть в краткосрочной перспективе невозможно из-за отсутствия необходимых терминалов и транзитных мощностей для перевозки в Европу. Нет достаточного количества танкеров для перевозки нефти и сжиженного газа, инфраструктуры, позволяющей перекинуть на рынок такие объемы. Еще 2–3 года Америка не сможет физически заменить наши объемы на этом рынке. А ежегодный рост потребности никто не отменял. За это время мы имеем возможность построить трубопроводные магистрали в Азию и наладить там рынок сбыта, таким образом, снизив риски, если нас все-таки будут пытаться подвинуть на европейском рынке. ●



ПРОПАНТЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ДЛЯ ГРП



Сергей Папков,
инженер отдела материалов
для нефтегазовой
промышленности,
компания «ЗМ Россия»

Бурение горизонтальных скважин вместо вертикальных позволяет стволу скважины пройти непосредственно по продуктивному пласту, доводя проходку в продуктивном интервале до 9 километров, увеличив, таким образом, площадь дренирования в разы по сравнению с вертикальными скважинами, вскрывающими всего лишь несколько метров продуктивного интервала.

Гидроразрыв пласта – это процесс воздействия жидкости непосредственно на породу до тех пор, пока она не начнет разрушаться и начнется процесс образования трещин

Для вовлечения в разработку как можно большей площади продуктивного интервала применяют такие способы увеличения продуктивности скважин как гидроразрыв пласта.

Гидроразрыв пласта – это процесс воздействия жидкости непосредственно на породу до тех пор, пока она не начнет разрушаться и начнется процесс

Пропанты – это твердые частички размером около одного миллиметра

образования трещин. ГРП проводят путем закачивания в пласт жидкости разрыва (гель, вода или кислота) под давлением, превышающим давление раскрытия трещин. В зависимости от типа коллектора, для поддержания

трещин в открытом состоянии используются различные пропанты (расклинивающее вещество), – для терригенных

коллекторов песок, а для карбонатных формаций – кислота.

Гидроразрыв пласта проводят для интенсификации добычи, либо для увеличения приемистости нагнетательной скважины. В результате ГРП снижается гидравлическое сопротивление призабойной зоны, увеличивается фильтрационная поверхность скважины.

Важную роль в технологии гидроразрыва играют пропанты. Пропанты – это твердые частички размером около одного миллиметра. Их роль заключается в поддержании вновь созданной в результате гидроразрыва трещины в открытом состоянии, после того как гель, использованный для доставки пропантов и создания трещины в продуктивном пласте будет разрушен. Чаще всего в качестве пропантов выступают зерна песка, отсортированные по размерам до определенной фракции.

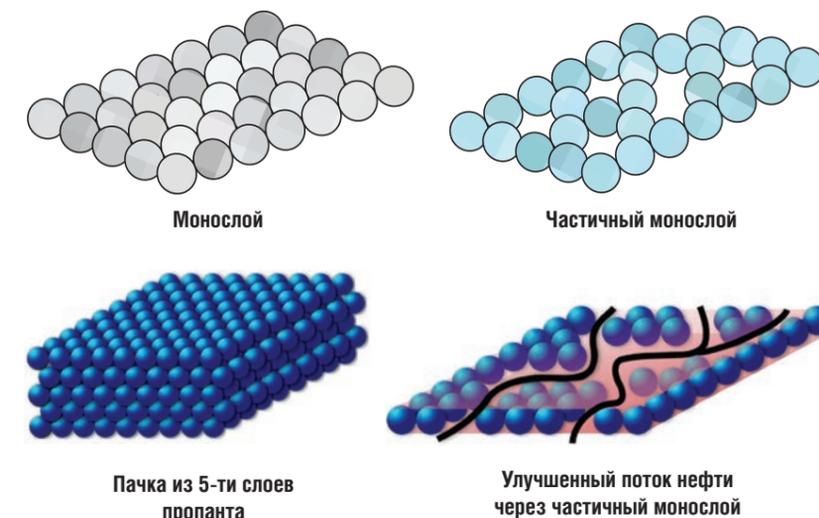
Применение песка в качестве пропанта при гидроразрыве пласта имеет ряд недостатков, связанных с его механическими свойствами. Песок намного тяжелее воды (2.6 гр/см³ против 1 гр/см³ у воды), а значит, он будет стремиться образовывать горки на своем пути к достижению самых отдаленных концов вновь образованной трещины гидроразрыва, что не позволит использовать максимальную длину трещины. Другим недостатком песка является его слабая механическая прочность, что приводит к его быстрому разрушению (песок выдерживает давление около 4000 PSI), которое вскоре проявит себя как вынос пропанта из скважины, а это в свою очередь создает проблему пескопроявлений и потери геомеханической устойчивости пласта-коллектора. Решение обеих этих проблем дорогостоящее, что заставляет нефтедобывающие компании искать альтернативу традиционным пропантам из песка.

Одной из новых разработок компании ЗМ в области добавок для гидроразрыва пласта явились сверхлегкие (с плотностью 1,05 гр/см³) пропанты с плотностью близкой к плотности воды (1 гр/см³)

Плотность, близкая к плотности воды наделяет сверхлегкие пропанты нейтральной плавучестью, что позволит пропантам находиться в растворе воды, не выпадая в осадок. Сверхлегкие пропанты легко достигают самых дальних концов трещины и надежно в ней фиксируются. Пропанты нового поколения созданы прочными (выдерживают давления до 8000 PSI) и, в то же время, способными к деформации, что позволяет им надежно закрепить трещину в открытом состоянии сохранив при этом свои свойства. Еще одно очень важное свойство вновь созданной трещины гидроразрыва – это ее проводимость (способность пропускать через себя определенной количество жидкости в единицу времени), чем выше проводимость трещины, тем больше нефти можно будет добыть из данной скважины.

Говоря о проводимости трещины, стоит упомянуть то, как частички пропанта (песка или сверхлегких

РИСУНОК 1. Различные структуры, образуемые пачками пропанта



пропантов) могут упаковываться (создавать определенную структуру) друг с другом при помещении их в замкнутые условия под избыточным давлением. Самая

очевидная структура упаковки для частичек песка и сверхлегких пропантов – это слой.

Пропанты могут упаковываться как в один слой, так и формировать

Только при помощи сверхлегких пропантов удастся достичь структуры «частичный монослой» в трещине гидроразрыва при закачке пропанта

несколько слоев, находящихся друг над другом. Структура, состоящая всего лишь из одного слоя пропанта, будет называться монослоем. При этом, если монослой (один слой пропанта) будет заполнен не полностью, то есть, в какой-то части слоя будет отсутствовать пропант и вместо пропанта там будет пустота, то такая структура будет носить название частичный монослой (Рис. 1).

Очень важно заметить, что только при помощи сверхлегких

пропантов удастся достичь структуры «частичный монослой» в трещине гидроразрыва при закачке пропанта.

Как показали исследования, проводимость частичного монослоя сверхлегкого пропанта превосходит проводимость 5 слоев песка 20/40 меш (фракционный состав песка). Данный факт позволяет установить, что при закачке намного меньших объемов сверхлегких пропантов, можно создать трещину с большей проводимостью, чем если бы в качестве пропанта использовался песок.

Меньшие объемы закачки сверхлегкого пропанта для

образования в трещине структуры частичного монослоя позволяют сэкономить на реагентах, необходимых для проведения гидроразрыва, таких как вода, полимеры, снизить скорость закачки, экономится время на проведение работ. Общий объем экономии в результате применения сверхлегких пропантов взамен традиционно используемого песка, в материальном выражении может составлять 25% от общей стоимости работ по гидроразрыву пласта. ●



БУРЕНИЕ В ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЕ БОЛЬШЕ НЕ ПРОБЛЕМА



Владимир Шанаенко, заместитель начальника конструкторско-технологического отдела ЗАО «Сибпромкомплект»

В настоящее время основная часть новых месторождений нефти и газа разрабатывается в северных широтах на вечной мерзлоте. Освоение месторождений в таких условиях приводит к значительному повышению капитальных затрат, связанных с необходимостью предотвращения растепления многолетнемерзлых пород.

Согласно неофициальным данным, воздействие на многолетнемерзлые породы (растепление) в результате бурения становится причиной 23% отказа технических систем и 29% потерь добычи нефти и газа.*

В случае слишком близкого расположения устьев скважин друг к другу, при эксплуатации происходит активное растепление окружающих пород, в результате чего возникают их просадки, обвалы, которые могут приводить к ряду осложнений и даже аварий в процессе бурения и эксплуатации скважин. Например, в результате образования протяженных каверн конструкция скважины может потерять продольную устойчивость и деформироваться.

Поэтому месторождения нефти и газа в северных широтах обустраиваются с достаточно большим расстоянием между устьями скважин. Например,

на Заполярном и Ямбургском газовых месторождениях расстояние между кустовыми скважинами составляет 40 м. А ведь увеличение расстояния между устьями ведет к значительному увеличению капитальных затрат, в первую очередь на отсыпку грунтов. Толщина отсыпки традиционно составляет 1-2 метра. А учитывая то, что основная доля осваиваемых месторождений разрабатывается в удаленных и труднодоступных регионах, с учетом транспортировки песок на отсыпку становится, что называется, золотым.

Эта проблема успешно решается путем применения термоизолирующего направления для теплоизоляции нефтяной скважины, которые используются как направляющие устройства при бурении нефтяных скважин, предотвращающие растепление вечной мерзлоты и обеспечивающие устойчивое положение устьев скважин.

Сближение устьев скважин значительно уменьшает расходы на отсыпку кустовых площадок из-за существенного

уменьшения размеров самой площадки. За рубежом при разработке месторождений в зоне вечной мерзлоты, применяют технологии, позволяющие максимально уменьшить размеры кустовых площадок. Например, при бурении месторождений на Аляске, расстояние между устьями составляло 9-15 м (сравните с 40 метрами в Ямбурге!). Там использовались теплоизолированные конструкции нефтяных скважин, предотвращающие интенсивное оттаивание многолетнемерзлых пород вокруг кустовых скважин и обеспечивающие эффективные тепловые режимы их эксплуатации.

Уникальное решение

Термоизолирующее направление обсадной трубы, другими словами, термокейс – запатентованная (патент №74415) технология тюменского завода «Сибпромкомплект» – одного из ведущих российских производителей трубопроводов в заводской изоляции.



В июле 2014 г. разработаны ТУ 5768-014-35349408-2014, регламентирующие производство термокейсов, согласно которым, каждая партия проходит не менее 4 этапов контроля качества.

Колонна изготавливается из стальных труб диаметром Ø530 и 820 мм (возможно изготовление других размеров) по технологии «труба в трубе» с заливкой межтрубного пространства

теплоизолирующим материалом – пенополиуретаном (ППУ).

Конструкция длиной 24 м. состоит из двух секций – верхней и нижней, соединяемых при помощи фланцев или сварным швом. Нижний элемент снабжен крепежом для временного крепления опорных деталей, упирающихся в устье скважины при установке колонны. Место соединения элементов теплоизолируется пенополиуретановыми скорлупами, далее устанавливается стальная обечайка и стягивается хомутами. После завершения монтажа опорные детали снимаются, и колонна устанавливается в рабочее положение. Пространство между колонной и скважиной заполняется цементным раствором.

Данная технология рекомендуется при неглубоких слоях многолетнемерзлых грунтов – до 30 м и температуре эксплуатации – до -60°С.

Опыт применения

В России теплоизолирующие конструкции обсадных труб вызывают большой интерес среди специалистов отрасли, однако применяются еще редко, ввиду неширокой известности.

С 2008 г. такая технология для добычи нефти успешно используется ЗАО «Ванкорнефть» на Ванкорском нефтяном месторождении в Красноярском крае.

Весной 2014 года ЗАО «Сибпромкомплект» по специальному заказу ОАО «Газпром нефть» выполнил



поставку крупной партии термоизолирующих направлений для обустройства Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на севере полуострова Ямал, в 30 км от побережья залива Обская губа, безледный период на котором длится всего три месяца – с июля по сентябрь. Добыча нефти из первой эксплуатационной скважины на месторождении началась в августе 2012 г. Начало круглогодичной добычи намечено на 2014 г. после завершения всех работ по обустройству объекта.



* <http://rosnedra.info/projects/vechmerzlota/>

Отзыв ЗАО «Ванкорнефть» (ОАО «НК «Роснефть»):

ЗАО «Ванкорнефть» уже более 4 лет активно сотрудничает с ЗАО «Сибпромкомплект» в части поставок труб и деталей трубопроводов для Ванкорского производственного участка.

Среди широкого спектра продукции, поставляемой ЗАО «Сибпромкомплект», хочется отметить термоизолирующие направления для обустройства устьев скважин, они отлично зарекомендовали себя на вечной мерзлоте.

Использование термоизолирующих направлений применяется для стабилизации грунтов под укрытием скважин. Кроме того, использование термоизолирующих направлений с применением пенополиуретана, эффективно с экономической точки зрения, в частности, выгоднее чем применение тампонажных бетонов.

Поэтому ЗАО «Ванкорнефть» активно заказывает указанную продукцию и планирует заказывать ее и в будущем.

Сравнение капитальных затрат на обустройство оснований кустовых площадок

Типовая конструкция скважины с применением	
Вариант 1: Нетермоизолирующее направление обсадной трубы	Вариант 2: Термоизолирующее направление обсадной трубы (термокейса)
Допустимое расстояние между устьями скважин (согласно проектному расчету)	
18 метров	10 метров
Затраты (по конкретному проекту на 2013 г.)	
67,4 млн руб	51,8 млн. руб
Итого затраты (включая СМР, оборудование)	
97,1 млн руб	87,9 млн руб

Преимущества

Главные достоинства применения термокейсов:

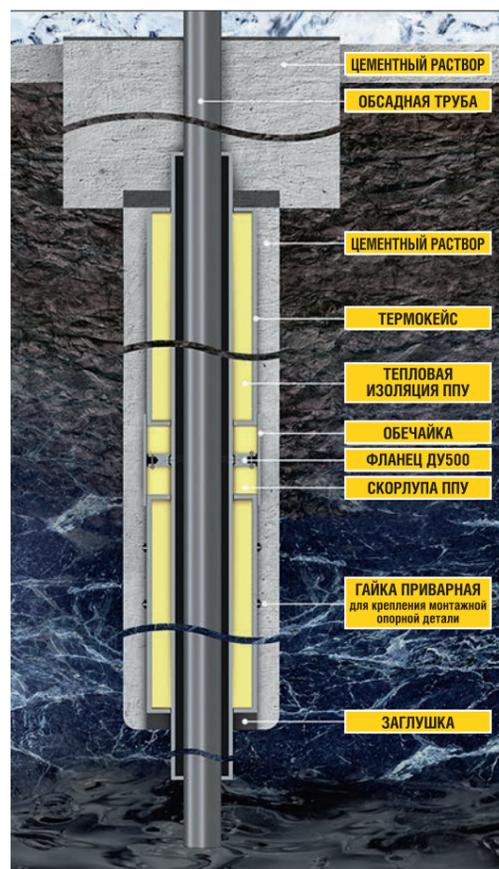
- Снижение затрат на отсыпку грунтов и уменьшение размера кустовой площадки вследствие сокращения допустимого расстояния между устьями. В частности, если сравнивать термокейсы со стандартными нетеплоизолированными направлениями, применение

разработки тюменского завода позволяет снизить это расстояние с 18 до 10 метров при одинаковых условиях. Согласно проектным расчетам, экономия только на отсыпке грунтов приводит к общей экономии на обустройстве кустовой площадки в 10%.* (по конкретному проекту 2013 г.)

- Предотвращение порчи насосного оборудования вследствие растепления многолетнемерзлых грунтов.
- Уменьшение размера кустовой площадки уменьшает площадь негативного воздействия на окружающую природу.
- Обеспечение защиты окружающей среды в районе расположения скважин.

Как видно, российские производители тоже идут в ногу с прогрессом, предлагая новые и эффективные технологии бурения на вечной мерзлоте. В условиях, когда новые месторождения расположены в труднодоступных районах севера и требуют повышенных затрат на разработку, на эти технологии стоит обратить особое внимание. ●

ЗАО «Сибпромкомплект»
625014, г. Тюмень,
Республики, 250
8 (800) 775-15-81
(звонок по России бесплатный)
www.защитатрубы.рф



10% экономия на капитальных затратах по сравнению с традиционными неизолирующими направлениями обсадной трубы



KIOGE

EXHIBITION • ВЫСТАВКА
30 September / сентябрь –
3 October / октябрь
2014
Almaty • Алматы

www.kioge.ru

CONFERENCE • КОНФЕРЕНЦИЯ
1-2
October / октябрь
2014
Almaty • Алматы

ВЕДУЩЕЕ
НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ
В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

22nd Kazakhstan International
OIL & GAS Exhibition & Conference
22-я Казахстанская международная
Выставка и Конференция
НЕФТЬ И ГАЗ



ITE MOSCOW
T +7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
T +44 (0) 207 596 5000
E og@ite-events.com



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПАРК НОВОГО ПЕРИОДА

Нефтегазовые компании, получающие дополнительную прибыль благодаря высоким ценам на нефть, готовы оплачивать улучшенный сервис по бурению, ремонту и геофизике и, соответственно, предъявляют повышенные требования в отношении качества услуг, снижения аварийности и сроков исполнения работ. Насколько успешно поставщики оборудования справляются с все возрастающими требованиями заказчика и что сегодня предлагают рынку?

Татьяна Колесникова,
главный инженер
Clean River

Компания Clean River ставит перед собой задачу поддержать Российский нефтесервис, предлагая решения, базирующиеся на передовых

технологиях, и направленные на снижение количества инцидентов при бурении, безаварийную работу и увеличение межремонтного периода.

Амбициозные планы Clean River отвечают масштабным задачам, связанным с модернизацией и обновлением парка буровых установок в России.

сервисных компаний – за счет своих технико-экономических показателей. Наша продукция не является дешевой альтернативой, а представляет собой набор решений, дающих возможность буровикам работать дольше без аварий и частых смен деталей с отработанным ресурсом.

Буровики сегодня должны быстро и безаварийно выполнять свою работу, а лишние простои в работе оборудования приводят к штрафным санкциям. Поэтому требования к комплектующим буровых установок предъявляются очень конкретные – большой срок службы и надежность.

Срок службы деталей зависит от качества материалов, способов и точности их обработки.

Мы используем материалы и технологии, которые пришли, как инновации в нашу сферу производства из космической и атомной промышленности. Это стойкие к высоким температурам, давлениям и агрессивным средам

Мы реагируем на потребности рынка, учитывая тенденции его развития и потенциал роста. Добыча нефти с каждым годом становится интенсивнее и труднее, а сокращение затрат и повышение эффективности никто не отменял. Оборудование и запасные части, с помощью которых компания Clean River обеспечивает поддержку конкурентного преимущества наших Заказчиков – буровых и

полиуретаны, хром-молибденовые добавки к традиционному чугуно. Все это дает дополнительную жизнь деталям в условиях работы с буровыми растворами и шламом, при непрерывном бурении сложных и глубоких скважин и при гидроразрыве пласта.

Наши компетенции – это гарант, что «сюрпризов» не будет

Не секрет, что в настоящее время отечественная промышленность не потянет в одиночку такую нагрузку, как обновление технического вооружения нефтесервиса. Поэтому вопрос решается с привлечением импортной техники, в том числе, и в большей степени, от производителей КНР. Уровень этих производителей разнообразный, и в погоне за дешевизной многие сталкиваются с последующими «сюрпризами», ответственность за которые, в конце концов, несет эксплуатирующая организация.

Компаньонами Clean River являются лидеры машиностроения и ведущие производители бурового оборудования Китая. Clean River располагает производственными мощностями и складскими комплексами в Санкт-Петербурге. Персонал в России и в КНР имеет профильное образование и постоянно обучается, применяя инновации в своей деятельности.

Мы предлагаем не просто техническое решение в форме высокотехнологичного оборудования и его поставки, а выгодное для нефтесервиса сотрудничество с нами! И многие российские заказчики уже оценили сотрудничество с Clean River, проведя тестирование изготовленных специально для них элементов буровых установок,

комплексов для гидроразрыва пласта, инновационных систем утилизации буровых отходов.

Вопрос обновления парка буровых установок поставлен в России остро, и есть четко установленные сроки его обновления – до 2016 г. будет

выведено большое количество морально и физически устаревших установок. Для бурения новых скважин и ремонта старых все чаще применяются мощные станки

(грузоподъемностью 320 – 450 тонн) – это ускоряет работу и ввод в эксплуатацию объекта. Интенсификация работы скважин методом ГРП требует применения комплексов гидроразрыва пласта и колтюбинговых установок. Необходимы огромные инвестиции в эту сферу и, безусловно, государственная поддержка.

Качество услуг компании гарантировано высокой квалификацией сотрудников нашей команды, их опытом, талантами, заинтересованностью в эффективной деятельности. Продукция, которую мы предлагаем нашим клиентам,

Области специализации компании Clean River:

- установки буровые мобильные и стационарные;
- комплексы гидроразрыва пласта (ГРП);
- насосы плунжерные и поршневые, предназначенные для комплектации буровых установок, комплексов ГРП, цементировочных агрегатов и т.п.;
- высокоресурсные комплектующие для плунжерных и поршневых насосов с применением технологии обработки металлов давлением (ковка, штамповка), центробежного литья, термообработки;
- шарнирные соединения для манифольдов высокого давления;
- задвижек типа ЗМС всех категорий;
- противовыбросовое оборудование и блоки управления;
- крыльчатки, шестерни инжекторов, ролики направляющие, шлицевые валы, зубчатые колеса, шинно-пневматические муфты,
- жаропрочные змеевики для печей подогрева рабочих жидкостей.

проходит контроль на всех этапах жизненного цикла, то есть качество отслеживается в период ее производства, а так же мы имеем обратную связь с нашими заказчиками и прекрасно знаем, как продукция ведет себя и что мы можем делать для ее улучшения. ●





ТРУБОПРОВОДЫ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ – настоящее и будущее



Ограничение возможностей выхода на новые международные рынки подстёгивает российские газо-нефтедобывающие компании к запуску новых проектов по строительству объектов транспортной инфраструктуры углеводородного сырья, при этом критериями успеха проектов являются качество и темпы строительства. Что может стать толчком в развитии трубопроводной системы, и какие изменения ожидают ее в перспективе?

Елена Демина,
Руководитель департамента
маркетинга и рекламы
ГК «Технология металлов»

В период с 25 по 26 июня 2014 г. в городе Пскове прошла международная научно-практическая конференция «Трубопроводы в России и за рубежом – настоящее и будущее», которая собрала руководителей более 80 крупнейших компаний по добыче, транспортировке нефти и газа, строительству магистральных трубопроводов, научно-исследовательских институтов и центров, таких как ОАО «Газпром», ОАО «НК Роснефть», ОАО «АК Транснефть», ООО «Стройгазмонтаж», KZU Holding, Московский государственный технический университет им. Н.Э. Баумана и другие компании. Инициатором и организатором конференции выступила ГК «Технология

металлов» при участии Национального Агентства Контроля Сварки.

Конференция проводилась с целью ознакомления широкого круга специалистов с передовыми российскими технологиями, направленными на повышение эффективности добычи и транспортировки нефти и газа. Особое внимание было уделено вопросам применения отечественных технологий и оборудования при строительстве магистральных трубопроводов.

Сергей Дробжев,
старший вице-президент
ГК «Технология металлов»

«Развитие российского нефтегазового комплекса диктует острую потребность в разработках и производстве инновационных продуктов для данного сектора экономики. В условиях современных рыночных отношений далеко не каждая компания, имея инновационную идею может воплотить

ее в жизнь, в силу отсутствия средств на проведение исследований, разработку и производство опытных образцов. Поэтому, только слаженная работа разработчика и потребителя инновационного продукта поможет решить вопросы развития отрасли в необходимом ключе. Разработчик должен предложить продукт необходимый рынку, а компания-потребитель найти пути и возможности его внедрения».

Одним из направлений нефтегазового сектора экономики, которое необходимо развивать быстрыми темпами, является строительство новых и ремонт уже имеющихся трубопроводных мощностей. Сварка всегда оставалась самым трудоемким процессом, определяющим качество и темпы строительства магистральных нефтегазопроводов.

В настоящее время для сварки магистральных трубопроводов широко применяются дуговые процессы, при использовании

которых остается множество нерешённых вопросов, начиная с низкой производительности процесса и заканчивая человеческим фактором от которого зависит качество работ. В то же время многие годы в России широко применялись и хорошо зарекомендовали себя отечественные сварочные технологии, в частности, контактная стыковая сварка оплавлением (КССО), которая имеет ряд преимуществ: высокая производительность; независимость качества соединения от погодных условий; не требуется предварительный подогрев, сварочные материалы и газы; небольшое количество обслуживающего персонала; полная автоматизация процесса сварки; компьютерная оценка качества сварного соединения; высокая коррозионная стойкость сварного соединения, низкий процент брака.

Марин Белолев,
сопредседатель «Болгарского союза
сварки», Болгария

«Нас, безусловно, интересуют все передовые методы сварки. В Пскове производится оборудование для контактно-стыковой сварки труб большого диаметра. На данном этапе Международный институт сварки принял на вооружение эту технологию для строительства магистральных трубопроводов».

По словам **генерального директора ЗАО «Псковэлектросвар»**, входящего в состав ГК «Технология металлов», **Вячеслава Стрелина:** «Предприятие имеет богатый практический опыт производства тяжёлого электросварочного оборудования. Начиная с 1980 года на заводе совместно с Институтом электросварки им. Е.О. Патона было освоено промышленное производство комплексов оборудования «Север-1» для контактной стыковой сварки труб диаметром 1420мм с толщиной стенки 20мм. Порядка 65 комплексов было произведено и поставлено потребителю. С помощью КССО было сварено более 70 тыс. км трубопроводов, которые успешно эксплуатируются до настоящего времени. После распада СССР, в связи с резким сокращением строительства магистральных трубопроводов спрос на комплексы упал. Строительные компании в этот период довольствовались малыми объемами строительства трубопроводов по 10–30 км/год, в прошлом имея гарантированно по 500–1000 км/год, что в итоге привело к использованию оборудования американских и европейских производителей с применением технологий дуговой сварки. Под них были разработаны и внедрены нормативные документы, требования которых ограничивали применение КССО при строительстве магистральных трубопроводов. Технология

КССО, не имеющая аналогов в мире, стала не востребованной. Тем не менее, по имеющимся опубликованным данным при КССО зарегистрирован самый низкий процент забракованных соединений по сравнению с другими способами сварки неповоротных стыков труб».

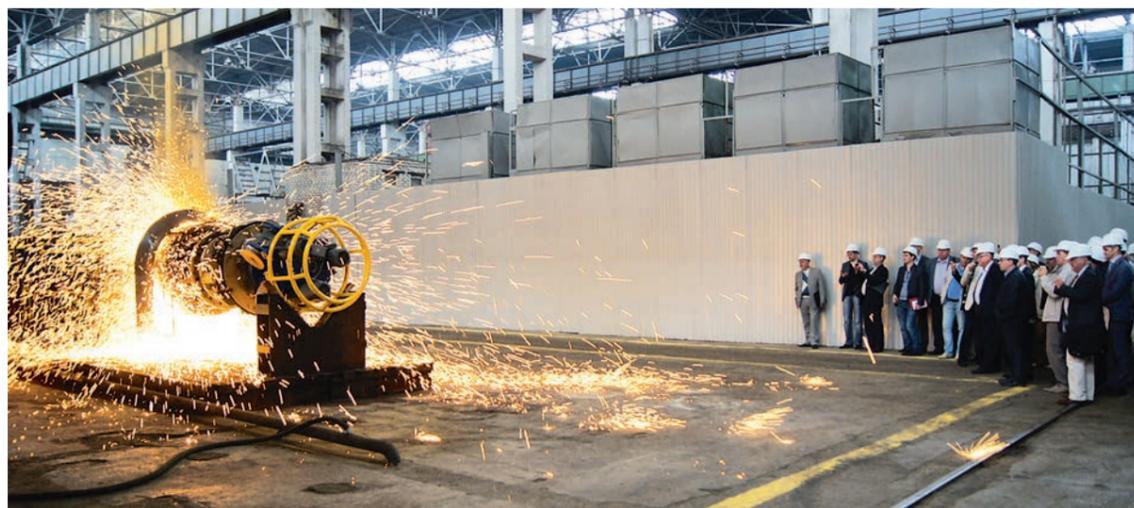
Начиная с 2009 года ЗАО «Псковэлектросвар» при участии Института электросварки им. Е.О.Патона, «Газпром ВНИИГАЗа», МГТУ им. Э.Н.Баумана занимается возрождением на новом техническом уровне технологии КССО.

Возобновлению технологии способствует и то, что за последнее время появилась возможность серьёзно усовершенствовать системы управления и диагностики сварочной техники за счет использования современных электронных компонентов и минимизировать влияние человеческого фактора на качество сварки.

Сергей Дробжев,
старший вице-президент
ГК «Технология металлов»

«Мы активно занимаемся инновационными разработками в сфере создания и усовершенствования технологии контактно-стыковой сварки труб большого диаметра и считаю, это поможет исключить импортозависимость российских нефтегазовых компаний, что само по себе является важной составляющей развития экономики страны в целом».





Как уточняет **Вячеслав Стрелин**, в настоящее время по комплексному проекту Министерства Образования и Науки, ЗАО «Псковэлектросвар» при участии МГТУ им. Н.Э. Баумана выполнило работу по «Разработке инновационной высокопроизводительной технологии и промышленному освоению производства отечественного комплекса оборудования для комбинированной сварки и контроля качества сварных соединений газо- и нефтепроводов большого диаметра».

В связи с чем, одним из актуальных направлений деятельности ЗАО «Псковэлектросвар» сегодня в области трубосварки является разработка и производство комплексов оборудования контактно-стыковой сварки труб различных диаметров.

Уже сейчас, разработанные комплексы КСС-01, КСС-04, КСС-08, предназначенные для сварки труб диаметром 1220мм, 1420мм и 114-325мм соответственно, прошли серию полевых испытаний в различных климатических условиях и показали положительные результаты. С этой целью на ЗАО «Псковэлектросвар» был создан Испытательный лабораторный центр (ИЛЦ), оснащенный современным испытательным оборудованием, ведущих мировых производителей, который позволяет проводить широкий комплекс испытаний металлов и образцов сварных соединений. ИЛЦ аккредитован в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2006 и СДА-15-2009. Более того, технология КССО показала более низкую себестоимость сварки

стыков по сравнению с дуговыми процессами. **Вячеслав Стрелин** уверен, что новые разработки «Псковэлектросвара» будут востребованы рынком в самом ближайшем времени.

Комплексы КСС-01 и КСС-04 предназначены для контактной стыковой сварки труб в непрерывную нитку трубопровода из сталей класса прочности Х52-Х80 диаметром 1220 мм с толщиной стенки от 8-16 мм и диаметром 1420 мм с толщиной стенки до 27 мм соответственно. Обеспечивают контролируемое удаление грата непосредственно после сварки внутри и снаружи трубы, а также термическую обработку стыка.

Комплекс КСС-08 предназначен для контактной стыковой сварки труб диаметром 114 – 325 мм с толщиной стенки до 12 мм.

Ещё одним актуальным направлением развития нефтегазовой отрасли является совершенствование материалов и технологий, используемых при разработке, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин.

Своё видение ситуации развития технологий в нефтегазовой отрасли выразил **генеральный директор ООО «Псковгеокабель»**, которое также входит в состав ГК «Технология металлов», **Андрей Робин:**

«Современный этап развития нефтегазовой промышленности

можно охарактеризовать поиском новых материалов и новых технологий предназначенных для повышения эффективности методов добычи и транспортировки углеводородов. Все чаще производится замена металлических трубопроводов на полимерные или полимерно-армированные трубопроводы, что обусловлено уникальными свойствами полимеров.



Уже сегодня полимерные армированные трубопроводы нашли широкое применение в области транспортировки нефти, газа, а также различных технических жидкостей на большие расстояния под высоким давлением. В мире существует несколько производителей подобных труб. Россия одна из стран, где разрабатываются и производятся полимерно-армированные трубы для нефтяной и газовой промышленности. Одним из российских разработчиков

является ООО «Псковгеокабель». Особенностью разработок предприятия является не только полимерно-армированные трубы для транспортировки углеводородов, но и трубы для эффективной эксплуатации и ремонта действующего фонда нефтяных и газовых скважин.

Одним из примеров применения новой технологии с использованием полимерной армированной трубы стало использование ее в качестве концентрической лифтовой колонны в газовой скважине.

Первое применение полимерной армированной трубы в качестве концентрической лифтовой колонны в газовой скважине было осуществлено российскими специалистами в ноябре 2013 г. Уникальность этого применения заключается в том, что спуск трубы был произведен без глушения в работающую скважину №514 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Реализация такого нестандартного решения стала возможна благодаря работе специалистов ООО «Псковгеокабель» по созданию полимерной армированной трубы с высокими техническими характеристиками, комплекса оборудования для спуска трубы без глушения в тесном сотрудничестве со специалистами Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО «Газпром» и сотрудников ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Данный факт открывает новые возможности в развитии направления по реконструкции старого фонда газовых скважин

и создаёт предпосылки для совершенствования старых и разработки новых (инновационных) технологий в газовой промышленности, существенно повышающих эффективность добычи углеводородов, ремонта скважин без их глушения и проведения различных геофизических исследований».

Евгений Чердынцев, генеральный директор ОАО «Научно-технический центр «Энергосбережение», г. Тюмень

«Наша компания сотрудничает с ООО «Псковгеокабель» и это сотрудничество способствует плодотворной работе, облегчает добычу нефти и газа в суровых климатических условиях».

Сегодня ООО «Псковгеокабель» выпускает полимерные армированные трубы в широком диапазоне диаметров для внутрискважинного применения и трубопроводы для выкидных линий. Имея множество инновационных идей, тем не менее, предприятие ощущает определённые сложности с внедрением новых разработок на практике. Это связано с рядом проблем, таких например как отсутствие нормативной базы, необходимость значительных финансовых вложений и при большой потребности в новых разработках самой отрасли – отсутствие заинтересованности на местах.

Группа компаний «Технология металлов» уверена, что прошедшая конференция

даст новый импульс развитию взаимоотношений предприятий холдинга и ведущих компаний, работающих в нефтегазовой отрасли страны.

Президент «Концерн Интерсвар» Сергей Журавлёв, подводя итоги конференции, отметил:

«Новые перспективные разработки, выполненные специалистами компании совместно с ведущими научными организациями страны, показали пример взаимодействия науки и производства в реализации проектов импортозамещения.

Уже сегодня рассматриваются ряд направлений совместной деятельности по внедрению новых разработок в области повышения отдачи истощенных месторождений углеводородов, а также в сфере применения контактной стыковой сварки при строительстве магистральных газопроводов.

По мнению специалистов, подобная конференция должна проводиться ежегодно и являться трибуной для обсуждения новых идей, постановки задач и способствовать внедрению в жизнь передовых разработок отечественной науки и промышленности».

Группа компаний «Технология металлов» – производственно-промышленный холдинг, объединяющий предприятия кабельного, машиностроительного и металлургического производств. Компания основана в 1991 году.

В состав ГК «Технология металлов» входят: ОАО «Псковский кабельный завод»; ООО «Псковгеокабель»; ЗАО «Псковэлектросвар»; ЗАО «ГИСприбор-М»; ЗАО «Завод Точлит» и ООО «ТЕХНОКАБЕЛЬ М».



ГК «Технология металлов»
119 571, г.Москва,
Ленинский пр-т, д.121/1, корп.2
Тел./факс: (495) 781-06-16 /
781-06-15
market@tmet.ru / www.tmet.ru



ЧАСТНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ В ГАЗОМОТОРНУЮ ИНФРАСТРУКТУРУ



Российский рынок газомоторного топлива активно развивается. Главным стимулом динамичного роста новой отрасли является государственная поддержка. Масштабные планы руководства страны по переводу отечественного автотранспорта на природный газ требуют создания обширной газозаправочной сети. Мировая практика показывает, что самым эффективным решением для ускоренного создания газомоторной инфраструктуры является привлечение частных инвестиций. Комплексным развитием рынка занимается специализированная компания «Газпром газомоторное топливо». Сегодня она разрабатывает и предлагает частному бизнесу различные варианты сотрудничества

Инвестиционная привлекательность российского рынка газомоторного топлива обусловлена рядом причин. Во-первых, он находится в фазе динамичного роста. Действующая на территории страны сеть газовых заправочных станций показывает стабильный рост продаж сжиженного природного газа. Так в период с 2008 по 2013 год реализация этого вида топлива выросла на 26% или 85 млн м³. Одновременно с этим в России увеличивается количество газобаллонных автомобилей.

Только за прошлый год их продажи возросли в два раза. Автопроизводители налаживают серийный выпуск различных моделей газомоторного транспорта: в первую очередь автобусов и коммунальной техники.

Во-вторых, развитие газомоторной отрасли – государственная задача. План по газификации автотранспорта в мае прошлого года был поставлен Президентом России Владимиром Путиным. Согласно целевым показателям к 2020 году на использование природного газа в качестве

моторного топлива должно перейти до 50% общественного транспорта крупных городов. В данных условиях потребление сжиженного природного газа составит порядка 10 млрд м³ в год.

Для реализации планов правительства страны и комплексного развития новой отрасли «Газпром» создал специализированную компанию – «Газпром газомоторное топливо». Сегодня её ключевая задача – строительство обширной газозаправочной сети. Для эффективного воплощения столь

масштабного инфраструктурного проекта компания разрабатывает и предлагает участникам рынка схемы сотрудничества. В первую очередь они предназначены для предпринимателей, которые хотят реализовать свои бизнес-идеи в области создания газомоторной инфраструктуры.

Газовая франшиза

Российским предпринимателям хорошо знаком такой инструмент партнерства как франшиза. Он давно практикуется частными инвесторами при сотрудничестве с крупными жидкотопливными операторами. Схема работы по франчайзингу при строительстве газовой АЗС мало чем отличается от «бензинового» аналога. Предприниматель за собственные средства строит АГНКС и оплачивает компании роялти за использование бренда. «Газпром газомоторное топливо» в свою очередь осуществляет рекламную поддержку, обеспечивает согласование подключения

и выделения объемов газа, а также консультирует в выборе оборудования. Это значительно экономит время инвесторов, не обладающих специальными знаниями в газовой отрасли.

Когда новая газовая заправочная станция выходит на определенный уровень загрузки компания может произвести выкуп объекта по фиксированной стоимости.

Для обеспечения потребителей гарантией качества реализуемого топлива компания предусмотрела обязательный пункт – заключение договора на поставку газа только с дочерней компанией Группы Газпром.

Главное преимущество франшизы – это принцип «одного окна». Все согласования производятся компанией, а инвестор лишь встраивается в отлаженный бизнес-процесс.

Короткие инвестиции

Следующий вид сотрудничества – финансовое инвестирование.

Он предназначен для предпринимателей, которым интересен быстрый возврат вложений. Согласно заключенному договору инвестор строит газую АЗС строго в соответствии с требованиями компании. Они включают в себя местоположение объекта, его внешний вид и технические характеристики. Партнер может предложить для строительства АГНКС и собственный участок, если он будет соответствовать необходимым требованиям. По завершению всех работ и проведения экспертизы компания выкупает АГНКС по фиксированной стоимости.

Взаимодействие с частными инвесторами – важный аспект развития газомоторного рынка. Подобное сотрудничество позволяет значительно ускорить развитие газозаправочной инфраструктуры, а бизнесменам совершать предсказуемые инвестиции на новом и перспективном рынке.

КОММЕНТАРИЙ

Перспективы использования газомоторного топлива

Р. Галиулин,
ИФПБ РАН

« Приоритетным направлением замены традиционных видов моторного топлива во многих странах мира является природный газ как в сжиженном (сжатом), так и в компримированном виде. Причиной выбора этих видов природного газа в качестве газомоторного топлива является их преимущество по таким характеристикам, как экологичность, энергообеспеченность и низкая стоимость. Так, применение природного газа в сравнении с традиционным нефтяным топливом понижает содержание вредных компонентов выхлопных газов: оксидов углерода, азота и углеводородов соответственно до 80, 70 и 45%. Использование природного газа в качестве моторного топлива преследует две основные цели: 1) экономии средств на приобретение топлива, так как цена эквивалентного количества газа значительно (до 30–50%) ниже, чем дизельного топлива или бензина; 2) обеспечение устойчивого топливоснабжения в перспективе с учетом динамики добычи нефти и газа, их сравнительных запасов и прогнозов истощения месторождений.

Какие же меры, способствующие успешному развитию индустрии газомоторного топлива,



имеются на сегодняшний день? Так, в большинстве стран, в которых природный газ используется в качестве моторного топлива, действует система стимулирования, включающая как меры поощрения, так и меры принуждения. При этом на государственном и региональном уровнях приняты нормы прямого действия, способствующие расширению использования природного газа на транспорте. Меры стимулирования, применяемые в отношении природного газа можно условно подразделить на организационные, нормативно-технические и финансовые. Так, к числу организационных мер можно отнести: запрет на использование дизельного топлива на автомобилях малой и средней грузоподъемности (пассажироплощадности); запрет на использование любых углеводородных видов моторного топлива, за исключением, в частности, компримированного



природного газа, в муниципальных и мусоросборочных автомобилях; запрет на строительство автозаправочных станций (АЗС) без блока заправки машин компримированным природным газом и др. К числу нормативно-технических мер можно отнести: благоприятные нормы технологического проектирования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС), освобождение баллонов от периодического переосвидетельствования на весь паспортный срок эксплуатации и др. К числу финансовых мер можно отнести: выделение грантов и дотаций на приобретение автомобилей, работающих на компримированном газе, газобаллонного оборудования и строительство АГНКС; ограничение предельной розничной цены на компримированный природный газ и др.

Насколько выгодно сегодня инвестировать в строительство газомоторных АЗС?

Иван Хромушин,
Аналитик
Газпромбанк

« Рынок газомоторного топлива в России имеет серьезный долгосрочный потенциал роста. При значительно более низкой цене по сравнению с традиционными бензином и дизтопливом развитие продаж газомоторного топлива представляет собой премиальный канал сбыта для российских производителей газа, требующий однако значительных вложений в инфраструктуру. Наиболее

привлекательные возможности имеются для компаний с крупными существующими сетями АЗС и мощностями по производству газомоторного топлива. При этом дополнительный потенциал, позволяющий быстрее окупить затраты, открывает возможность постепенного сокращения спреда между газомоторным и традиционными видами топлива.

Для развития рынка также необходима работа по стандартизации и сертификации газового оборудования на наиболее популярные модели автомобилей, получению одобрений на использование газомоторного топлива и применения дополнительного оборудования у производителей, организации заводского выпуска би-топливных моделей автотранспорта, разработки системы льгот для транспорта, использующего газомоторное топливо, в т.ч. по транспортному налогу, стоимости парковок и т.д. Данные меры повысят безопасность использования газомоторного топлива, уверенность потребителей и увеличат привлекательность его использования на транспорте.

Схема работы по франчайзингу может быть привлекательна для операторов уже имеющих газозаправочные станции в составе своих сетей, либо имеющие возможность обустройства газовой инфраструктуры на существующих АЗС.

Для потенциальных инвесторов наиболее привлекательными может стать сотрудничество с операторами сетей АЗС (в том числе по франчайзингу) и производителями газомоторного топлива. Для владельцев сетей АЗС привлекательным может стать заключение долгосрочных контрактов с производителями газомоторного топлива. ●



НЕДЕЛЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕХИМИИ В МОСКВЕ

При поддержке Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков



Euro Petroleum Consultants

SHARING KNOWLEDGE,
SHAPING BUSINESS

СПОНСОРЫ:



A Honeywell Company



Engineered to Innovate



The miracles of science™



8 - 11 сентября 2014, Рэдиссон САС Славянская, Москва

RPTC

13я Конференция и выставка по технологиям нефтехимии России и стран СНГ
8 - 9 сентября 2014

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

RRTC

14я Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки России и стран СНГ
10 - 11 сентября 2014

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



Неделя нефтепереработки и нефтехимии в Москве представит:

- 4 дня интенсивного делового общения
- Возможность встретиться с более чем 450 делегатами
- более 50 докладов от экспертов отрасли на актуальные темы, основанные на практических примерах и реальных проектах
- Возможность посетить более 30 выставочных стендов
- 4 коктейля в изысканной обстановке для установления деловых контактов

Зарегистрируйтесь на www.europetro.com

ДОЖИМНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ УСТАНОВКИ для подготовки различных типов газа



Двухступенчатые ДКУ обеспечивают топливом 4-й энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ-1



Компрессорные установки низкого давления на ЦППН НГДУ «Комсомольскнефть»

КРИТЕРИИ ВЫБОРА

Правильный выбор ДКУ зависит от производственных и технологических возможностей, надежности и ресурса газодожимного оборудования. Рассмотрим эти факторы на примерах дожимных компрессорных установок от компании ЭНЕРГАЗ.

Возможности компримирования.

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

В энергетике винтовые компрессорные установки могут снабжать топливным газом турбины с широким диапазоном мощности (1...200 МВт). При необходимости ДКУ ЭНЕРГАЗ оснащаются поршневыми компрессорами, которые обеспечивают более высокое выходное давление газа и могут функционировать с большей производительностью.

В нефтегазовой отрасли особого внимания специалистов заслуживает уникальная способность наших ДКУ подготавливать попутный газ при крайне низких значениях входного давления. Технологическая задача компримирования

низконапорного ПНГ решается с учетом особенностей конкретных промыслов. Месторождения оснащаются так называемыми «малыми» компрессорными станциями, основу которых составляют ДКУ низкого давления.

В случае если давление газа приближено к вакууму (от 0,001 МПа), применяются вакуумные компрессорные установки.

Важен также специфический опыт работы с тяжелыми нефтяными газами плотностью до 3,0 кг/м³ и агрессивным газом с высоким содержанием соединений серы.

Условия эксплуатации и способ исполнения. Установки изготавливаются в двух базовых вариантах: блочно-модульные и ангарного типа на открытой раме.

Для районов Крайнего Севера ДКУ производят в арктическом исполнении, с учетом экстремальных условий (минимальная температура воздуха – до минус 60°C, температура наиболее холодной пятидневки – до минус 50°C).

Все компрессорные установки поставляются на объект в максимальной заводской готовности, когда оборудование



Олег Шершнеv,
заместитель генерального
директора
ООО «ЭНЕРГАЗ»



Иван Чернов,
ведущий специалист отдела
продвижения
ООО «ЭНЕРГАЗ»

Газ имеет колоссальное значение для развития цивилизации. И пока умудренные эксперты рассуждают о перспективах газовой эпохи, специалисты-практики неустанно заботятся о насущных проблемах газовой добычи и транспортировки, повышении эффективности газового топлива в энергетике, полноценном использовании газа при переработке.

Газом надо как следует позаниматься, прежде чем «голубой поток» чудесным образом обратится в электричество, тепло, разнообразную продукцию химической промышленности и горючее для автомобилей. Роль «волшебной палочки» в этом превращении отведена важнейшему технологическому процессу – подготовке газа.

Газ различен по составу и разнообразен по типу – природный, попутный нефтяной, шахтный, сланцевый, биогаз. Каждый тип газа обладает только ему присущими физико-химическими свойствами. Газ

делится и по функциональным признакам: магистральный, сжиженный, топливный, импульсный, низконапорный, пусковой, сырьевой, бытовой.

Поэтому подготовка исходного газа на разных этапах использования имеет особенности и ведется с учетом типа, состава и назначения газа. Перед профессионалами-газовиками, энергетиками, химиками возникает специфический набор инженерных задач, связанных с газоподготовкой. В этом процессе важная роль отводится компримированию газа с помощью дожимных компрессорных установок.

Дожимные компрессорные установки (ДКУ) применяются в нефтегазодобывающей отрасли, энергетике, нефтегазохимии, других секторах промышленности. Ко всем ДКУ различных модификаций предъявляются индивидуальные требования, вытекающие из сферы применения, особенностей проекта и условий эксплуатации.



Дожимная компрессорная станция ангарного типа для ГТЭС-36 Северо-Лабатьюганского м/р



ДКУ от компании ЭНЕРГАЗ эксплуатируются в экстремальных условиях Крайнего Севера

уже смонтировано и испытано в заводских условиях. При непрерывной эксплуатации наработка ДКУ «на отказ» – не менее 10 тыс. часов, ресурс до среднего ремонта – 30 тыс. часов, ресурс до капитального ремонта – 80 тыс. часов. Предельное время восстановления работоспособности – 24 часа. Срок службы – не менее 20 лет.

Помимо эксплуатационных технологических систем, установки оснащаются системами жизнеобеспечения (вентиляция, обогрев, освещение) и безопасности (газодетекция, пожарообнаружение и пожаротушение).

Параметры газа. Определение состава, плотности, температуры и давления исходного газа – важнейшее условие для проектирования и успешной эксплуатации компрессорных установок. Точное соблюдение проектных параметров газа на нагнетании – основной критерий эффективности ДКУ.

- **Требования к составу газа.** Присутствие механических твердых загрязнений в топливном газе чаще всего ограничивается величиной 0,5...1 мг/м³, при максимальном размере частиц 10...40 микрон. Жидкая фракция, которая включает в себя остаточное содержание масла, воду, жидкие фракции углеводородов

(конденсат), как правило, ограничивается величиной 2...5 ppm (ppm – миллионная часть объема). Для современных камер сгорания газотурбинных установок эти требования достигают 0,5...1 ppm.

- **Обеспечение чистоты газа.** В случае, когда ДКУ эксплуатируется на попутном газе, в установку включается дополнительный элемент системы фильтрации – входной двухступенчатый фильтр-скруббер. Также проводится детальный анализ компонентного

состава, производятся расчёты в специальной программе, создающей теоретическую модель поведения газа при определенной температуре и давлении. Это дает возможность безошибочно определить рабочий диапазон температур масла и газа, позволяющий превысить точку образования росы для перекачиваемого ПНГ. В результате, исключается образование конденсата в рабочих ячейках компрессора.

Учитывая, что в винтовом маслозаполненном компрессоре в процессе компримирования газ смешивается с маслом и на выход поступает газомасляная смесь, для сепарирования масла из газа устанавливается фильтр-сепаратор и каскад специальных коалесцентных фильтров. Этим обеспечивается полная очистка газа от масла. Газ на выходе из компрессорной установки содержит в себе не более 3 ppm масла. По желанию заказчика на ДКУ устанавливаются фильтры дополнительной очистки, после которых эта величина не превышает 0,5 ppm.

- **Температура нагнетания газа.** При использовании ДКУ в энергетике температура подачи газа в турбины может колебаться от +40 до +150°С. Газы, которые в условиях нагнетания имеют высокую температуру точки росы, являются наиболее сложными в газоподготовке. Во избежание выпадения конденсата температуру топливного газа необходимо удерживать в

узком диапазоне. Задача эта может усложняться высокими требованиями к чистоте газа и перепадом температур окружающей среды. Такую проектную проблему способен решить производитель, обладающий инженерным опытом и знаниями в области поддержания температуры нагнетания газа.

Регулирование производительности ДКУ.

Регулирование производительности компрессорной установки осуществляется при помощи двухуровневой системы, что позволяет максимально быстро и корректно реагировать на изменение режима работы сопряженной газотурбинной установки или изменение параметров входного газопровода.

Для изменения производительности в диапазоне 15...100% применяется функция объемного регулирования через золотниковый клапан компрессора.

Это снижает эксплуатационные расходы, так как потребляемая мощность главного электродвигателя в режиме золотникового регулирования практически пропорциональна производительности компрессорной установки.

Для регулирования производительности в диапазоне 0...15% ДКУ ЭНЕРГАЗ оснащают байпасной линией (перепускным клапаном), которая обеспечивает работу в режиме рециркуляции, позволяет установке функционировать при нулевом расходе в период наладки оборудования, а также дает возможность моментально реагировать на резкое изменение нагрузки.

Автоматизированная система управления.

ДКУ ЭНЕРГАЗ снабжены автоматизированной системой управления (САУ), которая поддерживает установку в рабочем режиме, обеспечивая требуемые эксплуатационные параметры, в том числе параметры масла, газа, охлаждающей жидкости. САУ управляет системами жизнеобеспечения и безопасности ДКУ, а также обеспечивает связь с верхним уровнем АСУ ТП. В составе компрессорной станции связанные между собой САУ нескольких

компрессорных установок выполняют функцию группового регулирования и координируют работу этих ДКУ.

Автоматизированная система управления может размещаться как в отдельном укрытии, так и внутри блок-модуля дожимной компрессорной установки.



Отсек САУ расположен внутри блок-модуля компрессорной установки

В этом случае отсек управления отделяют от технологической части газонепроницаемой перегородкой.

Комплектация ДКУ.

Комплектация дожимных компрессорных установок индивидуальна для каждого проекта, учитывает качество и состав исходного газа, условия эксплуатации, параметры сопряженного оборудования, область применения.

При наличии особых проектных требований заказчика, ДКУ ЭНЕРГАЗ могут осуществлять (помимо доочистки и компримирования) учет объема газа, осушку, дополнительное охлаждение, редуцирование газа и ряд других функций.

Для этого в комплект поставки включается специальное оборудование: блок учета газа, адсорбционный или рефрижераторный осушитель, чиллер (холодильная установка), система редуцирования, потоковый хроматограф для определения состава и теплотворной способности газа (калориметр), измеритель температуры точки росы газа по влаге и углеводородам с устройством отбора проб, ресивер, поточный вискозиметр.

При компримировании низконапорного и тяжелого (жирного) попутного нефтяного

газа ДКУ оснащают системой быстродействующих клапанов на входе и выходе газа, автоматической дренажной системой для откачки конденсата из фильтра-скруббера, датчиком содержания кислорода и дополнительными измерительными приборами.

Резервирование элементов.

Зачастую ДКУ эксплуатируются без резервной установки. В такой ситуации резервируют некоторые элементы оборудования. Так, сдвоенные фильтры маслосистемы обеспечивают безостановочную работу компрессорной установки при засорении основного фильтра – с переходом на резервный фильтр. Это также касается резервирования маслососов и насосов системы охлаждения. Причем переключение на резервные элементы осуществляется автоматически.

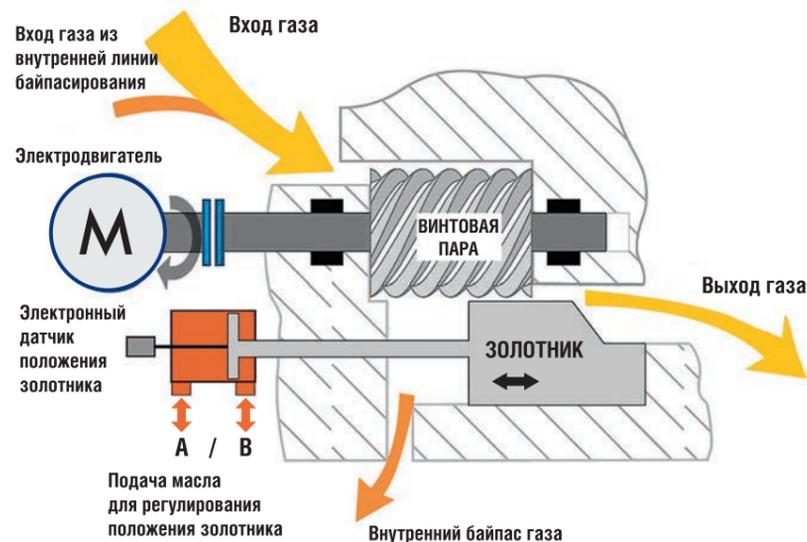
ЧЕРЕЗ ПРЕИМУЩЕСТВА – К НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВУ

Итак, названы наиболее важные критерии, которые желательно учитывать при выборе газодожимных компрессорных установок. Уместны также рекомендации по подбору производителя и поставщика ДКУ – компетентного, надежного и долговременного партнера. В основе этого выбора лежат гарантии своевременного и пунктуального исполнения проектных требований, практический опыт и инженерные знания специалистов, способных уберечь заказчика от упущений и ошибок.

Отметим некоторые преимущества сотрудничества с компанией ЭНЕРГАЗ – официальным представителем швейцарской промышленной группы ENERPROJECT:

Индивидуальное проектирование.

Способность производителя разрабатывать проекты по индивидуальным требованиям заказчика, без увеличения стоимости «за индивидуальный подход». Готовность предложить ДКУ в разных исполнениях с учетом условий эксплуатации на конкретном объекте.



Регулирование производительности ДКУ через золотниковый клапан компрессора

Опыт эксплуатации.

Значительная практика универсального применения дожимных компрессорных установок в различных отраслях промышленности. Уникальность опыта работы на попутном нефтяном газе. Наличие филиалов и складов запасных частей в регионах России. Возможность лично оценить, с какими турбинами эксплуатируются ДКУ, на каких типах газа они функционируют. Для принятия более обоснованного решения ЭНЕРГАЗ приглашает потенциальных заказчиков посетить завод-изготовитель и объекты, на которых наши ДКУ применяются продолжительное время.

Комплексный сервис. После доставки ДКУ на объект мы не только осуществляем шефмонтаж и пусконаладочные работы.

Наши сервисные специалисты проводят индивидуальные испытания ДКУ, контролируют работу установок в ходе комплексных испытаний сопряженного оборудования или энергообъекта в целом, обучают эксплуатационный персонал заказчика. Эксплуатация компрессорных установок сопровождается регулярным техническим обслуживанием.

Качество и своевременность этих работ основаны на опыте и компетентности инженеров нашей компании.

Таким образом, эксплуатационная надежность ДКУ от компании



Монтаж аппарата воздушного охлаждения на компрессорную установку

ЭНЕРГАЗ достигается комплексом следующих факторов:

- индивидуальные инженерные решения, учитывающие состав и особенности газа;
- обоснованный подбор и применение специальных материалов, марок стали и комплектующих;
- высокий уровень автоматизации, резервирования и безопасности;
- комплексные заводские испытания ДКУ;
- система контроля качества ISO 9001;

- максимальная степень заводской готовности при поставке;
- квалификация инженерного персонала, качество предпусковых работ и сервиса;
- подтвержденный ресурс и ремонтпригодность в любых условиях, включая экстремальные.

В профессиональном инженерном сообществе сложилась традиция – решение сложных и нестандартных технологических задач доверять коллективам, многократно проверенным на практике. Такой опыт компримирования различных типов газа с применением современных ДКУ сосредоточен сегодня в ЭНЕРГАЗе.

В общей сложности более 150 ДКУ от компании ЭНЕРГАЗ эксплуатируются в энергетике и нефтегазовой отрасли России и стран СНГ. Более 40 установок находятся сегодня на различных стадиях подготовки к пуску. ●



105082, Москва,
ул. Б. Почтовая, 34, стр. 8
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
info@energaz.ru
www.energaz.ru



Своевременное ТО – залог надежности и эффективности оборудования



12-я Международная выставка «Газ на транспорте»

**14 – 16 октября 2014
Москва, ВДНХ (ВДЦ),
павильон 75**

Получите пригласительный билет



на сайте www.gassuf.ru

- Автомобильная техника на газомоторном топливе
- Газобаллонное оборудование и топливные системы для автотранспорта
- Оборудование и проектные решения для газозаправочных станций

- Передвижные автомобильные газозаправщики
- Компрессорное оборудование
- Автокомпоненты
- Оборудование и услуги по переоборудованию техники на газомоторное топливо

Организатор:



Тел.: +7 (495) 935 81 00
E-mail: gassuf@ite-expo.ru

Генеральный информационный партнер:



Официальная газета выставки:



Полнокомплектный ГПА для утилизации ПНГ

Альберт Ахметзянов,
заместитель генерального
директора по научной работе
ЗАО «НИИтурбокомпрессор
им. В.Б. Шнеппа»
(ОАО «Группа ГМС»)

Фарид Сарманаев,
главный инженер проекта
отдела управления проектами
ЗАО «НИИтурбокомпрессор
им. В.Б. Шнеппа»
(ОАО «Группа ГМС»)

Алексей Бикетов,
главный инженер
ОАО «СибурТюменьГаз»,
(ОАО «СИБУР Холдинг»)

В настоящее время в России разрабатывается более 1250 нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. Помимо добычи нефти добывается также и попутный нефтяной газ (ПНГ) – ценнейшее сырьё для производства продуктов нефтегазохимии. Попутный газ, как правило, растворён в нефти, но также может скапливаться в виде шапки над нефтью. Сразу после извлечения пластового флюида из скважины на месторождении происходит обработка и подготовка нефтегазовой жидкости до товарной нефти, которая затем поступает в трубопровод и транспортируется потребителю. По-другому обстоит дело с нефтяным газом.

В российском ТЭК около 98% попутного газа обеспечивают нефтедобывающие компании. Стоит отметить, что промышленная инфраструктура российских нефтяных компаний исторически ориентировалась на добычу нефти. По этой причине газ, выделившийся в результате подготовки товарной нефти, на большинстве нефтегазодобывающих предприятий сжигался в факелах. Согласно имеющимся оценкам уровень использования попутного

нефтяного газа в целом по России за 2006 год не превышал 66% (добыто 41,5 млрд. м³), из которых 38% (15,5 млрд. м³) поставляется на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ), а 28% (11,8 млрд. м³) – на собственные нужды промысла (самообеспечение электроэнергией, теплом и т.д.).

По итогам 2011 года на полезное использование пришлось 75,5% от общего объема ПНГ, в 2012 г. – 76,2%, в 2013 году планировалось выйти на уровень 79%. Показателен опыт Норвегии, которая смогла добиться практически 100% полезного использования данного ресурса.

Таким образом, более 20% попутного нефтяного газа сжигалось в факелах, что оказывало значительный экологический ущерб, не говоря уже об упущенной экономической выгоде.

В связи с экологическими требованиями и в целях повышения рентабельности производства добычи нефти в настоящее время большое внимание уделяется

Компрессорная станция, состоящая из полнокомплектного ГПА на базе компрессора 6ГЦ2-375/4-77 ГТУ (Ноябрьский ГПК)



переработке и утилизации попутного нефтяного газа. Для этих целей в ОАО «СибурТюменьГаз» на базе Вынгапуровской компрессорной станции (КС) предусмотрено создание ГПЗ по переработке попутного нефтяного газа.

В 2011 г. ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа» выполнило проект, а в 2012 г. ОАО «Казанькомпрессормаш» изготовило и поставило полнокомплектный газоперекачивающий агрегат (ГПА) на базе компрессорной установки с газотурбинным приводом (ГТП) 6ГЦ2-375/4-77 ГТУ на Вынгапуровскую компрессорную станцию Ноябрьского ГПК (ОАО «СибурТюменьГаз»). «НИИтурбокомпрессор» и «Казанькомпрессормаш» входят в машиностроительный холдинг ОАО «Группа ГМС».

ГПА предназначен для компримирования попутного нефтяного газа, поступающего с месторождений ООО «Газпромнефть» до давления 7,6 МПа для дальнейшей его переработки на установке низкотемпературной конденсации и ректификации. Агрегат выполнен в блочно-контейнерном исполнении.

Основные параметры ГПА на базе компрессорной установки 6ГЦ2-375/4-77 ГТУ:

- производительность, приведенная к нормальным условиям (20°С и

0,101 МПа), м³/час (м³/мин.) – 90000 (364,06);

- давление в ГПА, МПа (абс.) – 0,4;
- давление из ГПА, МПа (абс.) – 7,6.

При создании агрегата приняты наиболее прогрессивные технические решения, используемые в настоящее время в мировой практике создания газоперекачивающих агрегатов, среди которых:

- компоновка компрессора в легкосборном укрытии;
- применение высокоэффективной проточной части компрессора, размещенной в одном корпусе;
- использование газодинамических «сухих» уплотнений (СГДУ) ротора компрессора (разработка и производство ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б.Шнеппа», Группа ГМС);
- применение современной системы автоматического управления, обеспечивающей функции управления и регулирования всех систем агрегата (в т.ч. газотурбинного двигателя);
- применение газовой углекислотной системы автоматического пожаротушения;
- комплектация компрессора байпасным клапаном с использованием совершенной системы антипомпажного регулирования и защиты;

- поставка агрегата в полной заводской готовности, с проведением контрольной сборки на предприятии – генеральном поставщике.

Агрегат состоит из функционально завершенных транспортабельных блоков полной заводской готовности, стыкуемых на объекте. Оборудование агрегата располагается в легкосборном укрытии и за его пределами.

Основными компоновочными единицами установки являются:

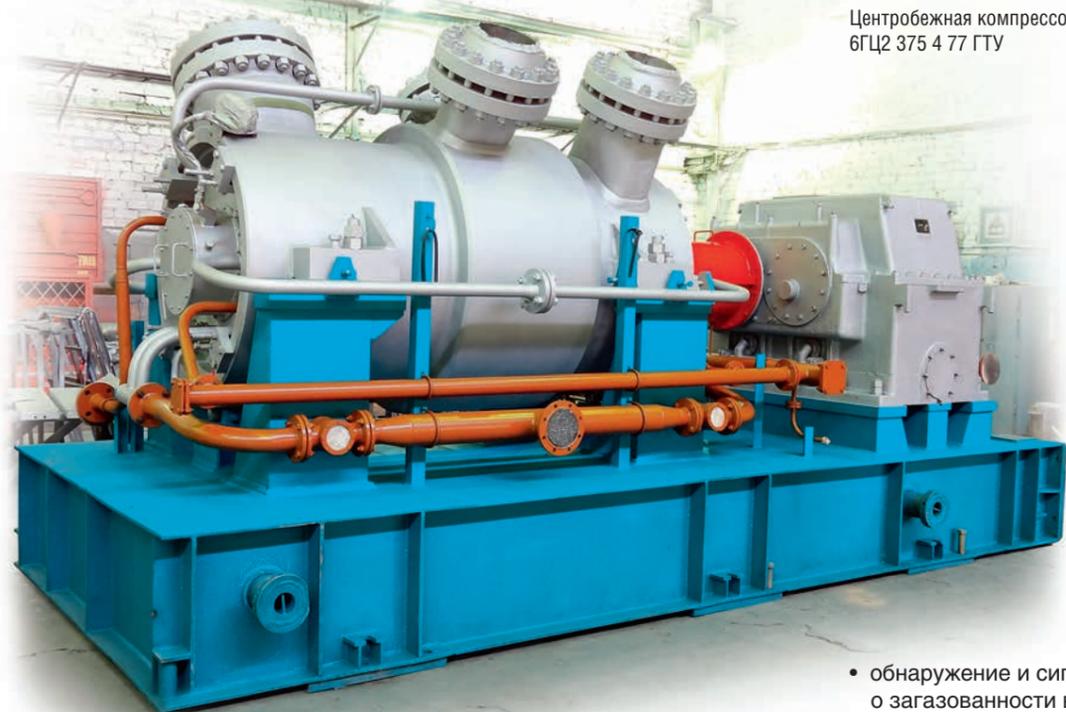
1. Блок двигателя с ГТП, к которому на объекте присоединяются комплексное воздухоочистительное устройство, система выхлопа, блок маслообеспечения двигателя, блок топливного газа.
2. Блок компрессорного агрегата в виде готового блок-бокса (укрытия) с центробежным компрессором, мультипликатором, агрегатом смазки, блоком маслоохлаждения, системой газовых трубопроводов с аппаратами воздушного охлаждения газа и сепараторами.

В объем поставки также входят система автоматики, система электроснабжения, система пожаротушения и вентиляции, а также комплект лестниц и площадок обслуживания.



Газотурбинный привод НК-16-18-СТД для ГПА на базе компрессора 6ГЦ2-375/4-77 ГТУ

Центробежная компрессорная установка
6ГЦ2 375 4 77 ГТУ



Размещение промежуточного аппарата воздушного охлаждения газа (АВОГ), концевого АВОГ, блоков сепараторов и трубопроводов подвода и отвода газа к ним вне укрытия на территории компрессорной станции разработано проектантом компрессорной станции ЗАО «ЛЕННИИХИММАШ».

Базовой сборочной единицей агрегата является компрессор с мультипликатором на раме. Компрессор центробежный, десятиступенчатый, с вертикальным разъемом корпуса, двухсекционный с промежуточным охлаждением сжимаемого газа в промежуточном АВОГ. Расположение ступеней – «спина к спине», что снизило величину суммарной осевой силы и позволило разместить все десять ступеней в одном корпусе. Такая компоновка требует тщательных газодинамических расчетов каждой ступени, согласования с предыдущей и последующей ступенями на различных частотах вращения и режимах работы, расчёта секций и центрального думмиса с учетом возможного проявления автоколебаний газа при высоком отношении давлений. Также необходимо учитывать влияние сухих газодинамических уплотнений. При проектировании были проведены расчеты динамики роторной системы с учетом газовых сил.

Регулирование производительности компрессора производится изменением частоты вращения турбины ГТП в пределах от 70 до 105 % от номинальной.

В блоке двигателя установлен газотурбинный привод НК-16-18 СТ с силовой турбиной, которая соединяется с мультипликатором компрессорного агрегата.

Рама блока двигателя и компрессора имеют стыковочный узел, который позволяет при сборке обеспечить предварительную центровку двигателя и компрессора.

Для обеспечения демонтажа ГТП в целях проведения ремонта у изготовителя предусмотрена выкатка ГТП по рельсовому пути из блока двигателя через воздухопровод и камеру всасывания.

В контейнер блока двигателя подается охлаждающий воздух, который для блока двигателя является одновременно защитным газом, обеспечивающим взрывозащиту.

Система пожаротушения агрегата обеспечивает:

- обнаружение, сигнализацию и тушение пожара в блоке двигателя и в отсеке блока маслообеспечения двигателя;
- обнаружение и сигнализацию о пожаре в укрытии агрегата, блоке электроснабжения и в блоке вентиляции;

- обнаружение и сигнализацию о загазованности в блоке двигателя и укрытии агрегата с автоматическим включением аварийной вентиляции при достижении концентрации газа 20 % от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ) и отключением технологического оборудования агрегата при достижении концентрации газа 50 % от НКПВ.

ГПА на базе компрессорной установки 6ГЦ2-375/4-77 ГТУ для Вынгапуровской КС изготовлен и поставлен в достаточные сроки (менее, чем за один год). Осенью 2012 г. компрессорная линия была принята в промышленную эксплуатацию.

Благодаря успешному сотрудничеству тандема входящих в Группу ГМС казанских компрессоростроителей ЗАО «НИИТурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа» и ОАО «Казанькомпрессормаш» промышленности и переработчики Сибири получили качественное и надежное отечественное компрессорное оборудование, не уступающее и даже превосходящее по ряду показателей лучшие зарубежные аналоги. Сбор попутного газа, применение нового компрессорного оборудования открывают возможности эффективного использования природных ресурсов и снижения загрязнения окружающей среды, что позволяет газоперерабатывающим предприятиям улучшить экологическую ситуацию в Сибирском регионе. ●

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

8–11 сентября

Неделя нефтепереработки и нефтехимии в Москве

Москва, гостиница Рэдиссон САС Славянская

9–12 сентября

XIII Международная специализированная выставка

«Нефть. Газ. Химия»

г. Ижевск, Кооперативная, 9

22–25 сентября

18-я ежегодная конференция и выставка

«Нефть и Газ Сахалина 2014»

ВТОРАЯ ВОЛНА В РАЗВИТИИ ПРОЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ – новые коммерческие возможности на Сахалине и Дальнем Востоке России

г. Южно-Сахалинск, ТДЦ Столица, ул. Комсомольская, 259-В

СЕНТЯБРЬ

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

11 сентября

Конференция

«Модернизация производств для переработки нефти и газа»

Москва, отель InterContinental Moscow Tverskaya ул. Тверская, 22

24–26 сентября

XIX Международная специализированная выставка

«Сургут. Нефть и Газ–2014»

г. Сургут, СК «Энергетик», ул. Энергетиков, 47

ЧТО МЕШАЕТ ВНЕДРЕНИЮ ИННОВАЦИЙ?

Сегодня на российском рынке антикоррозионной защиты металлоконструкций, в части подготовки поверхностей перед окрашиванием, сложилась не совсем правильная ситуация, при которой поставщики технологий и продуктов не заинтересованы в развитии и продвижении более современных технологий. Почему это произошло и как выглядит положение вещей с позиции анализа совокупного участия основных операционных и материально-технических составляющих, а именно: производителей краски, поставщиков очистного оборудования, компаний, которые непосредственно выполняют очистные и малярные работы и потребителей конечного продукта?

Максим Кутянин,
Руководитель отдела продаж
ООО «АРИАН МК»

Краска

Общаясь с представителями ведущих мировых и некоторых российских компаний – производителей красок, Jotun, Hempel и т. д. можно отчетливо услышать их отстраненность от метода подготовки поверхности к окрашиванию. Оно и понятно SA-2,5, а лучше SA-3. А, как и чем, их не особенно заботит. Конечно, в регламентах указаны методики подготовки и всё,

Технические характеристики и особенности аппаратов пневмогидроабразивных серии ПГА

Аппараты предназначены для абразивной очистки металлических поверхностей в цикле их подготовки к нанесению лакокрасочного (антикоррозионного) покрытия в сухом, мокром и режиме с регулируемой влажностью.

- Несущая среда – воздух от компрессора
- Рабочее давление до 12-ти атм
- Рабочий объем загружаемого абразивного материала для ПГА 300/12 – 300 л., для ПГА 80/12 – 80 л. Возможно изготовление грузочных колб по индивидуальным заказам
- Чистота очищенной поверхности до SA 2,5 – SA 3 (в мокром режиме с использованием ингибитора коррозии)
- Управление подачей абразивного материала – электропневматическое
- Фракция абразива до 3 мм
- Декларация таможенного союза по схеме 5-Д – для опасных производств

Поставщики очистного оборудования

На Российском рынке оборудования для подготовки металлических поверхностей к окрашиванию доминирующую позицию занимают представители зарубежных производителей сухих пескоструйных аппаратов. Они так преуспели в своем продвижении, что все просто перестали обращать внимание на неизбежную пыль. К пыли привыкли. Просто привыкли. Она неизбежна.

что с этим связано, но, когда задаешь вопрос об альтернативе сухой пескоструйной очистке, слышишь ответ в стиле «а оно тебе надо?» или «ну тогда другие гарантии». Вместе с тем они разрабатывают и предлагают рынку довольно экзотические приемы ради привлечения, или скорее, переманивая клиентов на свою сторону, например финансовые гарантии на нанесенное покрытие. Все это замечательно, но за всем этим стоит все та же традиционная сухая пескоструйная очистка.

ВЫВОД из этого следует один: поставщики краски не заинтересованы в развитии альтернативных сухой пескоструйке методов подготовки.

Остальное сообщество альтернативных методик довольствуется незначительным куском пирога. Собственно говоря, вся альтернативность построена на одном – желании работать в человеческих условиях, а именно без пыли.

Гидродинамические установки высокого и сверхвысокого давления применяются для достижения классической SA-2,5 в паре с каким-либо дополнением. Мало того, что стоимость гидродинамических станций несравнима со стоимостью сухих пескоструек, так еще и эксплуатационные затраты сводят на нет попытку уйти от пыли.

Смысла говорить о плазменных и им подобным методам очистки особого нет – они существуют.

А пристального внимания заслуживает ситуация с очистными станциями, которые позволяют чистить, как сухим, так и мокрым способом. Они интересны, прежде всего, смоченным абразивным материалом. Именно мокрый абразив, изначально смоченный, дает резкое снижение пыления. Собственно поэтому мы и не говорим об эжекционных насадках, после которых вода и абразив летят вроде бы и вместе, но в действительности раздельно. Так вот эти машины, широко эксплуатируемые в Европе, не нашли своего потребителя в России. Причины, как видится, две. Первая это цена. От 15 000 евро до 1 500 000 руб. Конечно, сравнивая стоимость Contracor и Torbo не прельстишься отсутствием пыли. Но если даже кто-то и пожертвует 1,5 миллиона на сомнительное приобретение, то его ждет стена из мгновенно возникающей коррозии очищенного участка. А про эту проблему поставщики таких замечательно дорогих

Внедрение «мокрой» технологии подготовки поверхностей позволяет:

- получить конкурентные преимущества
- улучшить условия труда
- исключить пыление в процессе очистки
- обезопасить рабочую среду от искрения
- сократить операционные и материальные затраты
- повысить производительность труда
- оптимизировать производственные процессы
- внести реальный вклад в защиту экологии
- реализовывать социальную ответственность бизнеса

машин как-то не особенно готовы распространяться. Зачастую от них можно услышать реплики на тему ингибиторов коррозии, но дальше реплик дело не идет. И дело не в отсутствии средств межоперационной защиты очищенных металлов, а скорее в отсутствии связи производителей химических средств промежуточной защиты и продавцами очистного оборудования мокрого типа.

«Производителями и продавцами» написано неспроста. Производители ингибиторов коррозии не ориентированы на данный рынок, у них и так все хорошо – достаточно потребителей в традиционных для них областях. А продавцы мокрого очистного оборудования они и есть «продавцы». Купили на западе машины и продают на нашей территории. Чтобы бизнес не умер и соответствующие цифры. Вообще-то отпускная цена на Optiblast и Torbo и на западе достаточно высокая, плюс все добавки в виде таможни, доставки и собственного желания хорошо жить. Вот и получается совсем неконкурентная стоимость по сравнению с сухими аппаратами, а о средствах межоперационной защиты речь уже не идет. Про них знают и только. Они готовы рассказать насколько хороши их машины, опуская тему межоперационной коррозии. Но на вопрос о ней ведут речь о красках, способных ложиться на такие прокорродировавшие поверхности. Вариаций не много.

Но потребителю нужна SA-2,5 и гарантия лет на 15, а если не SA-2,5, то и производитель краски гарантию скорректирует.

ВЫВОД: пыль – субстанция дорогая и неизбежная.

Пескоструйно-малярные компании

К этой категории основных участников рынка антикоррозионной защиты

отнесем предприятия, имеющие в своем составе пескоструйно-малярные подразделения и компании, у которых очистка-окраска одно из профильных направлений бизнеса. Казалось бы кому, как не им внедрять беспылевые методики очистки? Но общение с ними приводит к обратному – большинство так работать привыкло. Руководители некоторых предприятий, позволивших себе обзавестись мокрыми пескоструйными аппаратами, рассказывают о проблемах возникших в процессе внедрения новой технологии очистки. И в большей степени это проблема с персоналом. Сама технология мокрой очистки

Ингибитор коррозии (модификатор поверхности) «Амидал»

Используется, как средство межоперационной защиты от атмосферной коррозии очищенных металлических поверхностей от начала абразивной очистки до момента нанесения лакокрасочного покрытия.

- Увеличивает время экспонирования до 72-х часов
- Водорастворим. Применяется водный раствор 5-1% концентрации – разводится в соотношении от 1х19 до 1х49.
- Летуч. Не требует удаления с поверхности перед окрашиванием
- Не изменяет адгезию ЛКП (по согласованию с производителем краски). В настоящее время имеются рекомендации Jotun, Hempel, проходит испытания в лаборатории Завода ВДМ «Пигмент»
- Класс опасности 4
- Срок хранения 1 год

подразумевает улучшение условий труда, но за этим стоит изменение условий оплаты этого самого труда, разумеется не в сторону увеличения. Дальше – хуже. Начинают поднимать голову профсоюзы, охрана труда, начинаются жалобы в прокуратуру и т. д. Выдерживают не многие. И вот результат – чистят сухим способом из мокрых аппаратов. Но те, кто смог пройти этот нелегкий путь отказа от пыли и добился таки, можно сказать, внеконкурентных преимуществ, пожинает плоды, которые не достались теперь уже и не совсем конкурентам.

ВЫВОД: путь нелегок, но цель...



Ингибиторы коррозии

Теперь самое время сказать об ингибиторах коррозии. Летучих, то есть испаряющихся с поверхности и не оставляющих пленок. По сути дела они даже не ингибиторы в классическом понимании этого слова. Это модификаторы поверхности. Их задача сохранить то SA-2,5 до момента нанесения ЛКП. Момент хочется оттянуть, чтобы избежать переналадок между очисткой и окраской. Так вот, современные модификаторы позволяют это сделать, растянув процесс до 72-х часов. Еще желательнее адгезию сохранить и получить минимальное

(понятное дело) удорожание на квадратном метре. И все эти требования уже удовлетворены целым рядом модификаторов поверхностей.

ВЫВОД: много уже придумано и существует в реальности.

www.arianmk.ru
Машины пневмогидроабразивные с объемом загрузки 300 л., рабочим давлением до 12-ти атмосфер, стоимостью 320 000 рублей, серии ПГА.

www.amidal-mk.ru
Ингибитор коррозии (модификатор поверхности) «Амидал», разводится в воде в соотношении от 1к19 до 1к49, цена 236 руб/литр.
ООО «АРИАН МК»
8-916-799-84-99, +7-495-998-84-32

МЕТОДОЛОГИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО РАСЧЕТА И ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПЕРЕМЕШИВАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ЕМКОСТНЫХ АППАРАТОВ



Александр Смыслов,
Коммерческий директор,
ООО «Химмаш-Аппарат»

Производственно-инжиниринговая компания ООО «Химмаш-Аппарат» осуществляет расчет, изготовление и поставку аппаратов с перемешивающими устройствами различной сложности для химической, нефтехимической, пищевой, и других отраслей промышленности

В химической промышленности в аппаратах с мешалками перемешивание жидких сред применяется для приготовления растворов, эмульсий, суспензий, а также для интенсификации химических, тепловых и диффузионных процессов. Наиболее важными характеристиками перемешивающих устройств являются интенсивность перемешивания и эффективность устройства. В каждом конкретном случае, эффективность должна соотноситься с целесообразной интенсивностью, т.е. расходом энергии и времени на проведение процесса.

Конфигурация лопастных мешалок отличается большим разнообразием; некоторые варианты их конструкций показаны на рисунке 1 б). Каждая конкретная задача требует определенного строения мешалки в целом и лопастей в частности. Компетентия наших специалистов позволяет подобрать наиболее эффективное решение для Вашей задачи.

Отечественная методика расчета перемешивающих устройств вертикальных емкостных аппаратов регламентируется нормативным документом РД 26-01-90-85. Данная методика является аналитико-эмпирической. В ней представлены формульные зависимости и номограммы для расчета гидродинамической обстановки и теплообмена для типизированных конструкций. Погрешность рекомендуемых методов расчета составляет 10–15%.

Одну из трудностей в расчете таких аппаратов представляет определение коэффициента мощности мешалки KN как функцию числа Рейнольдса. Основным недостатком классической методики расчета мощности является острая зависимость от эмпирических данных. Кроме того, даже для геометрически подобных аппаратов, при одних и тех же значениях критерия Re, разные

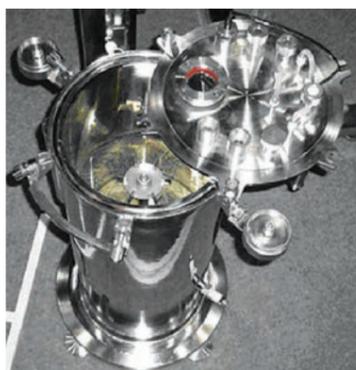
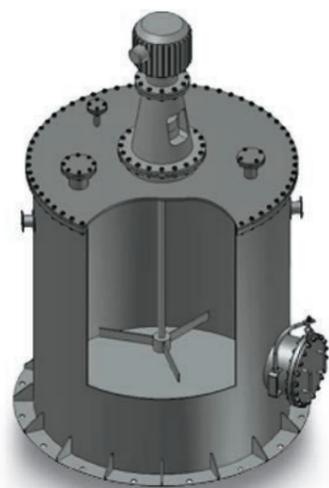


РИС. 1. Ресурсы технически извлекаемого газа в мире, трлн.куб.м



исследователи получают и приводят разные значения критерия KN.

Открытой проблемой остается получение надежных оценок глубины перемешивания. Решение данной проблемы в научной литературе (и тем более в нормативной) отсутствует, потому что теория турбулентности – нерешенная до сих пор проблема теоретической физики.

Основные показатели перемешивания могут быть выражены через величины, характеризующие микромасштаб турбулентного переноса в аппарате с мешалкой, такие как колмогоровские длина l_k и время t_k . В простейшем случае, среднюю диссипацию энергии

турбулентности в единице массы можно качественно оценить по формуле:

$$\varepsilon = \frac{4Eun^3d^3}{D^2H}$$

где n – частота вращения мешалки, d – ее диаметр, D и H – соответственно диаметр аппарата и высота заполнения его жидкостью, Eu – модифицированное число Эйлера, являющееся функцией модифицированного числа Рейнольдса. Поэтому актуальной и задачей является определение критерия $Eu(Re)$.

Специфическим явлением, возникающем при перемешивании в аппаратах с мешалками,

является образование центральной воронки. В результате форма «условного канала» имеет сложную форму, представленную на рис. 2.а. Распределение скорости по радиусу на горизонтальных уровнях, расположенных ниже нижней точки воронки, представлено на рис. 2.б.

Как видно, оценка гидродинамики в аппаратах с мешалками не является тривиальной задачей, требует глубокого понимания физики процесса. Глубокое знание теории и большой наработанный опыт практических внедрений, позволяет специалистам ООО «Химмаш-Аппарат» успешно решать подобные задачи.

Многие проблемы снимаются при использовании такого

РИС. 2. Форма условного канала (2.а) и распределение скорости по радиусу (2.б.)

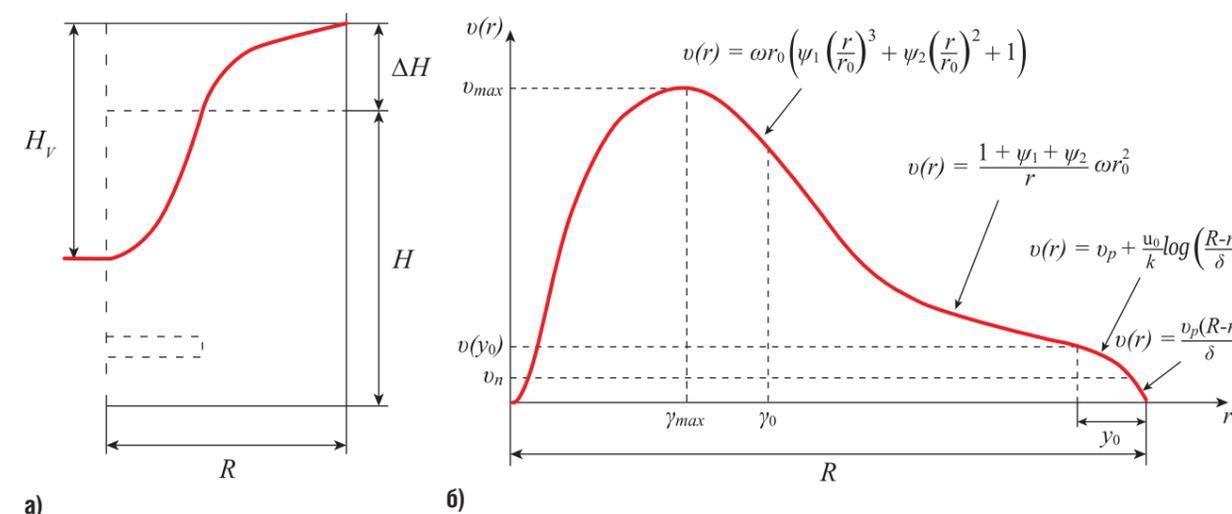
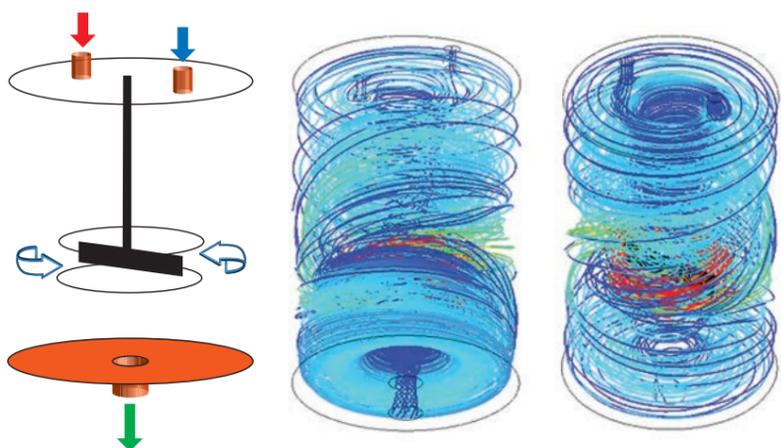


РИС. 3. Схема мешалки и структура потоков



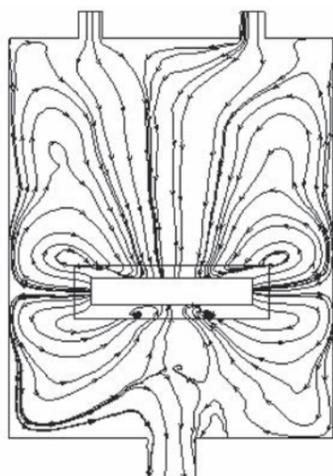
использование нормативного документа РД 26-01-90-85 вместе с компьютерным моделированием. Это позволяет обеспечить глубокую проработку процессов перемешивания и улучшение качества изделия.

Для примера использования математического моделирования, на рисунках 3–5 представлен расчет модельного аппарата с лопастной мешалкой. Для расчета использовался пакет OpenFoam. Кроме получения точной гидродинамической структуры, из расчета получаются все физические параметры течения (поля давления, скоростей, концентраций компонент смеси, параметры турбулентности, силы, действующие на лопасти и т.д.)

Компания «Химмаш-Аппарат» готова к сотрудничеству с проектными институтами, машиностроительными заводами, перерабатывающими и добывающими предприятиями, в реализации собственных разработок и технических решений в области проектирования и поставки высокоэффективных технических устройств

Собственные проектный и конструкторский отделы позволяют предложить готовое решение под каждую конкретную задачу, а также разработать уникальное решение в случае нестандартных ситуаций. ●

РИС. 4. Гидродинамическая структура



современного инструмента как математическое (компьютерное) моделирование, активно применяемое за рубежом, начиная с конца шестидесятых годов прошлого столетия. Данный инструмент позволяет кроме детального определения гидродинамических полей, достаточно точно оценивать сам процесс перемешивания. Однако его использование требует наличие высокопроизводительных компьютеров и соответствующее программное обеспечение.

Поэтому современный уровень методологии расчета гидродинамики аппаратов с мешалками предполагает

Приобретая аппараты с перемешивающими устройствами, смесительные элементы у ООО «Химмаш-Аппарат», наши клиенты уверены, что получат высококачественное оборудование, разработанное под их конкретные задачи, по разумным ценам с выдерживанием минимальных сроков поставки!

Каждый проект реализуется индивидуально, с учетом требований и пожеланий Заказчика, оптимизации технико-экономических и эксплуатационных показателей поставляемых единиц оборудования и всего технологического процесса в целом.



Заказать перемешивающие устройства, мешалки, смесители можно по телефону компании ООО «Химмаш-Аппарат» (495) 956-62-31, (495) 669-93-35 или отправив письмо-запрос с техническими характеристиками на адрес info@him-apparat.ru

ООО «СЦ Металл Маркет»

(495) 956-62-31
(495) 268-01-65

info@eccentrik.ru
www.eccentrik.ru

Тройники:

- сварные
- бесшовные
- сварные с накладками
- штамповарные
- точеные

Отводы:

- сварные
- крутоизогнутые
- гнутые

Переходы:

- сварные
- бесшовные

Трубопроводная арматура:

- краны
- задвижки

Промышленный Инжиниринг



ГЕНЕРАЦИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Электродвигатели компании WEG на российском рынке

Сегодня вопрос энергосбережения становится одним из наиболее актуальных для нефтегазовых компаний, а энергосберегающее оборудование – залогом эффективности работы компании. WEG является ведущим мировым разработчиком и производителем электрических машин, частотно-приводной техники и комплексных решений в промышленной автоматизации, выработке, передаче и распределении энергии. В российских условиях конкурентные преимущества продукции WEG становятся особенно очевидны и выгодны для конечных потребителей. Что сегодня предлагает компания российской нефтегазовой отрасли?



Евгений Лазарев,
Исполнительный директор
WEG СНГ

– Насколько, по Вашим ощущениям, открыт рынок?

– Рынок нефтегазовой отрасли очень закрыт в плане выхода на крупнейших игроков, а точнее, на службы этих компаний, для которых наша продукция может быть интересной. В этом отношении российский рынок более сложный, чем мировой и наиболее закрытый, о чем можно говорить на примерах стран, на рынках которых работает наша компания.

– С чем Вы связываете наличие барьеров?

– Здесь есть два аспекта. Во-первых, компании, с которыми мы планируем работать – это очень крупные структуры с различными системами закупок. Зачастую наша продукция предназначена для дочерних компаний и система закупок идет через торговые дома. Второй момент в том, что у нас более короткая история, компания

WEG вышла на российский рынок позднее основных конкурентов – в середине 2000-х гг. Siemens, ABB, General Electric – это компании хорошо известные в России, а у нас есть некоторая проблема с неузнаваемостью бренда. А поскольку предложение на рынке хорошее, то не зная компании, WEG может оказаться для кого-то но-нейм.

– С какими компаниями Вы уже работаете?

– Мы уже поучаствовали в некоторых нефтегазовых проектах, но видим себя только в начале пути работы с этой отраслью. У нас есть проекты, которые мы осуществили для ряда компаний, но все заказы проходят через третьи организации, инжиниринговые компании, проектные институты, которые сами ищут поставщиков. Самый большой проект это работа с Роснефтью на Ванкорском месторождении, куда мы поставили десять 500-киловатных машин.

– Что поменялось за 10 лет работы компании на рынке?

– Основной акцент мы делаем на энергоэффективность, в мире эта тенденция очень популярна, в том числе в нефтегазовых компаниях, которые не хотят перерабатывать нефть, а хотят ее только продавать. Даже для таких компаний собственные энергозатраты становятся предметом беспокойства. Когда мы впервые выступили с этим преимуществом на российском рынке, то столкнулись с полнейшей незаинтересованностью. Однако, сейчас ситуация, хоть и медленно,

но начинает меняться. На правительственном уровне издан соответствующий Закон об энергосбережении, компании выступают с частными инициативами добровольной сертификации производителей и поставщиков, которые должны предлагать оборудование с лейблом «энергоэффективность». Сейчас эта тенденция набирает обороты и мы надеемся, что она получит развитие.

– Сейчас основные крупные месторождения России находятся на территории Сибири и крайнем севере, суровые условия которых используют при изготовлении оборудования, чтобы оно могло работать в условиях низких температур?

– Мы не просто пришли на российский рынок, чтобы продавать то, что у нас есть. Первоначально была проведена специальная работа по организации необходимых условий для работы на этом рынке. Первое, что мы сделали – это получили сертификацию по работе в температурных условиях до -550 С, взрывозащита оборудования находится в зоне защиты 2Б, а это означает, что оборудование может работать во взрывоопасной среде. Это те качества, которые особенно востребованы компаниями нефтегазовой отрасли.

Механическая прочность достигается за счет особой конструкции, которая предотвращает возможность взрыва в случае, если газ проникнет внутрь двигателя.



Это специальная линейка двигателей с типом взрывозащиты ЕСД. Корпус этого оборудования произведен из специальных марок чугуна, позволяющего выдерживать силу взрыва внутри корпуса, а как известно, чем больше корпус, тем сложнее этого достичь. Кроме того, оборудование оснащено специальным лабиринтным уплотнением, с очень тонкими калиброванными воздушными промежутками, чтобы взрывная волна на выходе имела невысокую температуру. Эти уплотнения рассчитаны и для основного корпуса и для коробки вывода, еще есть несколько вспомогательных коробок, для каждой из коробок разрабатывается специальная конструкция, после чего она тестируется и сертифицируется. Тестируют каждый элемент линейки, а не ее выборочные элементы. Из-за разности систем тестирования проводятся для каждой страны индивидуально. Все испытания проходят в специальных подземных лабораториях, что достаточно затратное мероприятие и в частности это делает продукцию дорогостоящей.

– Необходимые материалы, в том числе высокопрочные марки стали и другие закупается или производятся самостоятельно?

– В любом оборудовании компании WEG все комплектующие и материалы произведены в компании, кроме подшипников и болтов. Это производство полного цикла от литья и изоляции до проволоки и красок. Производство таким образом дорогое, но ответственное, это яркое противопоставление себя большинству производителей, которые специализируются на сборке.

– На каких рынках работает компания?

– В почти 30 странах есть прямые представительства, заводы компании работают на всех континентах, они расположены в Португалии, Германии, Австрии, Бразилии, Мексике, Аргентине, Чили, США, Индии.

– В чем особенность производства оборудования именно для российских условий?

– При изготовлении оборудования для России менять технологию не нужно. Такое же оборудование



производится для аналогичных условий Канады и США. Но для поставок в Россию нужна специальная сертификация.

– Какие сегодня существуют общие тенденции на рынке двигателей?

– Основную тенденцию диктуют США и Европа и заключается она в регулярном повышении требований к уровню эффективности причем на законодательном уровне. Установлена директива, запрещающая с 2015 г. приобретать предприятиям, расположенным на территории ЕС электродвигатели с КПД ниже определенного уровня, например, А и 3, (сейчас А и 2).

В России свой механический и электрический ГОСТ. Для нас проблема в этом отношении заключается в том, что двигатели компании WEG имеют другой размер, а установленные стандарты не позволяют создать энергоэффективные установки. Российские компании в больших объемах закупают импортное оборудование. Сейчас идет работа над созданием технического регламента, но ходят слухи, что нормы останутся в рамках ГОСТ и мы не перейдем к европейским стандартам. Это говорит о том, что российские двигатели никогда не станут энергоэффективными.

– Какую долю занимает российский рынок в общем объеме сбыта WEG?

– На данном этапе это не самый крупный для нас рынок, ведь доля рынка приобретается вместе с историей. Но промышленный потенциал и происходящая в нефтегазовой отрасли модернизация делают российский рынок одним из самых значимых для компании. ●

ЗАРИСОВКИ С WPC

В июне завершил свою работу XXI мировой нефтяной конгресс. Мероприятие, раз в три года собирающее элиту нефтегазовой отрасли, в Москве прошло впервые. Мы не будем много рассказывать о том, как на площади 30 000 м² разместили свои стенды ведущие добывающие и перерабатывающие предприятия и как их посетили 5 тыс. делегатов. Мы сделаем лучше – мы предложим вам посмотреть на технические новинки привезенные компаниями и на размах конструкторской мысли застройщиков стендов во всем разнообразии стилей от бионического хай-тека до деконструктивизма, которые наши корреспонденты сфотографировали специально для вас



У входа в павильон посетителей встречали стенды компаний Роснефть и BP. В кулуарных разговорах нам поведали, что метр аренды стендовой площади обошелся компаниям в 30 тыс. руб. (в отличии от стандартных 6 тыс. на других мероприятиях), а экспонирование массивной техники некоторым компаниям обошлось в пол миллиона рублей.



дорожных пейзажей, создавал иллюзию движения.

А вот на мотоцикле Repsol прокатиться было нельзя, но посетительницы и участницы выставки не упустили возможность сфотографироваться рядом с очаровательным, хоть и картонным, Марком Маркесом.

В проходах между стендами гулял робот Total. На редкость коммуникабельное чудо технической мысли здоровалось с посетителями и охотно отвечал на их вопросы.



Северную тематику белоснежного стенда Total выбрали для своей экспозиции также Газпром и Газпром нефть. Внимание компании к арктическим месторождениям подчеркивал привезенный макет флагманского проекта – МЛСП Приразломная и объект всеобщего интереса – атлантический морж.

Тема с живностью была крайне актуальна и не только с экзотической, но и интерактивной. Звери на стенде компании Геотек появились на экране, в прямом смысле слова, по мановению руки.



На стенде Turkish Petroleum нас угостили национальными сладостями, которые там же и готовил кондитер в национальном костюме.

Среди национально-колоритных стендов особенно выделялся дружелюбный CNPC. Матрешки и собор Василия Блаженного рядом со спрятавшейся в бамбуке пандой, напоминали о недавнем российско-китайском газовом контракте.

В национальных костюмах, семена на гэта, рядом с Toyota, работающей на газе, дефилировали и «японские» девушки на стенде ENEOS.



Там же, где национальным колоритом похвастать было сложно, демонстрировали технику и оборудование, макеты и проекты производств и месторождений, на которых миниатюрные «качалки» «добывают» импровизированную нефть.



НЕФТЕГАЗ-2014

Прошедшая этим летом выставка Нефтегаз-2014 традиционно собрала наибольшее количество компаний демонстрирующих на своих стендах последние технологические достижения мировой нефтегазовой отрасли. Ключевые игроки рынка оборудования представили свои последние разработки. В числе зарубежных компаний были такие лидеры рынка, как China Petroleum Technology and Development, Gardner Denver, JUMO, Kanex Krohne, Man Turbo, Mokveld Valves BV, MTU, Pentair, R&B Industrial Supply, Siemens, VEGA, National Oilwell Varco, Aksa Power Generation, концерн «АББ».

Пять стран – Германия, Китай, Норвегия, Финляндия, Чехия организовали в рамках выставки национальные экспозиции, демонстрируя тем самым высокий интерес к российскому нефтегазовому рынку и развитию партнерских отношений с российскими компаниями.

Россию на выставке представляли 469 экспонентов практически из всех субъектов Российской Федерации. Среди них такие гиганты отечественной энергетики и машиностроения, как «Газпром», «Татнефть», «Зарубежнефть»,

«Уралмаш», «Росатом», «Президент-Нева», «Пакер», Трубная Металлургическая компания, «Газпром автоматизация» и др.

Основное внимание выставки было сосредоточено на новейших технологиях, оборудовании и ключевых вопросах топливно-энергетического комплекса России и мира. Разделы выставки были посвящены автоматизации, нефтегазохимии, актуальным разработкам газовых, сервисных, инжиниринговых, транспортных и других компаний, представляющих все сегменты нефтегазового рынка.

Выставка позволила оценить ситуацию на российском и мировом нефтегазовом рынке, заострить внимание на проблемах отечественного нефтегазового комплекса, приоритетах и возможностях, определяющих сегодня развитие ТЭК России.

«Нефтегаз» – проект с 35-летней историей, признанный самой крупной выставкой нефтегазовой тематики в России и входящий в десятку крупнейших нефтегазовых смотров мира. Сегодня выставка вышла на высокий качественный уровень, она вызывает интерес у федеральной и региональной власти, к ней приковано

внимание профессионалов отрасли, главных участников нефтегазового рынка. Международные статус и авторитет выставки подтверждены Знаками Всемирной ассоциации выставочной индустрии (UFI) и Российского союза выставок и ярмарок (РСВЯ).

В этом году впервые в истории проекта «Нефтегаз» Оргкомитет выставки возглавили Первый заместитель Председателя Совета Федерации ФС РФ А. Торшин и Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Ю. Шафраник.

По оценке И. Сечина, для всех, кто работает в нефтегазовой отрасли, выставка «Нефтегаз-2014» – это «прекрасная возможность заглянуть в будущее топливно-энергетического комплекса, познакомиться с новейшими технологиями добычи, транспортировки и переработки углеводородов, с экологическими и энергосберегающими программами».

Своим мнением о мероприятии поделились и участники выставки, с которыми журналисты Neftegaz.RU встретились на их стендах.



Грасис

Ольга Федорова,
Заместитель директора по маркетингу
ЗАО «Грасис»

1. Что вы экспонируете на выставке? Почему привезли именно этот продукт (он новый, он не имеет аналогов на рынке и т.д.)?

На стенде «Грасис» представлен модернизированный газоразделительный блок с мембранными картриджами для получения азота, а также инновационный мембранный модуль «Грасис», оснащенный полволоконной нанокompозитной мембраной. Модуль специально предназначен для разделения углеводородных газов (природный и попутный нефтяной, шахтный, сланцевый газы), в том числе с высоким содержанием тяжелых углеводородов, воды, CO₂ и серосодержащих примесей для подготовки газа для транспортировки, а также до требований топливного газа. На основе этой мембраны специалистами нашей компании разработаны и запатентованы технологические решения и создано оборудование. НПК «Грасис» является единственной российской компанией, реализующей предлагаемые технические решения на базе мембранных модулей собственного производства. А также единственной компанией в мире, которая реализовала проекты по подготовке природного и попутного нефтяного газа содержащего сероводород и меркаптаны для последующей сдачи в газотранспортную систему.

В настоящее время компания реализовала девять проектов по подготовке газа на основе мембранной технологии (включая запущенные в эксплуатацию и находящиеся в стадии монтажа) производительностью по сырьевому газу от 10 до 600 млн. м³/год и рабочим давлением до 10 МПа. География осуществляемых проектов охватывает все регионы, в том числе находящиеся в зоне вечной мерзлоты и Крайнего Севера.

2. Участвовала ли ваша компания в предыдущей выставке, что изменилось за это время в жизни компании, как пополнилась продуктовая линейка? Какие проекты были начаты и реализованы?

Научно-производственная компания «Грасис» участвует в данной выставке ежегодно уже на протяжении 10 лет. В первую очередь, за это время компания «Грасис» стала обладателем самого крупного перечня реализованных проектов в области воздухо- и газоразделения в России и странах СНГ. Общее число выполненных проектов компании превысило 750. Сейчас масштабы проектной и производственной деятельности насчитывают более 500 городов и населенных пунктов как в России и странах СНГ, так и на территории Восточной Европы.

В стадии реализации находится крупный проект по подготовке газа в Восточной Европе, начато несколько сложных проектов по подготовке газа в России, произведены мобильные азотные станции на основе нанокompозитной полволоконной мембраны последнего поколения для компаний Лукойл, Роснефть, Татнефть, Сибур, Черноморнефтегаз, Иркутская нефтяная компания и многих других.

В начале 2014 года года НПК «Грасис» и ОАО «Газпром» провели успешные испытания совместного проекта – первой промышленной мембранной установки по выделению гелия из природного газа. Полученные в ходе испытаний данные будут использоваться при



проектировании промышленных мембранных установок на объектах ОАО «Газпром», в частности на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении. Для российского газового рынка этот проект имеет важнейшее стратегическое значение, так как выход на промышленную добычу гелия в Восточной Сибири приведет к лидерству в области производства гелия в мире.

3. Какие, по вашим наблюдениям, произошли изменения на рынке продукции, производимой вашей компанией, изменилось ли как-то позиционирование компании?

Сейчас приоритетными для компании являются новые научные разработки в областях плазмохимических способов очистки газа от сероводорода, возможности использования ультрафиолета для тех же целей, гликолевой осушки газа и других. Мы разрабатываем новые конструкции фильтрующих систем, решения с применением комбинированных технологий.

Конкуренция сейчас чрезвычайно высока. Но такое положение дел благоприятно для рынка, к тому же, от конкуренции, в конечном счете, выигрывает заказчик.

Наша цель – быть эффективнее, быть на шаг впереди. Эффективность в нашем понимании должна проявляться во всем. На протяжении всей цепочки работ с нами заказчик должен получать требуемый и качественный результат.

Также одно из самых перспективных и важных направлений развития Грасис – это выход на рынки Южной и Северной Америки, стран Азиатско-Тихоокеанского региона, Ближнего Востока. Там у нас большой потенциал, так как мы предлагаем нефтегазовым компаниям уникальные технологии, превосходящие традиционные решения.

Также мы планируем создать в России производство современной полволоконной газоразделительной мембраны. Этот проект не только позволит получить нашей стране отечественную мембрану, но и открыть новое научное направление по развитию данной технологии.

ТМК

Сергей Билан,
Заместитель Генерального директора
по нефтегазовому сервису
ОАО ТМК

Мы экспонируем на выставке трубную продукцию, предназначенную для добычи и транспортировки углеводородов. 75% наших потребителей – компании



нефтегазового комплекса, а наибольшую долю в структуре продаж компании занимают нарезные нефтегазовые трубы (ОСТГ).

Поэтому на стенде ТМК демонстрировались образцы высокотехнологичной продукции компании – премиальные резьбовые соединения семейства ТМК UP собственной разработки, нержавеющие трубы, трубы большого диаметра, теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ), а также был представлен широкий спектр каталогов продукции и презентационные видеоматериалы.

ТМК традиционно участвует в выставке «Нефтегаз» с 2001г. Это значимое ежегодное отраслевое мероприятие. Выставочный стенд ТМК, выделявшийся своей масштабностью и дизайном, предоставил посетителям прекрасную возможность для ознакомления с деятельностью Компании и выпускаемой продукцией

За последние несколько лет действительно произошли важные изменения как в жизни компании, так и в нефтегазовой отрасли. Не секрет, что условия добычи углеводородов продолжают усложняться. По мере истощения старых месторождений нефтяники и газовики идут на Крайний Север, реализуют проекты на шельфе, разрабатывают нетрадиционные запасы углеводородов – сланцевый газ, битумные пески и т. д. Разработка таких месторождений требует применения нового оборудования и технологий, и мы готовы предложить их нашим потребителям.

Для этого мы ведем масштабную научно-исследовательскую работу. Разработкой и усовершенствованием трубной продукции, а также проведением экспериментальных тестов, оценочных испытаний и передовых научных исследований в ТМК занимаются исследовательские центры – Российский институт трубной промышленности (РосНИТИ, г. Челябинск, Россия) и Научно-исследовательский центр в Хьюстоне (США). Недавно мы приступили к строительству нового научно-технического центра ТМК в инновационном центре «Сколково» (Россия).

Мы первыми в России изготовили теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ), которые позволяют предотвратить растепление устья скважины в условиях вечной мерзлоты, разработали и продолжаем развивать собственное семейство премиальных резьбовых соединений, которые необходимы для строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин, разрабатываем и внедряем новые марки стали, устойчивые к агрессивным средам.

Потребители ожидают от нас своевременных поставок продукции, учитывающей все особенности конкретного месторождения, проекта или даже одной скважины в комплексе с сервисными услугами. Все это привело к тому, что ТМК перестала быть исключительно металлургической компанией и в течение последних нескольких лет позиционируется как субъект рынка нефтегазового сервиса. Мы предлагаем трубную продукцию вместе с комплексом услуг по нанесению защитных покрытий, термообработке, изготовлению элементов трубных колонн, нарезке резьб. В сферу деятельности нашего нефтесервисного направления входят также строительство, ремонт и заканчивание скважин, содействие в комплектации и спуске колонн, обучение технического персонала. Мы продолжаем активно развивать это направление нашего бизнеса в России, США, на Ближнем Востоке.

У компании большие планы по развитию сервиса, и мы будем их последовательно реализовывать, в том числе в партнерстве с ведущими международными компаниями. В частности, мы достигли договоренности с компанией Baker Hughes, входящей в тройку мировых лидеров нефтесервисного рынка, о разработке совместных интегрированных решений по заканчиванию скважин. Осуществляя комплексные поставки внутрискважинного оборудования и трубной продукции, монтаж и техническую поддержку для нефтегазовых компаний, мы сможем снизить стоимость сервисных услуг и риски потребителей при строительстве скважин. А используя наш научно-технический потенциал, развивая производство инновационных продуктов и повышая эффективность нашей деятельности, мы сможем обеспечить финансовую устойчивость и конкурентоспособность компании на перспективу.

Интра тул

Владлен Китаев,
ООО «ХК ИНТРА ТУЛ»

На выставке Нефтегаз группа компаний INTRATOOL традиционно показывает технологии и оборудование для создания и поддержки производственной инфраструктуры. В этом году мы уделили особое внимание проектированию, строительству и комплектации ремонтных производств «под ключ». Кроме того на стенде компании можно было получить консультацию по всем вопросам связанным с супервайзингом строительства и ремонта технологических объектов и производств. Супервайзинг – это современный способ контроля



качества ремонта и строительства технологического оборудования и трубопроводов. Цель супервайзинга обеспечить качество работ для сведения к минимуму риска возникновения утечки на фланцевых соединениях и деталях трубопроводов, возникновения остановок оборудования в межремонтный период, исключение возможности аварии во время эксплуатации, увеличение срока службы и межремонтного цикла оборудования.

По сравнению с прошлой выставкой, в этот раз группа компаний делает больший акцент на комплексном предоставлении услуг. Такой подход наиболее удобен для заказчиков, когда одна компания может выполнять весь перечень работ, начиная от выполнения оперативного ремонта без необходимости остановки производства, планирования остановочного ремонта и, заканчивая, проектированием нестандартного оборудования или ремонтных производств. За время прошедшее с прошлой выставки предприятия группы компаний выполнили несколько масштабных проектов, один из которых – проектирование и строительство нового цеха по ремонту и ревизии запорной арматуры и предохранительных клапанов для нужд ОАО «Газпромнефть – Омский НПЗ». Специально для этого проекта конструкторами группы компаний был разработан стенд для зажима запорной и регулирующей арматуры диаметром до 250 мм – ССПУ (Стенд Стационарный Приводной Универсальный). В настоящий момент группа компаний получила патент на полезную модель, подтверждающий уникальность разработки.

В конце 2013 года компания изменила позиционирование на рынке, объединив ряд компаний, ранее аффилированных по принципу общих владельцев и представляющих различные направления услуг в рамках группы компаний. Таким образом, в группу компаний вошли следующие предприятия:

ИНТРА ТУЛ – поставщик промышленного инструмента и оборудования;

Сервисная Компания **ИНТРА** – осуществляет комплекс работ по ремонту и техническому обслуживанию технологического оборудования и трубопроводов промышленных предприятий;

ИНТРА ПРОЕКТ – выполняет «под ключ» полный спектр услуг и работ в области разработки проектных, технических и конструкторских решений, схем организации производственных процессов, технологических решений в части применения, как нового, так и существующего на предприятиях оборудования;

ИНТРАЛАЙН – инженерные решения для ремонта, обслуживания и строительства трубопроводов;

Велдсол – поставки промышленного оборудования и реализация проектов по автоматизации промышленных процессов в области сварки;

АрмсСервис – инжиниринг, поставка, гарантийное и пост гарантийное обслуживание установок слива/налива;

ПетроГазТех – инжиниринговая компания, специализирующаяся на идентификации, разработке, внедрении и продвижении технологий в области разведки и добычи нефти и газа.

В настоящий момент группа компаний активно развивается и наращивает компетенции в ключевых сегментах. В будущем году мы планируем выполнить несколько наиболее значительных проектов, как для группы, так и для отрасли в целом.

Курганхиммаш

Роман Мордвинов,
директор департамента нефтегазового оборудования
ООО «Курганхиммаш»

Компания Курганхиммаш является одной из ведущих компаний России по проектированию и производству компрессорного, блочно-комплектного, емкостного, сепарационного оборудования для нефтегазодобывающей, нефтегазоперерабатывающей промышленности. География поставок предприятия охватывает все основные отраслевые регионы страны.

Основной упор в настоящее время компания делает на производство модульных компрессорных станций, и крупногабаритного и толстостенного оборудования.

Основная часть оборудования изготавливается на новой линии по производству крупногабаритного и крупнотоннажного оборудования. Данная линия позволяет изготавливать аппараты весом до 180 тонн, толщиной стенки до 120 мм. Погрузка на авто и железнодорожный транспорт осуществляется при помощи специализированных передвижных домкратов без использования стационарных мостовых кранов.



Для компании Курганхиммаш участие в данной выставке стало хорошей традицией. Подтверждая участие в данном мероприятии, мы учитываем тот факт, что выставка входит в десятку крупнейших нефтегазовых выставок мира. Это и возможность напрямую пообщаться с партнерами и заказчиками (постоянными и потенциальными), обменяться опытом, укрепить партнерские отношения.

Оборудование Курганхиммаша применяется на крупнейших месторождениях нефти и газа: Ачимовском, Южно-Русском, Заполярном и многих других.

На предприятии работает коллектив конструкторов, имеющий значительный опыт разработки сложного технологического оборудования, отвечающего современным нормам промышленной и экологической безопасности и учитывающего при этом индивидуальные требования заказчиков и особенности объектов.

Программы по увеличению глубины и качества переработки углеводородного сырья, принятые на большинстве российских и зарубежных нефтеперерабатывающих заводах, предполагают использование оборудования не только со специальными свойствами сталей, но и с большой массой.

Как следствие, развитие направления производства крупногабаритного и толстостенного оборудования

стало еще одной актуальной технологической задачей для компании «Курганхиммаш», ведь появляется возможность расширения рынка сбыта продукции и вхождения в комплексные проекты, где предполагается использование не только стандартного оборудования.

В планах компании стоит дальнейшее расширение производственной базы, внедрение новых прогрессивных технологий, которые позволят нам более полно удовлетворять требования наших заказчиков.

Нефтетанк

Кургин Р.В.,
Технический директор
ООО «ТК Нефтетанк»

ГК «Нефтетанк» является ведущим российским производителем и поставщиком мягких мобильных резервуаров – нефтетанков. Нефтетанки® изготовлены из новейшего, эксклюзивного немецкого полимерного материала.

В нефтетанках® можно перевозить и долгосрочно хранить: все виды нефтепродуктов и ГСМ, трансформаторное масло, щёлочи, кислоты и удобрения, жиры и патоку, техническую и питьевую воду и многие другие жидкости.

Особенностями нефтетанков® являются: компактность, мобильность, размещение на неподготовленных площадках, быстрый монтаж, легкое перемещение на новые объекты.



Выгоды применения нефтетанков®:

1. Малый транспортный вес и габариты;
2. Оперативная доставка в отдаленные места и труднодоступные объекты любым видом транспорта, в том числе вертолетным;
3. Быстрый монтаж – без подготовки фундамента и без применения тяжелой спец. техники;
4. Готовность резервуара к эксплуатации за 15 минут, организация Полевого Склада Горючего (ПСГ) в 10 000 м³ за 1 день;
5. Гарантированная морозостойкость – температурный диапазон эксплуатации от -60°C до +85°C;
6. Сроки эксплуатации до 10 лет и более, отсутствие коррозии, инертность к хранимой жидкости;

Нефтетанк принимал участие в выставке «Нефтегаз – 2013» в г. Москва. Продуктовая линейка пополнилась следующей продукцией – водоналивные рукавные

дамбы, которые служат для ограждения акватории или территории от воздействия водных стихий с целью защиты гражданских и промышленных объектов от затопления.

В достаточно короткие сроки был реализован проект по модификации насосно – перекачивающего модуля НГМ с системой байпас и резервной линией перекачки жидкости, который успешно прошел сертификацию и получил соответствующий документ.

Был реализован проект по усиленным сборным металлокаркасным сооружениям – бермам с системой дренажа, рассчитанных с коэффициентом запаса по прочности и объему k=2 и проверенных испытаниями.

На данный момент наши технические специалисты работают над увеличением ассортимента поставляемого оборудования, чтобы предложить клиентам несколько совершенно новых готовых решений в области хранения и транспортировки нефтепродуктов и других жидкостей. Надеемся, что в самое ближайшее время мы представим новинки нашей продукции, в частности для улучшения работы складов ПСГ.

KROHNE

Лазовский А.Л.,
Руководитель Сервисного центра в странах СНГ

Компания KROHNE является ведущим мировым производителем и поставщиком решений в области промышленных измерений. Крупнейшие производственные предприятия KROHNE расположены по всему миру, в том числе и в России (ООО «КРОНЕ-Автоматика», г. Самара). Приборы компании сертифицированы и допущены к применению в России и странах СНГ. Компания KROHNE оказывает сервисную и техническую поддержку, гарантийное и послегарантийное обслуживание, а также проводит обучение технических специалистов.

Мы экспонируем оборудование, широко используемое в нефтегазовой отрасли, в частности, мы привезли индикатор уровня VM 26, позволяющий контролировать уровень в технологических аппаратах, где требуется не только контроль, но и передача информации. Все элементы оборудования монтируются на технологических аппаратах, один из предметов монтажа как раз и демонстрирует привезенное нами оборудование, позволяющие вести визуальный отсчет. Электронный модуль, позволяет преобразовать сигнал и передать его в систему управления. Нельзя оставить без внимания самый простой из уровнемеров (мы также его привезли на выставку), который показывает уровень и имеет выходные сигналы для передачи информации на пульт управления.

Компания также производит широкую гамму расходомеров, самых различных по спектру действия, начиная от самых простых – ротаметры (обеспечивающие визуальный контроль), с которых начиналась компания, в 1921 г. были выпущены первые такие приборы и они сразу нашли широкое применение, в том числе и в нефтегазодобывающей отрасли. На выставке мы экспонируем ультразвуковые накладные расходомеры, позволяющие наложить датчик непосредственно на трубопровод и таким образом смонтировать в течение 20 минут. Диапазон

трубопровода, на которых можно производить измерения от 15мм до 4000 мм. То же самое используется в системах водоснабжения.

Также мы привезли макет системы контроля утечек начиная с момента добычи нефти, в частности на шельфе, транспортировка нефтепродуктов и газа – это все можно контролировать, не допуская протечки.

В этом году KROHNE экспонирует приборы из продуктовой линейки 2014 г. В частности, приборы для измерения расхода и уровня в различных отраслях промышленности.

Расходомер ультразвуковой OPTISONIC 3400

- Надежное измерение расхода независимо от плотности и электропроводности продукта
- Относительная погрешность: ±0,3%
- Полнопроходное сечение измерительного участка расходомера
- Вязкость продукта, не более: 1000 сСт
- Усовершенствованный конвертер сигналов – поддержка HART® 7, Foundation Fieldbus, Profibus PA, Modbus (NAMUR)

Расходомер массовый OPTIMASS 6400

- Непрерывное измерение массового расхода даже при содержании газовых включений до 100%
- Относительная погрешность: ±0,1% (опционально ±0,05%)
- Исполнения расходомера для низких (от -200°C) и высоких (до +400°C) рабочих температур
- Различные материалы исполнения измерительной трубы: нержавеющая сталь, Хастеллой С-22, Дуплекс

Уровнемер рефлекс-радарный OPTIFLEX 2200

- Измерение уровня жидкостей, паст, суспензий и сыпучих продуктов
- Возможность установки конвертера на расстоянии до 100 м от сенсора (разнесенная версия)
- Диапазон измерения, не более: 40 м
- Рабочая температура: -50...+300°C
- Отвечает требованиям SIL2 в соответствии с IEC 61508

Уровнемер радарный OPTIWAVE 5200

- Измерение уровня жидкостей, паст, суспензий и сыпучих продуктов
- Частота измерения: 8,9...10,4 ГГц
- Широкий выбор антенн в зависимости от применения
- Модульная конструкция корпуса и антенны обеспечивает возможность монтажа в ограниченных пространствах
- Отвечает требованиям SIL2 в соответствии с IEC 61508



Центральным событием деловой программы выставки стал 5-й международный энергетический форум «От современных нефтегазовых технологий к стабильному отраслевому развитию» – ЭНЕРКОН-2014.

Участники форума дали оценку нынешнему состоянию отрасли и обсудили перспективы развития ТЭК, обменялись мнениями по Энергетической стратегии России до 2035 года.

На пленарной сессии форума выступили советник генерального директора ОАО «Зарубежнефть» Аркадий Боксерман, профессор МГУ имени М.В. Ломоносова, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина Александр Хавкин, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль и другие эксперты отрасли.

В рамках ЭНЕРКОН-2014 прошло заседание научно-практической

секции «Трудноизвлекаемые и альтернативные ресурсы России. Освоение российского Арктического шельфа». Последние исследования по данной теме представили видные российские ученые, представители отраслевой науки – заместитель генерального директора по нефти и газу ОАО «ВНИИ ЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ» Владимир Высоцкий, профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Александр Дроздов, директор Института химии нефти СО РАН, профессор Любовь Алтунина, заведующий сектором отдела экономики ТатНИПИнефть Амур Яртияев, директор по НИОКР и Инжиниринг Weatherford Россия Михаил Гельфгат, вице-президент Мирового Нефтяного Совета, профессор Анатолий Золотухин.

Минпромторг России выбрал площадку главного отраслевого форума для проведения практического семинара

«Промышленные предприятия Крымского федерального округа: поставки оборудования для нефтегазового комплекса в новых геоэкономических условиях». Директор департамента металлургии и тяжелого машиностроения Минпромторга А.Михеев, заверил собравшихся, что Минпромторг России будет всячески поддерживать предприятия Крыма, и рекомендовал представителям нефтегазовой отрасли из других регионов РФ заключать с ними договоры и работать на рыночной основе.

Выставка «Нефтегаз-2014» и форум ЭНЕРКОН-2014 предоставили уникальную возможность в течение нескольких дней на одной площадке увидеть, каким в настоящее время является топливно-энергетический комплекс России и каким он может и должен стать в ближайшее время и в обозримой перспективе. ●

ВИЗУАЛИЗАЦИЯ БУДУЩЕГО

Как происходит управление заводом в настоящее время? Представьте себе, что вы отправляете операторов в бессонный 12-часовой перелет в эконом-классе, а затем просите их принять критически важное решение, влияющее на производственный план компании и безопасность сотрудников. Для принятия такого решения операторам требуется намного больше, чем просто сведения о технологических процессах. Необходима среда, которая помогает сохранять постоянную готовность, позволяет свободнее передвигаться и представляет информацию в более простой и понятной форме. Какие технологии управления предприятием предлагает компания Honeywell? На этот и другие вопросы **Neftegaz.RU** ответил **Александр Матвеев**, Региональный директор по продажам Honeywell «Промышленная автоматизация» (Process Solutions)



Александр Матвеев,
Региональный директор
по продажам Honeywell
«Промышленная
автоматизация»
(Process Solutions)

– Компания Honeywell работает на российском рынке 40 лет, как за это время изменились подходы к управлению производством?

– Полноценную распределенную систему управления производством Honeywell представила еще в 1970-е гг. Продукты, выпущенные компанией за это время, поддерживаются до сих пор. Заказчик не остается без нашей помощи, даже если у него установлена самая первая система.

Конечно, с течением времени многое изменилось. На современных предприятиях используются новые технологии, более совершенные и удобные в эксплуатации. При этом следует отметить, что промышленная автоматизация более консервативна, нежели бытовая, поскольку заказчики в этом сегменте, прежде всего, ориентируются на показатели безопасности и стараются дублировать многие элементы системы.

Honeywell по-прежнему удается не только удовлетворять потребности рынка, но и во многом опережать их. Мы уделяем большое внимание пополнению и совершенствованию своего продуктового портфеля, и на сегодняшний день располагаем эффективными технологиями, позволяющими оптимизировать производственные процессы. В качестве примера можно привести инновационную систему управления Experion Process Knowledge System (PKS).

– В чем ее принципиальная новизна?

– Это во многом революционная технология, квинтэссенция накопленного Honeywell опыта. Она объединяет в себе активы, технологические процессы и возможности персонала. Она создана с учетом будущего развития и позволяет управлять всеми основными аспектами производства – от оптимизации выпуска продукции до снижения эксплуатационных издержек. Так, например, затраты на техническое обслуживание сокращаются на 30%.

– Как происходит обучение персонала работе на новом оборудовании?

– Honeywell предлагает своим заказчикам разнообразные тренинги как у себя в офисах, так и на предприятиях заказчиков. Проводя тренинги, мы не просто передаем свой опыт, но и делимся знаниями о лучших мировых практиках. Кроме того, помимо обучения мы разрабатываем по заказам предприятий тренажеры для операторов технологических процессов. Это действительно важно, поскольку процессом производства управляет человек. Так, именно от правильности действий оператора зависит бесперебойность работы предприятия, а его ошибки приводят к внештатным ситуациям (в 40% случаев аварии на производстве возникают из-за человеческого фактора). Наши



учебные курсы и тренажеры в комплексе образуют эффективную систему обучения персонала заказчика. Она позволяет в кратчайшие сроки провести необходимые занятия, и, соответственно, быстрее запустить мощности в производство на новых объектах, а также снизить вероятность внештатных ситуаций на уже работающих производствах.

– Часто иностранные компании жалуются, что госстандарты мешают вхождению на рынок. Honeywell сталкивается с такими препятствиями продвигая свои продукты?

– Локализация или, если говорить о российском рынке, русификация – это важный аспект для любого продукта, ведь он должен соответствовать нормативным, государственным и отраслевым требованиям той страны, в которой будет представлен. Уникальность нашей продукции

заключается в сочетании лучших мировых технологий и локального инжиниринга. Мы работаем с ведущими российскими специалистами и учеными и предлагаем продукт, полностью отвечающий требованиям наших заказчиков.

– А какие основные требования сегодня предъявляют заказчики к системам промышленного управления?

– Говоря простыми словами, наши клиенты хотят спокойно спать, не беспокоиться о возможных сбоях производственного процесса и получать при этом хороший результат. Если рассматривать вопрос более детально, то следует принять во внимание, что собственники предприятий имеют свои уровни для корпоративных показателей. Например, сроки окупаемости вложенных инвестиций, повышение производственных мощностей,

сокращение операционных затрат, увеличение производства более ценного продукта, межсезонный интервал и т.д.

Устанавливая эффективную связь между человеком и технологическими процессами, коммерческой деятельностью и управлением активами, система Experion PKS помогает собственникам предприятий повышать показатели надежности, работоспособности и прибыльности.

– А если смотреть на предприятия ап-стрим и даун-стрим, какие продукты наиболее востребованы в каждом из направлений?

– На любом производстве есть два основных требования – обеспечить безопасность людей и окружающей среды. Продукты и решения Honeywell необходимы как в добыче, так и в переработке. Для добывающих предприятий (ап-стрим) все более актуальна работа в удаленных экстремальных

условиях, соответственно, все более востребованным становится удаленное управление как один из элементов повышения безопасности и эффективности, также на удаленной основе можно привлечь более опытные кадры.

– Говоря о сложных условиях добычи, все больше месторождений шельфа Арктики переходят в разработку, какие трудности вы здесь видите?

– Любой проект по созданию новых предприятий, тем более связанный с шельфом, сопряжен с решением сложных задач по строительству в короткие сроки и с наименьшими затратами, внедрением новых технологий. Этап проектирования чаще всего бывает многоитерационным, и изменения на этом этапе увеличивают срок реализации всего проекта. Передовые технологии виртуализации, которыми располагает Honeywell, позволяют сократить сроки реализации проекта на несколько месяцев.

В качестве примера можно привести Univesal I/O – один из элементов таких технологий Honeywell. Как известно, существуют разные виды входных и выходных сигналов (аналоговые, цифровые), и суть разработки заключается в том, чтобы избавиться от жесткой зависимости от типа модулей ввода-вывода.

Обладая модулями Universal I/O (универсальный вход/выход), мы можем не дожидаться окончательной таблицы сигналов с указанием на то, куда приходят определённые типы сигналов, и вести проектирование системы без неё. Таким образом, выполняя свою часть проектирования, мы работаем параллельно с проектным институтом и, благодаря этому, выполняем работу на несколько месяцев быстрее. При этом последние изменения можно вносить дистанционно и за считанные минуты.

Кроме того, технология Universal I/O устраняет потребность в кроссовых шкафах, чтобы правильно подвести нужный сигнал к нужному контроллеру, что обеспечивает существенную (до 30%) экономию места. Порой это весьма критично, особенно на добывающих платформах.

Ещё одна наша технология виртуализации, Experion Orion, позволяет реализовать на одном физическом компьютере несколько виртуальных машин, тем самым уменьшая количество необходимого оборудования и, соответственно, сокращая занимаемое им место. Это важно для морских проектов, поскольку вместо большого количества компьютеров появляются виртуальные машины, потребляющие меньше энергии, выделяющие меньше тепла и, соответственно, требующие меньше энергии для охлаждения.

Решения Honeywell для виртуализации дают возможность проводить заказ системы управления и системы противоаварийной защиты на более позднем этапе реализации проекта и таким образом получать наиболее современное аппаратное и программное обеспечение к моменту пуска предприятия, а также проводить приемочные испытания дистанционно.

Эти новшества уже постепенно внедряются в мировую практику, но в России пока не слишком распространены.

– Можно сказать, что эти технологии – следующий этап, на котором будет строиться управление производством?

– При комплексном и грамотном использовании технологии виртуализации уже в ближайшее время смогут решить многие проблемы заказчиков в управлении производством, а также позволят повысить эффективность как новых, так и уже существующих производств. Технологии виртуализации будут востребованы, поскольку они экономят время на проектирование и реализацию проекта в целом, что особенно важно для сложных производственных объектов.

– Будет ли эта технология более дорогой?

– Сокращение временных затрат на проектирование, уменьшение количества оборудования позволяют заказчику значительно выиграть на капитальных затратах и более эффективно управлять модернизацией и жизненным циклом системы. Так, например, в традиционных системах установка

дополнительных компьютеров может занять дни или недели, а система виртуализации помогает запустить дополнительные виртуальные машины за несколько часов.

– Насколько российский рынок открыт для прихода новых технологий?

– Рынок промышленной автоматизации во всем мире достаточно консервативен, ведь большинство добывающих и перерабатывающих предприятий – это опасные производства. Каждая внештатная ситуация может очень дорого обойтись, поэтому клиенты осторожно используют технологии, не обладающие продолжительной и успешной историей использования. Дополнительным барьером в России является ведомственная и государственная сертификация, которая накладывает значительный временной люфт, задерживающий внедрение новинок в промышленное использование (от полугода до года), что также негативно влияет на конкурентоспособность российских предприятий.

– Сколько времени в целом проходит от разработки до внедрения?

– Мы как разработчики заинтересованы в быстром внедрении. И в тоже время мы стремимся выпустить качественный продукт, соответствующий потребностям заказчика. В качестве примера приведу новую консоль оператора Experion® Orion.

Так, наши специалисты на протяжении года посещали предприятия по всему миру, работающие в различных отраслях промышленности для того, чтобы изучить потребности потенциальных заказчиков. Специалисты наблюдали за работой операторов в разных ситуациях, выявляли особенности их профессиональной деятельности вплоть до поведенческих реакций, чтобы создать максимально комфортное рабочее место, позволяющее свести к минимуму влияние человеческого фактора на управление производством. Судя по откликам, которые мы получили во время Мирового нефтяного конгресса в Москве, эта разработка вызвала большой интерес у российских заказчиков. ●

EXPERION ORION – ДИСПЕТЧЕРСКАЯ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

На прошедшем недавно 21-м мировом нефтяном конгрессе компания Honeywell продемонстрировала свою последнюю разработку – консоль Experion Orion. Эргономичный дизайн и улучшенный человеко-машинный интерфейс снижают утомляемость операторов и позволяют эффективнее устранять нарушения технологических процессов. Почему еще эту новинку называют технологией для диспетчерских будущего?



Консоль **Experion® Orion**, созданная на основе флагманской платформы компании Honeywell Experion Process Knowledge System (PKS), сочетает в себе эргономичный дизайн и улучшенный человеко-машинный интерфейс, что даёт возможность упростить работу с системами управления, снизить утомляемость операторов и повысить эффективность контроля над ситуацией.

Дизайн Experion Orion разработан с учетом отзывов операторов, полученных в ходе многочисленных посещений диспетчерских старых и новых производственных предприятий, работающих по всему миру в различных отраслях. Конструкция и функциональные возможности консоли также являются результатом наблюдений за поведением операторов и анализа информации, собранной на разных этапах производственного процесса, включая запуск технологических установок и работу в условиях нештатных ситуаций.

Консоль включает большой универсальный дисплей сверхвысокого разрешения, который позволяет моментально оценить технологическую обстановку для принятия управленческих решений. Универсальность дисплея позволяет операторам настраивать дисплеи

с учетом особенностей технологических процессов, а также использовать расширенные возможности управления аварийными сигналами, панорамирования и масштабирования изображения. Ограничения и целевые показатели напрямую встраиваются в обзорные экранные формы, обеспечивая оптимальное управление процессами и позволяя операторам брать на себя больший объем ответственности в рамках всего промышленного объекта.

Дисплеи с сенсорным экраном представляют собой основной рабочий интерфейс, используя который операторы могут быстро и точно реагировать на меняющиеся условия и предотвращать аварийные ситуации.

Помимо дисплея для отображения фактической информации в состав консоли входит мобильный планшетный компьютер. Его использование снижает утомляемость операторов, а также позволяет свободнее перемещаться по диспетчерской. Кроме того, система поддерживает технологии беспроводной мобильной связи, что даёт операторам возможность просматривать те же формы экрана на портативных устройствах, находясь в других производственных зонах завода. ●

ВЫХОД ИЗ ТУПИКА

в области оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства

Несмотря на постоянно совершенствуемую и обширную работу по прогнозированию мировой энергетики, результаты этой работы все еще не соответствуют насущным потребностям заинтересованных сторон. Известные попытки имеют существенные изъяны, что исключает возможность использования их результатов для принятия сбалансированных решений. Эта сфера деятельности находится в тупике и нуждается в преобразовании. Позволить событиям развиваться в установившемся режиме не представляется желательным. Очевидна необходимость предпринять решительные усилия. Каковы пути выхода из создавшейся ситуации в рассматриваемой области? Представляем мнение независимых экспертов.*

**Валентин Поминов,
Игорь Яковлев,
Межотраслевая группа
экспертов**

В современный период повышенной турбулентности международной ситуации требуется переосмыслить положение в области оценки и прогнозирования мировой энергетики, да и глобальной макросреды в целом. Усилия, предпринимавшиеся до сих пор, представляются неадекватными. Не претендуя на истину в последней инстанции, авторы излагают свое видение путей решения рассматриваемой проблемы.

Тупик в области оценки и прогнозирования мировой энергетики

Ежегодно публикуется свыше десятка новых прогнозов мировой энергетики. Приведем отдельные параметры некоторых из последних известных прогнозов (таблица 1).

Ни один из известных прогнозов мировой энергетики не соответствует признакам системности.

В опубликованных разработках Межотраслевой группы экспертов (МГЭ) раскрывается суть названных недостатков. Здесь кратко затронем только те из них, которые относятся к мировой цене нефти.

Прежде всего, до сих пор не определен механизм формирования мировой цены нефти. Не выполнена задача, поставленная саммитом глав стран Группы двадцати, – разработать рекомендации по установлению связей между физическими и финансовыми нефтяными рынками.

Далее, никто не может сказать, как конкретно формируются значения мировой цены нефти, публикуемые известными ценовыми агентствами.

Что касается России, то для нее власти выбрали логически необъяснимый, но обязательный для исполнения формат задания значений мировой цены нефти, которые жизненно необходимы для российской экономики, поскольку колебание цены на один доллар ведет к изменению федерального бюджета на 60 млрд руб. Закон оставляет сферу ценообразования открытой для произвольной деятельности исполнительной власти. В результате вышло так, что пробелы законодательства стали восполняться актами Правительства России. Такие акты предписывают использовать для официальных расчетов (налогов, пошлин и др. показателей) цены нефти марки Юралс, предоставляемые зарубежными агентствами.

Постановление Правительства РФ от 26 февраля 2013 г. N 155 определяет, что данная цена для расчета таможенных пошлин помещается на сайте Минэкономразвития по данным международного агентства «Аргус Медиа Лимитед». В то же время распоряжение Правительства РФ от 19.08.2002 N 1118-р устанавливает, что для расчета налога на добычу

полезных ископаемых то же министерство должно публиковать в «Российской газете» данные о цене нефти Юралс, купленные у другого международного агентства – «Рейтерс». Получается, что публикации в «Российской газете» никак не увязаны с сайтом Минэкономразвития.

Остается непонятным, почему эти данные не могут стандартно регистрироваться соответствующими официальными российскими инстанциями, особенно если иметь в виду, что выводы указанных агентств проверке не поддаются и вызывают сомнение у многих специалистов.

Судя по всему, не разобравшись в данной проблеме, авторы указанных прогнозов, некритически используют сомнительную ценовую информацию для своих построений, причем порой то как исходно задаваемую величину, то как рассчитываемый результирующий параметр.

Другие основные недостатки прогнозов мировой энергетики: неразрешенность дилеммы сценарии-прогнозы; множество сценариев и вариантов; неувязанность сценариев и нежелание объединить усилия; пренебрежение средними и малыми странами и оптимальной десегрегацией параметров, в том числе по отдельным объектам; отсутствие транспарентности; юридическая несостоятельность и сомнительность акцептирования прогнозов, их удаленность от процесса принятых решений; разнохарактерность текущих, кратко-, средне- и долгосрочных измерений; опора на провозглашенные политические меры; непоследовательное встраивание макроэкономических показателей; несоответствие моделирования и внемоделных построений; просчеты из-за недостаточного внимания к оценке ретроспективы и прошлого

опыта прогнозирования, а также современного состояния и ближайшего будущего; неспособность отделить физическую нефть от бумажной; неясная роль мировой цены нефти; суженный ракурс рассмотрения энергетической бедности; ненужные нагромождения в виде новых построений, таких как дорожные карты; в целом низкий уровень системности и технологичности.

Всего, таким образом, насчитывается около 20 основных недостатков.

Ввиду огромного общего объема опубликованных версий прогнозных сценариев, отсутствия возможности проверить расчеты приведенных в них значений параметров и присущих им остальных изъянов, все они вместе взятые и каждый из них в отдельности не могут считаться надежной основой принятия практически значимых решений органами власти и бизнесом. В результате отсутствуют единство и точность, в частности, в прогнозировании ключевого показателя – мировой цены нефти, что иллюстрирует таблица 2.

В унисон с властями часто ведет себя и бизнес. Мировая цена нефти – один из самых сомнительных параметров программ ведущих российских топливно-энергетических компаний. Как одно из следствий – немалая доля зарубежных операций многих из таких компаний малорентабельна или убыточна, они ничего не дают для российской казны.

На мировых рынках продолжают бесконтрольно действовать силы, которые собственно и вызывают непредсказуемое движение мировой цены нефти. Причем ни у кого не хватает смелости назвать конкретные организации и лица, которые непосредственно двигают ее в ту или иную сторону. И это в лучшем случае. А если говорить

ТАБЛИЦА 1. Организации, их последние сценарии и главные общемировые показатели для 2035 г.

NN	Организации	Число сценариев (вариантов)	Показатели			
			Общее потребление первичной энергии, млрд. тнэ	ВВП, трлн. долл. США	Население, млрд. человек	Средняя мировая цена нефти, долл. США за баррель
1	Международное энергетическое агентство: 2011, 2012, 2013	23	15–19	176	9	97–145
2	Организация стран-экспортеров нефти: 2011, 2012, 2013	6	18–19	нд	9	80–160
3	Управление энергетической информации Министерства энергетики США: 2011, 2012, 2013	7	18–22	162–190	9	50–213
4	Институт энергетической стратегии: 2011	3	14–16	нд	нд	40–60
5	Институт мировой экономики и международных отношений: 2011	1	нд	176	8	нд
6-7-8	Институт энергетических исследований-Российское энергетическое агентство-Аналитический центр при правительстве РФ: 2012, 2013, 2014	14	16–18	150–181	9	86–125
9	Бритиш Петролеум: 2014	3	16–18	212	8	нд
10	Экссон Мобил: 2012, 2014	1	17	нд	9	нд
11	Шелл: 2013	2	19–20	нд	нд	нд
12	Мировой Энергетический Совет: 2013	2	15–19	123–137	8–9	нд
Всего/Диапазон		62	15–22	123–212	8–9	40–213

ПРИМЕЧАНИЯ: Полный вариант таблицы может быть выслан по запросу на rybik@pisem.net. тнэ – тонн нефтяного эквивалента; цены неизменные. нд – нет данных в открытых публикациях и/или на сайтах соответствующих организаций

* Мнение авторов может не совпадать с мнением редакции.

ТАБЛИЦА 2. Отклонения прогнозов среднегодовой мировой цены нефти от ее фактически достигнутых значений за 2009–2014 гг., %1

Источники	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Правительство США ²	+32	-9	-10	-6	-5	-7 ⁴
Голдман Сакс ²	+27	+15	+10	+27	+26	+3 ⁴
Правительство России ³	+59	-26	-45	-9	-16	-13 ⁵

¹ Использованы данные из прогнозов, опубликованных в конце соответствующих предшествующих лет.

² Данные для нефти марки WTI.

³ Данные для нефти марки Юралс.

⁴ На 14 августа.

⁵ На 31 июля

о худшем, то надо иметь в виду, что, по некоторым данным, до 90% операций на главных биржах ныне выполняют сверхскоростные компьютерные программы, фактически играющие между собой и находящиеся в руках отнюдь не простых участников торговли.

Надо также иметь в виду, что сохранению текущей ситуации способствует активная деятельность влиятельного контингента приверженцев убеждения, согласно которому с этой ситуацией надо смириться как с явлением, ниспосланным рыночным мироустройством. При этом главный выход видится лишь в том, чтобы облегчить этой «вещи в себе» проявить свои позитивные возможности.

По-прежнему события в рассматриваемой области подвержены влиянию неуправляемых рисков, в принципе представляющих опасность для человечества.

Итак, назрела острая потребность найти выход из тупика, в котором находятся оценка и прогнозирование мировой энергетики в целом и в том числе мировой цены нефти.

Выходом может стать реализация инициатив МГЭ в рамках представленных ниже трех направлений с целью коренного улучшения ситуации в рассматриваемой области.

Три главных направления решения проблемы на международном уровне

Для выхода из сложившейся тупиковой ситуации участники МГЭ полагают необходимым двигаться в трех основных взаимосвязанных направлениях:

1. Создать высокотехнологичную Единую международную систему оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства в макросреде, учредить тесно связанные с ней Всемирную службу ценовой информации и Международную интернет-платформу по энергетике и экологии.
2. Интенсифицировать международное сотрудничество для обеспечения более устойчивой и управляемой динамики мировой цены нефти.
3. Разработать Концепцию количественного измерения

энергетической безопасности на международном и национальном уровнях.

В рамках первого направления, опираясь на современные тенденции, Единая международная система должна отличаться вовлечением около тридцати современных технологий, большинство из которых приведено в указанном далее перечне.

Участники МГЭ разработали и в пилотном порядке апробировали методологию практического использования приведенных технологий, каждая из которых инкорпорирует лучшие мировые нововведения. Результаты изложены в отдельных разработках МГЭ и частично опубликованы, а здесь ограничимся краткой характеристикой только некоторых из них.

Так, в умной базе данных (технология 2), как ее трактует МГЭ, информация не только хранится в исходном виде, но и проверяется на достоверность, подвергается определенному анализу и преобразуется с учетом интересов различных групп пользователей. При этом степень ее обработки может доводиться до выдачи вариантов решений. Речь идет об онлайн-интерактивном режиме эксплуатации умной базы. Ответвлением этой базы данных станет международная интернет-платформа по энергетике и экологии.

В отношении технологии 17 отметим, что число возможных (правдоподобных) сценариев, которые следует задействовать в процессе истинно фундированного прогностического исследования, может быть весьма большим. При этом важно придерживаться правила, согласно которому любое даже незначительное изменение обстоятельств должно вести к пересчету всех без исключения показателей по всему миру в целом, то есть к появлению нового сценария развития глобальной энергетики, и более того – макрорезультата.

Необходимо, чтобы выбор из массы разработанных сценариев наиболее вероятного был делом большого умения (и искусства). Особенность такого сценария состоит в том, что он должен строиться применительно не только к трендам, присущим всему миру, но и к специфике отдельных стран.

Перечень некоторых технологий для построения систем оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства

1. Независимая верификация подсчетов природных энергоресурсов
2. База данных нового поколения (умная база данных)
3. Отслеживание взаимосвязи с макрорезультатами и геополитикой
4. Кадастр инноваций
5. Обоснование предельных значений показателей энергетической безопасности
6. Онлайн-мониторинг центров ценообразования, проникновение в механику волатильности
7. Опора на натурально-стоимостные топливно-энергетические балансы
8. Многоаспектный расчет сравнительной эффективности освоения энергоресурсов
9. Анализ собственности и выручки
10. Измерение социальной нагрузки топливно-энергетического хозяйства
11. Выстраивание взаимосвязей рынков энергоресурсов, других товаров и финансовых инструментов
12. Установление соотношений между спотовыми и деривативными, а также между мировыми и внутристрановыми ценами энергоресурсов
13. Сочетание высоко результативных методов прогнозирования – модельных и внемодельных
14. Исчерпывающая проверка современных методов прогнозирования на ретроспективе
15. Обеспечение максимальной детализации показателей, в том числе в географическом разрезе
16. Инкорпорирование элементов других прогнозов с согласия их авторов
17. Создание вариантов реалистичных прогнозов и выбор наиболее вероятностного из них
18. Непрерывность процесса прогнозирования с отражением внутридневных изменений в кратко-, средне- и долгосрочных прогнозах
19. Ориентация на выработку адресных рекомендаций с обоснованиями и расчетами эффективности

ТАБЛИЦА 3. Динамика и волатильность мировой цены нефти¹, 2004–2014 гг.

Показатели	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014 ²	2004 – 2014
Рост средней мировой цены (добычи) нефти против предыдущего года, %	+35 (+4)	+36 (+1)	+16 (0)	+9 (0)	+39 (+1)	-38 (-2)	+27 (+2)	+20 (+1)	-1 (+2)	+4 (0)	+3 (+1)	+226 (+10) ³
Превышения максимальных значений цены над минимальными, %	+56	+53	+33	+87	+272	+132	+41	+51	+40	+28	+19	+320

¹ Номинальная цена марки WTI. ² Январь – 14 августа. ³ Рост мирового экспорта жидких углеводородов за тот же период составил 16%.

20. Подготовка проектов нормативно-правовых актов
21. Работа в формате Распределенной сети экспертов как эффективного способа мобилизации интеллектуального потенциала
22. Обеспечение максимальной открытости, предоставление всех данных по запросам с соблюдением авторских прав

Примечания к перечню.

1. В перечне не указано около 10 других специальных технологий.
2. Отсутствие хотя бы одной из названных технологий или недостаточный уровень их применения, являются основаниями для того, чтобы считать соответствующие разработки не заслуживающими доверия.
3. До тех пор, пока не обеспечено успешное применение этих технологий, нецелесообразно спешить публиковать и продвигать результаты соответствующих разработок.

В данном случае наиболее вероятным сценарием становится тот, который отражает именно такую специфику и сопровождается набором рекомендуемых конкретных постранных мер. Только в таком случае соответствующая прогностическая разработка становится по-настоящему нужной для принятия необходимых решений.

В этой связи, например, нелогично выдвигать обеспечение определенных связанных с энергетикой уровней выбросов в качестве единственной цели подстроенного под это обособленного сценария. На самом деле соответствующую норму таких выбросов надо считать одной из целей любого сценария без исключения.

Задача упомянутых распределенных сетей экспертов – усовершенствовать представленную методологию и добиться ее полномасштабного использования.

Единая международная система и связанные с ней Всемирная служба ценовой информации и Международная интернет-платформа по энергетике и экологии придадут импульс продвижению по остальным направлениям, в частности, путем объединения ныне разрозненных начинаний и повышения их эффективности. Это станет важным фактором перехода к активному и агрессивному вариантам воздействия на мировую цену нефти (см. ниже).

Что касается второго направления (обеспечения более устойчивой и управляемой динамики мировой цены нефти), включая возможность ее умелого предвидения, то, прежде всего, необходимо тщательно разобраться в механизме ее динамики и волатильности.

Как видно из таблицы 3, средняя мировая цена нефти за 11 лет (с 2004 г.) ежегодно прирастала в диапазоне от -1 до +39%, но в 2009 г. упала сразу на 38%. Внутригодовые колебания, измеряемые превышением максимальных значений цены над минимальными, по годам изменялись от 19 до 272 %, составив 320% за весь указанный период. Эти колебания, резко уменьшившись после 2008–2009 гг., еще больше

ослабили к 2014 г., но опасность новых резких перепадов не исключена, а главное, полностью не осознается.

Динамика и колебания цены не имеют ничего общего с соответствующими параметрами по физическим объемам добычи нефти. В рассматриваемой области полезно определиться с двумя понятиями: «объекты влияния» и «степень влияния».

К объектам влияния следует относить и значения мировой цены нефти. Можно следующим образом охарактеризовать суть вариантов степени влияния на мировую цену нефти (таблица 4).

Власти, бизнес и экспертное сообщество ныне в основном придерживаются первого варианта, изредка приближаясь к рудиментарным версиям второго.

Пока что главным рычагом целенаправленного воздействия на мировую цену нефти являются только решения стран-членов ОПЕК по объему своего экспорта нефти. Уже в течение длительного времени они практически не меняют этого объема, ограничиваясь весьма скрупулезным отслеживанием тенденций глобального нефтяного баланса.

ТАБЛИЦА 4. Варианты влияния на мировую цену нефти

NN	Варианты	Суть вариантов степени влияния
1	Пассивный	Для изменения цены ничего не предпринимается в дополнение к уже существующим механизмам
2	Паллиативный	Полумеры, например, озвучивание предпочтительных значений мировой цены на международных форумах в непоследовательном режиме, от случая к случаю
3	Активный	Эшелонированная политика и разъяснительно-пропагандистская работа с опорой на глубокое знание механизма нефтяного ценообразования
4	Агрессивный	Действия, направленные на изменение цены нефти

Речь, таким образом, идет о необходимости заблаговременного прогнозирования признаков предстоящего угрожающего колебания данной цены и о мерах по его предотвращению и/или оперативной ликвидации отрицательных последствий. Но и о внутригодовых колебаниях забывать тоже нельзя.

Для этого серьезно переосмыслению надо подвергнуть положение с данными о ретроспективной и ожидаемой цене нефти и скорее переходить ко второму к третьему вариантам влияния на ее величину.

В рамках второго направления следует также осуществить идею МГЭ о введении нового глобального измерителя – «установленной мировой цены нефти» (УМЦН), рассчитываемой по специальной методике исходя из следующих принципов:

1. При составлении общего топливно-энергетического баланса во внимание принимается преимущественно нефть ее владельцев, подписавших соответствующее международное соглашение. Параметры спроса и предложения такой нефти составляют часть общего баланса – «одобренный баланс нефти», в котором задаётся объём замыкающей нефти, причём ее доля может колебаться от 3 до 10%, а конкретные значения определяются международным соглашением.
2. Для заданного объёма замыкающей нефти вычисляются средневзвешенные суммарные удельные издержки с учетом всех стадий, включая доставку на рынок, а также основных физических характеристик (плотности, содержания серы и т.д.), которые будут определять универсальный мировой маркер нефти.
3. УМЦН получается как сумма указанных средневзвешенных издержек и согласованной надбавки, и таким образом будет обеспечиваться прибыльность для всех производителей нефти, подписавших соглашение и сформировавших одобренный баланс нефти.
4. По таблице поправок к параметрам универсального мирового маркера нефти может определяться цена любого фактического сорта нефти.

5. В редких случаях, когда УМЦН оказывается неприемлемой (издержки превышают требуемый уровень), могут вводиться исключения.

После одобрения международной конференцией представителей всех главных ключевых агентов, принятое значение УМЦН становится обязательным для сторон, подписавших соответствующий договор. Остальные участники рынка вольны придерживаться любых других механизмов ценообразования и уровня цен.

Рыночный характер концепции УМЦН несомненен. Ее воплощение в жизнь позволит вывести операции с фиктивной нефтью за пределы достаточно четко очерченной сферы сделок с ее реальными объемами.

В основу третьего направления (подготовка и принятие Концепции количественной оценки энергетической безопасности на международном и национальном уровнях) можно заложить следующие принципы:

1. **Актуальность разработки Концепции.** Отсутствие обоснованных количественных измерителей энергетической безопасности обесценивает намерения и усилия по ее повышению. Ранее выполненные исследования в данной области лишены должной системности и технологичности, поэтому остаются невостребованными.
2. **Цель.** Создание инструментария, существенно повышающего эффективность решений в сфере топливно-энергетического хозяйства, в том числе через обеспечение взаимодействия с экспертным сообществом и населением.
3. **Содержание и методология работы.** Адекватное отражение объективных тенденций в понятийном аппарате и в величине измерителей энергетической безопасности, встроенных в механизм принятия практически значимых решений. Выбор оптимального сочетания и формул расчета количественных измерителей энергетической безопасности на внутристрановом и международном уровнях.

Главное внимание – измерителям макроуровня в увязке с документами по другим видам безопасности.

Выход на обобщенную характеристику энергетической безопасности на мезо- (отрасли, производства, административные единицы) и микроуровнях (хозяйствующие субъекты, домохозяйства и т.п.) с выделением локальных концентраций рисков, приводящих к крупным негативным последствиям.

4. **Результаты.** Обоснование и формулы расчета частных и синтетических измерителей энергетической безопасности. Критерии и способы калькуляции пороговых значений этих измерителей, характеристика упреждающих мер, которые потребуются при приближении к этим значениям, с учетом сравнения усилий на их реализацию с возможным ущербом.

Техническое задание на создание умной базы данных для онлайн-интерактивного мониторинга рассматриваемых измерителей – в рамках Единой международной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства.

Адресные рекомендации по реализации положений Концепции и разработка при необходимости проектов нормативно-правовых актов.

5. **Исполнители.** Распределенная сеть экспертов, действующая с использованием лучшего опыта краудсорсинга под эгидой Международного энергетического форума.

6. **Последствие.** Концепция – основа разработки частных измерителей энергетической безопасности применительно к мезо- и микроуровням топливно-энергетического хозяйства и образец для распространения этой практики на другие ключевые виды безопасности.

Для трех показателей энергетической безопасности на обсуждение выносятся предельно допустимые значения, превышение которых означает неприемлемую угрозу для глобальной энергетической безопасности (таблица 5).

Рецепт для России

Одновременно с инициативами на международном уровне эквивалентные усилия следует

ТАБЛИЦА 5. Предельно допустимые значения показателей, характеризующих глобальную энергетическую безопасность

NN	Показатели	Предельно допустимые значения, %
1	Изменение мировой цены нефти в данном году по сравнению с предшествующим	6 ¹
2	Внутригодичное превышение максимального значения мировой цены нефти над ее минимальным значением	10
3	Отклонение прогнозируемого значения мировой цены нефти от фактического в данном году	3 ¹

¹ В ту и другую сторону. ² Имеется в виду прогноз предшествующего года

предпринять и для обеспечения интересов России.

Прежде всего, важно параллельно развернуть Российскую национальную систему оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства в макросреде, во многом аналогичную по отношению к Единой международной системе.

Решение этой задачи облегчится, если внести коррективы в недавно принятый федеральный закон «О стратегическом планировании в Российской Федерации» и преобразовать проект «Энергетическая стратегия России на период до 2035 года», что подробно рассмотрено в журнале «Экологический вестник России», 2014, N4, стр. 4-14, и в N 8, стр. 4-10. Там, в частности, предлагается, чтобы всем документам стратегического планирования предшествовала разработка двух новых документов:

- Оценка и прогноз развития мировой экономики на кратко-, средне- и долгосрочный периоды;
- Оценка и прогноз развития мирового топливно-энергетического хозяйства в макросреде на кратко-, средне- и долгосрочный периоды.

Оба документа должны опираться на использование соответствующих высокотехнологичных систем.

Одним из многочисленных изъянов проекта Энергостратегии-2035 является то, что в ней только предполагается в будущем создать «российскую систему анализа и прогнозирования мировой энергетики», хотя разработка самой стратегии должна была с самого начала опираться на подобную систему.

Первоочередные шаги

Для ускорения действий в рассмотренных направлениях на международном уровне, с привлечением также российского потенциала, следует в оперативном порядке подготовить:

1. Технические задания на создание Единой международной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства и на развертывание параллельной Российской национальной системы;
2. Методические материалы для международной конференции по введению установленной мировой цены нефти;
3. Предложения по агентствам ценовой информации и деривативам;
4. Обоснование Всемирной службы ценовой информации;
5. Методику расчета Установленной мировой цены нефти;
6. Техничко-экономическое обоснование Международного интернет-портала по энергетике и экологии;
7. Концепцию количественной оценки энергетической безопасности;
8. Проект федерального закона о внесении корректив в федеральный закон «О стратегическом планировании в Российской Федерации» и в новую редакцию документа «Энергетическая стратегия России на период до 20135 года».

В развитие рассмотренных выше инициатив и повышения их комплексности дополнительно предлагается:

- Выполнить многосторонний анализ причинно-следственных связей в торговле нефтью и нефтепродуктами между: (а) физическими и чисто финансовыми сделками с учетом значимости различных инструментов и способов выполнения операций, в том числе в автоматических сверхскоростных режимах; (б) биржевыми и внебиржевыми сделками при разных способах их регистрации; (г) мировыми и внутристрановыми ценами – все это в рамках реализации системного подхода.
- Обеспечить более широкое участие независимых экспертов в таких международных мероприятиях, как семинары по рынкам энергии, форумы по их регулированию и симпозиумы по прогнозированию мировой энергетики – с тем, чтобы переориентировать эти мероприятия на решение практически значимых вопросов.

Требуется скрупулезно сначала подвергнуть мозговому штурму представленный набор проектов с учетом сопутствующих обоснований, а затем, после их соответствующей коллективной корректировки, приступить к этапу реализации.

Организационное сопровождение

Основную работу в рамках трех изложенных выше направлений целесообразно выполнять силами международной распределенной сети экспертов, действующей на нетрадиционно транспарентной основе, в том числе в отношении первичных данных и алгоритмов их обработки. Распределенность усилий, использование самых продвинутых технологий и открытость являются велением времени, наиболее эффективным форматом решения прорывных задач в современных условиях. Из многих вариантов возможного руководства деятельностью этой сети наиболее подходящим представляется его отнесение к компетенции Международного энергетического форума (МЭФ), ныне функционирующего под эгидой профильных министров из около 90 стран мира. Деятельность МЭФ становится все более комплексной и

качественной, в том числе по линии проводимых им мероприятий, включая симпозиумы по прогнозированию энергетики и семинары по связям между физическими и финансовыми рынками энергии. МЭФ теперь – не только площадка для обмена информацией и диалога, но и ведущий участник разработки такого важного продукта как JODI (Совместная инициатива организаций по данным), а также источник генерации всеобъемлющих рекомендаций.

Участники МГЭ полагают, что стартовым сигналом должно стать принятие соответствующего решения саммитом глав Группы двадцати в Брисбене (Австралия). Можно предложить следующий проект такого решения:

Проект формулировок для финального документа саммита глав стран G20

«Для выхода из тупика, возникшего как следствие разрозненных, несистемных и низкотехнологичных усилий в области прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства, и для повышения доверия к отчетности о ценах нефти мы просим:

- Международное энергетическое агентство (МЭА), Международный энергетический форум (МЭФ) и Организацию стран-экспортеров нефти (ОПЕК) обеспечить создание и поддержание Единой международной системы оценки и прогнозирования глобального топливно-энергетического хозяйства (ЕМС), а также разработать Концепцию количественной оценки энергетической безопасности;
 - Международную организацию комиссий по ценным бумагам, в сотрудничестве с МЭА, МЭФ и ОПЕК, разработать и поддерживать новую прозрачную функционирующую Всемирную службу ценовой информации в качестве модуля ЕМС;
 - МЭА, МЭФ и ОПЕК ввести в действие Международную аналитическую интернет-платформу по энергетике и экологии, в том числе на базе таких журналов как «Экологический вестник России» и «Neftegaz.Ru».
- С этой целью в ближайшее время провести международную встречу экспертов для выработки

плана действий, включив в него рассмотрение мер по контролю над агентствами ценовой информации и созыва международной конференции по введению установленной мировой цены нефти, а также по созданию Аналитической платформы по энергетике и экологии.»

Последние саммиты глав стран Группы двадцати ослабили надежды на то, что они способны эффективно обеспечить целостное и полномасштабное решение глобальной энергетической проблемы. Налицо отсутствие системности, в том числе в принятой ими ставке на мелкотемье и точечность намеченных новых проектов по вопросам энергетики, а также в игнорировании необходимости постановки на высокий уровень отчетности.

Несмотря на это, трудно найти другой плацдарм высокого уровня, который был бы в состоянии положить начало инициативам предлагаемого масштаба. Например, Группа двадцати ранее дала ход или поддержала около тридцати профильных проектов по энергетике, благодаря чему наметился определенный сдвиг к лучшему, хотя одни поручения G20 носят чрезмерно общий характер, другие выполняются лишь частично, а третьи не выполняются вообще. При соответствующем реформировании сложившегося подхода можно добиться достижения требуемых целей в положительном изменении глобальной ситуации. Потребности в необходимых для этого затратах будут несопоставимо меньше по сравнению с 6 млрд долларов, которые были потрачены на сопровождение G20 за истекшие годы.

Для обсуждения практических аспектов выполнения соответствующего комплекса работ желательно провести под эгидой G20 до его саммита рабочую встречу профессионалов. Текущее осложнение международной обстановки не должно стать препятствием.

Вслед за странами G20 к поддержке работ, в том числе по финансированию, в рамках предложенных инициатив могут примкнуть другие заинтересованные страны, а также бизнес-структуры и прочие специализированные международные организации.

а также бизнес-структуры и прочие специализированные международные организации.

Весьма близко к специфике предложенных направлений намерение президента России В.В. Путина, высказанное им еще на Петербургском международном экономическом форуме в июне 2013 г., – предложить партнерам по G20 «подумать, как организовать» координирующий орган (совет или форум) по энергетике «потребителей, производителей, операторов инфраструктуры, регуляторов на мировой площадке». Несмотря на то, что данное предложение пока повисло в воздухе, оно представляется важным в плане введения деятельности G20 в конструктивное русло. В данной связи требуется, конечно, поработать и в том числе раскрыть задачи указанного координирующего органа. Даже если он будет создан, скорее всего, важную роль МЭФ следует сохранить.

Перспективы реализации инициатив МГЭ

Свои предложения по рассмотренным инициативам с обоснованиями МГЭ в течение многих лет направляла в соответствующие инстанции, излагала на ряде форумов, а также в публикациях.

На данный момент удалось добиться поддержки подхода МГЭ в таких организациях как Торгово-промышленная палата Российской Федерации. В результате вопрос о российской системе включен в проект Энергостратегии-2035, но, как указано выше, трактовка этого вопроса требует существенного изменения.

Презентации МГЭ на профильных международных симпозиумах пока не вызвали адекватной реакции, но это обстоятельство не должно вызывать особого беспокойства в связи с тем, что характерной особенностью мирового экспертного сообщества подчас является игнорирование чужих точек зрения.

Главное – продолжить усилия по убеждению в необходимости реализации изложенных инициатив, в том числе путем принятия соответствующего решения на предстоящем саммите глав стран Группы двадцати. ●

ТЕНДЕРНЫЙ КОНСАЛТИНГ

Поможем выиграть в государственном тендере (по ФЗ №94)

- Аккредитация на торговых площадках
- Подбор тендеров по заданным параметрам
- Юридический анализ тендерной документации
- Подготовка тендерной заявки
- Оформление банковских гарантий
- Юридическое сопровождение заключения и исполнения государственного контракта
- Оспаривание решений ФАС о внесении в «черный список»

Более 30 специалистов,
которые очень любят
выигрывать тендеры!

Юридическая компания «ПРИОРИТЕТ»

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)



ПРИОРИТЕТ

юридическая компания

БЕЗОПАСНОСТЬ ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ

ПРОФИЛАКТИКА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



Владимир Башкин,
Главный научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
и ИФХИБП РАН,
Д.б.н.

Экологические риски в газовой промышленности проявляются в виде аварийных выбросов и утечек природного газа и попадания продуктов его горения в воздушную среду, оказывающих негативное воздействие на человека. Какие имеются гигиенические нормативы, позволяющие контролировать загрязнение воздушной среды данными веществами? Какие существуют меры по профилактике экологических рисков в газовой промышленности, обеспечивающие безопасность воздушной среды?

Проявление экологических рисков в газовой промышленности в виде аварийных выбросов и утечек природного газа в воздушную среду возможно при следующих обстоятельствах: в процессе бурения и/или эксплуатации газовых скважин; при отклонениях в ходе технологических процессов подготовки газа к дальнейшей транспортировке; нарушении правил технической эксплуатации газопроводов; механических повреждениях, дефектах и коррозии трубы и газового оборудования; браке строительно-монтажных работ и т.д. Другое проявление экологических рисков в газовой промышленности связано с попаданием в воздушную среду продуктов горения природного газа в виде оксидов углерода (оксид и диоксид углерода), оксидов азота (оксид и диоксид азота), диоксида серы и бенз(а)пирена, что происходит при функционировании газофакельных установок, компрессорных станций, а также при производстве комплекса работ, связанных с обустройством и эксплуатацией месторождений природного газа [Андреев и др., 2011].

Насколько опасно воздействие природного газа и продуктов его горения на человека? Какие имеются гигиенические нормативы, позволяющие контролировать загрязнение воздушной среды данными веществами?



Рауф Галиулин,
Ведущий научный сотрудник
ИФПБ РАН,
Д.г.н.



Роза Галиулина,
Научный сотрудник
ИФПБ РАН

Риск воздействия природного газа и продуктов его горения на человека

Риск воздействия природного газа и продуктов его горения на человека определяется следующими факторами: концентрацией данных веществ в воздушной среде рабочей зоны, то есть пространства высотой до 2 м над уровнем пола или площадки, на которой находятся места постоянного или временного пребывания работающих; концентрацией данных веществ в воздушной среде населенных мест, где расположены объекты газовой промышленности; метеорологическими условиями во время аварийного выброса, утечки или горения природного газа в населенных местах; рельефом местности. Так, в частности, значительному накоплению газа в воздушной среде, происходящему в результате аварии на скважине, прорыва газопровода или разгерметизации технологического оборудования может способствовать штилевая погода и низинная часть местности [Андреев и др., 2011].

Между тем токсическое действие основного компонента природного

газа – метана (70–99% по объему) в обычных условиях определяется, главным образом, недостатком кислорода. Так, накопление метана в воздухе до 25–30%, соответствующее снижению в нем содержания кислорода с 21 до 15–16% сопровождается отчетливыми признаками кислородного голодания: учащением пульса, увеличением объема дыхания, ослаблением внимания, нарушением координации движений. Острая интоксикация метаном, как результат однократного или кратковременного воздействия вещества, вызывает головную боль, головокружение, тошноту, рвоту, общую слабость и боли в области сердца. Что касается других компонентов природного газа, то этан способен вызывать состояние торможения центральной нервной системы, а интоксикация пропаном и бутаном приводит к летальному исходу, вследствие сердечных нарушений и отека легких.

Такой компонент природного газа как сероводород, находящийся в сероводородсодержащем природном газе (1,6–26,3% по объему), в отличие от других

рассматриваемых здесь веществ, представляет собой газ с характерным запахом тухлых яиц [Боев, Сетко, 2001]. Порог обонятельного ощущения сероводорода находится в пределах 0,012–0,03 мг/м³, осязаемый запах – 1,4–2,3 мг/м³, значительный запах – при 4 мг/м³, тошнотворный – в пределах 7–11 мг/м³. При концентрации 225 мг/м³ наступает паралич обонятельного центра, а в пределах – 150–1500 мг/м³ наблюдается раздражение слизистых оболочек зева, металлический вкус во рту, усталость, головная боль и тошнота. При концентрации 1500 мг/м³ и выше может наступить почти мгновенная смерть из-за паралича дыхательного центра.

Из числа продуктов горения природного газа оксид углерода способен оказывать непосредственное токсическое действие на клетки, нарушая тканевое дыхание и уменьшая потребление тканями кислорода, в результате соединения оксида углерода с гемоглобином. Легкая интоксикация протекает без потери сознания или с кратковременным

обмороком и может сопровождаться сонливостью, тошнотой и иногда рвотой. Интоксикация средней тяжести характеризуются более или менее длительной потерей сознания, а после выхода из этого состояния сохраняется общая слабость, а также могут быть провалы памяти, двигательные расстройства и судороги. При тяжелой интоксикации потеря сознания длится более 2 ч с развитием судорог и другими симптомами. У лиц в коматозном состоянии или умирающих от острой интоксикации в крови обычно не менее 50% соединенного с гемоглобином оксида углерода, хотя встречаются случаи гибели людей при меньшем его содержании. При хронической интоксикации оксидом углерода, как результатом длительного воздействия вещества, основными жалобами являются физическая и психическая астения (слабость), головная боль и головокружение.

Вдыхание воздуха с содержанием 0,25–1,0% другого продукта горения природного газа – диоксида углерода, газообразного вещества с кисловатым вкусом и запахом, сопровождается изменением нормальной функции дыхания и кровообращения, 2,5–5,0% диоксида углерода вызывает головную боль, раздражение верхних дыхательных путей, учащение сердцебиения и другие симптомы. При 7% диоксида углерода и выше появляются потливость и шум в ушах, возможны рвота, нарушение зрения и др. Концентрации в 10% диоксида углерода люди выдерживают не более 0,5 мин. При 20% диоксида углерода наступает смерть от остановки дыхания через несколько секунд, и обычно без судорог.

Из оксидов азота, как продуктов горения природного газа, диоксид азота представляет собой газ бурого-красного цвета со специфическим запахом. При контакте оксидов азота с поверхностью легких образуются азотистая и азотная кислоты, поражающие легочную ткань, что приводит к отеку легких и сложным рефлекторным расстройствам. При интоксикации оксидами азота в крови образуются нитриты и нитраты, которые действуя непосредственно на артерии, вызывают расширение сосудов, снижение кровяного давления и кислородную недостаточность. При концентрации оксидов азота в воздухе в 120 мг/м³ (в пересчете на диоксид азота)

появляется раздражение в зеве, при 200 мг/м³ – кашель. Опасными при кратковременном воздействии считаются 200–300 мг/м³, при многочасовом воздействии переносимы концентрации не выше 70 мг/м³.

Диоксид серы, газообразное вещество с резким удушливым запахом, обладает раздражающим действием, которое проявляется в преимущественном поражении бронхо-легочного аппарата, как при острой, так и хронической интоксикации. При легкой интоксикации диоксидом серы (0,001% по объему) появляется раздражение преимущественно верхних дыхательных путей и глаз с возникновением першения и чувства сухости в горле, кашля, слезотечением и другими симптомами. При интоксикации средней тяжести наблюдаются общая слабость, головокружение, головная боль, сухой кашель, жжение и боль в горле и т.д. При тяжелой интоксикации, связанной с воздействием больших концентраций диоксида серы (0,04–0,05% по объему) наступает удушье в течение нескольких минут. Считается, что диоксид серы вызывает в легочной ткани предопухольные изменения, создавая тем самым условия для проявления канцерогенного эффекта такого вещества как бенз(а)пирен.

Последний, как продукт горения природного газа, в парообразном и сорбированном на частицах сажи и пыли состоянии попадает в воздушную среду и обнаруживается в достаточно высоких концентрациях на больших расстояниях (5–10 км) от источника загрязнения [Лебедева, 2010]. Бенз(а)пирен является наиболее типичным канцерогенным веществом и может поступать в организм человека различными путями, в том числе через органы дыхания, вызывая необратимые изменения в живой клетке вплоть до образования злокачественных опухолей. Так, согласно [Галышева, 1999], уровни онкологических заболеваний и смертности населения, проживающего вблизи предприятий с источниками выбросов бенз(а)пирена в г. Челябинск, были взаимосвязаны между собой и в 3,6–4,2 раза превосходили аналогичные уровни в других районах города. Исследования [Мун и др., 2006],

проведенные в г. Кемерово, выявили прямую сильную корреляционную зависимость ($r = 0,87–0,89$) между годовой среднесуточной концентрацией бенз(а)пирена в воздушной среде и стандартизированным показателем заболеваемости раком легкого у людей. При этом промежуток времени между измеряемой годовой концентрацией бенз(а)пирена в воздушной среде и регистрируемым показателем заболеваемости раком легких был в пределах 7–9 лет.

Между тем контроль содержания природного газа и продуктов его горения в воздухе рабочей зоны и населенных мест можно осуществлять по гигиеническим нормативам в виде предельно допустимых концентраций (ПДК) данных веществ (табл. 1) [Андреев и др., 2011].

В частности, под ПДК вещества в воздухе рабочей зоны подразумевается та концентрация, которая в течение всего рабочего стажа не должна вызвать заболевания или отклонения в состоянии здоровья. ПДК вещества

максимально разовая – это та концентрация в воздухе населенных мест, которая при вдыхании в течение 30 мин не должна вызывать рефлекторных реакций в организме человека. И, наконец, ПДК вещества среднесуточная – это та концентрация в воздухе также населенных мест, которая не должна оказывать на человека негативного воздействия при неопределенном долгом (годы) вдыхании.

Итак, природный газ и продукты его горения, загрязняющие воздушную среду представляют собой чрезвычайно опасные для человека вещества, приводящие при тяжелых интоксикациях к летальному исходу, а при хронических интоксикациях к возникновению злокачественных опухолей. Важным средством контроля загрязнения воздуха данными веществами, как в рабочей зоне, так и в населенных местах являются их ПДК.

Какие существуют меры по профилактике экологических рисков в газовой промышленности, обеспечивающие безопасность воздушной среды?

ТАБЛИЦА 1. Предельно допустимые концентрации (ПДК) веществ в воздухе

Вещество	ПДК	Значение, мг/м ³ , *мкг/м ³
Природный газ	В рабочей зоне, для алканов (метан-декан) в пересчете на углерод	300
	Максимальная разовая, то же	100
	Среднесуточная (по пентану), - « -	25
	Максимальная разовая (для бутана)	200
Сероводород	В рабочей зоне	10
	Там же, в смеси с углеводородами (метан-пентан)	3
	Максимальная разовая	0,008
	В рабочей зоне, в течение рабочего дня	20
Оксид углерода	Там же, в течение 60 мин	50
	- « - , в течение 30 мин	100
	- « - , в течение 15 мин	200
	Максимальная разовая	5
Оксиды азота	Среднесуточная	3
	В рабочей зоне, для смесей оксидов азота	5
	Максимальная разовая, для оксида азота	0,4
	Среднесуточная, для оксида азота	0,06
	В рабочей зоне, для диоксида азота	2
Диоксид серы	Максимальная разовая, для диоксида азота	0,085
	Среднесуточная, для диоксида азота	0,04
	В рабочей зоне	10
Бенз(а)пирен	Максимальная разовая	0,5
	Среднесуточная	0,05
Бенз(а)пирен	В рабочей зоне	0,15*
	Среднесуточная	0,001*

Профилактика экологических рисков в газовой промышленности

Суть профилактики экологических рисков в газовой промышленности заключается в принятии мер технологического и мониторингового характера, обеспечивающих безопасность воздушной среды. Так, к числу основных мер технологического характера, способствующих сокращению аварийных выбросов и утечек природного газа и попадания продуктов его горения в воздушную среду относятся: использование попутного газа, газа выветривания и факельных газов; монтаж устьевых измерительных комплексов, позволяющих проводить исследования скважин без выпуска газа в воздушную среду; осуществление транспортировки низконапорного газа; применение современных методов ремонта и обслуживания газопроводов; внутритрубная диагностика; очистка газопроводов; внедрение комплексов для исследования скважин без выпуска газа в воздушную среду и сокращение числа продувок за счет оптимизации режима отбора газа при его подземном хранении; освоение скважин в низконапорные сети; распределение газа с применением инертных газов при продувке газопроводов и технологий ремонта без остановки перекачки; проведение ревизии регуляторов газораспределительного пункта, а в случае необходимости их замена; диагностика и санация трубопроводов и т.д. [Самсонов и др., 2007].

Проблема снижения попадания продуктов горения природного газа в воздушную среду особенно актуальна для севера Западной Сибири, поскольку именно на этот регион сегодня приходится основной объем добычи и транспортировки газа в стране [Газаров и др., 2009]. При этом следует отметить, что уровень концентрации, в частности, оксидов азота в отходящих газах газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций весьма высок и не удовлетворяет требованиям современных европейских стандартов. Это обстоятельство приводит к тому, что в ряде районов эксплуатации компрессорных станций загрязнение воздушной среды оксидами азота значительно превышает их ПДК

на расстоянии до 0,5–1,5 км от источника попадания веществ. Между тем данная проблема может быть решена каталитическим безреагентным методом снижения попадания оксидов азота с отходящими газами, то есть без использования дополнительных реагентов-восстановителей (аммиак, природный газ и др.). Основу этого метода составляет металлоблочный гетерополикислотный катализатор с носителями, покрытыми защитным оксидным слоем и слоем активных компонентов в виде гетерополикомплексов. Результаты ресурсных испытаний данного катализатора продемонстрировали эффективность его работу в условиях большого избытка кислорода (до 18% по объему).

Одним из способов, продлевающих срок эксплуатации газопроводов, а, следовательно, уменьшающих вероятность возникновения аварийных выбросов и утечек природного газа в воздушную среду, является внутреннее гладкостное покрытие труб эпоксидными лакокрасочными материалами [Сулейманов, 2010]. Выделяют следующие основные технологические и эксплуатационные преимущества при использовании такого покрытия труб: улучшение гидравлических характеристик потока газа посредством уменьшения его турбулизации в пристенной зоне; повышение производительности газопроводов; снижение энергетических расходов на перекачку газа и уменьшение потерь рабочего давления; повышение надежности газопроводов посредством уменьшения давления при той же производительности; облегчение инспекций газопроводов; предотвращение образования коррозии в процессе хранения труб и сооружения газопроводов; облегчение очистки газопроводов после гидростатических испытаний и ускоренная осушка; уменьшение затрудняющих перекачку газа отложений водного и углеводородного конденсата на внутренней поверхности труб за счет снижения адгезии; сохранение чистоты газа и снижение забивки и повреждений фильтров, измерительных приборов, запорных и регулирующих устройств; предотвращение ухудшения поверхности труб.

При этом достоинства газопроводов из труб с гладкостным покрытием особенно проявляются при большой

их протяженности и высоком рабочем давлении порядка 9,8–25,0 МПа.

Что касается мер мониторингового характера, то одним из эффективных способов профилактики аварийных выбросов и утечек природного газа является постоянное воздушное наблюдение с помощью вертолетов за техническим состоянием магистральных газопроводов и газопроводов-отводов с применением лазерных и тепловизионно-телевизионных диагностических систем, позволяющих выявить, в частности, дефекты на ранней стадии их проявления [Салюков, Глуховцев, 2010]. За сравнительно короткое время можно обследовать сотни и тысячи километров газопроводов без изменения технологического режима работы газотранспортной системы. Информация об обнаруженных аварийных выбросах и утечках газа незамедлительно доводится до линейно-эксплуатационных служб с предоставлением перечня и описания выявленных дефектов, их спутниковых и линейных координат, характеристики каждого дефекта в соответствии с его типом и т.д.

Итак, профилактика экологических рисков в газовой промышленности заключается в осуществлении мер технологического характера, связанных с сокращением аварийных выбросов и утечек природного газа и попадания продуктов его горения в воздушную среду и продлением срока эксплуатации газопроводов, а также мер мониторингового характера, связанных с воздушным наблюдением за техническим состоянием газопроводов.

Таким образом, экологические риски в газовой промышленности проявляются в виде аварийных выбросов и утечек природного газа и попадания продуктов его горения в воздушную среду, оказывающих негативное воздействие на человека. Важным средством контроля загрязнения воздушной среды данными веществами, как в рабочей зоне, так и в населенных местах являются их ПДК. Профилактика экологических рисков в газовой промышленности заключается в осуществлении мер, как технологического, так и мониторингового характера, обеспечивающих безопасность воздушной среды. ●

РОССИЯ ПРОДЕРЖИТСЯ ДОЛЬШЕ ЗАПАДА

DIE WELT

Михаэль Гасманн

Не все европейцы уверены в том, что Россия не прекратит поставки газа в Европу в ответ на новые экономические санкции. Так, О. Кришер заявил, что «вполне может представить себе такой вариант развития событий в случае, если в отношении России будут введены жесткие экономические санкции». «Такая возможность существенно ограничивает свободу действий Германии».



И словно в подтверждение этих слов Россия заявила об увеличении цены на газ для европейских потребителей в ответ на санкции Евросоюза. Россия является самым крупным поставщиком нефти и угля в Германию: ее доля на немецком нефтяном и угольном рынках составляет около 35% и 30%. Эти ресурсы достаточно просто приобрести у других поставщиков, так как их можно перевозить морским путем. Однако поставки газа в Германию осуществляются по газопроводам, начало которых находится на газовых месторождениях в Сибири. В среднем «Газпром» поставляет в ФРГ 38% потребляемого ею «голубого» топлива.

Прекращение поставок российского газа будет означать прекращение оплаты и считается маловероятным, поскольку Россия потеряет свой самый важный источник дохода.

«Зависимость взаимна, – признает аналитик Центра европейских стратегий безопасности Франк Умбах. – Однако мои российские коллеги говорят мне, что Россия без каких-либо проблем продержится год без иностранных кредитов и высоких технологий, а вот Германия не сможет продержаться без российского газа и 30 дней». Конечно, ситуация не столь

серьезна: по данным объединения европейских операторов газотранспортных систем Gas Infrastructure Europe (GIE), десятки немецких газохранилищ заполнены на 81,75% – но даже при самом оптимально использовании максимально загруженных хранилищ газа в Германии хватит всего на 90 дней.

РОССИЙСКИЙ КРИЗИС УЖЕ НАНОСИТ УРОН ЗАПАДНЫМ КОМПАНИЯМ

FT
FINANCIAL
TIMESЭлис Росс, Крис Брайант,
Камилла Холл

Компании всей еврозоны высказали предупреждения о том, что кризис в России и на Украине уже наносит урон бизнесу, на фоне того как импульс от введенных против Москвы жестких санкций достиг залов заседаний советов директоров в Европе.

Total заявила в среду о том, что она прекратила приобретение акций «Новатэк» в тот день, когда на Украине был сбит борт МН-17.

Это затронуло и американские компании. «На прошлой неделе Visa снизила прогнозы своих продаж в четвертом квартале, отчасти из-за более низких, чем ожидалось, международных операций в России и на Украине».

ЕхонMobil, разрабатывающий крупный объект инфраструктуры экспорта сжиженного природного газа на Сахалине, заявил, что ожидает дальнейших подробностей, чтобы получить представление о воздействии санкций, отчасти



направленных на то, чтобы предотвратить обеспечение новыми технологиями российской нефтяной и газовой промышленности, сообщает издание.

БРИТАНСКИЕ ПОТРЕБИТЕЛИ ЭНЕРГИИ ПОДДЕРЖИВАЮТ «УГОЛЬНЫХ ОЛИГАРХОВ» НА 1 МЛРД ФУНТОВ В ГОД

THE TIMES

Лора Пайтел

Исследование Greenpeace обнажило, насколько Великобритания зависит от угольных компаний, которые связаны с российским государством. 36% электроэнергии в Великобритании вырабатывается на угле, в 2013 году из России поступил 41% импортного угля, а в первом квартале 2014-го – 51%.

Среди бенефициаров торговли углем есть несколько российских энергетических компаний, основные акционеры которых имеют связи с президентом Путиным и премьером Медведевым.



Председатель «Кузбассразрезугля» в апреле получил премию за содействие Олимпиаде в Сочи. «Строительная компания УГМК Андрея Бокарева построила стадион для хоккея на льду – одного из видов спорта, которые любит российский президент – и пообещала Путину, что подарит его государству. Бокарев имеет отношение к трем компаниям, которые подверглись санкциям США.

Угледобывающую компанию «СДС» «возглавляют два человека, имеющие тесные связи с «Единой Россией», партией президента Путина.

«Сжигая российский уголь, мы снижаем качество нашего воздуха и создаем риск для климата, одновременно финансируя путинских миллиардеров-олигархов», – сказал Лоренс Картер, отвечающий в Greenpeace за энергетические кампании. ●

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

США, Азербайджан и Казахстан не хотят строить трубу через территорию России

Казахстан завершает экспертную работу над проектом «О содействии и поддержке транспортировки нефти через Каспийское море для транзита через территорию Азербайджана».

Нефтепровод Баку–Тбилиси–Джейхан является альтернативным маршрутом транспортировки каспийской нефти, минуя территорию России. Как утверждает азербайджанская сторона, нефтепровод может быть построен уже к концу 2004 года. В рамках проекта выполнено порядка 65% строительных работ. Нефтепровод Баку–Тбилиси–Джейхан получает активную поддержку госдепартамента США.



• Комментарий Neftegaz.RU

Со 2 июня 2006 г. и до настоящего времени с нефтяного терминала Джейхан было отгружено 2 млрд барр нефти. Нефть поставляется в порт Джейхан по МНП Баку–Тбилиси–Джейхан. Общая протяженность нефтепровода БТД составляет 1768 км, из которых 443 км пролегают по территории Азербайджана, 249 км – Грузии, 1076 км – Турции. По МНП БТД перекачивается нефть с блока нефтяных месторождений Азери-Чираг-Гюнешли и конденсат с ГКМ Шах-Дениз.

После подписания в июле 2010 г. нового соглашения по трубопроводу транспортируется и туркменская нефть. Мощность МНП БТД составляет 1,2 млн барр/сут.

Время дешевой нефти прошло

Мировое потребление нефти-сырца в 2004 г. составило 81,4 млн барр в день. В будущем году потребление «черного золота» достигнет 83,2 млн барр.

В конце прошлой недели нефть снова стоила более 40 долл за баррель.

На рынок продолжают влиять в частности геополитическая обстановка, включая нестабильность в Ираке.



По мнению министра энергетики Индонезии П. Юсгиантора, время дешевой нефти уже прошло. В то же время он не согласен с предположениями о том, что эпоха нефти кончается. «Я вообще в апокалиптические сценарии не верю. Мальтус говорил: людей становится все больше, потребление растет, а удовлетворить его невозможно, надвигается катастрофа. А что мы видим сегодня? Вы выжили, я выжил, все выжили. Почему? Благодаря технологиям. С технологиями можно добывать нефть там, где это казалось невозможным».

• Комментарий Neftegaz.RU

Мировое потребление нефти в 2014 г. увеличится на 1,3% до 91,59 млн барр в день. В 2015 г. потребление нефти в развивающихся странах должно вырасти на 3% до 47 млн барр в день. На рынок по-прежнему продолжает влиять политическая ситуация, но теперь уже не на Украине и цена нефти колеблется вокруг цифр в 105,50 долл. Многие за 10 лет изменилось и в технологиях. Стали развивать добычу на Арктическом шельфе, добывать нефть близлежащих коллекторов зарезкой бокового ствола, появились новые методы увеличения нефтеотдачи.

Нужды геологоразведки

Чтобы защитить стратегические интересы страны и не допустить снижения поступлений от добычи полезных ископаемых в государственный бюджет, необходимо ежегодно тратить на геологоразведочные работы не менее 4 млрд долл.

Сейчас на исследование всего российского шельфа Арктики выделяется менее 1 млрд руб. Для обеспечения в РФ прироста запасов, необходимо уже сегодня активно заняться работой по обеспечению прироста запасов, наиболее перспективным направлением является шельф Северного Ледовитого океана.

Ю.Трутнев указал на необходимость разработки новых нефтегазовых провинций на Баренцевом, Охотском и Каспийском морях.

• Комментарий Neftegaz.RU

На проведение геологоразведки в России в 2013 г. было выделено около 16 млрд. руб. бюджетных средств.

В 2013 г. прирост запасов нефти составил 700 млн т, природного газа 1 трлн м³, угля 753,8 млн т, урана 24 тыс. т. Сегодня Лукойл ведет добычу на шельфе Каспийского моря. Летом 2014 г. Statoil пробурил 3 разведочные скважины в районе



Хуп в Баренцевом море. На шельфе Охотского моря Газпром строит 2 разведочные скважины на Южно-Кириинском месторождении.

ППБУ «Северное сияние» ведет там бурение скважины №5, а ППБУ «Doo Sung» – скважины №6. В июле 2014 г. Роснефть завершила ввод в эксплуатацию ледостойкой морской буровой платформы «Беркут» для работы на шельфовом проекте Сахалин -1. ●



Г. Шумоветский



D. Benschop



И. Павлов



А. Зайончек



Менеджеры
компании WEG



М. Терентьев



А. Резниченко



N. Erel



М. Краснов, P. Maitiozzi



В. Субботина



А. Ляпин



Участники выставки
Нефтегаз 2014



Г. Налимов



Д. Карасов



O. Appert, S. Muraki, T. Mitrova



В. Тургенева



Участники выставки
Нефтегаз 2014



А. Перехода



Ю. Табарина,
И. Чулахин



С. Смирницкий



M. Meyer



Д. Макаров



M. Martin,
B. Jaensch



Н. Хан

ТАМПОНАЖНЫЙ ГИПС ЗАО «САМАРСКИЙ ГИПСОВЫЙ КОМБИНАТ»

3. Сырье и материалы в НГК

3.2 Материалы для цементирования скважин

3.2.2 Тампонажные композиции

Тампонажный гипс ЗАО «СГК»

Тампонажный гипс ЗАО «СГК» применяется в качестве одного из основных компонентов для изготовления тампонажных смесей:

1. Гипсоцементные смеси для крепления скважин в условиях многолетнемерзлых пород (ММП);
2. Быстротвердеющие тампонажные смеси для ликвидации зон повышенных поглощений (ЗПП);

В тампонажных растворах для ЗПП:

- создание быстротвердеющих седиментационно устойчивых тампонажных растворов;
- сокращение времени на ликвидацию поглощений.

В тампонажных растворах для ММП:

- регулирование сроков схватывания тампонажной смеси в диапазоне температур от -9 до +25°C;
- отсутствие усадки при твердении;
- повышение показателя сцепления с обсадными трубами;
- обеспечение первичной начальной прочности тампонажного камня;
- однородность тампонажного раствора с заданными реологическими характеристиками за счет отсутствия седиментации;
- экологичность продукта. ●



ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ
В/Г (Нормальная густота), %	37-40
Начало схватывания, мин.	Не ранее 10,0
Конец схватывания, мин.	Не позднее 20,0
Прочность на изгиб через 2 часа, МПа	Не менее 6,0
Прочность на сжатие через 2 часа, МПа	Не менее 16,0
Объемное расширение, %	Не менее 0,3
Остаток на сите 0,2 мм, %	Не более 1,0

Упаковка: мешки «биг-беги» от 30 до 1200 кг.

БУРОВОЙ ГИПС ЗАО «САМАРСКИЙ ГИПСОВЫЙ КОМБИНАТ»

3. Сырье и материалы в НГК

3.2 Материалы для цементирования скважин

3.2.2 Тампонажные композиции

Буровой гипс ЗАО «СГК»

Буровой гипс ЗАО «СГК» применяется в качестве одного из основных компонентов в гипсовых ингибирующих буровых растворах:

1. Бурение в пластичных глинах;
2. Укрепление стенок скважины – предотвращение обвалов и осыпей;
3. Снижение загрязненности породой бурового раствора. ●

Таблица Показателей

ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ
В/Г (Нормальная густота), %	60-65
Начало схватывания, мин	Не ранее 8,0
Конец схватывания, мин	Не позднее 16,0
Прочность на изгиб через 2 часа, МПа	Не менее 2,5
Прочность на сжатие через 2 часа, МПа	Не менее 5,0
Объемное расширение %	Не более 0,2
Остаток на сите 0,2мм, %	Не более 14,0
Растворимость, мг/л	Не менее 1500

Упаковка: мешки «биг-беги» от 30 до 1200 кг.

МЕХАНИЗМЫ НАПРАВЛЯЮЩИЕ ТИПА МНУ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

Предназначены для обеспечения движения хвостовика в искривленных участках скважины при спуске ИПТ с возможностью упора на забой скважины.

наконечника от центральной оси (не менее 15°);

- полусферическая форма наконечника.

Принцип действия

Пространственно-подвижное сочленение опорного наконечника обеспечивает движение по заданной траектории. ●

Конструктивные особенности:

- достаточно большой угол отклонения опорного

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

ПОКАЗАТЕЛИ	МНУ-65	МНУ-80	МНУ-95
Наружный диаметр, мм	65	80	96
Длина, мм	610	750	750
Масса, кг	13	38	45
Присоединительная резьба, ГОСТ 28487	3 - 50	3 - 62	3 - 76



СТОЛ ОБСАДНОЙ ГИДРОПРИВОДНОЙ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1 Буровое оборудование и инструмент



Буровые установки серии УГБ-001 комплектуются гидроприводным обсадным столом, который предназначен для осаживания, фиксации и извлечения обсадных колонн при сооружении, ремонте и ликвидации скважин различного назначения глубиной до 200 метров.

Применение гидроприводного обсадного стола обеспечивает безопасную работу во время спуска и извлечения обсадных труб из скважины, позволяет осуществлять бурение скважин с опережающей/одновременной обсадкой ствола скважины в сложных геологических условиях.

Наличие обсадного стола на буровой установке УГБ-001 позволяет облегчить тяжелый физический труд помощника буровика. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Ход подачи захвата гидравлического, мм	400
Усилие тяговое (вверх), развиваемое гидроцилиндрами, кгс:	
• номинальное	12000
• максимальное	18000
Усилие вдавливания (вниз), развиваемое гидроцилиндрами, кгс	6000
Вес колонны извлекаемых/удерживаемых обсадных труб, макс. кг.	18000
Проходной диаметр захвата гидравлического и механизма клинового захвата, макс., мм	340
Диаметр обсадных труб, мм	127, 146, 168, 219, 245, 273, 299



«*Серьезные люди не должны принимать серьезные решения под давлением»*

И. Сечин



«*Мы можем помочь Украине стать менее зависимой от России. В 2014 г мы делали реверсные поставки газа Украине из Польши и Германии»*

Г. Эттингер



«*И по ночам с ними всяческие бумажки также подписывать никто не будет – потом эти бумажки могут миллиардами долларов «вылезти»*

А. Яценюк



«*Киев отказывается платить по долгам. Как в народе говорят, это просто ни в какие ворота не лезет»*

В. Путин



«*Позиция украинской стороны – откровенный шантаж»*

А. Миллер

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЭЛЕКТРОННЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЖУРНАЛ



NuGenesis ELN – это аналитический электронный лабораторный журнал, который дает возможность химическим лабораториям документировать результаты наблюдений, контролировать процедуры, обмениваться данными с другими программными решениями, легко как находить результаты, так и обеспечивать их взаимодействие в рамках любых аналитических анализов, с решением для управления документацией и рабочими процессами, которое позволяет лаборантам-химикам работать с применением стандартных рабочих процедур (SOP, ГОСТ, НД и т.д.) и управлять обменом информацией между любыми информационными системами обработки данных.

Представительство фирмы Waters в РФ:
117997, Москва, ул.Миклухо-Маклая 16/10
Тел./факс (495) 727 44 90
e-mail:waters@co.ru

Waters
THE SCIENCE OF WHAT'S POSSIBLE.™



ENTRA

ПРОИЗВОДСТВО КОРПОРАТИВНОЙ ОДЕЖДЫ
www.entrastudio.com

**РАЗРАБОТКА
КОРПОРАТИВНОГО
СТИЛЯ В ОДЕЖДЕ
ДЛЯ ВАШЕЙ КОМПАНИИ**

**ПРОИЗВОДСТВО
КОРПОРАТИВНОЙ ОДЕЖДЫ
ПРЕМИУМ КАЧЕСТВА
С ЛОГОТИПОМ
ВАШЕЙ КОМПАНИИ**

mk@entrastudio.com
+7 (495) 589-2777

